

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 08 » _____ октября 2024 г. № 2353

Сведения
об утвержденном(ых) типе(ах) средства(в) 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.	Индикаторы часового типа ЧИЗ	Обозначение отсутствует	С	93411-24	мод. ИЧ зав. №№ 97905, 83131, AC 15831, CD 83325, JC 54861, мод. ИЧЦ зав. №№ 7B0348, 2G3164, 17D 0806, N68413, M31826	ISQ MACHINERY (QINGDAO) LTD, KHP	ISQ MACHINERY (QINGDAO) LTD, KHP	ОС	МП-7.010-2024 «ГСИ. Индикаторы часового типа ЧИЗ. Методика поверки»	1 год	Акционерное общество Торговый дом «Челябинский инструментальный завод» (АО ТД «ЧИЗ»), г. Москва	ООО РМЦ «Калиброн», г. Москва	16.07.2024
2.	Дозаторы пипеточные	Stegler	С	93412-24	MVA-8-30-300, зав. № MVA083002305001, MVA-8-5-50, зав. № MVA080502305001, MVA-12-10-100, зав. № MVA121002305001, SVA-1-100-1000, зав. № SVA01M2305001, SV-1-100-1000, зав.	TOPSCIEN INSTRUMENT (NINGBO CHINA) CO., LTD, Китай	TOPSCIEN INSTRUMENT (NINGBO CHINA) CO., LTD, Китай	ОС	МП 2301-0212-2024 «ГСИ. Дозаторы пипеточные Stegler. Методика поверки»	1 год	Общество с ограниченной ответственностью «НВ-ЛАБ» (ООО «НВ-ЛАБ»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт-Петербург	20.06.2024

					№ SV01M2305001, SVA-1-0,1-1, зав. № SVA0012305001, SVA-1-0,5-10, зав. № SVA0102305001, SFA-1-5, зав. № SFA0052305001, SFA-1-50, зав. № SFA0502305001, SFA-1-500, зав. № SFA5002305001, SVA-1-20-200, зав. № SVA2002305001, SVA-1-0,5-10, зав. № SVA0102305002, SVA-1-500-5000, зав. № SVA05M2305001, SVA-1-500-5000, зав. № SVA05M2305002								
3.	Трансформаторы тока	ТВ 110-ПУ2	Е	93413-24	4856-А, 4856-В, 4856-С, 4857-А, 4857-В, 4857-С, 4871-А, 4871-В, 4871-С	Производственное объединение «Уралэлектротяжмаш» (ПО «Уралэлектротяжмаш»), г. Свердловск (изготовлены в 1984 г.)	Производственное объединение «Уралэлектротяжмаш» (ПО «Уралэлектротяжмаш»), г. Свердловск	ОС	ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»	4 года	Акционерное общество «Сибирский инженерно - аналитический центр» (АО «СиБИАЦ»), г. Кемерово	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск	31.07.2024
4.	Трансформаторы тока	ТПШФА	Е	93414-24	30849, 30855, 30860	РСФСР «Электроаппарат» ЛСНХ, г. Ленинград (изготовлены в 1961 гг.)	РСФСР «Электроаппарат» ЛСНХ, г. Ленинград	ОС	ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»	4 года	Акционерное общество «Сибирский инженерно - аналитический центр» (АО «СиБИАЦ»), г. Кемерово	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск	31.07.2024
5.	Трансформаторы тока	ТПШФА	Е	93415-24	121887, 123928, 123935, 111630,	МЭП «Электроаппарат»	МЭП «Электроаппарат»	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Акционерное общество «Си-	Западно-Сибирский фили-	31.07.2024

					140879, 140889, 140890, 140523, 134000, 140917, 139599, 139732, 132096, 131913, 134074, 134084, 124812, 127684, 106764, 106248, 119211, 123201, 132646, 128118, 128121	ГЭП, г. Ленинград (изготовлены в 1955-1957 гг.)	ГЭП, г. Ленинград		«ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»		бирский инженерно - аналитический центр» (АО «СиБИАЦ»), г. Кемерово	ал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск	
6.	Трансформаторы тока	ТПШФА	Е	93416-24	125407, 125411, 126181, 124476, 125331, 126285	МЭП «Электроаппарат» ГЭП, г. Ленинград (изготовлены в 1956 г.)	МЭП «Электроаппарат» ГЭП, г. Ленинград	ОС	ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»	4 года	Обособленное подразделение ООО «ЭнергоТрансфер» в г. Новосибирск (ОП ООО «ЭнергоТрансфер» в г. Новосибирск), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск	28.06.2024
7.	Уровнемеры радиоволновые	«СЕНС УР3»	С	93417-24	СЕНС УР3-2D12-Фл.Е-100-25-Ех-3 зав. №45741, СЕНС УР3-2D12-Фл.Е-100-25-Ех-5 зав. №45742, СЕНС УР3-2D12-Фл.Е-100-25-Ех-10 зав. №45743	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»), Пензенская обл., г. Заречный	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»), Пензенская обл., г. Заречный	ОС	МП 208-068-2024 «ГСИ. Уровнемеры радиоволновые «СЕНС УР3». Методика поверки»	1 год - для уровней с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\leq \pm 3$ мм; 3 года - для	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»), Пензенская обл., г. Заречный	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва	19.07.2024

										уровне меров с пре- дела- ми допус- кае- мой абсо- лют- ной по- греш- ности свыше ± 3 мм			
8.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО «Технокера- мика», АО «Птицефаб- рика Калуж- ская»	Обозна- чение отсут- ствует	Е	93418-24	001	Акционерное общество «Транссервис- энерго» (АО «Транссервис- энерго»), г. Москва	Акционерное общество «Транссервис- энерго» (АО «Транссервис- энерго»), г. Москва	ОС	МП ЭПР- 689-2024 «ГСИ. Си- стема ав- томатизи- рованная информа- ционно- измери- тельная коммерче- ского учета электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО «Техноке- рамика», АО «Пти- цефабрика Калуж- ская». Ме- тодика по- верки»	4 года	Акционерное общество «Транссервис- энерго» (АО «Транссервис- энерго»), г. Москва	ООО «Энерго- ПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	19.07.2024
9.	Система ав-	Обозна-	Е	93419-24	001	Общество с	Общество с	ОС	МП ЭПР-	4 года	Общество с	ООО «Энерго-	17.07.2024

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Русские Газовые Турбины»	чение отсутствует				ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»), Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково	ограниченной ответственностью «Русские Газовые Турбины» (ООО «РТГ»), Ярославская обл., Рыбинский р-н, г. Рыбинск		688-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Русские Газовые Турбины». Методика поверки»		ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»), Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково	ПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Пачелма	Обозначение отсутствует	Е	93420-24	596	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-122-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Пачелма. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	31.05.2024
11.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	93421-24	600	Публичное акционерное	Публичное акционерное	ОС	МП-127-2024 «ГСИ.	4 года	Общество с ограниченной	ООО «ЭнерТест», Московская обл.,	06.06.2024

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Вязники	отсутствует				общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва		Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Вязники. Методика поверки»		ответственно-стью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	г. Химки	
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Иваново	Обозначение отсутствует	Е	93422-24	601	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-126-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Иваново. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	06.06.2024
13.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	93423-24	10/24	Общество с ограниченной ответственностью «Башнефть-	Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная	ОС	МП-НИЦЭ-055-24 «ГСИ. Система автоматизи-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Башнефть-	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва	25.06.2024

	измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД ГТП-2)					Добыча» (ООО «Башнефть-Добыча»), г. Уфа	Компания «Башнефть» (ПАО АНК «Башнефть»), г. Уфа		зированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД ГТП-2). Методика поверки»		Добыча» (ООО «Башнефть-Добыча»), г. Уфа		
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бежецк	Обозначение отсутствует	Е	93424-24	606	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-129-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бежецк. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	14.06.2024
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная	Обозначение отсутствует	Е	93425-24	607	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети»	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети»	ОС	МП-130-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информация	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕР-	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	14.06.2024

	ная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Алмаз					(ПАО «Россети»), г. Москва	ти» (ПАО «Россети»), г. Москва		ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Алмаз. Методика поверки»		ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва		
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Кузнецк	Обозначение отсутствует	Е	93426-24	609	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-128-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Кузнецк. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Химки	14.06.2024
17.	Преобразователи давления измерительные	LD	С	93429-24	LD302M4 зав.№ 037774, LD303M4 зав.№ 037773, LD400G2 зав.№ 004151, LD301D3 зав.№ 393400, LD400D2 зав.№ 004150, LD301D3 зав.№ 393388,	Фирма Nova SMAR S/A, Бразилия	Фирма Nova SMAR S/A, Бразилия	ОС	МП 202-019-2024 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные LD. Мето-	3 года	Общество с ограниченной ответственностью «ИНТРЕЙД» (ООО «ИНТРЕЙД»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва	05.09.2024

					LD301D3 зав.№ 393387, LD301A3 зав.№ 393037, LD301M3 зав.№ 393397, LD301M3 зав.№ 393390, LD301M3 зав.№ 393391, LD301M3 зав.№ 393392, LD301M4 зав.№ 393556, LD301M4 зав.№ 393564, LD301M4 зав.№ 393562, LD301M4 зав.№ 393557, LD301M4 зав.№ 393323, LD301M4 зав.№ 393324, LD301M4 зав.№ 393326, LD301M4 зав.№ 393325, LD301M3 зав.№ 393395, LD302A6 зав.№ 038646, LD301M3 зав.№ 393394, LD301M3 зав.№ 393389, LD301M4 зав.№ 393563, LD301M4 зав.№ 393566, LD301M4 зав.№ 393567, LD301M4 зав.№ 393565, LD301M4 зав.№ 393560, LD301M4 зав.№ 393561, LD301M4 зав.№ 393558, LD301M4 зав.№ 393554, LD301M3 зав.№ 393393, LD301M3				дика по- верки»					
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--------------------	--	--	--	--	--

					зав.№ 393398, LD301M3 зав.№ 393396, LD301M4 зав.№ 393559, LD301M4 зав.№ 393555, LD301M1 зав.№ 393241, LD301M3 зав.№ 393240, LD301M4 зав.№ 393568, LD301D2 зав.№ 398220, LD301D2 зав.№ 398221, LD301M3 зав.№ 393399, LD303H5 зав.№ 038645, LD301D2 зав.№ 398356, LD301D2 зав.№ 398357, LD301D2 зав.№ 398358, LD301D2 зав.№ 398359, LD301D2 зав.№ 398360, LD301D2 зав.№ 398361, LD301D2 зав.№ 398362, LD301D2 зав.№ 398363, LD301D2 зав.№ 398364, LD301D2 зав.№ 398365, LD301D2 зав.№ 398366, LD301D2 зав.№ 398367, LD301H2 зав.№ 398368, LD301H2 зав.№ 398369, LD301H2 зав.№ 398370, LD301H2 зав.№ 398371, LD301D2 зав.№							
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--

					398372, LD301D2 зав.№ 398373, LD301D2 зав.№ 398374, LD301D2 зав.№ 398375, LD400G5 зав.№ 003989, LD301L3 зав.№ 402659								
18.	Преобразо- ватели дав- ления изме- рительные	КМ35	С	93436-24	GKT716113551, GKT716113549, GKT716113550, N1M72310155361, N1M72310155365, N1M72310155354, N1M72310155350	Общество с ограниченной ответственно- стью Научно- производ- ственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»), г. Казань	Общество с ограниченной ответственно- стью Научно- производ- ственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»), г. Казань	ОС	МП 231- 0133-2024 «ГСИ. Преобразо- ватели давления измери- тельные КМ35. Ме- тодика по- верки»	3 года; для преоб- разова- телей с пре- делами до- пус- кае- мой основ- ной приве- ден- ной по- греш- ности от $\pm 0,04$ % до $\pm 0,06$ % - 2 года	Общество с ограниченной ответственно- стью Научно- производ- ственное пред- приятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»), г. Ка- зань	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт- Петербург	29.08.2024

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93421-24

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Вязники

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Вязники (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 токи и напряжения 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 600. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС - Вязники (ВЛ 220 кВ ГЭС - Вязники)	ТГФМ-220 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52260-12	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81620-21	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Вязники-Достижение I цепь с отпайкой на ПС Мстера (ВЛ 110 кВ Вязники-Достижение 1 с отпайкой Мстера)	ТБМО-110-УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 87415-22	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Вязники-Достижение II цепь с отпайкой на ПС Мстера (ВЛ 110 кВ Вязники-Достижение 2 с отпайкой Мстера)	ТБМО-110-УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 87415-22	НДКМ-110 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Вязники- Гороховец с отпайками (ВЛ 110 кВ Вязники- Гороховец с отпайками Заводская, Чулково)	ТБМО-110-УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 87415-22	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16 СТB-01 рег. № 49933-12	
5	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Вязники - Илевники с отпайкой на ПС 110 кВ Заводская	ТБМО-110-УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 87415-22	НДКМ-110 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
6	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Вязники- Никологоры I цепь (ВЛ 110 кВ Вязники- Никологоры 1)	ТБМО-110-УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 200/1 рег. № 87415-22	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
7	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Вязники- Никологоры II цепь (ВЛ 110 кВ Вязники- Никологоры 2)	СА 123 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23747-02	НДКМ-110 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
8	ПС 220/110/35/6/0,4 кВ Вязники, ОРУ 110 кВ, СШ 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТБМО-110-УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 87415-22	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
9	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вязники- Лукново	ТФМ-35-II кл.т 0,2S Ктт = 100/5 рег. № 17552-06	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
10	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вязники-Балымотиха	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
11	ПС 220 кВ Вязники, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Вязники-Чудиново	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 601 ГЭС	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
13	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 602 ГЭС	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
14	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 603 ИП Сучков	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
15	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 604 Метинвест	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
16	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 609 РЭС	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 2473-69	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
17	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 610 ГЭС	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
18	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 611 Энергетик	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1261-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
19	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 612 ВЛК	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
20	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 613 ГЭС	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф. 614 Ярцево-Энерго	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
22	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 608 ГЭС	ТПЛ-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
23	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 607 ВЛК	ТПЛ-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
24	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 606 Энергетик	ТПЛ-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
25	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 605 Ярцево-Энерго	ТОЛ 10 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 7069-79	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
26	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 620 Х.к-т	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
27	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 619 КЭСР	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
28	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 618 ГЭС	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 2363-68; ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 617 ВЛК	ТОЛ 10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 7069-79	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
30	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 616 Ресурсы	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
31	ПС 220 кВ Вязники, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ф. 615 Ресурсы	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
32	ф. 0,4 кВ Гараж КЭС	ТОП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 47959-11	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
33	ф. 0,4 кВ Монтерский пункт КЭС	ТШП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 47957-11	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1, 9-11 (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
2-8 (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

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
12, 14-15, 19, 22-24 (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
13, 16-18, 20-21, 25-31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
32-33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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, 9-11 (Счетчик 0,5; Т Т 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
2-8 (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
12, 14-15, 19, 22-24 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
13, 16-18, 20-21, 25-31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
32-33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
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, 9-11 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
2-8 (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
12, 14-15, 19, 22-24 (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
13, 16-18, 20-21, 25-31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
32-33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 9-11 (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
2-8 (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
12, 14-15, 19, 22-24 (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
13, 16-18, 20-21, 25-31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
32-33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	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 СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 120000 72 70000 72 140000 10000
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 ИВК: - 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. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока шинный	ТШП	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	17
Трансформатор тока опорный	ТОП	3
Трансформатор тока	ТГФМ-220	3
Трансформатор тока	ТФМ-35-II	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	1
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТЛП-10	21
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТГМ	6
Трансформатор тока	ТБМО-110-УХЛ1	18
Трансформатор тока	СА 123	3
Трансформатор напряжения емкостной	НДКМ-110	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	30
Устройство сбора и передачи данных	ТОРАZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.Ц21.ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Вязники», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

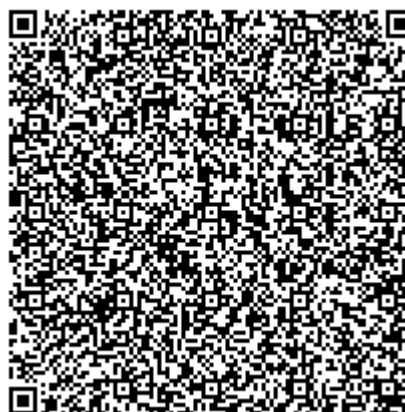
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93422-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Иваново

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Иваново (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 токи и напряжения 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 601. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220/110/10 кВ Иваново, ОРУ-220 кВ, 1 СШ 220 кВ, КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ - Иваново I цепь	ТРГ-220 П* кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33677-07	СРВ 245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	УССВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220/110/10 кВ Иваново, ОРУ-220 кВ, 2 СШ 220 кВ, КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ - Иваново II цепь	ТРГ-220 П* кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33677-07	СРВ 245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ПС 220/110/10 кВ Иваново, ОРУ-220 кВ, 1 с.ш. 220 кВ, ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Иваново I цепь	ТРГ-220 П* кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 33677-07	СРВ 245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС 220/110/10 кВ Иваново, ОРУ-220 кВ, 2 с.ш. 220 кВ, ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Иваново II цепь	ТРГ-220 П* кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 33677-07	СРВ 245 кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОПАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 4 сек. 110 кВ, КВЛ 110 кВ Комсомольская-1	ТРГ кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
6	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 3 сек. 110 кВ, КВЛ 110 кВ Комсомольская-2	ТРГ кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
7	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 1 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ивановская-1	ТРГ кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
8	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 2 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ивановская-2	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
9	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 2 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Новая-1	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
10	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 3 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Новая-2	ТРГ кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
11	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 1 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Уводская-1	ТРГ кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
12	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 2 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Уводская-2	ТРГ кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 3 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Иваново-Отрадное	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 52261-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 4 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Иваново-Тейково	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 52261-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
15	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 4 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Лежневская-1	ТРГ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
16	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 3 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Лежневская-2	ТРГ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
17	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 2 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Иваново- Фурманов-1	ТРГ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
18	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, 1 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Иваново- Фурманов-2	ТРГ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
19	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ 1-2 сек., ОМВ-110 кВ 1-2 сек.	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 52261-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
20	ПС 220 кВ Иваново, ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ 3-4 сек., ОМВ-110 кВ 3-4 сек.	ТРГ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 49201-12	СРВ 123 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
21	ПС 220/110/10 кВ "Иваново", ЗРУ-10 кВ, 1 секция шин 10 кВ, яч.27, ф.1027 Техуглеродсервис	ТОЛ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 47959-16	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	ТСН-3 0,4 кВ	ТНШЛ-0,66 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 1673-69	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1-4 (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
5-21 (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
22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4 (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
5-21 (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
22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4 (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
5-21 (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
22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-4 (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
5-21 (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
22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6

Продолжение таблицы 3

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 СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 70000 72 140000 10000

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	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. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока элегазовый	ТРГ	33
Трансформатор тока элегазовый	ТРГ-220 II*	12
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	15
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66	3
Трансформатор напряжения измерительный	СРВ 123	12
Трансформатор напряжения	СРВ 245	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	1
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	21
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.Ц22.ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Иваново», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

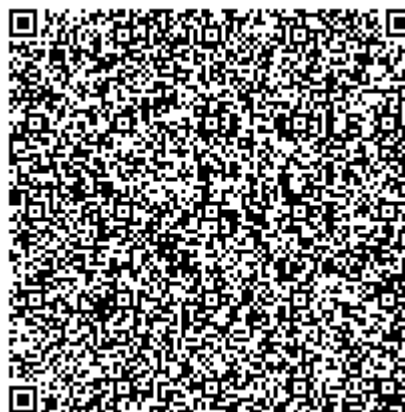
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93423-24

Лист № 1
Всего листов 24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД ГТП-2)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД ГТП-2) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сетевые промышленные контроллеры СИКОН С70 (далее-УСПД), каналообразующую аппаратуру, технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных, расположенный в Центре обработки данных филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» (сервер ИВК), сервера баз данных, расположенные в Серафимовском (СБДС), Уфимском (СБДУ), Арланском (СБДА), Приютовском (СБДП), Дюртюлинском (СБДД) цехах по эксплуатации электрооборудования, устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность;

Для ИК, в состав которых входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача накопленных данных на верхний уровень АИИС КУЭ, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень АИИС КУЭ.

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ СБДс, СБДу, СБДА, СБДп, СБДД производят сбор результатов измерений, состояния средств и объектов измерений, и передачу полученной информации на сервер ИВК, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер ИВК обеспечивает прием измерительной информации в виде XML-файлов установленных форматов от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц посредством электронной почты сети Internet 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.

Передача информации из сервера ИВК в ПАК АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML-файлов установленных форматов, подписанных при необходимости электронно-цифровой подписью, 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

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

Периодичность сравнения шкалы времени СБДс, СБДу, СБДА, СБДп, СБДД со шкалой времени соответствующего УСВ, осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени СБДс, СБДу, СБДА, СБДп, СБДД от шкалы времени соответствующего УСВ более ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени СБДс, СБДу, СБДА, СБДп, СБДД.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК и СБДу осуществляется каждый сеанс связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени сервера ИВК от шкалы времени СБДу более ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени УСПД и соответствующего сервера баз данных осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени соответствующего сервера баз данных на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы счетчика от шкалы времени УСПД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков и шкалы времени соответствующего сервера баз данных осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы счетчика от шкалы времени соответствующего сервера баз данных на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчиков, УСПД, сервера ИВК, СБДс, СБДу, СБДА, СБДп, СБДД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 10/24. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значения
1.Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
2.Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
3.Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
4.Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
5.Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
6.Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
7.Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
8.Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
9.Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
10.Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока/ преобразователь тока	Трансформатор напряжения/ преобразователь напряжения	Счетчик электрической энергии/ устройства измерительные многофункциональные	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 35/10 кВ Мокроусово ввод 10 кВ Т-1	ТЛМ-10 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 2473-05	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570-21; СБДу, сервер ИВК
2	ПС 35/10 кВ Мокроусово ввод 10 кВ Т-2	ТБК-10 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 8913-82	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
3	ПС 35/10 кВ Мокроусово ввод 0,4 кВ РУСН-0,4 кВ	Т-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 67928-17	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
4	ПС 35/10 кВ Конезавод ввод 10 кВ Т-1	ТБК-10 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 8913-82	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
5	ПС 35/10 кВ Конезавод ввод 10 кВ Т-2	ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 831-69	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
6	ТП СНТ Агро 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Тимкино, ф.4)	ТОП 150/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
7	ТП № 4009 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Тимкино, ф.8)	ТОП 50/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 110/6 кВ Кушкуль, ф.12, оп.212, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	УСВ-2, рег.№ 82570-21; СБДу, сервер ИВК
9	ПС 110/6 кВ Кушкуль, ф.18, оп.62, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	
10	ПС Южная Сергеевка 35/6 кВ ф.4 оп.202, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	
11	ВЛ-35 кВ Семилетка – Яркево 1 ц., оп. 72, ПКУ-35 кВ	TECV 200А/2В КТ 0,2S Рег.№ 69430-17	TECV 35000/√3/1 КТ 0,2 Рег.№ 69430-17	ESM-ET75-24- A2E2-05S КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 66884-17	,	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБДд, СБДу, сервер ИВК
12	ВЛ 35 кВ Телепаново – Буралы 1 ц., оп. 45, отпайка в сторону ПС 35 кВ Базы, ПКУ-35 кВ	TECV 200А/2В КТ 0,2S Рег.№ 69430-17	TECV 35000/√3/1 КТ 0,2 Рег.№ 69430-17	ESM-ET75-24- A2E2-05S КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 66884-17	,	
13	ПС 35 кВ Илишево, 1 сек.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	TE2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
14	ПС 35 кВ Илишево, КРУН- 6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, яч.5, ВЛ-6 кВ ф.5	ТОЛ-СВЭЛ 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17		TE2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБДд, СБДу, сервер ИВК

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ПС 35 кВ Илишево, 2 сек.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБД, СБД, сервер ИВК
16	ПС 35 кВ Илишево, КРУН- 6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, яч.15, ВЛ-6 кВ ф.15	ТОЛ-СВЭЛ 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
17	ПС 35 кВ Илишево, КРУН- 6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, яч.16, ВЛ-6 кВ ф.16	ТОЛ-СВЭЛ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
18	ПС 35 кВ Илишево, КРУН-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, яч.18, ВЛ-6 кВ ф.18	ТОЛ-СВЭЛ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
19	ПС 35 кВ Илишево, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
20	ПС 35 кВ Илишево, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
21	ПС 35 кВ Аккузево, 1 сек.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТВЛМ-10 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 1856-63	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
22	ПС 35 кВ Аккузево, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-М-0,66 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 71205-18	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ПС 110 кВ Семилетка, 2 сек.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Семилетка-Базы	ТВГ-УЭТМ® 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 52619-13	НАМИ 35000/100 КТ 0,2 Рег.№ 60002-15	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБД, СБД, сервер ИВК
24	ПС 110 кВ Семилетка, 1 сек.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Семилетка- Яркево 1	ТВГ-УЭТМ® 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 52619-13	НАМИ 35000/100 КТ 0,2 Рег.№ 60002-15	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
25	ПС 35 кВ Игметово, КРУН-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, яч.4, ВЛ-6 кВ ф.4	ТОЛ-СВЭЛ 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10-2 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
26	ПС 110 кВ Балтачево, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТРГ-УЭТМ® 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 53971-13	ЗНГ-УЭТМ® 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
27	ПС 110 кВ Балтачево, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТРГ-УЭТМ® 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 53971-13	ЗНГ-УЭТМ® 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		
28	ПС 110 кВ Балтачево, РУ-35 кВ, 2 сек.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Балтачево- Иванаево желтая	ТОЛ-СЭЩ-35- IV 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		
29	ПС 110 кВ Балтачево, РУ-35 кВ, 2 сек.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Телепаново- Балтачево желтая	ТОЛ-СЭЩ-35- IV 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 47124-11		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
30	ПС 110 кВ Балтачево, РУ-35 кВ, 1 сек.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Балтачево- Иванаево красная	ТОЛ-СЭЩ-35-IV 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБДд, СБДу, сервер ИВК
31	ПС 110 кВ Балтачево, РУ-35 кВ, 1сек.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Телепаново- Балтачево красная	ТОЛ-СЭЩ-35-IV 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 47124-11		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		
32	ВЛ-6 кВ ф.5 от ПС 110 кВ Балтачево, оп. 3, отпайка, ВМО-6 кВ ф.5	ТПЛ-10 75/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
33	ВЛ-6 кВ ф.12 от ПС 110 кВ Балтачево, оп. 2, отпайка, ВМО-6 кВ ф.12	ТПЛМ-10 75/5 КТ 0,5 Рег.№ 2363-68	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
34	ВЛ-6 кВ ф.17 от ПС 110 кВ Балтачево, ВЛ-6 кВ в сторону МУП ДЭиТС, оп.1, ВММ-3 6 кВ	ТПЛМ-10 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 2363-68	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
35	СУ скважины № 185 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону летний лагерь ИП ГКХФ Халиуллин Ф.Х. (ПС БКНС-2)	ТОП-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
36	ТП № 5063П 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Крещенка)	ТОП 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
37	АВР-0,4 кВ узел учета ООО МНКТ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО МНКТ (ПС Илишево)	ТОП-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБД _д , СБД _у , сервер ИВК
38	ТП № 707 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Балтачево, ф.17)	ТОП-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
39	ПС 110 кВ Балтачево, РУ-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, яч.7, КЛ-6 кВ ф.7	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 32139-11	НОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 54370-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
40	ПС 110 кВ Балтачево, РУ-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, яч.10, КЛ-6 кВ ф.10	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 32139-11	НОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 54370-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12		
41	ТП УБР 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону скважина воды д. Кушулево ФЛ Мусина А.Р. (ПС Балтачево, ф.11)	ТОП 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	-	
42	ПС 35 кВ Уязы-Тамак, РУ-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, яч.04, ВЛ-6 кВ ф.37-03	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБД _с , СБД _у , сервер ИВК
43	ПС 35 кВ Уязы-Тамак, РУ-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, яч.03, ВЛ-6 кВ ф.37-08	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
44	ПС 35 кВ Уязы-Тамак, РУ-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, яч.10, ВЛ-6 кВ ф.37-02	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-02	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
45	ПС 35 кВ Уязы-Тамак, РУ-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, яч.08, ВЛ-6 кВ ф.37-05	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-02	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБД _с , сервер ИВК
46	СКЗ № 13 0,23 кВ, КЛ-0,23 кВ от ОМП СКЗ № 13 6 кВ (ПС Уязы- Тамак, ф.37-02)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1,0/- Рег.№ 39617-09	,	
47	СКЗ № 181 0,23 кВ, КЛ- 0,23 кВ от ОМП СКЗ № 181 6 кВ (ПС Уязы- Тамак, ф.37-02)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1,0/- Рег.№ 39617-09	,	
48	ТП АКЗ-1 6 кВ, РУ-0,23 кВ, ввод 0,23 кВ Т (ПС Уязы- Тамак, ф.37-02)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1,0/- Рег.№ 39617-09	,	
49	КТП № 1А 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Уязы-Тамак, ф.37-05)	ТОП 50/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
50	Шкаф учета 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ПС Уязы- Тамак, ф.37-08, КТП-119)	ТТИ 75/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.10 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 50460-12	,	
51	ТП-6133 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Уязы- Тамак, ф.37-05)	ТОП 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	,	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
52	ТП-6132 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Уязы- Тамак, ф.37-05)	ТОП 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	,	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБД, СБД, сервер ИВК
53	ВЛ-6 кВ ф.37- 08 от ПС 35 кВ Уязы-Тамак, оп.68, отпайка в сторону ТП 6897П 6 кВ, реклоузер СП- 6897 6 кВ	ТОЛ 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 47959-16	НОЛ 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 66629-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 50460-18	,	
54	ПС 35 кВ Михайловка, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 59870-15	НОМ-35-66 35000/100 КТ 0,5 Рег.№ 187-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	,	
55	ПС 35 кВ Михайловка, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 59870-15	НОМ-35-66 35000/100 КТ 0,5 Рег.№ 187-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	,	
56	ПС 35 кВ Михайловка, ввод 0,4 кВ, ТСН-1	ТШП 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	,	
57	ПС 35 кВ Михайловка, ввод 0,4 кВ, ТСН-2	ТШП 200/5 КТ 0,5S Рег. № 47957-11 ТШП 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	,	
58	ПС 110 кВ Субханкулово, ф.10-02, оп.9 ПКУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
59	ПС 110 кВ Баженово, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Аксаково - Ермекеево 1 ц.	ТФМ-110 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 16023-97	НКФ-110 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 26452-06	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	,	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБД, СБД, сервер ИВК
60	ПС 110 кВ Баженово, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Аксаково - Ермекеево 2 ц.	ТФМ-110 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 16023-97	НКФ-110 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 26452-06	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	,	
61	КТП-2064, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Баженово, ф.5)	ТОП 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
62	ТП 9-5, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Баженово Бел.водоканал)	ТШП 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
63	ТП 9-6, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Баженово Бел.водоканал)	ТШП 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
64	ТП 10-13, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Баженово, ф.10, Газпромтрансгаз)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1,0/- Рег.№ 39617-09	,	
65	ТП 10-9, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Баженово,ф.10, Газпромтрансгаз)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1,0/- Рег.№ 39617-09	,	
66	КТП 10-14, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Баженово, ф.10, АЗС № 02- 262)	ТОП 50/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
67	ТП 9-9, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Баженово, ф.9, ОАО Русэнерго- ресурс (НПС))	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 Рег.№ 36354-07	,	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБДл, СБДу, сервер ИВК
68	ТП 9-8, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС Баженово, ф.9, Бел.водоканал)	ТШП 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
69	ВЛ-110 кВ Аксаково - Ермекеево-1, оп.№59, ПКУ-110 кВ	I-TOR-110S 300/1 КТ 0,5S Рег.№ 71347-18	I-TOR-110S 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег.№ 71347-18	СЭТ-4ТМ.03М.17 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	
70	ВЛ-110 кВ Аксаково - Ермекеево-2, оп.№138, ПКУ-110 кВ	I-TOR-110S 300/1 КТ 0,5S Рег.№ 71347-18	I-TOR-110S 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег.№ 71347-18	СЭТ-4ТМ.03М.17 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	
71	ВЛ-110 кВ Аксаково - Ермекеево-2, оп.№83, ПКУ-110 кВ	I-TOR-110S 300/1 КТ 0,5S Рег.№ 71347-18	I-TOR-110S 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег.№ 71347-18	СЭТ-4ТМ.03М.17 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	
72	ПС 35/10 кВ Жуково ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ-10-I 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 15128-07	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	,	
73	ПС 35/10 кВ Жуково ввод 10 кВ Т-2	ТОЛ-10-I 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 15128-07	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	,	
74	ПС 35/10 кВ Жуково ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-М-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	,	
75	ПС 35/10 кВ Жуково ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-М-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	,	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
76	ПС 35/10 кВ Тарказы ввод 10 кВ	ТВК-10 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 8913-82	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	.	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБДп, СБДу, сервер ИВК
77	ПС 35/10 кВ Тарказы ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП-М-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 86760-22	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	.	
78	ТП 12-20, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ, скв.№3 (ПС Тураево КТП 12-20 ЗАО Винка)	ТОП 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	.	
79	ТП 12-7, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ, куст №1 (ПС Тураево КТП 12-7 ЗАО Винка)	ТШП 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	.	
80	ПС Знаменка КТП 14-3 БСС 02-717 ПАО МТС	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 Рег.№ 36354-07	.	
81	ПС 110/35/6 кВ Агидель ВЛ-35 кВ Агидель - Кабаново 1ц	ТВГ-УЭТМ® 300/5 КТ 0,5S Рег.№ 52619-13	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБДА, СБДу, сервер ИВК
82	ПС 110/35/6 кВ Агидель ВЛ-35 кВ Агидель - Кабаново 2ц	ТВГ-УЭТМ® 300/5 КТ 0,5S Рег.№ 52619-13	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
83	ПС 35/6 кВ Кабаново ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБД _А , СБД _У , сервер ИВК
84	ПС 35/6 кВ Кабаново ввод 6 кВ Т-2	ТЛМ-10 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
85	ПС 35/6 кВ Кабаново ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 У3 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 9504-84	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
86	КТП-6/0,4 кВ ИП Мавлиев Р.Н., РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ПС Кабаново,ф.7, дом пчеловода)	ТОП-0,66 150/5 КТ 0,5 Рег.№ 57218-14	-	СЕ 303 S31 543 - JAVZ КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 33446-08	,	
87	ПС 35 кВ Кабаново, ЗРУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №9, ВЛ-6 кВ ф.9	ТЛМ-10 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	,	
88	ПС 35 кВ Кабаново, ЗРУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №12, ВЛ-6 кВ ф.12	ТЛМ-10 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	,	
89	РУВН №1, РУ- 0,4 кВ, ввод-1, 0,4 кВ (ПС 35 кВ Кабаново, ф.2)	ТОП-0,66 50/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
90	РУВН №2, РУ- 0,4 кВ, ввод-1, 0,4 кВ (ПС 35 кВ Кабаново, ф.2)	ТОП-0,66 50/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
91	КТП 6/0,4 кВ №9, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ПС Кабаново, ф.2)	ТОП-0,66 50/5 КТ 0,5 Пер.№ 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36355-07	,	УСВ-2, пер.№ 82570- 21, УСВ-2, пер.№ 82570- 21; СБД _у , сервер ИВК
92	ПС 35 кВ Кабаново РВНО-12-12- 01-6 кВ ф.12 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ 200/5 КТ 0,5S Пер.№ 70106-17	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36697-08	,	
93	КТП-8170, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ПС Кабаново, ф.9)	ТОП-0,66 150/5 КТ 0,5 Пер.№ 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36355-07	,	
94	ПС 35 кВ Кабаново ф.9 Реклоузер 60 СЗБ	ТОЛ 75/5 КТ 0,5S Пер.№ 47959-16	НОЛ 6000/100 КТ 0,5 Пер.№ 66629-17	СЭТ- 4ТМ.03МК.01 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 74671-19	,	
95	КТП-6223, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ПС Белая, 1с.ш. 6кВ, ф.6)	ТТЭ 100/5 КТ 0,5 Пер.№ 32501-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36355-07	,	
96	КТП-6209, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ПС Белая, ф.6)	Т-0,66 400/5 КТ 0,5S Пер.№ 29482-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 36355-07	,	
97	КТП-МТФ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ПС Белая, ф.6)	ТОП 200/5 КТ 0,5 Пер.№ 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Пер.№ 46634-11	,	
98	КТП - СКЗ № 2, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ПС Белая, ф.8, ООО УЖКХ г. Агидель)	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1,0/- Пер.№ 39617-09	,	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
99	РУВН №1, РУ-0,4 кВ, ввод-2, 0,4 кВ (ПС Белая, ф.6)	ТОП 50/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	УСВ-2, рег.№ 82570- 21, УСВ-2, рег.№ 82570- 21; СБД, СБД, сервер ИВК
100	РУВН №2, РУ-0,4 кВ, ввод-2, 0,4 кВ (ПС Белая, ф.6)	ТОП-0,66 50/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
101	КТПН 40/0,4 кВ №8, ввод 0,4 кВ (ПС Белая, ф.8)	ТОП-0,66 50/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	,	
102	ПС 35 кВ Белая, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№10 ВЛ-6 кВ ф.10	ТОЛ-СВЭЛ 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	,	
103	ПС 110/35/6 кВ Шушнур, ф.17 оп.133, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	
104	ПС 35/6 кВ Саклово, ф.12, оп.25, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ или ПТ, ТН или ПН и счетчиков или УИМ¹ 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 ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$ (%)	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm\delta$ (%)
1	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,1 5,2
2, 4, 21, 23, 24, 42, 43	Активная Реактивная	1,0 2,5	3,2 5,6
3, 6, 7, 19, 20, 22, 35-38, 41, 49-52, 61-63, 66, 68, 74, 75, 77-79, 85, 89-91, 93, 95, 97, 99-101	Активная Реактивная	0,9 2,4	3,2 5,6
5, 32-34, 44, 45, 72, 73, 76, 83, 84, 87, 88	Активная Реактивная	1,1 2,8	3,3 5,7
8-10, 13-18, 25, 39, 40, 53-55, 58-60, 69-71, 81, 82, 92, 94, 102-104	Активная Реактивная	1,1 2,8	3,1 5,3
11, 12	Активная Реактивная	0,7 1,6	2,1 4,0
26-31	Активная Реактивная	1,0 2,6	2,6 4,3
46-48, 64, 65, 98	Активная	1,1	3,2
56, 57, 96	Активная Реактивная	0,9 2,4	3,0 5,2
67, 80	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,2 6,4
86	Активная Реактивная	0,9 2,2	3,2 4,6
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,9$, токе ТТ (ПТ), равном 100% от $I_{ном}$ для нормальных условий; при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ(ПТ) равном 1 (2) % от $I_{ном}$ для ИК в состав которых входят ТТ(ПТ) класса точности 0,2S и 0,5S; токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для ИК в состав которых входят ТТ класса точности 0,2 и 0,5 для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от 0 до +40 °С. Для ИК в состав которых входит счетчик прямого включения, значения силы тока, рассчитываются от I_b.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	104
1	2
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК, содержащих ТТ(ПТ) класса точности 0,2S или 0,5S для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,5 для ИК, содержащих счетчики прямого включения - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ(ПТ), ТН(ПН). °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для УСПД, °C температура окружающей среды для Сервер ИВК, СБДс, СБДу, СБДп, СБДА, СБДд °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 5 до 120 от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{макс}$ от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +55 от 0 до +40 от -10 до +50 от +10 до + 35 от 84,0 до 107,0 80
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03МК (рег.№ 74671-19): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 50460-18, рег.№ 50460-12, рег.№ 46634-11): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ТЕ2000 (рег.№ 83048-21): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-3ТМ.05М (рег.№36354-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭБ-1ТМ.02Д (рег. № 39617-09): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЕ 303(рег. № 33446-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000 165000 140000 220000 165000 140000 220000 140000 140000 220000

Продолжение таблицы 4

1	2
Устройства измерительные многофункциональные: ESM (рег. № 66884-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИБК, СБДс, СБДу, СБДп, СБДА, СБДД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	170000 35000 70000 100000
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17, рег.№ 36697-12): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03МК (рег.№ 74671-19): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 50460-18, рег.№ 46634-11): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 50460-12): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее ТЕ2000 (рег.№ 83048-21): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее ПСЧ-3ТМ.05М (рег.№36354-07) - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее СЭБ-1ТМ.02Д (рег. № 39617-09) - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее СЕ 303(рег. № 33446-08): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее Устройства измерительные многофункциональные: ESM (рег. № 66884-17): - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	 114 113 114 113 114 113 113 113 113 60 90

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц, сут. не менее	45
Сервер ИВК, СБДс, СБДу, СБДп, СБДА, СБДд: - данные измерений и журналы событий, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ®	12
	ТВК-10	6
	ТВЛМ-10	2
	ТЛМ-10	11
	ТОЛ	4
	ТОЛ-10-I	4
	ТОЛ-НТЗ	12
	ТОЛ-СВЭЛ	23
	ТОЛ-СЭЩ	6
	ТОЛ-СЭЩ-10	6
	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	12

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОП	36
	ТОП-0,66	36
	ТОП-М-0,66	12
	ТПЛ-10	12
	ТПЛМ-10	4
	ТРГ-УЭТМ®	6
	ТТИ	3
	ТТЭ	3
	ТФМ-110	6
	ТШП	18
	Т-0,66	6
	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНГ-УЭТМ®	6
	ЗНОЛ(П)-НТЗ	18
	ЗНОМ-35-65	6
	НАМИ	2
	НАМИ-10	4
	НАМИ-35 УХЛ1	2
	НАМИТ-10	8
	НАМИТ-10-2	1
	НКФ-110	6
	НОЛ	4
	НОЛ-СЭЩ	6
	НОМ-35-66	4
	НТМИ-6-66	6
	НТМИ-10-66	1
Преобразователи тока и напряжения измерительные комбинированные высоковольтные	ТЕСv	6
Устройства измерения тока и напряжения в высоковольтной сети	I-TOR-110S	9
Счетчики электрической энергии	ПСЧ-3ТМ.05М	2
	ПСЧ-4ТМ.05М	5
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	23
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	5
	ПСЧ-4ТМ.05МК.10	1
	ТЕ2000.01.00.00	17
	ТЕ2000.05.00.00	1
	СЭТ-4ТМ.03М	6
	СЭТ-4ТМ.03М.01	22
	СЭТ-4ТМ.03М.09	8
	СЭТ-4ТМ.03М.17	3
	СЭТ-4ТМ.03МК.01	1
	СЭБ-1ТМ.02Д.02	6
	СЕ 303 S31 543 -JAVZ	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройства измерительные многофункциональные	ESM-ET75-24-A2E2-05S	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	5
Контроллер сетевой промышленный (УСПД)	СИКОН С70	9
Сервер баз данных ЦОД Башнефть-Уфанефтехим	Сервер ИВК	1
Сервера баз данных	СБДс	1
	СБДу	1
	СБДл	1
	СБДп	1
	СБДд	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/167/24	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД ГТП-2)», аттестованном ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314489.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» (ПАО АНК «Башнефть»)

ИНН 0274051582

Юридический адрес: 450052, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30/1

Телефон: +7 (347) 261-61-61. Факс: +7 (347) 261-62-62.

E-mail: info_bn@rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Башнефть-Добыча» (ООО «Башнефть-Добыча»)

ИНН 0277106840

Адрес: 450052, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30/1

Телефон: +7 (347) 261-61-61. Факс: +7 (347) 261-62-62

E-mail: info_bn@rosneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр
«ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

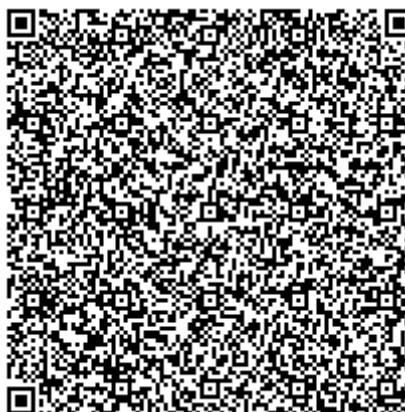
ИНН 9724050186

Адрес: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Телефон: +7 (499) 877-52-14

E-mail: info@nic-e.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93424-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бежецк

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бежецк (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 токи и напряжения 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 606. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ РП Кашин - Бежецк с отпайками	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Иньякино - Бежецк с отпайкой на ПС Рассвет	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ВЛ 110 кВ Пищалкино - Бежецк с отпайкой на ПС Красный Холм	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
4	ВЛ 110 кВ Бежецк - Поречье	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Рамешки - Бежецк с отпайками	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТБ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Бежецк - Шишково-Дуброво	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
7	ВЛ 110 кВ Бежецк - Кладово	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
8	ВЛ 110 кВ Бежецк - Сельмаш I цепь (ВЛ 110 кВ Бежецк - Сельмаш 1)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
9	ВЛ 110 кВ Бежецк - Сельмаш II цепь (ВЛ 110 кВ Бежецк - Сельмаш 2)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
10	ВЛ 110 кВ Бежецк – Шолмино с отпайкой на ПС 110 кВ Старт I цепь	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
11	ВЛ 110 кВ Бежецк - Шолмино II цепь	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
12	ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
13	ТСН-2 0,4 кВ	ТШП кл.т 0,5S К _{тт} = 800/5 рег. № 47957-11	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Евразия Телеком - I (ПСН -123 1 с.ш.)	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-06	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	Евразия Телеком - II (ПСН -123 2 с.ш.) (рез)	ТОП 0,66 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-01	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
16	ЕвроТел - I (ПСН-123 1 с.ш.) (рез)	ТОП 0,66 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-01	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
17	ЕвроТел - II (ПСН-123 2 с.ш.)	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-06	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
18	ОПУ пан.№1А, ВОЛС-I	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 20/5 рег. № 15174-06	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
19	ОПУ пан.№1А, ВОЛС-II	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 20/5 рег. № 15174-06	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
20	Рабочее освещение СДП	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-06	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
21	Силовая сеть СДП-1	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47957-11	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
22	Силовая сеть СДП-2 и вентиляция	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 47957-11	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
23	КЛ 0,4 кВ ООО «ГлобалНет»	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

Примечания	
1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-12 (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
13, 21-22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
14-20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
23 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,1	0,6	0,6	0,6
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,1	1,1	0,7	0,7

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-12 (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
13, 21-22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
14-20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
23 (Счетчик 1)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-12 (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
13, 21-22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
14-20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
23 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,6	1,3	1,3	1,3
	0,8	1,7	1,5	1,4	1,4
	0,5	1,7	1,7	1,5	1,5

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-12 (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
13, 21-22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
14-20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
23 (Счетчик 1)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,2	3,2	3,2
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 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК № 23 при измерении реактивной электрической энергии нормируются от $I_{10\%}$. 3 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

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: 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, 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 СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 70000 72 120000 72 140000 10000
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 ИВК: - 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. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока шинный	ТШП	9
Трансформатор тока опорный	ТОП 0,66	2
Трансформатор тока опорный	ТОП-0,66	11
Трансформатор тока	ТГФМ-110	36
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	6
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	10
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	12
Устройство сбора и передачи данных	ТОPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.Ц28.ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Бежецк», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

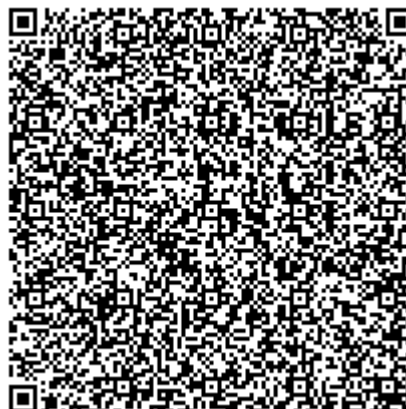
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93425-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Алмаз

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Алмаз (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 токи и напряжения 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 607. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС - Алмаз	ТГМ кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 59982-15	НДКМ кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Алмаз - Василево II цепь (ВЛ 110 кВ Алмаз - Василево правая)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ВЛ 110 кВ Алмаз - Василево I цепь (ВЛ 110 кВ Алмаз - Василево левая)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
4	ВЛ 110 кВ Алмаз - Зарница II цепь (ВЛ 110 кВ Алмаз - Зарница правая)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Алмаз - Зарница I цепь (ВЛ 110 кВ Алмаз - Зарница левая)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	CTB-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Алмаз - Радуга II цепь	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
7	ВЛ 110 кВ Алмаз - Радуга I цепь	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
8	ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
9	ВЛ 10 кВ №16 (питание от ПС 35 кВ Ильинское) КТП-10/0,4 кВ	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47957-11	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,6	1,0	0,7	0,7
	0,5	2,7	1,7	1,2	1,2
2-8 (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

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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 0,2)	0,8	2,4	1,6	1,1	1,1
	0,5	1,8	1,1	0,8	0,8
2-8 (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
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
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 0,2)	1,0	1,5	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,7	1,2	0,9	0,9
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3
2-8 (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
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

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 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	2,1	1,7	1,7
	0,5	2,2	1,6	1,5	1,5
2-8 (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
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	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 $U_{\text{ном}}$ - 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 СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 70000 72 140000 10000
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 ИВК: - 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. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока шинный	ТШП	3
Трансформатор тока	ТГМ	6
Трансформатор тока	ТГФМ-110	21
Трансформатор напряжения емкостной	НДКМ	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	8
Устройство сбора и передачи данных	ТОРАZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.Ц26.ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Алмаз», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

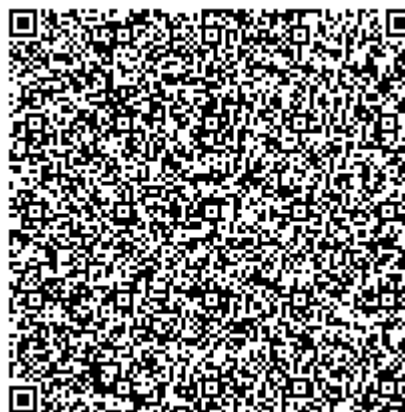
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93426-24

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Кузнецк

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Кузнецк (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 токи и напряжения 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 609. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Кузнецк - КТМ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 91491-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кузнецк-Курмаевка тяговая	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 91491-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
3	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Кузнецк-Сюзюм тяговая	СА 123 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 23747-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 91491-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
4	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Кузнецк-Поселки тяговая	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 91491-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Кузнецк- Дружба с отпайкой на ПС Ферриты	СА 123 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 23747-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 91491-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТБ-01 рег. № 49933-12
6	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Кузнецк- Анненково с отпайкой на ПС Дружба	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 91491-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
7	ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кузнецк – Поселки	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 91491-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
8	ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Кузнецк – Ферриты	СА 123 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 23747-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 91491-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
9	ОРУ 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 91491-24	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
10	ЗРУ 6 кВ, яч.1, КЛ 6 кВ ф. №1 Куззооветтехникум	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
11	ЗРУ 6 кВ, яч.3, КЛ 6 кВ ф. №3 Водозабор	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
12	ЗРУ 6 кВ, яч.4, КЛ 6 кВ ф. №4 ГЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
13	ЗРУ 6 кВ, яч.5, КЛ 6 кВ ф. №5 Элеватор	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ЗРУ 6 кВ, яч.6, КЛ 6 кВ ф. №6 ГЭС	ТВЛМ кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 45040-10	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТБ-01 рег. № 49933-12
15	ЗРУ 6 кВ, яч.7, КЛ 6 кВ ф. №7 ГЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
16	ЗРУ 6 кВ, яч.8, КЛ 6 кВ ф. №8 ГЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
17	ЗРУ 6 кВ, яч.9, КЛ 6 кВ ф. №9 Обувная ф-ка	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
18	ЗРУ 6 кВ, яч.10, КЛ 6 кВ ф. №10 З-д Кузполимермаш	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
19	ЗРУ 6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ ф. №11 Завод №1	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
20	ЗРУ 6 кВ, яч.12, КЛ 6 кВ ф. №12 Кабель связи с ТЭЦ-3 В	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
21	ЗРУ 6 кВ, яч.15, КЛ 6 кВ ф. №15 Кожзавод	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
22	ЗРУ 6 кВ, яч.16, КЛ 6 кВ ф. №16 Кабель связи с ТЭЦ-3 Б	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ЗРУ 6 кВ, яч.17, КЛ 6 кВ ф. №17 ГЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16 СТБ-01 рег. № 49933-12	
24	ЗРУ 6 кВ, яч.23, КЛ 6 кВ ф. №16 Кабель связи с ТЭЦ-3 Б	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
25	ЗРУ 6 кВ, яч.24, КЛ 6 кВ ф. №24 3-д Кузтекстильмаш	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
26	ЗРУ 6 кВ, яч.25, КЛ-6 кВ ф. №25 Хлебокомбинат	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
27	ЗРУ 6 кВ, яч.28, КЛ 6 кВ ф. №28 Кожзавод	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
28	ЗРУ 6 кВ, яч.31, КЛ 6 кВ ф. №31 Микрорайон	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
29	ЗРУ 6 кВ, яч.33, КЛ 6 кВ ф. №33 Мебельный комбинат	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
30	ЗРУ 6 кВ, яч.34, КЛ 6 кВ ф. №34 Обувная ф-ка	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
31	ЗРУ 6 кВ, яч.39, КЛ 6 кВ ф. №39 Элеватор	ТВЛМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 45040-10	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
32	ЗРУ 6 кВ, яч.41, КЛ 6 кВ ф. №41 3-д Кузполимермаш	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТБ-01 рег. № 49933-12
33	ЗРУ 6 кВ, яч.42, КЛ 6 кВ ф. №42 Хлебокомбинат	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
34	ЗРУ 6 кВ, яч.43, КЛ 6 кВ ф. №43 ГЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
35	ЗРУ 6 кВ, яч.44, КЛ 6 кВ ф. №44 3-д Кузполимермаш	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
36	ЗРУ 6 кВ, яч.45, КЛ 6 кВ ф. №45 Очистные	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
37	ЗРУ 6 кВ, яч.46, КЛ 6 кВ ф. №46 Спецстрой	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
38	ЗРУ 6 кВ, яч.48, КЛ 6 кВ ф. №48 ГЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
39	ЗРУ 6 кВ, яч.51, КЛ 6 кВ ф. №51 Спецстрой	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
40	ЗРУ 6 кВ, яч.52, КЛ 6 кВ ф. №52 ГЭС	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1856-63	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ЗРУ 6 кВ, яч.53, КЛ 6 кВ ф. №53 ГЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
42	ЗРУ 6 кВ, яч.54, КЛ 6 кВ ф. №54 Авторемонтный з-д	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
43	ЗРУ 6 кВ, яч.57, КЛ 6 кВ ф. №57 Завод №1	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11; ТВЛМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 45040-10	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
44	ЗРУ 6 кВ, яч.58, КЛ 6 кВ ф. 58 Мебельный к-нат	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
45	ЗРУ 6 кВ, яч.59, КЛ 6 кВ ф. №59 Водозабор	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
46	ЗРУ 6 кВ, яч.60, КЛ 6 кВ ф. №60 Завод №1	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
47	ЗРУ 6 кВ, яч.61, КЛ 6 кВ ф. №61 Стройдеталь №6	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
48	ЗРУ 6 кВ, яч.64, КЛ 6 кВ ф. №64 Очистные	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
49	ЗРУ 6 кВ, яч.65, КЛ 6 кВ ф. №65 Кузнецкстрой	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11; ТВЛМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 45040-10	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТБ-01 рег. № 49933-12
50	ЗРУ 6 кВ, яч.68, КЛ 6 кВ ф. №68 Кузнецкстрой	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
51	ЗРУ 6 кВ, яч.71, КЛ 6 кВ ф. №71 Завод №1	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
52	ЗРУ 6 кВ, яч.72, КЛ 6 кВ ф. №72 ГЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
53	ЗРУ 6 кВ, яч.21, ввод 6 кВ ТХН-1	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
54	ЗРУ 6 кВ, яч.50, КЛ 6 кВ ф. №50 Кузнецкий РЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
55	ЗРУ 6 кВ, яч.66, КВЛ 6 кВ ф. №66 Гараж КуЭС	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
56	ЗРУ 6 кВ, яч.13, КЛ 6 кВ ф. №13 Завод №59	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
57	ЗРУ 6 кВ, яч.26, КЛ 6 кВ ф. №26 Завод №59	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОПАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
58	ЗРУ 6 кВ, яч.36, КЛ 6 кВ ф. №36 Завод №59	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
59	ЗРУ 6 кВ, яч.55, КЛ 6 кВ ф. №55 Завод №59	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
60	ЗРУ 6 кВ, яч.70, КЛ 6 кВ ф. №70 Пивзавод	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
61	ЗРУ 6 кВ, яч.73, КЛ 6 кВ ф. №73 Пивзавод	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
62	ЗРУ 6 кВ, яч.62, КЛ 6 кВ ф. №62 Благodatка	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
63	ЗРУ 6 кВ, яч.69, КЛ 6 кВ ф. №69 Поселки	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
64	ЗРУ 6 кВ, яч.22, КЛ 6 кВ ф. №22 УЭНФ	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
65	РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, пан.24, КЛ 0,4 кВ APS 3 ОАО МТС	ТОП-0,66 У3 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 30/5 рег. № 44142-10	-	Dialog ZMD кл.т 0,5S/1 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
66	РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, пан.29, КЛ 0,4 кВ APS 3 ОАО МТС	ТОП-0,66 У3 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 44142-10	-	Dialog ZMD кл.т 0,5S/1 рег. № 22422-07	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
67	РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, пан.24, КЛ-0,4 кВ Аппаратная маслохозяйства	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 64182-16	-	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
68	РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, пан.25, КЛ 0,4 кВ Мастерская СПС	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 64182-16	-	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
69	РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, пан.25, КЛ 0,4 кВ Управление новое здание	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 64182-16	-	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
70	РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, пан.47, КЛ 0,4 кВ Служба связи	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 64182-16	-	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
71	РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, пан.52, КЛ 0,4 кВ Служба связи	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 64182-16	-	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
72	РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ЩСН-0,4 кВ ПС 220 кВ Кузнецк - контейнер НРП ОАО МегаФон	ТОП 0,66 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 40110-08	-	Dialog ZMD кл.т 0,5S/1 рег. № 22422-07		
73	РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ЩСН-0,4 кВ ПС 220 кВ Кузнецк - контейнер НРП ОАО МегаФон	ТОП 0,66 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 40110-08	-	Dialog ZMD кл.т 0,5S/1 рег. № 22422-07		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-9 (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
10-13, 15-27, 29-30, 32-39, 41-42, 44-48, 50-64 (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
14, 28, 31, 40, 43, 49 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
65-73 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-9 (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
10-13, 15-27, 29-30, 32-39, 41-42, 44-48, 50-64 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
14, 28, 31, 40, 43, 49 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
65-73 (Счетчик 1; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-9 (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
10-13, 15-27, 29-30, 32-39, 41-42, 44-48, 50-64 (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
14, 28, 31, 40, 43, 49 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
65-73 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-9 (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
10-13, 15-27, 29-30, 32-39, 41-42, 44-48, 50-64 (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
14, 28, 31, 40, 43, 49 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
65-73 (Счетчик 1; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5

Продолжение таблицы 3

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 СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Dialog ZMD: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 35000 72 140000 10000

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	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. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока шинный	ТШП	15
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока	СА 123	9
Трансформатор тока	ТВЛМ	6
Трансформатор тока	ТГФМ-110	18
Трансформатор тока	ТЛО-10	102
Трансформатор тока	ТОП 0,66	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66 УЗ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Dialog ZMD	68
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	5
Устройство сбора и передачи данных	ТОРАZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.В9.ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Кузнецк», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

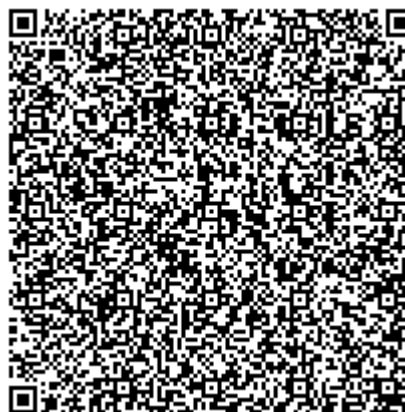
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи давления измерительные LD

Назначение средства измерений

Преобразователи давления измерительные LD (далее по тексту – преобразователи) предназначены для непрерывных измерений и преобразований значений давления жидкостей, газов или пара в унифицированный выходной сигнал постоянного тока и (или) цифровой выходной сигнал. Также преобразователи предназначены для расчета и (или) индикации других величин, функционально связанных с измеряемым давлением: расхода, уровня жидкости, газа или пара.

Описание средства измерений

Основным элементом измерительного механизма преобразователей давления LD является измерительная емкостная ячейка, расположенная внутри первичного преобразователя (сенсорного модуля).

Принцип действия преобразователей основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента (мембраны) емкостной ячейки. Под воздействием давления измерительный механизм сенсорного модуля преобразователя формирует цифровой код, пропорциональный приложенному давлению. Откорректированный цифровой код передается на цифровое индикаторное устройство (ЖК-экран) (при его наличии), а также на устройство, формирующее стандартный аналоговый и (или) цифровой выходные сигналы.

Конструкция преобразователей позволяет присоединять различные типы фланцев к одному сенсорному модулю, применять преобразователь в сборе с клапанными блоками различной конструкции и /или выносными разделительными мембранами, использовать в составе измерения расхода в комплексе с сужающими устройствами и усредняющими напорными трубками.

К настоящему типу средств измерений относятся преобразователи следующих модификаций LD301, LD302, LD303, LD400, которые отличаются друг от друга метрологическими характеристиками, видом измеряемого давления, функциональными возможностями, наличием дисплея, типами присоединений к процессу, рабочей средой и габаритными размерами.

В зависимости от вида измеряемого давления преобразователи имеют следующие обозначения:

LD301A, LD302A, LD303A, LD400A – преобразователи абсолютного давления;

LD301M, LD302M, LD303M, LD400M, LD400G – преобразователи избыточного давления;

LD301D, LD302D, LD303D, LD400D – преобразователи разности давлений;

LD301H, LD302H, LD303H, LD400H – преобразователи разности давлений (высокое статическое давление);

LD301L, LD302L, LD303L, LD400L – преобразователи разности давлений с возможностью измерения уровня.

Заводской (серийный) номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений в виде цифрового обозначения по системе нумерации изготовителя, наносится на маркировочную металлическую табличку любым технологическим способом прикрепленную к корпусу преобразователя в месте указанном на рисунке 2.

Общий вид преобразователей с указанием места нанесения заводского (серийного) номера представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Пломбирование преобразователей не предусмотрено.



а) Преобразователи давления измерительные LD мод. LD30xA, M, D, H



б) Преобразователи давления измерительные LD мод. LD400G



в) Преобразователи давления измерительные LD мод. LD400A, M, D, H





г) Преобразователь давления измерительный LD мод. LD400L, LD30xL

Рисунок 1 – Общий вид преобразователей давления измерительных LD

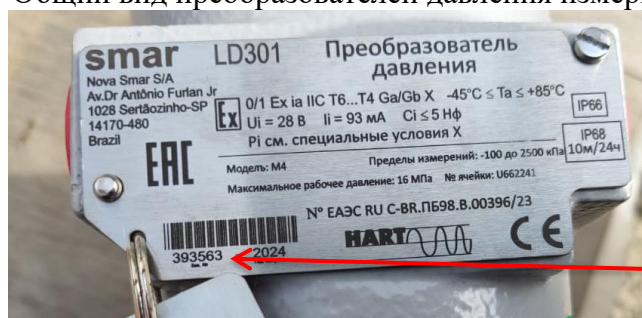


Рисунок 2 – Место нанесения заводского (серийного) номера

Место
нанесения
заводского
(серийного)
номера

Программное обеспечение

Преобразователи имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), которое является метрологически значимым и предназначено для преобразования, индикации и передачи измеренных значений. ПО устанавливается в преобразователи на заводе-изготовителе во время производственного цикла и является неизменным.

Конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и измерительную информацию. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Встроенное ПО
Номер версии ПО (идентификационный номер), не ниже	2.0
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 2-3.

Таблица 2 – Диапазоны измерений

Наименование характеристики		Код диапазона измерений	Значение
Преобразователи избыточного давления			
Диапазоны измерений избыточного давления, кПа ¹⁾	LD301M, LD302M, LD303M, LD400M	0	от -1 до 1
		1	от -5 до 5
	LD301M, LD302M, LD303M, LD400M, LD400G	2	от -50 до 50
		3	от -100 до 250
		4	от -100 до 2500
		5	от -100 до 25000
	LD301M, LD302M, LD303M, LD400M	6	от -100 до 40000
Преобразователи абсолютного давления			
Диапазоны измерений абсолютного давления, кПа ¹⁾	LD301A, LD302A, LD303A, LD400A	2	от 0 до 50
		3	от 0 до 250
		4	от 0 до 2500
		5	от 0 до 25000
		6	от 0 до 40000
Преобразователи разности давлений			
Диапазоны измерений разности давлений, кПа ¹⁾	LD301D, LD302D, LD303D, LD400D	0	от -1 до 1
		1	от -5 до 5
		2	от -50 до 50
		3	от -250 до 250
		4	от -2500 до 2500
Преобразователи разности давлений (высокое статическое давление)			
Диапазоны измерений разности давлений (высокое статическое давление), кПа ¹⁾	LD301H, LD302H, LD303H, LD400H	2	от -50 до 50
		3	от -250 до 250
		4	от -2500 до 2500
		5	от -25000 до 25000
Преобразователи разности давлений (измерение уровня)			
Диапазоны измерений разности давлений (при измерении уровня), кПа ¹⁾	LD301L, LD302L, LD303L, LD400L	2	от -50 до 50
		3	от -250 до 250
		4	от -2500 до 2500
		5	от -25000 до 25000
Примечание: ¹⁾ Преобразователи могут изготавливаться с другими единицами измерений давления, допущенными к применению в Российской Федерации.			

Таблица 3 – Пределы допускаемой погрешности измерений

Наименование характеристики	Значение
Преобразователи избыточного давления, разности давлений	
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности к $ДИ_{настр}^{1)3)}$, % Код диапазона измерений 1, 2, 3, 4, 5, 6	$0,1ДИ^2) \leq ДИ_{настр} \leq ДИ: \pm 0,075;$ $0,025ДИ \leq ДИ_{настр} < 0,1ДИ:$ $\pm (0,0375 + 0,00375ДИ/ДИ_{настр});$ $0,0085ДИ \leq ДИ_{настр} < 0,025ДИ:$ $\pm (0,0015 + 0,00465ДИ/ДИ_{настр})$
Код диапазона измерений 0	$0,2ДИ \leq ДИ_{настр} \leq ДИ: \pm 0,1;$ $0,05ДИ \leq ДИ_{настр} < 0,2ДИ:$ $\pm (0,025 + 0,015ДИ/ДИ_{настр})$
Преобразователи абсолютного давления	
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности к $ДИ_{настр}^{1)3)}$, % Код диапазона измерений 2, 3, 4, 5, 6	$0,1ДИ^2) \leq ДИ_{настр} \leq ДИ: \pm 0,1;$ $0,025ДИ \leq ДИ_{настр} < 0,1ДИ:$ $\pm (0,05 + 0,005ДИ/ДИ_{настр});$ $0,0085ДИ \leq ДИ_{настр} < 0,025ДИ:$ $\pm (0,01 + 0,006ДИ/ДИ_{настр})$
Код диапазона измерений 0	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности, вызванной отклонением температуры окружающей среды от нормальных условий, % /20 °С ³⁾ Код диапазона измерений 2, 3, 4, 5, 6	$0,2ДИ^2) \leq ДИ_{настр} \leq ДИ:$ $\pm (0,02\% ДИ + 0,06\% ДИ_{настр});$ $0,0085 ДИ \leq ДИ_{настр} < 0,2 ДИ:$ $\pm (0,023\% ДИ + 0,045\% ДИ_{настр})$
Код диапазона измерений 1	$0,2 ДИ \leq ДИ_{настр} \leq ДИ:$ $\pm (0,08\% ДИ + 0,05\% ДИ_{настр});$ $0,025 ДИ \leq ДИ_{настр} < 0,2ДИ:$ $\pm (0,06\% ДИ + 0,15\% ДИ_{настр})$
Код диапазона измерений 0	$0,2 ДИ \leq ДИ_{настр} \leq ДИ:$ $\pm (0,15\% ДИ + 0,05\% ДИ_{настр});$ $0,05 ДИ \leq ДИ_{настр} < 0,2 ДИ:$ $\pm (0,1\% ДИ + 0,3\% ДИ_{настр})$
Вариация выходного сигнала, %	$0,04 \gamma $

Наименование характеристики	Значение
Максимальное рабочее (статическое) давление, МПа ³⁾	от 8 до 52
Пределы допускаемой дополнительной приведённой погрешности, вызванной изменением статического давления, % : Код диапазона измерений 2, 3, 4, 5, 6 Код диапазона измерений 1 Код диапазона измерений 0 Код диапазона измерений 2, 3, 4, 5 (мод. LD30xL, LD400L)	$\pm 0,033\% \text{ ДИ}^{4)}$ $\pm 0,05\% \text{ ДИ}^{5)}$ $\pm 0,1\% \text{ ДИ}^{6)}$ $\pm 0,1\% \text{ ДИ}^{7)}$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызванной изменением напряжения питания % на 1 В	$\pm 0,005$
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 до 80 от 84 до 106,7
Примечание: 1) – Диапазон измерений настроенный. 2) – Диапазон измерений. 3) – Конкретное значение указано в паспорте на преобразователь. 4) – на каждые 7МПа. 5) – на каждые 1,7МПа. 6) – на каждые 0,5МПа. 7) – на каждые 3,5МПа.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: – аналоговый сигнал постоянного электрического тока, мА LD301A, LD301M, LD301D, LD301L, LD301H, LD400A, LD400M, LD400G, LD400D, LD400L, LD400H – цифровые сигналы LD301A, LD301M, LD301D, LD301L, LD301H, LD400A, LD400M, LD400G, LD400D, LD400L, LD400H LD302A, LD302M, LD302D, LD302L, LD302H LD303A, LD303M, LD303D, LD303L, LD303H	от 4 до 20 HART Foundation Fieldbus Profibus
Параметры электропитания: – диапазон напряжений питания постоянного тока, В LD301A, LD301M, LD301D, LD301L, LD301H LD302A, LD302M, LD302D, LD302L, LD302H, LD303A, LD303M, LD303D, LD303L, LD303H LD400A, LD400M, LD400G, LD400D, LD400L, LD400H	от 12 до 45 от 9 до 32 от 12 до 55

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -45 до +85 до 80 от 86 до 106,7
Габаритные размеры, мм, не более: – ширина×глубина×высота LD301A, LD301M, LD301D, LD301L ²⁾ , LD301H, LD302A, LD302M, LD302D, LD302L ²⁾ , LD302H, LD303A, LD303M, LD303D, LD303L ²⁾ , LD303H, LD400A, LD400M, LD400D, LD400L ²⁾ , LD400H LD400G	100×114×200 72,5×125×190
Масса, кг, не более ¹⁾	23,5
Маркировка взрывозащиты	0/1Ex ia IIC T6...T4 Ga/Gb X 1Ex db IIC T6 Gb X 0Ex ia IIC T6...T4 Ga X
Степень защиты от внешних влияющих воздействий	IP66/IP68
¹⁾ Конкретное значение указано в паспорте на преобразователь. ²⁾ Без учета элементов присоединения к технологическому процессу.	

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	34
Средняя наработка на отказ, ч	300 000

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность преобразователей давления измерительных

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь давления измерительный	LD301, LD302, LD303, LD400	1 шт.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз. ¹⁾
Паспорт	–	1 экз.
¹⁾ Допускается: – прилагать 1 экз. (в зависимости от заказа) на каждые 10 штук, поставляемых в один адрес; – поставка на электронном носителе.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 руководства по эксплуатации «Общие сведения».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»;

Стандарт предприятия «Преобразователи давления измерительные LD».

Правообладатель

Фирма Nova SMAR S/A, Бразилия

Адрес: Av. Dr. Antônio Furlan Jr, 1028, Centro - 14170-465 - Sertãozinho/SP, Бразилия

Телефон: +55 71 99619-8988

E-mail: insales@SMAR.com.br

Web-сайт: www.smar.br

Изготовитель

Фирма Nova SMAR S/A, Бразилия

Адрес: Av. Dr. Antonio Furlan Jr, 1028 - Jd. Sumaré - Sertãozinho, SP - CEP-14170-480, 530, Бразилия

Телефон: +55 71 99619-8988

E-mail: insales@SMAR.com.br

Web-сайт: www.smar.br

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, 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

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

Регистрационный № 93429-24

Характер производства: серийное

Дата утверждения акта испытаний, на основании которого принято решение об утверждении типа средств измерений: 05.09.2024

Заводские, серийные номера или буквенно-цифровые обозначения средств измерений, изготовленных для испытаний и (или) представленных на испытания: LD302M4 зав.№ 037774, LD303M4 зав.№ 037773, LD400G2 зав.№ 004151, LD301D3 зав.№ 393400, LD400D2 зав.№ 004150, LD301D3 зав.№ 393388, LD301D3 зав.№ 393387, LD301A3 зав.№ 393037, LD301M3 зав.№ 393397, LD301M3 зав.№ 393390, LD301M3 зав.№ 393391, LD301M3 зав.№ 393392, LD301M4 зав.№ 393556, LD301M4 зав.№ 393564, LD301M4 зав.№ 393562, LD301M4 зав.№ 393557, LD301M4 зав.№ 393323, LD301M4 зав.№ 393324, LD301M4 зав.№ 393326, LD301M4 зав.№ 393325, LD301M3 зав.№ 393395, LD302A6 зав.№ 038646, LD301M3 зав.№ 393394, LD301M3 зав.№ 393389, LD301M4 зав.№ 393563, LD301M4 зав.№ 393566, LD301M4 зав.№ 393567, LD301M4 зав.№ 393565, LD301M4 зав.№ 393560, LD301M4 зав.№ 393561, LD301M4 зав.№ 393558, LD301M4 зав.№ 393554, LD301M3 зав.№ 393393, LD301M3 зав.№ 393398, LD301M3 зав.№ 393396, LD301M4 зав.№ 393559, LD301M4 зав.№ 393555, LD301M1 зав.№ 393241, LD301M3 зав.№ 393240, LD301M4 зав.№ 393568, LD301D2 зав.№ 398220, LD301D2 зав.№ 398221, LD301M3 зав.№ 393399, LD303H5 зав.№ 038645, LD301D2 зав.№ 398356, LD301D2 зав.№ 398357, LD301D2 зав.№ 398358, LD301D2 зав.№ 398359, LD301D2 зав.№ 398360, LD301D2 зав.№ 398361, LD301D2 зав.№ 398362, LD301D2 зав.№ 398363, LD301D2 зав.№ 398364, LD301D2 зав.№ 398365, LD301D2 зав.№ 398366, LD301D2 зав.№ 398367, LD301H2 зав.№ 398368, LD301H2 зав.№ 398369, LD301H2 зав.№ 398370, LD301H2 зав.№ 398371, LD301D2 зав.№ 398372, LD301D2 зав.№ 398373, LD301D2 зав.№ 398374, LD301D2 зав.№ 398375, LD400G5 зав.№ 003989, LD301L3 зав.№ 402659

Код идентификации производства средств измерений: OC

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93436-24

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи давления измерительные КМ35

Назначение средства измерений

Преобразователи давления измерительные КМ35 (далее по тексту – преобразователи) предназначены для измерений и преобразований избыточного, абсолютного давления, избыточного давления-разрежения, разности давлений жидкостей и газов, а также гидростатического давления жидких сред в нормированный аналоговый выходной сигнал постоянного тока и (или) в цифровой выходной сигнал.

Описание средства измерений

Преобразователи конструктивно состоят из первичного преобразователя давления (сенсорный модуль) и вторичного цифрового преобразователя (электронного устройства).

Принцип действия преобразователя основан на изменении удельного сопротивления при упругой деформации чувствительного элемента. Измеряемое давление, подаваемое во входную камеру датчика, вызывает деформацию измерительной мембраны, что в свою очередь, приводит к разбалансировке измерительного моста. Разбаланс напряжений с помощью электронной схемы преобразуется в унифицированный токовый сигнал от 4 до 20 мА и (или) в частотно-модулированный (HART-протокол) или в цифровой сигнал Profibus PA и FOUNDATION Fieldbus. Зависимость аналогового выходного сигнала постоянного тока от входной измеряемой величины давления - линейно возрастающая и/или с зависимостью по закону квадратного корня.

Для отображения информации преобразователи опционально оснащаются дисплеем.

Преобразователи имеют взрывозащищенную конструкцию, выполненную в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2014.

Степень защиты преобразователей, обеспечиваемая оболочкой от проникновения твердых частиц, пыли и воды, соответствует IP66, IP68 по ГОСТ 14254-2015.

Преобразователи выпускаются в модификациях, отличающихся видом измеряемого давления (в зависимости от исполнения преобразователя), диапазонами измерений давления, пределами допускаемой основной приведенной погрешности, наличием взрывозащищенного исполнения.

Преобразователи модификаций КМ35-И-403 и КМ35-АИ-413 предназначены для измерений избыточного давления и (или) избыточного давления-разрежения, модификаций КМ35-А-423 и КМ35-А-433 – для измерений абсолютного давления, модификаций КМ35-Д-443; КМ35-Д-453; КМ35-Д-463 – для измерений разности давлений (дифференциального давления) и гидростатического давления. Преобразователи модификаций КМ35-М-030; КМ35-М-031; КМ35-М-040; КМ35-М-041 предназначены для измерений избыточного давления и (или) избыточного давления-разрежения, КМ35-М-032; КМ35-М-033; КМ35-М-042; КМ35-М-043 абсолютного давления, КМ35-М-034; КМ35-М-035; КМ35-М-036; КМ35-М-044; КМ35-М-045; КМ35-М-046 разности давлений (дифференциального давления) и гидростатического давления.

Обозначение и маркировка преобразователей модификаций КМ35-И, КМ35-АИ, КМ35-Д, КМ35-А, а также пример записи условного обозначения преобразователей при заказе и в документации другой продукции:

№ символа	1	2		3	4	5	6	7		8	9	10	11		12	13
Заказной код	КМ35-И-403	3	-	1	D	A	5	0	-	1	D	B	6	-	Z	A01+Y01

1. Модификация преобразователя
2. Выходной сигнал/тип связи
3. Заполнение измерительной ячейки
4. Верхние пределы измерений
5. Материал частей, контактирующих со средой измерения (мембрана/штуцер)
6. Присоединение к процессу
7. Материал корпуса преобразователя
8. Исполнение (всегда 1)
9. Исполнение по взрывозащите
10. Резьба отверстий кабельного ввода (электрическое присоединение)
11. Индикация
12. Код наличия дополнительных опций
13. Дополнительные опции

Обозначение и маркировка преобразователей модификаций КМ35-М, а также пример записи условного обозначения преобразователей при заказе и в документации другой продукции:

№ символа	модификация	1	2		3	4	5	6	7		8	9	10	11		12	13
Заказной код	КМ35-М-03	0	0	-	1	Q	B	0	1	-	5	C	F	2	-	Z	H01+Y01

1. Тип давления
2. Выходной сигнал/тип связи
3. Заполнение измерительной ячейки
4. Верхние пределы измерений
5. Присоединение к процессу
6. Материал частей, контактирующих со средой измерения (мембрана/штуцер)
7. Материал корпуса преобразователя
8. Тип корпуса
9. Исполнение по взрывозащите
10. Резьба отверстий кабельного ввода (электрическое присоединение)
11. Индикация
12. Код наличия дополнительных опций
13. Дополнительные опции

Преобразователи обладают функцией перенастройки диапазона измерений.

Заводской номер наносится в виде буквенно-цифрового кода методом гравировки на металлическую пластину, прикреплённую к корпусу преобразователя.

Нанесение знака поверки на преобразователи не предусмотрено.

Пломбировка преобразователей не предусмотрена.

Общий вид преобразователей с указанием места нанесения заводского номера и знака утверждения типа приведен на рисунках 1-3. Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлено на рисунке 4.



Рисунок 1 - Общий вид преобразователей давления измерительных KM35
(исполнение в нержавеющей корпусе)



Рисунок 2 - Общий вид преобразователей давления измерительных КМ35
(в исполнении корпуса из алюминия)



Рисунок 3 - Общий вид преобразователей давления измерительных KM35
(в исполнении корпуса из алюминия)

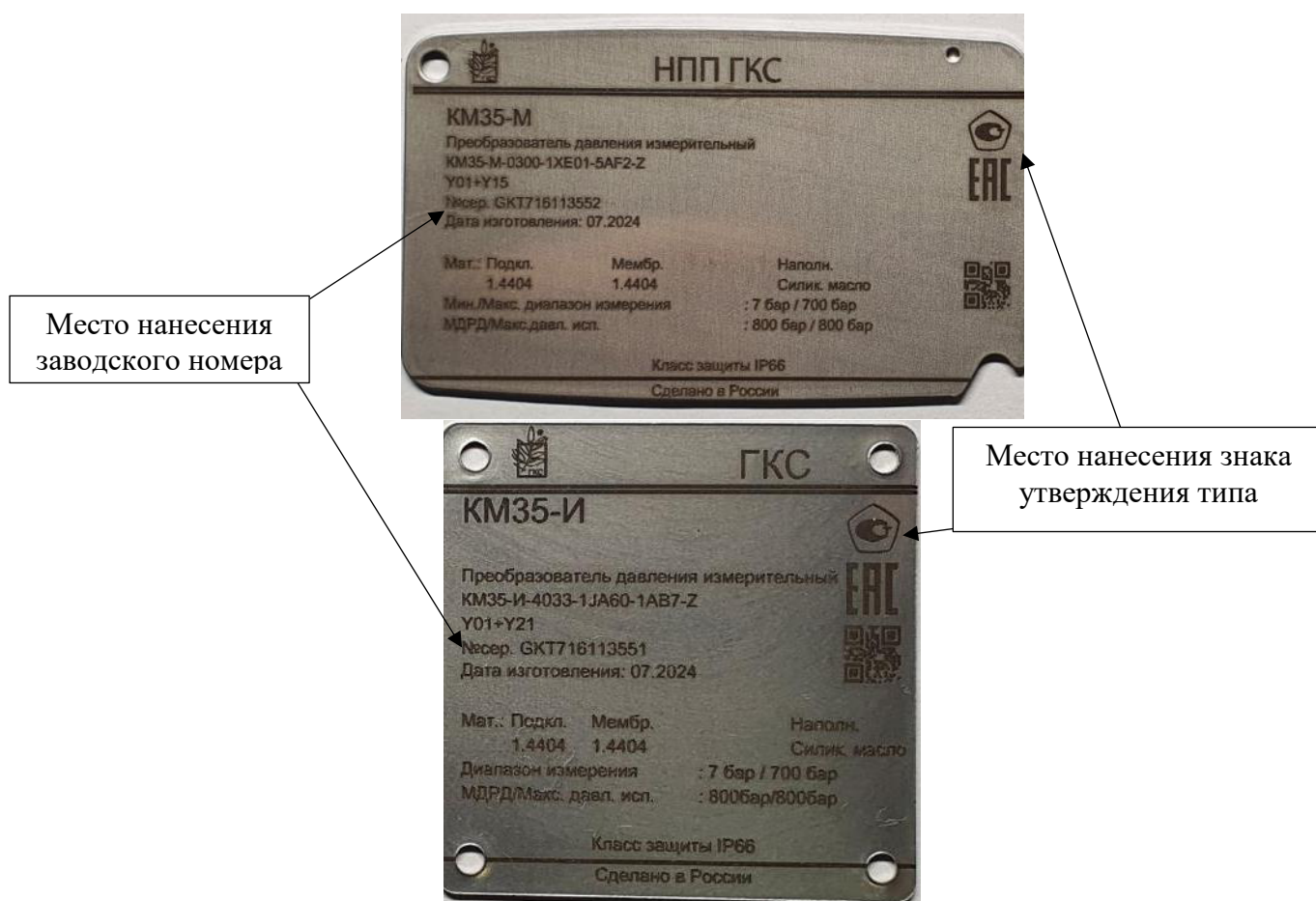


Рисунок 4 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Преобразователи имеют встроенное программное обеспечение (ПО), которое устанавливается в памяти при изготовлении. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится внутри аппаратных средств в энергонезависимой памяти. Данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через интерфейс пользователя.

Нормирование метрологических характеристик преобразователей проведено с учётом влияния ПО.

Уровень защиты ПО и измерительной информации от преднамеренных и непреднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО - КМ35-И-4xx3 ⁽¹⁾ , КМ35-А-4xx3 ⁽¹⁾ , КМ35-Д-4xx3 ⁽¹⁾ , КМ35-АИ-4xx3 ⁽¹⁾ - КМ35-И-4xx4 ⁽¹⁾ , КМ35-А-4xx4 ⁽¹⁾ , КМ35-Д-4xx4 ⁽¹⁾ , КМ35-АИ-4xx4 ⁽¹⁾ - КМ35-И-4xx5 ⁽¹⁾ , КМ35-А-4xx5 ⁽¹⁾ , КМ35-Д-4xx5 ⁽¹⁾ , КМ35-АИ-4xx5 ⁽¹⁾ - КМ35-М-xx ⁽¹⁾	7MF4xx3 ⁽¹⁾ или КМ35-х ⁽¹⁾ 7MF4xx4 ⁽¹⁾ или КМ35-х ⁽¹⁾ 7MF4xx5 ⁽¹⁾ или КМ35-х ⁽¹⁾ GKS, КМ35-М, SITRANS P320, SITRANS P420
Номер версии (идентификационный номер) ПО	FW: 1X.XX. XX ⁽²⁾ FW: 3XX. XX. XX ⁽²⁾ FW: 1.XX.XX ⁽²⁾
Цифровой идентификатор ПО	-
⁽¹⁾ В зависимости от модификации и исполнения преобразователя давления, где «xx» - обозначают функциональные и конструктивные особенности преобразователя, указанные в руководстве по эксплуатации, в разделе структурное обозначение преобразователя давления. ⁽²⁾ XX – последовательность цифр, не являющаяся метрологически значимой частью ПО. X может принимать значения от 0 до 9.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики преобразователей давления измерительных КМ35, модификаций КМ35-И-403 и КМ35-АИ-413

Наименование характеристики	Значение в зависимости от модификации	
	КМ35-И	КМ35-АИ
1	2	
Вид измеряемого давления	избыточное, избыточное давление-разрежение	
Диапазон измерений давления, МПа ⁽¹⁾	от -0,1 до 70	от -0,1 до 6,3 от 0 до 3
Коэффициент перенастройки ⁽²⁾	от 1 до 100	
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, % от ДИ преобразователей ⁽³⁾ : - с ВПИ 25 кПа - с ВПИ 100 кПа, 400 кПа, 1,6 МПа, 6,3 МПа, 16 МПа - с ВПИ 40 МПа, 70 МПа	$\pm 0,065^{(4)}$ $\pm (0,008 \cdot K + 0,055)^{(5)}$ $\pm 0,04^{(6)}$ $\pm (0,004 \cdot K + 0,045)^{(7)}$ $\pm 0,075^{(6)}$ $\pm (0,005 \cdot K + 0,05)^{(7)}$	
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к ВПИ погрешности, вызванной отклонением температуры от нормальных условий, % /28 °С преобразователей: - с ВПИ 25 кПа - с ВПИ 100 кПа - с ВПИ 400 кПа - с ВПИ 1,6 МПа, 6,3 МПа, 16 МПа, 40 МПа, 70 МПа	$\pm (0,16 \cdot K + 0,1)$ $\pm (0,05 \cdot K + 0,1)$ $\pm (0,025 \cdot K + 0,125)$ $\pm (0,08 \cdot K + 0,16)$	
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 20 до 80 от 84,0 до 106,7	

Продолжение таблицы 2

1	2
⁽¹⁾ Диапазон измерений (ДИ) указан от нижнего предела измерений до верхнего предела измерений (ВПИ), конкретный ДИ определяется при заказе из ряда, установленного в технической документации изготовителя, и указывается в паспорте преобразователя. ⁽²⁾ Коэффициент перенастройки (К) - это отношение максимального ВПИ преобразователя к ВПИ настроенному. ⁽³⁾ Значение основной приведенной погрешности указывается в паспорте на преобразователь. По запросу заказчика пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей могут быть выбраны из дополнительного ряда (при условии, если значение основной приведенной погрешности не превышает расчетное согласно формуле) в соответствии с дополнительной опцией PG004, PG005, PG0065, PG0075, PG01, PG015, PG02, PG025, PG05, PG10, PG15, PG20 или PG25: $\pm 0,04\%$; $\pm 0,05\%$; $\pm 0,065\%$; $\pm 0,075\%$; $\pm 0,1\%$; $\pm 0,15\%$; $\pm 0,2\%$; $\pm 0,25\%$; $\pm 0,5\%$; $\pm 1,0\%$; $\pm 1,5\%$; $\pm 2,0\%$; $\pm 2,5\%$. ⁽⁴⁾ при $K \leq 1,25$, ⁽⁵⁾ при $1,25 < K \leq 30$, ⁽⁶⁾ при $K \leq 5$, ⁽⁷⁾ при $5 < K \leq 100$.	

Таблица 3 - Метрологические характеристики преобразователей давления измерительных КМ35, модификаций КМ35-А-423 и КМ35-А-433

Наименование характеристики	Значение
Вид измеряемого давления	абсолютное
Диапазон измерений давления, МПа ⁽¹⁾	от 0 до 70
Коэффициент перенастройки ⁽²⁾	от 1 до 100
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, % от ДИ при $K \leq 10$ при $10 < K \leq 30$	$\pm 0,1$ $\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к ВПИ погрешности, вызванной отклонением температуры от нормальных условий, % /28 °С преобразователей: - с ВПИ 25 кПа - с ВПИ св. 25 кПа	$\pm (0,15 \cdot K + 0,1)$ $\pm (0,08 \cdot K + 0,16)$
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 20 до 80 от 84,0 до 106,7
⁽¹⁾ Диапазон измерений (ДИ) указан от нижнего предела измерений до верхнего предела измерений (ВПИ), конкретный ДИ определяется при заказе из ряда, установленного в технической документации изготовителя, и указывается в паспорте преобразователя. ⁽²⁾ Коэффициент перенастройки (К) - это отношение максимального ВПИ преобразователя к ВПИ настроенному.	

Таблица 4 - Метрологические характеристики преобразователей давления измерительных КМ35, модификаций КМ35-Д-443; КМ35-Д-453; КМ35-Д-463

Наименование характеристики	Значение
1	2
Вид измеряемого давления	разность давлений (дифференциальное), гидростатическое
Верхние пределы измерений давления, МПа ⁽¹⁾	от 0,002 до 16
Коэффициент перенастройки ⁽²⁾	от 1 до 100
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, % от ДИ ⁽³⁾⁽⁴⁾ преобразователей: - с ВПИ 2 кПа при $K \leq 5$ при $5 < K \leq 20$ - с ВПИ 6 кПа при $K \leq 5$ при $5 < K \leq 60$ - с ВПИ 25 кПа, 60 кПа, 160 кПа, 500 кПа, 3 МПа, 16 МПа при $K \leq 5$ при $5 < K \leq 100$	$\pm 0,075^{(5)}$ $\pm 0,15^{(6)}$ $\pm (0,005 \cdot K + 0,05)^{(5)}$ $\pm (0,01 \cdot K + 0,1)^{(6)}$ $\pm 0,075^{(5)}$ $\pm 0,15^{(6)}$ $\pm (0,005 \cdot K + 0,05)^{(5)}$ $\pm (0,01 \cdot K + 0,1)^{(6)}$ $\pm 0,04^{(5)}$ $\pm 0,08^{(6)}$ $\pm (0,004 \cdot K + 0,045)^{(5)}$ $\pm (0,008 \cdot K + 0,09)^{(6)}$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к ВПИ погрешности, вызванной отклонением температуры от нормальных условий, % /28 °С преобразователей: - с ВПИ 2 кПа - с ВПИ 6 кПа - с ВПИ 25 кПа, 60 кПа, 160 кПа, 500 кПа, 3 МПа - с ВПИ 16 МПа	$\pm (0,15 \cdot K + 0,1)$ $\pm (0,075 \cdot K + 0,1)$ $\pm (0,025 \cdot K + 0,125)$ $\pm (0,08 \cdot K + 0,16)$
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 20 до 80 от 84,0 до 106,7
⁽¹⁾ Верхний предел измерений (ВПИ) разности давлений выбирается из представленного диапазона, конкретное значение ВПИ и диапазона измерений (ДИ) определяется при заказе из ряда, установленного в технической документации изготовителя, и указывается в паспорте преобразователя. ⁽²⁾ Коэффициент перенастройки (К) - это отношение максимального ВПИ преобразователя к ВПИ настроенному.	

Продолжение таблицы 4

1	2
⁽³⁾В качестве ДИ применяется нормирующее значение $P_{ДИ}$ из ряда значений от 0,002 до 32 МПа, определяемое по формуле $P_{ДИ} = P_{ВПИ} + P_{РИД}$, где $P_{ВПИ}$ – значение ВПИ, а $P_{РИД}$ – значение рабочего избыточного давления из ряда значений от минус 16 до 16 МПа, подаваемое в одну из измерительных камер при измерении разности давлений. Знак «минус» для $P_{РИД}$ определяется тем, в какую из камер преобразователя подается большее давление. ⁽⁴⁾Значение основной приведенной погрешности указывается в паспорте на преобразователь. По запросу заказчика пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей могут быть выбраны из дополнительного ряда (при условии, если значение основной приведенной погрешности не превышает расчетное согласно формуле) в соответствии с дополнительной опцией PG004, PG005, PG0065, PG0075, PG01, PG015, PG02, PG025, PG05, PG10, PG15, PG20 или PG25: $\pm 0,04\%$; $\pm 0,05\%$; $\pm 0,065\%$; $\pm 0,075\%$; $\pm 0,1\%$; $\pm 0,15\%$; $\pm 0,2\%$; $\pm 0,25\%$; $\pm 0,5\%$; $\pm 1,0\%$; $\pm 1,5\%$; $\pm 2,0\%$; $\pm 2,5\%$. ⁽⁵⁾С линейной характеристикой или с квадратичной характеристикой от 50% до 100% от ДИ. ⁽⁶⁾С квадратичной характеристикой от 25% до 50% от ДИ.	

Таблица 5 - Метрологические характеристики преобразователей давления измерительных КМ35, модификаций КМ35-М-030; КМ35-М-031; КМ35-М-040; КМ35-М-041

Наименование характеристики	Значение
1	2
Вид измеряемого давления	избыточное, избыточное давление-разрежение
Диапазон измерений давления, МПа ⁽¹⁾	от -0,1 до 70
Коэффициент перенастройки ⁽²⁾	от 1 до 100
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, % от ДИ преобразователей ⁽³⁾ : - с ВПИ 25 кПа - с ВПИ 100 кПа, 400 кПа, 1,6 МПа, 6,3 МПа, 16 МПа - с ВПИ 40 МПа, 70 МПа	$\pm 0,065^{(4)}$ $\pm (0,008 \cdot K + 0,055)^{(5)}$ $\pm 0,04^{(6)}$ $\pm (0,004 \cdot K + 0,045)^{(7)}$ $\pm 0,075^{(6)}$ $\pm (0,005 \cdot K + 0,05)^{(7)}$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к ВПИ погрешности, вызванной отклонением температуры от нормальных условий, % /28 °С преобразователей: - с ВПИ 25 кПа - с ВПИ 100 кПа - с ВПИ 400 кПа, 1,6 МПа, 6,3 МПа, 16 МПа, 40 МПа - с ВПИ 70 МПа	$\pm (0,16 \cdot K + 0,1)$ $\pm (0,05 \cdot K + 0,1)$ $\pm (0,025 \cdot K + 0,125)$ $\pm (0,08 \cdot K + 0,16)$

Продолжение таблицы 5

1	2
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 20 до 80 от 84,0 до 106,7
⁽¹⁾ Диапазон измерений (ДИ) указан от нижнего предела измерений до верхнего предела измерений (ВПИ), конкретный ДИ определяется при заказе из ряда, установленного в технической документации изготовителя, и указывается в паспорте преобразователя. ⁽²⁾ Коэффициент перенастройки (К) - это отношение максимального ВПИ преобразователя к ВПИ настроенному. ⁽³⁾ Значение основной приведенной погрешности указывается в паспорте на преобразователь. По запросу заказчика пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей могут быть выбраны из дополнительного ряда (при условии, если значение основной приведенной погрешности не превышает расчетное согласно формуле) в соответствии с дополнительной опцией PG004, PG005, PG0065, PG0075, PG01, PG015, PG02, PG025, PG05, PG10, PG15, PG20 или PG25: ±0,04 %; ±0,05 %; ±0,065 %; ±0,075 %; ±0,1 %; ±0,15 %; ±0,2 %; ±0,25 %; ±0,5 %; ±1,0 %; ±1,5 %; ±2,0 %; ±2,5 %. ⁽⁴⁾ при $K \leq 1,25$, ⁽⁵⁾ при $1,25 < K \leq 30$, ⁽⁶⁾ при $K \leq 5$, ⁽⁷⁾ при $5 < K \leq 100$.	

Таблица 6 - Метрологические характеристики преобразователей давления измерительных КМ35, модификаций КМ35-М-032; КМ35-М-033; КМ35-М-042; КМ35-М-043

Наименование характеристики	Значение
1	2
Вид измеряемого давления	абсолютное
Диапазон измерений давления, МПа ⁽¹⁾	от 0 до 70
Коэффициент перенастройки ⁽²⁾	от 1 до 100
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, % от ДИ при $K \leq 10$ при $10 < K \leq 30$	±0,1 ±0,2
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к ВПИ погрешности, вызванной отклонением температуры от нормальных условий, % /28 °C преобразователей: - с ВПИ 25 кПа - с ВПИ св. 25 кПа	±(0,15·K+0,1) ±(0,08·K+0,16)
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 20 до 80 от 84,0 до 106,7
⁽¹⁾ Диапазон измерений (ДИ) указан от нижнего предела измерений до верхнего предела измерений (ВПИ), конкретный ДИ определяется при заказе из ряда, установленного в технической документации изготовителя, и указывается в паспорте преобразователя. ⁽²⁾ Коэффициент перенастройки (К) - это отношение максимального ВПИ преобразователя к ВПИ настроенному.	

Продолжение таблицы 6

1	2
⁽³⁾ Значение основной приведенной погрешности указывается в паспорте на преобразователь. По запросу заказчика пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей могут быть выбраны из дополнительного ряда (при условии, если значение основной приведенной погрешности не превышает расчетное согласно формуле) в соответствии с дополнительной опцией PG004, PG005, PG0065, PG0075, PG01, PG015, PG02, PG025, PG05, PG10, PG15, PG20 или PG25: $\pm 0,04\%$; $\pm 0,05\%$; $\pm 0,065\%$; $\pm 0,075\%$; $\pm 0,1\%$; $\pm 0,15\%$; $\pm 0,2\%$; $\pm 0,25\%$; $\pm 0,5\%$; $\pm 1,0\%$; $\pm 1,5\%$; $\pm 2,0\%$; $\pm 2,5\%$.	

Таблица 7 - Метрологические характеристики преобразователей давления измерительных КМ35, модификаций КМ35-М-034; КМ35-М-035; КМ35-М-036; КМ35-М-044; КМ35-М-045; КМ35-М-046

Наименование характеристики	Значение
1	2
Вид измеряемого давления	разность давлений (дифференциальное), гидростатическое
Верхний предел измерений давления, МПа ⁽¹⁾	от 0,002 до 16
Коэффициент перенастройки ⁽²⁾	от 1 до 100
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, % от ДИ ⁽³⁾⁽⁴⁾ преобразователей: - с ВПИ 2 кПа при $K \leq 5$ при $5 < K \leq 20$ - с ВПИ 6 кПа при $K \leq 5$ при $5 < K \leq 60$ - с ВПИ 25 кПа, 60 кПа, 160 кПа, 500 кПа, 3 МПа, 16 МПа при $K \leq 5$ при $5 < K \leq 100$	$\pm 0,075^{(5)}$ $\pm 0,15^{(6)}$ $\pm (0,005 \cdot K + 0,05)^{(5)}$ $\pm (0,01 \cdot K + 0,1)^{(6)}$ $\pm 0,075^{(5)}$ $\pm 0,15^{(6)}$ $\pm (0,005 \cdot K + 0,05)^{(5)}$ $\pm (0,01 \cdot K + 0,1)^{(6)}$ $\pm 0,04^{(5)}$ $\pm 0,08^{(6)}$ $\pm (0,004 \cdot K + 0,045)^{(5)}$ $\pm (0,008 \cdot K + 0,09)^{(6)}$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к ВПИ погрешности, вызванной отклонением температуры от нормальных условий, % /28 °С преобразователей: - с ВПИ 2 кПа - с ВПИ 6 кПа - с ВПИ 25 кПа, 60 кПа, 160 кПа, 500 кПа, 3 МПа, 16 МПа	$\pm (0,15 \cdot K + 0,1)$ $\pm (0,075 \cdot K + 0,1)$ $\pm (0,025 \cdot K + 0,125)$

Продолжение таблицы 7

1	2
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 20 до 80 от 84,0 до 106,7
⁽¹⁾ Верхний предел измерений (ВПИ) разности давлений выбирается из представленного диапазона, конкретное значение ВПИ и диапазона измерений (ДИ) определяется при заказе из ряда, установленного в технической документации изготовителя, и указывается в паспорте преобразователя. ⁽²⁾ Коэффициент перенастройки (К) - это отношение максимального ВПИ преобразователя к ВПИ настроенному. ⁽³⁾ В качестве ДИ применяется нормирующее значение $P_{ДИ}$ из ряда значений от 0,002 до 32 МПа, определяемое по формуле $P_{ДИ} = P_{ВПИ} + P_{РИД} $, где $P_{ВПИ}$ – значение ВПИ, а $P_{РИД}$ - значение рабочего избыточного давления из ряда значений от минус 16 до 16 МПа, подаваемое в одну из измерительных камер при измерении разности давлений. Знак «минус» для $P_{РИД}$ определяется тем, в какую из камер преобразователя подается большее давление. ⁽⁴⁾ Значение основной приведенной погрешности указывается в паспорте на преобразователь. По запросу заказчика пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей могут быть выбраны из дополнительного ряда (при условии, если значение основной приведенной погрешности не превышает расчетное согласно формуле) в соответствии с дополнительной опцией PG004, PG005, PG0065, PG0075, PG01, PG015, PG02, PG025, PG05, PG10, PG15, PG20 или PG25: ±0,04 %; ±0,05 %; ±0,065 %; ±0,075 %; ±0,1 %; ±0,15 %; ±0,2 %; ±0,25 %; ±0,5 %; ±1,0 %; ±1,5 %; ±2,0 %; ±2,5 %. ⁽⁵⁾ С линейной характеристикой или с квадратичной характеристикой от 50% до 100% от ДИ. ⁽⁶⁾ С квадратичной характеристикой от 25% до 50% от ДИ.	

Таблица 8 – Технические характеристики преобразователей давления измерительных КМ35

Наименование характеристики	Значение в зависимости от модификации				
	КМ35-И	КМ35-А	КМ35-Д	КМ35-АИ	КМ35-М
1	2				
Масса ⁽¹⁾ , кг, не более	10				
Габаритные размеры ⁽¹⁾ , мм, не более					
- длина	160				160
- ширина	90				105
- высота	230				230
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP66, IP68				
Маркировка взрывозащиты ⁽²⁾	0Ex ia IIC T6...T4 Ga, 0Ex ia IIB T6...T4 Ga X, Ga/Gb Ex d IIC T6...T4 X, Ga/Gb Ex ia IIC T4/T6 X, 1Ex ib IIC T4/T6 Gb X, Ga/Gb Ex ia/db IIC T4/T6 X, 1Ex db ia IIC T4/T6 Gb X, Ga/Gb Ex ia IIC T4/T6 X, Ga/Gb Ex ia/db IIC T4/T6 X, Ex tb IIIC T120 °C Db X, Ex tc IIIC T120 °C Dc X, 2Ex nA IIC T4/T6 Gc X, Ex ia IIIC T120 °C Da X, Ga/Gb Ex ia IIC T4/T6 X, Ex tb IIIC T120 °C Db X, 2Ex nA IIC T4/T6 Gc X, Ga/Gb Ex ia/db IIC T4/T6 X, Ga/Gb Ex ia IIC T4/T6 X, Ex tb IIIC T120 °C Db X, 2Ex nA IIC T4/T6 Gc X, PO Ex ia I Ma X, PB Ex ia I Mb X, PB Ex db I Mb X				

Продолжение таблицы 8

1	2
Выходной сигнал: - мА - цифровой интерфейс	от 4 до 20 HART Profibus PA FOUNDATION Fieldbus
Предельное допускаемое давление, % от верхнего предела измерений (ВПИ)	150 (115) ⁽³⁾
Напряжение питания ⁽⁴⁾ постоянного тока номинальное, В - от 4 до 20/HART - Profibus PA/FOUNDATION Fieldbus	от 10,5 до 45 (от 10,5 до 30) ⁽⁵⁾ от 9 до 32 (от 9 до 24) ⁽⁵⁾
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды ⁽⁶⁾ , °С - температура измеряемой среды ⁽⁶⁾ , °С - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -60 до +85 от -40 до +100 от 0 до 100 от 84,0 до 106,7
⁽¹⁾ Без учета разделителя сред. ⁽²⁾ Для преобразователей со взрывозащищенным исполнением. ⁽³⁾ Для преобразователей с ВПИ 70 МПа. ⁽⁴⁾ В зависимости от выходного сигнала преобразователей. ⁽⁵⁾ Для преобразователей с искробезопасным исполнением. ⁽⁶⁾ Диапазон температур указан от нижнего до верхнего предельного значения, конкретный диапазон температур определяется при заказе из ряда, установленного в технической документации изготовителя и указанного в эксплуатационной документации на преобразователи.	

Таблица 9 - Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	150000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на преобразователь любым технологическим способом, обеспечивающим чёткое изображение этого знака, его стойкость к внешним воздействующим факторам, а также сохраняемость, и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность преобразователей

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Преобразователь давления измерительный	КМ35	1 шт.	В соответствии с заказом
Руководство по эксплуатации	КМ35.91.008.000РЭ ⁽¹⁾ КМ35-М.91.008.000РЭ ⁽²⁾	1 экз. ⁽³⁾	-
Паспорт	КМ35.91.009.000ПС	1 экз.	-
⁽¹⁾ Для преобразователей модификаций КМ35-И, КМ35-А, КМ35-АИ, КМ35-Д. ⁽²⁾ Для преобразователей модификации КМ35-М. ⁽³⁾ Допускается поставлять 1 экз. на партию, отправляемую в один адрес.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Ввод в эксплуатацию» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденная приказом Росстандарта от 20 октября 2022 г. № 2653;

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па, утвержденная приказом Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900;

Государственная поверочная схема для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па, утвержденная приказом Росстандарта от 31 августа 2021 г. № 1904;

ТУ 4212-22-94291860-2017 изм.1 «Преобразователи давления измерительные КМ35. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон: +7 (843) 221 7000

Web-сайт: <http://nppgks.com/>

E-mail: mail@nppgks.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон: +7(843) 221 7000

Web-сайт: <http://nppgks.com>

E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93411-24

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Индикаторы часового типа ЧИЗ

Назначение средства измерений

Индикаторы часового типа ЧИЗ (далее по тексту - индикаторы) предназначены для абсолютных и относительных измерений наружных линейных размеров, контроля отклонений от заданной геометрической формы, а также взаимного расположения поверхностей.

Описание средства измерений

Индикаторы изготавливаются следующих модификаций:

- ИЧ – со стрелочным отсчетным устройством;
- ИЧЦ – с цифровым отсчетным устройством.

Индикаторы изготавливаются в исполнениях 1 и 2, отличающихся между собой погрешностью измерений.

Принцип действия индикаторов основан на преобразовании линейного перемещения измерительного стержня, осуществляемого параллельно шкале, в пропорциональные угловые перемещения стрелки отсчетного устройства (для индикаторов модификации ИЧ) или в пропорциональные измерения напряжения в электронной схеме блока индикации с последующим выводом результатов перемещений измерительного стержня на дисплей цифрового отсчетного устройства (для индикаторов модификации ИЧЦ).

Индикаторы модификации ИЧ представляют собой корпус с передаточным механизмом, круговой шкалой, указателем числа оборотов, подвижных указателей пределов допуска или без них, стрелкой и измерительным стержнем с измерительным наконечником. Круговая шкала индикаторов вращается посредством подвижного ободка.

Передаточный механизм – это устройство, которое преобразует линейные перемещения измерительного стержня, осуществляемые параллельно шкале, в пропорциональные угловые перемещения стрелки

Индикаторы модификации ИЧЦ представляют собой корпус с жидкокристаллическим экраном на передней панели индикаторов для вывода результатов измерений.

В корпус индикаторов модификации ИЧЦ встроены кнопки, с помощью которых осуществляется ряд специальных функций, таких как включение/выключение индикатора (ON/OFF), установки нуля (ZERO), выбора режима единиц измерений дюйм/мм (in/mm) и др.

Питание индикаторов модификации ИЧЦ осуществляется от встроенного источника питания.

Каждая модификация индикаторов имеет ряд типоразмеров, которые отличаются друг от друга погрешностью, диапазонами измерений, ценой деления круговой шкалы отсчетного устройства (шагом дискретности цифрового отсчетного устройства), измерительным усилием, размахом показаний, габаритными характеристиками и массой.



Товарный знак  наносится на паспорт индикаторов типографским методом, на циферблат круговой шкалы, на лицевую или боковую или заднюю поверхность корпуса цифрового отсчетного устройства краской или методом лазерной маркировки.

Структура условного обозначения индикаторов: А X – Y – Z,
где А – обозначение модификации индикатора (ИЧ или ИЧЦ);

X – верхняя граница диапазона измерений индикатора;

Y – цена деления круговой шкалы (шаг дискретности цифрового отсчетного устройства);

Z – исполнение индикатора (исполнение 1 или 2).

Сведения о диапазоне измерений и цене деления круговой шкалы (для индикаторов модификации ИЧ) наносятся на индикатор при помощи краски или наклейки или лазерной маркировки.

Сведения об исполнении индикаторов указываются в паспорте и заполняются от руки.

Заводской номер в виде цифрового или цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится на боковую или заднюю поверхность корпуса индикатора методом лазерной маркировки, либо гравировки, либо краской, либо травлением, либо с помощью наклейки.

Возможность нанесения знака поверки на средство измерений отсутствует.

Общий вид индикаторов указан на рисунках 1 – 8. Общий вид и место нанесения заводского номера и товарного знака представлены на рисунке 9. Цвет циферблата у индикаторов модификации ИЧ не влияет на метрологические характеристики и может отличаться от указанного на рисунках 1 – 4.

Пломбирование индикаторов от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид индикаторов модификации ИЧ



Рисунок 2 – Общий вид индикаторов модификации ИЧ



Рисунок 3 – Общий вид индикаторов модификации ИЧ



Рисунок 4 – Общий вид индикаторов модификации ИЧ



Рисунок 5 – Общий вид индикаторов модификации ИЧЦ



Рисунок 6 – Общий вид индикаторов модификации ИЧЦ



Рисунок 7 – Общий вид индикаторов модификации ИЧЦ



Рисунок 8 – Общий вид индикаторов модификации ИЧЦ

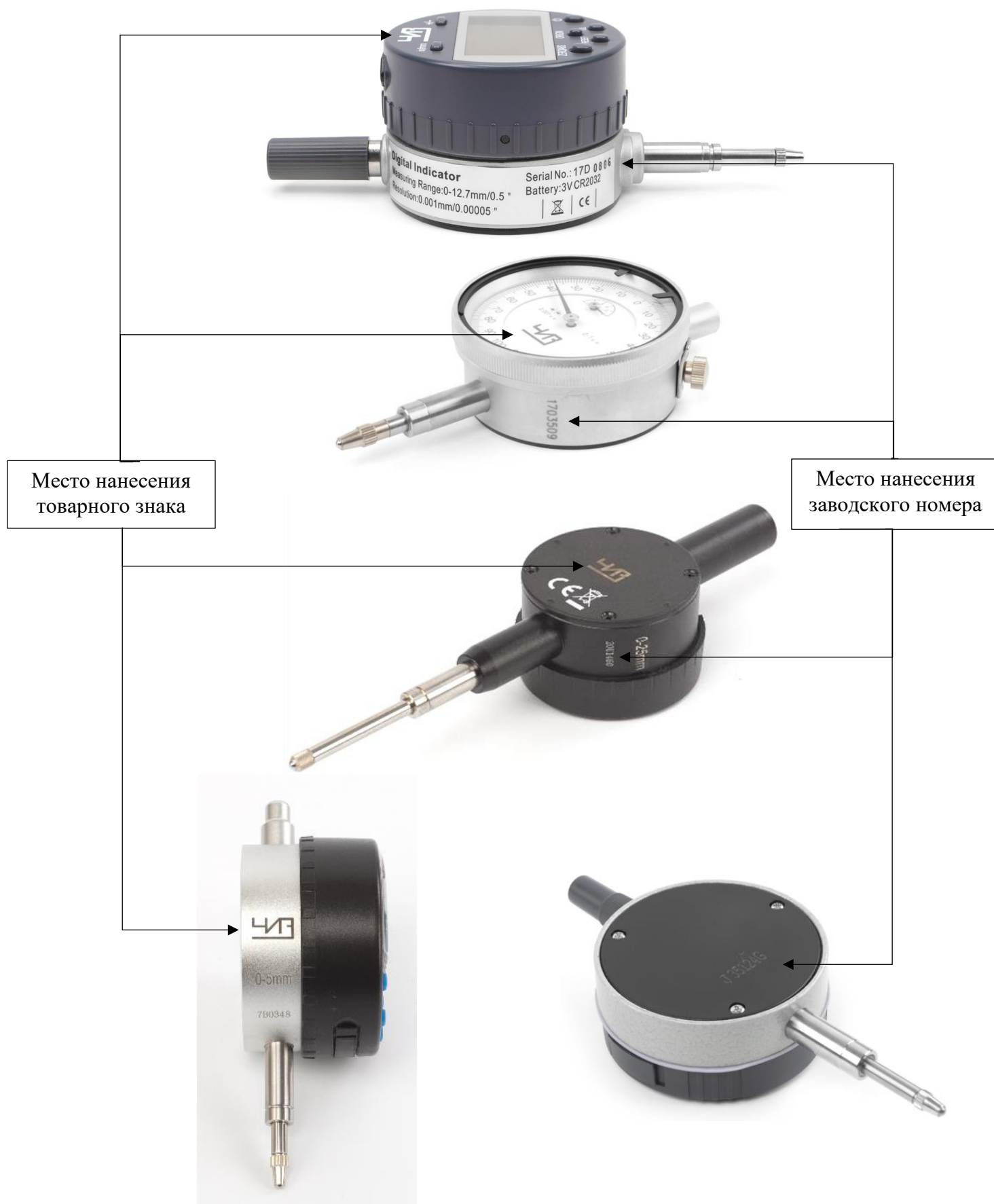


Рисунок 9 – Общий вид и места нанесения заводского номера и товарного знака

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики индикаторов модификации ИЧ

Диапазон измерений, мм	Цена деления, мм	Наибольшая алгебраическая разность погрешностей при прямом или при обратном ходе измерительного стержня, мкм						Наибольшее измерительное усилие при прямом ходе, Н, не более	Колебание измерительного усилия, Н, не более		Размах показаний, мкм, не более	Вариация показаний, мкм, не более
		Исполнение 1			Исполнение 2				три прямом или обратном ходе	при изменении направления движения измерительного стержня		
		на любом участке диапазона измерения, мм		на всем диапазоне измерений	на любом участке диапазона измерения, мм		на всем диапазоне измерений					
		0,1	1		0,1	1						
от 0 до 1	0,001	-	-	5	-	-	8	3,0	2,0	-	3	4
от 0 до 2	0,002	-	-	5	-	-	8	3,0	2,0	-	3	4
	0,010	4	8	10	6	10	12	1,5	0,4	0,5	3	4
от 0 до 3	0,010	4	8	10	6	10	15	1,5	0,4	0,5	3	4
от 0 до 5	0,010	4	8	12	6	10	16	1,5	0,6	0,5	3	4
от 0 до 10	0,010	4	8	15	6	10	20	1,5	0,6	0,5	3	4
от 0 до 25	0,010	4	8	22	6	10	30	3,0	1,8	1,0	6	6
от 0 до 50	0,010	10	15	40	15	20	50	5,0	1,8	1,2	6	6
от 0 до 100	0,010	15	20	50	20	25	60	5,0	2,0	1,2	6	6

Таблица 2 – Метрологические характеристики индикаторов модификации ИЧЦ

Диапазон измерений, мм	Шаг дискретности, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, мкм		Наибольшее измерительное усилие при прямом ходе, Н, не более	Колебание измерительного усилия при прямом или обратном ходе, Н, не более	Размах показаний, мкм, не более
		Исполнение 1	Исполнение 2			
от 0 до 5,0	0,001	±10	±12	1,5	0,6	3
	0,002	±10	±12	1,5	0,6	4
от 0 до 10,0	0,010	±30	±32	1,5	0,6	10
	0,005	±25	±27	1,5	0,6	10
	0,002	±10	±12	1,5	0,6	4
	0,001	±10	±12	1,5	0,6	3

Продолжение таблицы 2

Диапазон измерений, мм	Шаг дискретности, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, мкм		Наибольшее измерительное усилие при прямом ходе, Н, не более	Колебание измерительного усилия при прямом или обратном ходе, Н, не более	Размах показаний, мкм, не более
		Исполнение 1	Исполнение 2			
от 0 до 12,5	0,010	±30	±32	2,0	0,9	10
	0,005	±25	±27	2,0	0,9	10
	0,002	±10	±12	2,0	0,9	4
	0,001	±10	±12	2,0	0,9	3
от 0 до 12,7	0,010	±30	±32	2,0	0,9	10
	0,005	±25	±27	2,0	0,9	10
	0,002	±10	±12	2,0	0,9	4
	0,001	±10	±12	2,0	0,9	3
от 0 до 25,0	0,010	±30	±32	3,0	1,6	10
	0,005	±25	±27	3,0	1,6	10
	0,002	±16	±18	3,0	1,6	4
	0,001	±15	±17	3,0	1,6	3
от 0 до 25,4	0,010	±30	±32	3,0	1,6	10
	0,005	±25	±27	3,0	1,6	10
	0,002	±16	±18	3,0	1,6	4
	0,001	±15	±17	3,0	1,6	3
от 0 до 50,0	0,010	±40	±42	5,0	1,8	10
	0,005	±35	±37	5,0	1,8	10
	0,002	±30	±32	5,0	1,8	4
	0,001	±30	±32	5,0	1,8	3
от 0 до 50,8	0,010	±40	±42	5,0	1,8	10
	0,005	±35	±37	5,0	1,8	10
	0,002	±30	±32	5,0	1,8	4
	0,001	±30	±32	5,0	1,8	3

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики, условия эксплуатации

Наименование характеристики	Значение
Присоединительный диаметр гильзы индикаторов, мм	8 ($^{0,000}_{-0,015}$)
Допуск цилиндричности присоединительной гильзы индикаторов, мкм, не более	8
Параметр шероховатости Ra по ГОСТ 2789-73, мкм, не более: - наружной поверхности гильзы - рабочей поверхности измерительного наконечника	0,63 0,10
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +15 до +25 80

Таблица 4 – Габаритные размеры и масса

Модификация	Диапазон измерений, мм	Цена деления/шаг дискретности, мм	Габаритные размеры (Длина×Ширина×Высота), мм, не более	Масса, кг, не более
ИЧ	от 0 до 1	0,001	150×70×65	0,250
	от 0 до 2	0,002	150×70×65	0,250
		0,010	120×60×50	0,200
	от 0 до 3	0,010	120×60×50	0,200
	от 0 до 5	0,010	120×60×50	0,200
	от 0 до 10	0,010	120×60×50	0,200
	от 0 до 25	0,010	150×80×50	0,250
	от 0 до 50	0,010	200×90×50	0,300
ИЧЦ	от 0 до 5,0	0,001	130×70×60	0,250
		0,002	130×70×60	0,250
	от 0 до 10,0	0,010	150×70×65	0,200
		0,005	150×70×65	0,200
		0,002	150×70×65	0,200
		0,001	150×70×65	0,200
	от 0 до 12,5	0,010	155×70×65	0,200
		0,005	155×70×65	0,200
		0,002	155×70×65	0,200
		0,001	155×70×65	0,200
	от 0 до 12,7	0,010	155×70×65	0,200
		0,005	155×70×65	0,200
		0,002	155×70×65	0,200
		0,001	155×70×65	0,200
	от 0 до 25,0	0,010	190×70×65	0,200
		0,005	190×70×65	0,200
		0,002	190×70×65	0,200
		0,001	190×70×65	0,200
	от 0 до 25,4	0,010	190×70×65	0,200
		0,005	190×70×65	0,200
		0,002	190×70×65	0,200
		0,001	190×70×65	0,200

Продолжение таблицы 4

Модификация	Диапазон измерений, мм	Цена деления, мм	Габаритные размеры (Длина×Ширина×Высота), мм, не более	Масса, кг, не более
ИЧЦ	от 0 до 50,0	0,010	270×70×65	0,250
		0,005	270×70×65	0,250
		0,002	270×70×65	0,250
		0,001	270×70×65	0,250
	от 0 до 50,8	0,010	270×70×65	0,250
		0,005	270×70×65	0,250
		0,002	270×70×65	0,250
		0,001	270×70×65	0,250

Знак утверждения типа
наносится типографским способом на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Комплектность
Индикатор часового типа ЧИЗ	-	1 шт.
Источник питания ¹⁾	-	1 шт.
Футляр	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
¹⁾ – только для индикаторов модификации ИЧЦ		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7 «Заметки по эксплуатации, порядок работы, поверка» паспорта индикаторов часового типа ЧИЗ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений
Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2840 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от 1·10⁻⁹ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм»;
Стандарт предприятия СТП 053-2024 «Индикаторы часового типа ЧИЗ».

Правообладатель
ISQ MACHINERY (QINGDAO) LTD, KHP
Адрес: No.11, Jifa Longshan Road, Jimo District, Qingdao City, China

Изготовитель
ISQ MACHINERY (QINGDAO) LTD, KHP
Адрес: No.11, Jifa Longshan Road, Jimo District, Qingdao City, China

Испытательный центр

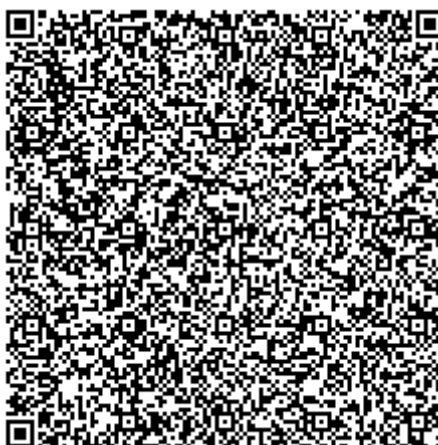
Общество с ограниченной ответственностью Региональный метрологический центр
«Калиброн» (ООО РМЦ «Калиброн»)

Адрес: 111524, г. Москва, ул. Электродная, д. 2, стр. 23

Тел.: +7 (495) 796-92-75

E-mail: info@calibronrmc.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314442.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93412-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дозаторы пипеточные Stegler

Назначение и область применения

Дозаторы пипеточные Stegler (далее – дозаторы) предназначены для измерений объема жидкостей.

Описание средства измерений

Принцип действия дозаторов основан на создании в съемном, герметично надеваемом на штуцер дозатора наконечнике варьируемого вакуума или избыточного давления, в результате чего в наконечник набирается или сливается из него дозируемая жидкость. Вакуум и избыточное давление создаются при перемещении поршня, расположенного в герметично уплотненном калибровочном цилиндре. Объем дозы дозаторов определяется диаметром поршня и его перемещением.

Дозаторы представляют собой механические поршневые одноканальные и многоканальные устройства с фиксированным и переменным (варьируемым) объемом доз.

Дозаторы выпускаются следующих серий:

SV – дозаторы пипеточные одноканальные с переменным объемом доз частично автоклавируемые (рисунок 1);

SVA – дозаторы пипеточные одноканальные с переменным объемом доз полностью автоклавируемые (рисунок 2);

SF – дозаторы пипеточные одноканальные с фиксированным объемом доз частично автоклавируемые (рисунок 3);

SFA – дозаторы пипеточные одноканальные с фиксированным объемом доз полностью автоклавируемые (рисунок 4);

MVA – дозаторы пипеточные многоканальные с переменным объемом доз полностью автоклавируемые (рисунок 5).

Каждая серия включает в себя модификации: серия SF/SFA – по 10 модификаций; серия SV/SVA – по 9 модификаций; серия MVA – 10 модификаций. Дозаторы отличаются диапазонами дозирования, дискретностью установки объема доз, количеством каналов дозирования, вариантами исполнения корпуса. Модификации приведены в таблицах 1, 2, 3.

Обозначение модификаций дозаторов складывается из позиций Z_1 - Z_2 - Z_3 , где:

Z_1 – обозначение серии дозатора;

Z_2 – обозначение количества каналов;

Z_3 – обозначение номинального значения объема дозирования для дозаторов с фиксированным объемом доз или обозначение диапазона показаний объемов дозирования для дозаторов с переменным объемом доз.

Например, SV-1-2-20 означает дозатор пипеточный одноканальный серии SV с переменным объемом доз и диапазоном показаний объемов дозирования от 2 до 20 мкл.

Значение объема дозы дозаторов задается вращением оси плунжера при помощи рабочей кнопки и отображается на цифровом счетчике, встроенном в ручку дозаторов.

Для работы дозаторов используются сменные наконечники. Каждый дозатор снабжен узлом сброса, обеспечивающим легкосъемность наконечников.

Юстировка дозаторов выполняется при температуре $(20 \pm 3)^\circ\text{C}$ гравиметрическим методом.

Общий вид одноканальных дозаторов приведен на рисунках 1-4. Общий вид многоканальных дозаторов приведен на рисунке 5.

Заводской номер, имеющий буквенно-цифровой формат, наносится на корпус дозатора методом термопечати, либо другим заводским способом, гарантирующим сохранность номера в процессе эксплуатации, а также на маркировочную этикетку типографским способом. Место нанесения заводского номера на корпус дозаторов приведено на рисунках 1-5.

Форма представления заводского номера имеет вид: $[X1][X2][X3][X4]$, где X1 – условное буквенно-цифровое обозначение серии и числа каналов, если их более одного. Для серии MVA: MVA08 или MVA12. Для серий SV, SVA, SF, SFA число каналов в заводском номере не указывается;

X2 – условное буквенно-цифровое обозначение максимального объема дозирования в микролитрах, при этом буква М означает 1000 микролитров ($1\mu\text{l} = 001$; $10\mu\text{l} = 010$; $100\mu\text{l} = 100$; $1000\mu\text{l} = 01M$; $10000\mu\text{l} = 10M$);

X3 – условное цифровое обозначение года и месяца выпуска дозатора и содержит 4 символа, где первый и второй символы – это две последние цифры года выпуска, третий и четвертый символы – это месяц выпуска;

X4 – условное цифровое обозначение номера дозатора и содержит от 3-х до 6 символов.



Рисунок 1 – Общий вид дозаторов серии SV Рисунок 2 – Общий вид дозаторов серии SVA



Рисунок 3 – Общий вид дозаторов серии SF



Рисунок 4 – Общий вид дозаторов серии SFA



Рисунок 5 – Общий вид дозаторов серии MVA

Маркировка приведена на маркировочной этикетке и в общем случае содержит:

- наименование дозаторов Stegler [1];
- модификацию [2];
- диапазон объема дозирования или номинальный (максимальный) объем дозирования [3];
- заводской номер [4];
- знак пригодности к автоклавированию (в виде буквы А в заводском номере) [5].

Пломбирование дозаторов не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 6 – Общий вид маркировочных этикеток

Метрологические и технические характеристики

В таблицах 1, 2 и 3 применяются следующие сокращения наименований:

- 1) Пределы допускаемой систематической составляющей основной относительной погрешности – далее в таблицах «Погрешность»;
- 2) Предел допускаемого среднего квадратического отклонения случайной составляющей основной относительной погрешности - далее в таблицах «СКО».

Таблица 1 – Метрологические характеристики дозаторов 1-канальных с фиксированным объемом доз

Обозначение модификации дозатора	Номинальное значение объема дозирования, мкл	Дискретность установки объема дозы, мкл	Значения объемов дозирования при поверке, мкл	Погрешность, %	СКО, %
SF-1-5 SFA-1-5	5	-	5	±2,5	1,5
SF-1-10 SFA-1-10	10	-	10	±1,2	0,8
SF-1-20 SFA-1-20	20	-	20	±1,0	0,5
SF-1-25 SFA-1-25	25	-	25	±1,0	0,5
SF-1-50 SFA-1-50	50	-	50	±1,0	0,5

Продолжение таблицы 1

Обозначение модификации дозатора	Номинальное значение объема дозирования, мкл	Дискретность установки объема дозы, мкл	Значения объемов дозирования при поверке, мкл	Погрешность, %	СКО, %
SF-1-100 SFA-1-100	100	-	100	±0,8	0,3
SF-1-200 SFA-1-200	200	-	200	±0,8	0,3
SF-1-250 SFA-1-250	250	-	250	±0,8	0,3
SF-1-500 SFA-1-500	500	-	500	±0,8	0,3
SF-1-1000 SFA-1-1000	1000	-	1000	±0,8	0,3

Примечание – Метрологические характеристики дозаторов подтверждены при использовании дистиллированной воды по ГОСТ Р 58144-2018.

Таблица 2 – Метрологические характеристики дозаторов 1-канальных с переменным объемом доз

Обозначение модификации дозатора	Диапазон показаний объемов дозирования, мкл	Дискретность установки объема дозы, мкл	Значения объемов дозирования при поверке, мкл	Погрешность, %	СКО, %
SV-1-0,1-1 SVA-1-0,1-1	от 0,1 до 1,0	0,05	0,25 0,50 0,75	±50 ±10 ±10	30 6 6
SV-1-0,5-10 SVA-1-0,5-10	от 0,5 до 10	0,1	1 5 10	±12,0 ±2,4 ±1,2	8,0 1,6 0,8
SV-1-2-20 SVA-1-2-20	от 2 до 20	0,5	2 10 20	±10 ±2 ±1	5,0 1,0 0,5
SV-1-5-50 SVA-1-5-50	от 5 до 50	0,5	5 25 50	±10 ±2 ±1	4,0 0,8 0,4
SV-1-10-100 SVA-1-10-100	от 10 до 100	1	10 50 100	±8,0 ±1,6 ±0,8	3,0 0,6 0,3

Продолжение таблицы 2

Обозначение модификации дозатора	Диапазон показаний объемов дозирования, мкл	Дискретность установки объема дозы, мкл	Значения объемов дозирования при поверке, мкл	Погрешность, %	СКО, %
SV-1-20-200 SVA-1-20-200	от 20 до 200	1	20 100 200	$\pm 8,0$ $\pm 1,6$ $\pm 0,8$	3,0 0,6 0,3
SV-1-100-1000 SVA-1-100-1000	от 100 до 1000	5	100 500 1000	$\pm 8,0$ $\pm 1,6$ $\pm 0,8$	3,0 0,6 0,3
SV-1-500-5000 SVA-1-500-5000	от 500 до 5000	50	500 2500 5000	$\pm 4,0$ $\pm 1,6$ $\pm 0,8$	1,5 0,6 0,3
SV-1-1000-10000 SVA-1-1000-10000	от 1000 до 10000	50	1000 5000 10000	$\pm 4,0$ $\pm 1,6$ $\pm 0,8$	1,5 0,6 0,3

Примечание – Метрологические характеристики дозаторов подтверждены при использовании дистиллированной воды по ГОСТ Р 58144-2018.

Таблица 3 – Метрологические характеристики дозаторов 8-канальных и 12-канальных с переменным объемом доз

Обозначение модификации дозатора	Диапазон показаний объемов дозирования, мкл	Дискретность установки объема дозы, мкл	Значения объемов дозирования при поверке, мкл	Погрешность, %	СКО, %
MVA-8-0,5-10 MVA-12-0,5-10	от 0,5 до 10	0,1	1 5 10	$\pm 24,0$ $\pm 4,8$ $\pm 2,4$	1,6 3,2 16,0
MVA-8-5-50 MVA-12-5-50	от 5 до 50	0,5	5 25 50	± 20 ± 4 ± 2	8,0 1,6 0,8
MVA-8-10-100 MVA-12-10-100	от 10 до 100	5	10 50 100	$\pm 16,0$ $\pm 5,3$ $\pm 2,7$	6 2 1
MVA-8-20-200 MVA-12-20-200	от 20 до 200	5	20 100 200	$\pm 16,0$ $\pm 5,3$ $\pm 2,7$	6 2 1
MVA-8-30-300 MVA-12-30-300	от 30 до 300	5	30 150 300	$\pm 16,0$ $\pm 5,3$ $\pm 2,7$	6 2 1

Примечание – Метрологические характеристики дозаторов подтверждены при использовании дистиллированной воды по ГОСТ Р 58144-2018.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для всех модификаций
Пределы допускаемой систематической составляющей дополнительной относительной погрешности при отклонении температуры окружающего воздуха от $(20 \pm 3)^\circ\text{C}$ на каждые 10°C , %	± 5
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, $^\circ\text{C}$ - относительная влажность воздуха, %	от +17 до +23 от 45 до 80

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры дозаторов без упаковки, высота, мм, не более:	
– одноканальных фиксированного объёма	255
– одноканальных переменного объёма	255
– восьмиканальных переменного объёма	235
– двенадцатиканальных переменного объёма	235
Масса дозаторов без упаковки (наконечник не включен), г, не более:	
– одноканальных фиксированного объёма	110
– одноканальных переменного объёма	115
– восьмиканальных переменного объёма	150
– двенадцатиканальных переменного объёма	175
Условия эксплуатации:	
– диапазон рабочих температур, $^\circ\text{C}$	от +15 до +40
– диапазон относительной влажности воздуха, %	от 45 до 80

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка до отказа, циклов, не менее:	
– одноканальных	100000
– многоканальных	80000

Знак утверждения типа

наносится на упаковку с дозатором методом термопечати или в виде наклейки, на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность дозаторов

Наименование	Обозначение	Количество		
		SV / SVA	SF / SFA	MVA
Дозатор пипеточный Stegler	в соответствии с заказом	1 шт.	1 шт.	1 шт.
Наконечники	—	1-5 шт.*	1-5 шт.*	2 упаковки
Идентификационные вкладыши	—	1 комплект	—	1 комплект
Держатель	—	1 шт.	1 шт.	1 шт.
Силиконовая смазка	—	1 шт.	—	1 шт.
Калибровочный ключ	—	—	1 шт.	—
Монтажный инструмент	—	—	—	1 шт.
Уплотнительные кольца	—	—	—	1 комплект*
Руководство по эксплуатации (РЭ)	—	1 шт.	1 шт.	1 шт.
*количество варьируется в зависимости от модификации				
Примечания:				
1. Поставка может осуществляться в любых сочетаниях дозаторов и соответствующих им наконечников.				
2. По требованию потребителя наконечники поставляются по отдельному заказу, в отдельной упаковке.				

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Эксплуатация» документов: «Дозаторы пипеточные Stegler. Дозаторы 8-канальные и 12-канальные с переменным объемом дозирования серии MVA. Руководство по эксплуатации»; «Дозаторы пипеточные Stegler. Дозаторы 1-канальные с фиксированным объемом дозирования серии SF и SFA. Руководство по эксплуатации»; «Дозаторы пипеточные Stegler. Дозаторы 1-канальные с переменным объемом дозирования серии SV и SVA Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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 26 сентября 2022 г. № 2356;

Техническая документация TOPSCIEN INSTRUMENT (NINGBO CHINA) CO., LTD, Китай

Правообладатель

TOPSCIEN INSTRUMENT (NINGBO CHINA) CO., LTD, Китай

Адрес: No.8 Donggong One Road, Dongguang Industrial park, Jiangshan, Ningbo, China

Телефон: 86-574-56120576/ 86-574-88459578

Web-сайт: www.topscien.com

E-mail: wilsonw@topscien.com

Изготовитель

TOPSCIEN INSTRUMENT (NINGBO CHINA) CO., LTD, Китай

Адрес: No.8 Donggong One Road, Dongguang Industrial park, Jiangshan, Ningbo, China

Телефон: 86-574-56120576/ 86-574-88459578

Web-сайт: www.topscien.com

E-mail: wilsonw@topscien.com

Испытательный центр

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

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

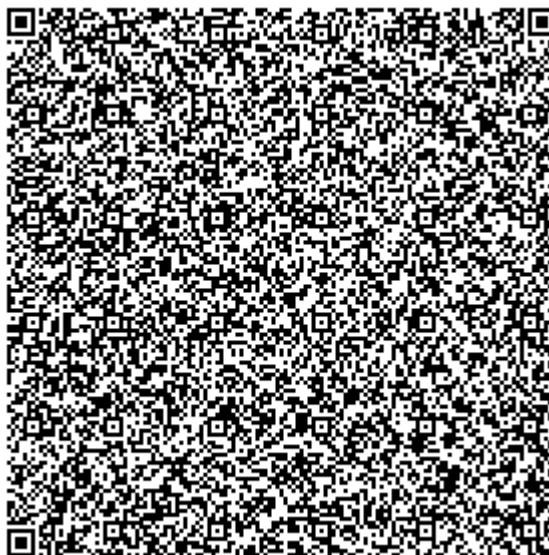
Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93413-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТВ 110-ПУ2

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТВ 110-ПУ2 (далее по тексту – ТТ) предназначены для масштабного преобразования силы переменного тока и передачи сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов, устройств защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока на номинальное напряжение 110 кВ с номинальной частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия ТТ основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы состоят из тороидального магнитопровода, изготовленного из ленточной электротехнической стали. Вторичная обмотка имеет несколько отпаяек для получения различных коэффициентов трансформации. Первичной обмоткой трансформаторов служит высоковольтный отвод масляного выключателя.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТВ 110-ПУ2 с заводскими номерами: 4856-А, 4856-В, 4856-С, 4857-А, 4857-В, 4857-С, 4871-А, 4871-В, 4871-С.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на информационной табличке в виде цифро-буквенного обозначения методом холодной штамповки. Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформатора тока с указанием места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Номинальное напряжение, кВ	110			
Номинальная сила первичного тока, А	200	300	400	600
Номинальная сила вторичного тока, А	5			
Класс точности вторичной обмотки (измерение) по ГОСТ 7746	3	1	1	0,5
Номинальная вторичная нагрузка вторичной обмотки (измерение), В·А	15	15	25	25
Номинальная частота, Гц	50			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации по ГОСТ 15150-69:	У2
– температура окружающего воздуха, °С	от –45 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ 110-ПУ2	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

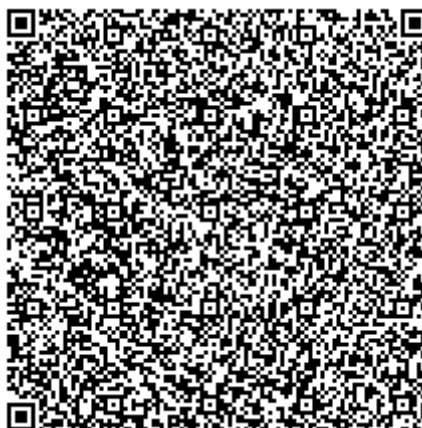
Производственное объединение «Уралэлектротяжмаш» (ПО «Уралэлектротяжмаш»)
Адрес: 620017, г. Свердловск, ул. Фронтовых бригад, д. 22

Изготовитель

Производственное объединение «Уралэлектротяжмаш» (ПО «Уралэлектротяжмаш»)
(изготовлены в 1984 г.)
Адрес: 620017, г. Свердловск, ул. Фронтовых бригад, д. 22

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, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4
Телефон (факс): +7(383)210-08-14, +7(383)210-13-60
E-mail: director@sniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93414-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТПШФА

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТПШФА (далее по тексту – ТТ) предназначены для масштабного преобразования силы переменного тока и передачи сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов, устройств защиты и сигнализации в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия ТТ основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

ТТ представляют собой проходные, шинные, трансформаторы с фарфоровой изоляцией. Сердечники магнитопровода, собранные из кольцеобразно намотанных лент электротехнической стали, расположены на фарфоровом изоляторе, который закреплен в металлической панели, предназначенные для установки на подстанциях в сетях переменного тока напряжением 10 кВ при частоте 50 Гц.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТПШФА с заводскими номерами 30849, 30855, 30860.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на информационной табличке в виде цифрового обозначения методом холодной штамповки. Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформатора тока с указанием места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальная сила первичного тока, А	3000
Номинальная сила вторичного тока, А	5
Класс точности вторичной обмотки (измерение) по ГОСТ 7746	0,5
Номинальная вторичная нагрузка вторичной обмотки (измерение), В·А	30
Номинальная частота, Гц	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	от –40 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПШФА	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. 1491 № «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

РСФСР «Электроаппарат» ЛСНХ

Юридический адрес: 199106, г. Ленинград, 24-я линия Васильевского острова, д. 3/7

Изготовитель

РСФСР «Электроаппарат» ЛСНХ (изготовлены в 1961 гг.)

Адрес: 199106, г. Ленинград, 24-я линия Васильевского острова, д. 3/7

Испытательный центр

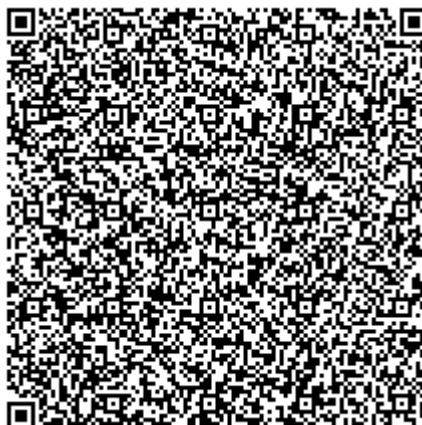
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

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

E-mail: director@sniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93415-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТПШФА

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТПШФА (далее по тексту – ТТ) предназначены для масштабного преобразования силы переменного тока и передачи сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов, устройств защиты и сигнализации в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия ТТ основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

ТТ представляют собой проходные, шинные, трансформаторы с фарфоровой изоляцией. Сердечники магнитопровода, собранные из кольцеобразно намотанных лент электротехнической стали, расположены на фарфоровом изоляторе, который закреплен в металлической панели, предназначенные для установки на подстанциях в сетях переменного тока напряжением 10 кВ при частоте 50 Гц.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТПШФА с заводскими номерами 121887, 123928, 123935, 111630, 140879, 140889, 140890, 140523, 134000, 140917, 139599, 139732, 132096, 131913, 134074, 134084, 124812, 127684, 106764, 106248, 119211, 123201, 132646, 128118, 128121.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на информационной табличке в виде цифрового обозначения методом холодной штамповки. Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид трансформатора тока с указанием места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров			
	121887, 123928, 123935, 134074, 134084, 124812, 127684	140917, 106764, 106248, 131913, 132096, 128118, 128121, 119211, 123201, 132646, 134000, 140523	140879, 140889, 140890, 111630	139732, 139599
Номинальное напряжение, кВ	10			
Номинальная сила первичного тока, А	4000	3000		2000
Номинальная сила вторичного тока, А	5			
Класс точности вторичной обмотки (измерение) по ГОСТ 7746	0,5			
Номинальная вторичная нагрузка вторичной обмотки (измерение), В·А	30			
Номинальная частота, Гц	50			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	от –40 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПШФА	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

МЭП «Электроаппарат» ГЭП

Юридический адрес: 199106, г. Ленинград, 24-я линия Васильевского острова, д. 3/7

Изготовитель

МЭП «Электроаппарат» ГЭП (изготовлены в 1955-1957 гг.)

Адрес: 199106, г. Ленинград, 24-я линия Васильевского острова, д. 3/7

Испытательный центр

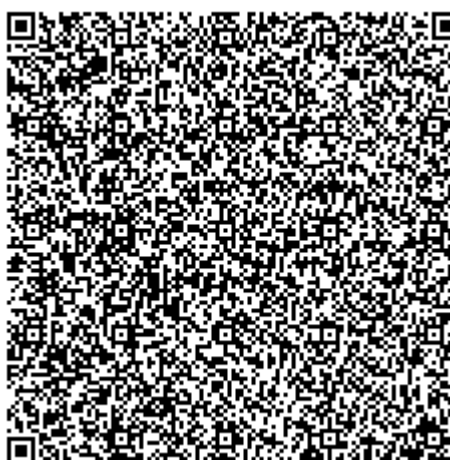
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

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

E-mail: director@sniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93416-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТПШФА

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТПШФА (далее по тексту – ТТ) предназначены для масштабного преобразования силы переменного тока и передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия ТТ основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Конструкция трансформаторов: проходные, шинные, с фарфоровой изоляцией.

Сердечники магнитопровода, собранные из кольцеобразно намотанных лент электротехнической стали, расположены на фарфоровом изоляторе, который закреплен в металлической панели. Постоянная первичная обмотка отсутствует и создается шиной распределительного устройства, пропускаемой сквозь изолятор на месте установки.

Вторичная обмотка намотана в виде трех секций на сердечниках магнитопровода.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТПШФА с заводскими номерами 125407, 125411, 126181, 124476, 125331, 126285.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на информационной табличке в виде цифрового обозначения для каждой измерительной обмотки методом холодной штамповки.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

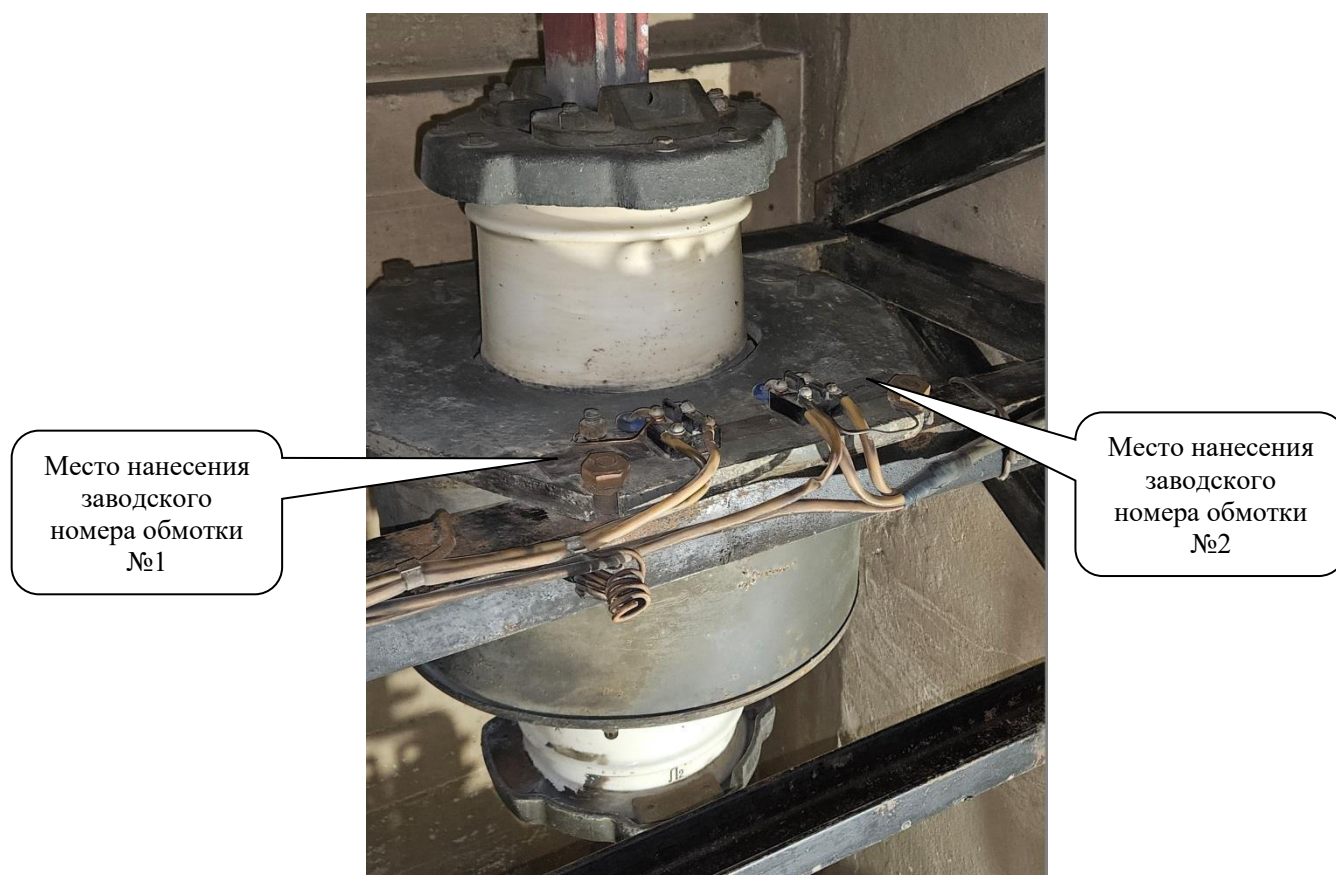


Рисунок 1 – Общий вид трансформатора тока

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальная сила первичного тока, А	4000
Номинальная сила вторичного тока, А	5
Класс точности вторичной обмотки №1(измерение) по ГОСТ 7746	0,5
Класс точности вторичной обмотки №2(измерение) по ГОСТ 7746	0,5
Номинальная вторичная нагрузка вторичной обмотки №1(измерение), В·А	30
Номинальная вторичная нагрузка вторичной обмотки №2 (измерение), В·А	30
Номинальная частота, Гц	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +35

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока (заводские номера: 125407, 125411, 126181, 124476, 125331, 126285)	ТПШФА	6 шт.
Паспорт	—	6 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

МЭП «Электроаппарат» ГЭП

Адрес: г. Ленинград, 24-я линия Васильевского острова, д. 3/7

Изготовитель

МЭП «Электроаппарат» ГЭП (изготовлены в 1956 г.)

Адрес: г. Ленинград, 24-я линия Васильевского острова, д. 3/7

Испытательный центр

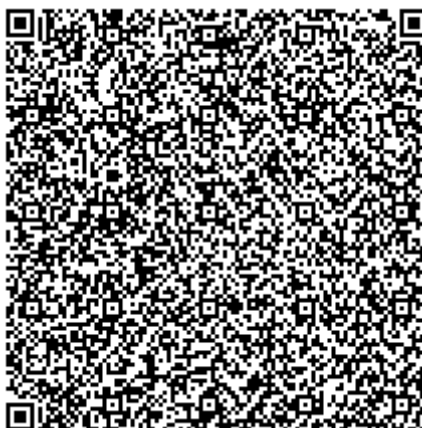
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

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

E-mail: director@sniim.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры радиоволновые «СЕНС УР3»

Назначение средства измерений

Уровнемеры радиоволновые «СЕНС УР3» (далее – уровнемеры) предназначены для бесконтактного непрерывного измерения уровня жидких сред в технологических и товарных резервуарах и преобразования измеренного значения уровня в электрический кодированный сигнал при учётно-расчётных и технологических операциях.

Описание средства измерений

Уровнемер осуществляет измерение уровня в металлической успокоительной трубе, установленной в резервуаре.

Принцип действия уровнемера основан на излучении и приеме отраженного от контролируемой (измеряемой) среды радиоволнового сигнала. Измерение уровня осуществляется следующим образом. Уровнемер излучает частотно-модулированный высокочастотный сигнал внутри успокоительной трубы в направлении поверхности контролируемой (измеряемой) среды и принимает отраженный от неё сигнал.

Информационным параметром для определения дальности (расстояния) является время задержки принятого сигнала, отраженного от поверхности контролируемой среды, относительно излученного. Далее в уровнемере производится вычисление уровня контролируемой среды через измеренное расстояние.

Уровнемер состоит из корпуса и антенны, смонтированных на устройстве крепления. Внутри корпуса установлен модуль электронный.

Выходными сигналами уровнемеров являются:

- цифровой кодированный сигнал на базе протокола «СЕНС»;
- цифровой кодированный сигнал с интерфейсом RS-485 с протоколом Modbus RTU;
- аналоговый унифицированный токовый сигнал (4–20) мА, совмещённый с цифровым кодированным сигналом на базе протокола HART.

Уровнемеры имеют взрывозащищённое и общепромышленное исполнение.

Вариант исполнения уровнемера определяется в соответствии со структурой условного обозначения по эксплуатационной документации следующим образом:

СЕНС УР3-B-C-D-E-F-G-H-I-J,

- где:
- В – код, определяющий материал корпуса;
 - С – код, определяющий количество и тип кабельных вводов;
 - D – код, определяющий вариант исполнения кабельного ввода;
 - E – код, определяющий тип устройства крепления;
 - F – код, определяющий тип антенны;
 - G – код, определяющий наличие или отсутствие модуля индикации;
 - H – код, определяющий исполнение уровнемера;
 - I – код, определяющий пределы основной допускаемой погрешности;
 - J – код, определяющий вид выходного сигнала.

Примечание – Коды вариантов исполнения по умолчанию не указываются.

Общий вид уровнемера показан на рисунке 1.

В зависимости от варианта исполнения общий вид уровнемера может отличаться от представленного на рисунке 1.

Сокращённое условное обозначение уровнемера в буквенно-цифровом формате и заводской номер уровнемера в цифровом формате наносятся на информационную табличку, размещённую на корпусе уровнемера, способом лазерной или ударно-точечной маркировки. Нанесение знака поверки на уровнемер не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид уровнемера

Пломбирование уровнемеров не предусмотрено.

Программное обеспечение

Уровнемеры имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), разработанное предприятием-изготовителем, которое устанавливается в энергонезависимую память при изготовлении. В процессе эксплуатации данное ПО не может быть изменено, так как пользователь не имеет к нему доступа.

ПО в целом является метрологически значимым и не может быть изменено преднамеренно или случайно. Параметры, влияющие на метрологические характеристики, защищены паролем. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО*	не ниже AF00
Цифровой идентификатор ПО	—
* – последний символ в номере версии сменяется по шестнадцатеричной системе счисления.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон* измерений уровня, м	от 0,8 до 25
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня для цифровых кодированных выходных сигналов, Δ , мм**	$\pm 3, \pm 5, \pm 10$
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону изменений выходного тока погрешности преобразования измеренного значения уровня в аналоговый унифицированный токовый выходной сигнал (4 – 20) мА, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений уровня на каждые 10 °С изменения температуры окружающего воздуха (среды) от температуры нормальных условий (20 °С) до предельных значений рабочего диапазона температур окружающего воздуха (среды), для цифровых кодированных выходных сигналов, мм	$\pm \frac{\Delta}{2}$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону изменений выходного тока погрешности преобразования измеренного значения уровня в аналоговый унифицированный токовый выходной сигнал (4 – 20) мА на каждые 10 °С изменения температуры окружающего воздуха (среды) от температуры нормальных условий (20 °С) до предельных значений рабочего диапазона температур окружающего воздуха (среды), %	$\pm 0,05$
* – расстояния от начала отсчёта уровнемера до поверхности измеряемой (контролируемой) среды. ** – конкретное значение погрешности определяется заказом и записывается в паспорт на уровнемер.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температуры окружающего воздуха (среды), °С	от –50 до +70
Диапазон температур контролируемой (измеряемой) среды, °С*	от –50 до +150
Рабочее давление измеряемой (контролируемой) среды, МПа, не более *	2,5
Напряжение питания постоянного тока, В	от 8 до 50
Потребляемая мощность, Вт, не более	2,5
Масса уровнемера, кг, не более	50
Маркировка взрывозащиты **	0/1 Ex ia/db IIB T6...T3 Ga/Gb X
* – конкретное значение определяется заказом и записывается в паспорт на уровнемер. ** – для взрывозащищенного варианта исполнения.	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность уровнемера

Наименование	Обозначение	Количество
Уровнемер радиоволновой «СЕНС УР3»	СЕНС.407629.012	1 шт.
Уровнемер радиоволновой «СЕНС УР3». Паспорт	СЕНС.407629.012ПС	1 экз.
Уровнемер радиоволновой «СЕНС УР3».Руководство по эксплуатации	СЕНС.407629.012РЭ	1 экз.*
Комплект монтажных частей	–	1 компл.
* – на партию уровнемеров, поставляемую в один адрес, и дополнительно – по требованию заказчика.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах «Описание и работа» и «Использование по назначению» руководства по эксплуатации уровнемера.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

СЕНС.407629.004ТУ Уровнемеры радиоволновые «СЕНС УР». Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»)

ИНН 5838002196

Юридический адрес: 442960, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Промышленная, стр. 5

E-mail: info@nppsens.ru

Web-сайт: <http://www.nppsens.ru>

Телефон/факс: (8412) 65-21-00

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»)

ИНН 5838002196

Адрес: 442960, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Промышленная, стр. 5

E-mail: info@nppsens.ru

Web-сайт: <http://www.nppsens.ru>

Телефон/факс: (8412) 65-21-00

Испытательный центр

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

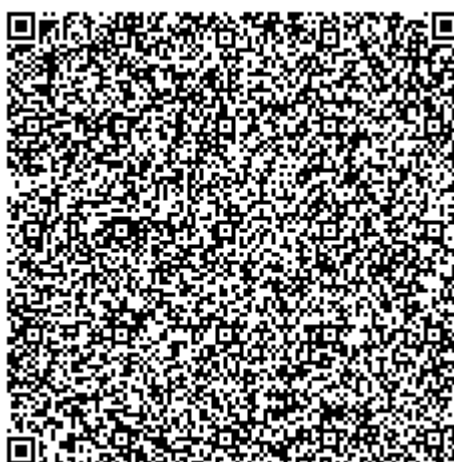
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: <http://www.vniims.ru>

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93418-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Технокерамика», АО «Птицефабрика Калужская»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленного формата от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ энергосбытовой компании.

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

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

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется в автоматическом режиме каждые 30 мин. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний с часами УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Технокерамика», АО «Птицефабрика Калужская» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется 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 «АльфаЦЕНТР»

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

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТП-2 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-125 Кл. т. 0,5S 2500/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,6
2	ТП-2 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-125 Кл. т. 0,5S 2500/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,3
							Реактив- ная	2,1	5,6
3	ПС 110 кВ Копытцево, РУ-10 кВ, 1 СкШ 10 кВ, Фид. 1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная	1,3	3,4
							Реактив- ная	2,5	5,7
4	ПС 110 кВ Копытцево, РУ-10 кВ, 1 СкШ 10 кВ, Фид. 5 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная	1,3	3,4
							Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Копытцево, РУ-10 кВ, 1 СкШ 10 кВ, Фид. 7 10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фаза: А ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 54721-13 Фаза: С	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7
6	ПС 110 кВ Копытцево, РУ-10 кВ, 1 СкШ 10 кВ, Фид. 9 10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7
7	ПС 110 кВ Копытцево, РУ-10 кВ, 2 СкШ 10 кВ, Фид. 10 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная	1,3	3,4
							Реактив- ная	2,5	5,7
8	ПС 110 кВ Копытцево, РУ-10 кВ, 2 СкШ 10 кВ, Фид. 8 10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110 кВ Копытцево, РУ-10 кВ, 2 СкШ 10 кВ, Фид. 6 10 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,3 5,7
10	ПС 110 кВ Копытцево, РУ-10 кВ, 2 СкШ 10 кВ, Фид. 2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная Реактив- ная	1,3 2,5	3,4 5,7
11	МТП 10 кВ № 345 КНС-2, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ транс- форматора Т-1	ТТИ-А Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Актив- ная Реактив- ная	1,0 2,1	3,2 5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 5, 6, 8, 9, 11 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 2 % 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	11
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 5, 6, 8, 9, 11 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 5, 6, 8, 9, 11 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.06Т: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч 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 УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 140000 2 120000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-125	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	11
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	7
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	ЭНПР.411711.204.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транссервисэнерго» (АО «Транссервисэнерго»)

ИНН 7710430593

Юридический адрес: 119313, г. Москва, Ленинский пр-кт, д. 95, эт. цокольный, помещ. X, оф. 69

Телефон: (495) 380-37-70

Факс: (495) 380-37-62

E-mail: chis@tsenergo.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транссервисэнерго» (АО «Транссервисэнерго»)

ИНН 7710430593

Адрес места осуществления деятельности: 117335, г. Москва, ул. Архитектора Власова, д. 6

Юридический адрес: 119313, г. Москва, Ленинский пр-кт, д. 95, эт. цокольный, помещ. X, оф. 69

Телефон: (495) 380-37-70

Факс: (495) 380-37-62

E-mail: chis@tsenergo.ru

Испытательный центр

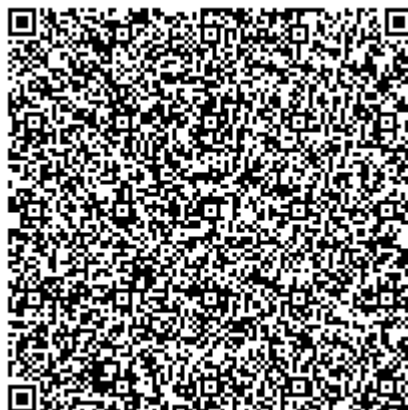
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93419-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Русские Газовые Турбины»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Русские Газовые Турбины» (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 multifunctionalную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на сервере данное вычисление не осуществляется.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в том числе в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ.

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Русские Газовые Турбины» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	РП 10 кВ Восточ- ное, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. 1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «РН- Энерго»	Актив- ная	1,3	3,4
		Реак- тивная	2,5	5,8					
2	РП 10 кВ Восточ- ное, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. 4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,4
		Реак- тивная	2,5	5,8					
3	РП-26 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Яч. 4, КЛ-6 кВ ф. 2604	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 38202-08 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,4
		Реак- тивная	2,5	5,8					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	РП-26 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч.5, КЛ-6 кВ Ф.2605	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 38202-08 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «РН- Энерго»	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,4 5,8
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 указана силы 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена 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 технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ 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 сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -5 до +25 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 320000 2 45000 2 50000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 123 5 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.
В журналах событий фиксируются факты:
– журнал счетчиков:
параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- Защищенность применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчиков электрической энергии;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
 - сервере (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о состоянии средств измерений;
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ООО «РН-Энерго»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.205.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Русские Газовые Турбины» (ООО «РТГ»)
ИНН 7610092982

Юридический адрес: 152908, Ярославская обл., Рыбинский р-н, г. Рыбинск,
ул. Сысоевская, д. 28

Телефон: (485) 529-12-91

E-mail: rusgt@rusgt.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)
ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково, тер. Гринвуд, стр. 23,
эт. 2, помещ. 129

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 777-47-42

Web-сайт: www.rn-energo.ru

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

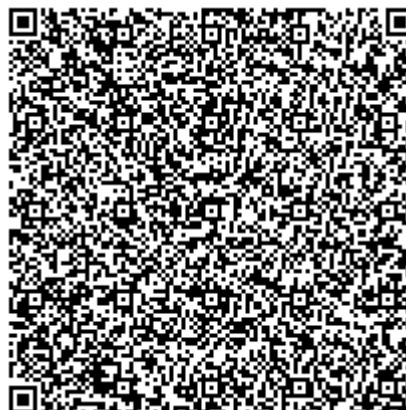
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» октября 2024 г. № 2353

Регистрационный № 93420-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Пачелма

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Пачелма (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), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 токи и напряжения 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 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 на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 596. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на 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.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-110 кВ, яч.11, ВЛ-110 кВ Пачелма-Новая Толковка (ВЛ-110 кВ Пачелма-Новая)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОРУ-110 кВ, яч.1, ВЛ-110 кВ Пачелма-Пачелма С/Х (ВЛ-110 кВ Пачелма-Каменка)	СА 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 23747-02	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
3	ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ Пачелма-Невежино (ВЛ-110 кВ Пачелма-Белинский)	СА 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 23747-02	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ОРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ-110 кВ Пачелма- Башмаково (ВЛ-110 кВ Пачелма- Башмаково)	СА 123 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 23747-02	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ОРУ-110 кВ, яч.9, ВЛ-110 кВ Пачелма- Вадинск (ВЛ-110 кВ Пачелма- Вадинск)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
6	ОРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Пачелма- Башмаково-2 (ВЛ-110 кВ Пачелма- Соседка)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
7	ОРУ-110 кВ, яч.6, ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
8	ЗРУ-10 кВ, яч.2, КЛ-10 кВ Горсеть	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
9	ЗРУ-10 кВ, яч.4, КЛ-10 кВ ф. Телецентр с ф2 ПС Пач 220	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
10	ЗРУ-10 кВ, яч.№6, КЛ-10 кВ ЖБИ	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
11	ЗРУ-10 кВ, яч.7, КЛ-10 кВ ГПЗ Калиновский	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ЗРУ-10 кВ, яч.11, КЛ-10 кВ Шейно	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
13	ЗРУ-10 кВ, яч.№13, КЛ-10 кВ Ж.Дорога с ф8 ПС Пач.с/х	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
14	ЗРУ-10 кВ, яч.30, КЛ-10 кВ Резерв ГПЗ Пачелма	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
15	ЗРУ-10 кВ, яч.33, ВЛ-10 кВ Старый Валовой	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т 0,2S/0,5 рег. № 22422-07		
16	ввод 0,4 кВ ТСН (рез)	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 64182-16	-	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7 (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
8-15 (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
16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7 (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
8-15 (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
16 (Счетчик 1; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7 (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
8-15 (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
16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3

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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7 (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
8-15 (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
16 (Счетчик 1; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,2	3,2
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 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 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

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ZMD: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 35000 72 140000 10000
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 ИВК: - 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. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока шинный	ТШП	3
Трансформатор тока	СА 123	9
Трансформатор тока	ТГФМ-110	12
Трансформатор тока	ТЛО-10	16
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ZMD	15
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.В15.ФО	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 ЕНЭС ПС 220 кВ Пачелма», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.

