

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Зонды периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком	ESR	C	83814-21	NP05009539, NP14000023, NP0B001770, NP10001888	Общество с ограниченной ответственностью "Контроль ИТ" (ООО "Контроль ИТ"), Московская область, г. Химки	Общество с ограниченной ответственностью "Контроль ИТ" (ООО "Контроль ИТ"), Московская область, г. Химки	ОС	РМБТ.4669 61.003 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Контроль ИТ" (ООО "Контроль ИТ"), Московская область, г. Химки	ООО "КИА", г. Москва	28.05.2021
2.	Зонды периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком	КМУТ	C	83815-21	PR 0810, SIG0259, SIGM0D021, SRT00151, КН 1941, КМ 1303, SIGM6005, VI6F000611, SKM00013, SIG10M1009, KL1518081, KL178001	Общество с ограниченной ответственностью "Контроль ИТ" (ООО "Контроль ИТ"), Московская область, г. Химки	Общество с ограниченной ответственностью "Контроль ИТ" (ООО "Контроль ИТ"), Московская область, г. Химки	ОС	РМБТ.4669 61.002 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Контроль ИТ" (ООО "Контроль ИТ"), Московская область, г. Химки	ООО "КИА", г. Москва	28.05.2021
3.	Система ав-	Обозна-	E	83816-21	21/2016AC003	Закрытое ак-	Акционерное	ОС	МП	4 года	Закрытое ак-	ФБУ "Самар-	23.07.2021

	томатизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "БСК" Предприятие "Каустик"	чение отсутствует				ционерное общество "Центр промышленной автоматизации" (ЗАО "ЦПА"), г. Москва	общество "Башкирская содовая компания" (АО "БСК"), Республика Башкортостан, г. Стерлитамак		26.51.43/62/21		ционерное общество "Центр промышленной автоматизации" (ЗАО "ЦПА"), г. Москва	ский ЦСМ", г. Самара	
4.	Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО "Мосэнерго" в части ТЭЦ-27 и котельных, входящих в состав филиала	Обозначение отсутствует	Е	83817-21	027	Публичное акционерное общество энергетики и электрификации "Мосэнерго" (ПАО "Мосэнерго"), г. Москва	Публичное акционерное общество энергетики и электрификации "Мосэнерго" (ПАО "Мосэнерго"), г. Москва	ОС	40166302.2 89939190.0 12.МПИ.27	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ГЭХ Системы контроля" (ООО "ГЭХ Системы контроля"), г. Москва	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	28.07.2021
5.	Преобразователи	"ПАЧ-240"	С	83818-21	2066, 2067	Общество с ограниченной ответственностью "Краспромавтоматика" (ООО "Краспромавтоматика"), г. Красноярск	Общество с ограниченной ответственностью "Краспромавтоматика" (ООО "Краспромавтоматика"), г. Красноярск	ОС	МП 0109/1-311229-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "ГКС" (ООО "НПП "ГКС"), г. Казань	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	01.09.2021
6.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	83819-21	640	Общество с ограниченной ответствен-	Филиал "Верхнетагильская ГРЭС	ОС	МП-382-RA.RU.310 556-2021	4 года	Общество с ограниченной ответствен-	Западно-Сибирский филиал ФГУП	23.07.2021

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала Верхнетагильская ГРЭС АО "Интер РАО - Электрогенерация"	отсутствует				стью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	АО "Интер РАО - Электрогенерация" акционерного общества "Интер РАО - Электрогенерация", г. Москва				стью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	"ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Квант" 6-й очереди	Обозначение отсутствует	Е	83820-21	006	Общество с ограниченной ответственностью "Квант" (ООО "Квант"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Квант" (ООО "Квант"), г. Краснодар	ОС	РТ-МП-1119-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Квант" (ООО "Квант"), г. Краснодар	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	01.10.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС	Обозначение отсутствует	Е	83821-21	316	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1082-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	07.10.2021

	220 кВ Алюминие- вая												
9.	Счётчики- расходомеры кориолисо- вые	КТМ Ру- МАСС	С	83825-21	08.0002.05.2021, 08.0003.04.2021, 08.0002.04.2021	Общество с ограниченной ответственно- стью "НПП КуйбышевТе- леком- Метрология" (ООО "НПП КуйбышевТе- леком- Метрология"), п.г.т. Волж- ский, Самар- ская обл.	Общество с ограниченной ответственно- стью "НПП КуйбышевТе- леком- Метрология" (ООО "НПП КуйбышевТе- леком- Метрология"), п.г.т. Волж- ский, Самар- ская обл.	ОС	МП 208- 025-2021	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "НПП КуйбышевТе- леком- Метрология" (ООО "НПП КуйбышевТе- леком- Метрология"), п.г.т. Волж- ский, Самар- ская обл.	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	23.08.2021
10.	Резервуары вертикаль- ные сталь- ные цилин- дрические	РВС- 3000	Е	83826-21	07-17, 08-17, 09-17	Общество с ограниченной ответственно- стью "СББ НЕФТЕ- СТРОЙ" (ООО "СББ НЕФТЕ- СТРОЙ"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственно- стью "СББ НЕФТЕ- СТРОЙ" (ООО "СББ НЕФТЕ- СТРОЙ"), г. Краснодар	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Га- зпромнефть- Аэро" (АО "Газпром- нефть-Аэро"), г. Санкт- Петербург	ФБУ "ЦСМ Татарстан", г. Казань	16.07.2021
11.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-75	Е	83827-21	152, 256	Общество с ограниченной ответственно- стью "Топлив- но- заправочный комплекс Омск (Цен- тральный)" (ООО "ТЗК Омск (Цен- тральный)"), г. Омск	Общество с ограниченной ответственно- стью "Топлив- но- заправочный комплекс Омск (Цен- тральный)" (ООО "ТЗК Омск (Цен- тральный)"), г. Омск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "Топлив- но- заправочный комплекс Омск (Централь- ный)" (ООО "ТЗК Омск (Централь- ный)"), г. Омск	ООО "Метро- КонТ", г. Ка- зань	05.07.2021
12.	Система из- мерений ко-	Обозна- чение	Е	83828-21	76	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	НА.ГНМЦ. 0517-21	1 год	Общество с ограниченной	АО "Нефтеав- томатика", г.	12.04.2021

	личества и показателей качества нефти № 274 ПСП "Каменный Лог" ООО "ЛУ-КОЙЛ-ПЕРМЬ"	отсутствует				ответственно-стью "Торгово-Производственное Предприятие НЕФТЕАВТОМАТИКА" (ООО "ТПП Нефтеавтоматика"), г. Уфа	ответственно-стью "ЛУ-КОЙЛ-Пермь" (ООО "ЛУ-КОЙЛ-Пермь"), г. Пермь		МП		ответственно-стью "Торгово-Производственное Предприятие НЕФТЕАВТОМАТИКА" (ООО "ТПП Нефтеавтоматика"), г. Уфа	Казань	
13.	Анализаторы	H2-Trans-ZO	C	83829-21	210103H4	PRO-CHEM ANALYTIK, Германия	PRO-CHEM ANALYTIK, Германия	OC	МП-273/04-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "СЕ-КО/ВАРВИК Рус", г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	11.06.2021
14.	Микрометры	торговой марки "Калибр"	C	83830-21	МК, зав. № С30547, МКГ, зав. № 99340, МК2, зав. № В44392, МКГ2, зав. № В42520, МК3, зав. № 96225, МКГ3, зав. № О 8848, МКЦ, зав. № 046965, МКЦ2, зав. № Е 10017, МТ, зав. № 119701, МТГ, зав. № 191298, МТ2, зав. № 84120678, МТН, зав. № 06837, МЛ, зав. № 651921, МЛГ, зав. № 053987, МЛ2, зав. № 1258167, МЗ, зав. № 17990, МЗГ, зав. № 19786, МЗЦ, зав. № 084407, ММП, зав. № 049500, ММПЦ,	Общество с ограниченной ответственностью Южно-Уральский Инструментальный Завод "КАЛИБР" (ООО ЮУИЗ "КАЛИБР"), г. Челябинск	Общество с ограниченной ответственностью Южно-Уральский Инструментальный Завод "КАЛИБР" (ООО ЮУИЗ "КАЛИБР"), г. Челябинск	OC	МП 203-20-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Южно-Уральский Инструментальный Завод "КАЛИБР" (ООО ЮУИЗ "КАЛИБР"), г. Челябинск	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	17.09.2021

					зав. № Е 110318, МНП, зав. № 45929, МНПЦ, зав. № А 2390417, МТП, зав. № 4701450, МТПЦ, зав. № 046445, МКБ, зав. № 750447, МКБЦ, зав. № Е 46078, МСП, зав. № 984799, МСПЦ, зав. № А 7680328, МП, зав. № 1560044, МПГ, зав. № 156397, МГ, зав. № 1725158, МГГ, зав. № 151156, МГЦ, зав. № 32353205, МГЦ2, зав. № 53210352								
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) "Воскресенские минеральные удобрения"	Обозначение отсутствует	Е	83831-21	01/2021	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистема" (ООО "Энергосистема"), г. Москва	Акционерное общество "Воскресенские минеральные удобрения" (АО "Воскресенские минеральные удобрения"), Московская область, г. Воскресенск	ОС	МП ЭПР-408-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистема" (ООО "Энергосистема"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	03.09.2021
16.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	83832-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "Межрегионсбыт"	Акционерное общество "Липецкцемент" (АО "Липецкцемент"), г.	ОС	МП ЭПР-419-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Межрегионсбыт"	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	16.09.2021

	измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Липецкцемент"					(ООО "Межрегионсбыт"), г. Москва	Липецк				(ООО "Межрегионсбыт"), г. Москва		
17.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "НЭК" (12 очередь)	Обозначение отсутствует	Е	83833-21	012	Общество с ограниченной ответственностью "Новая энергетическая компания" (ООО "НЭК"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Новая энергетическая компания" (ООО "НЭК"), г. Краснодар	ОС	МП ЭПР-424-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Новая энергетическая компания" (ООО "НЭК"), г. Краснодар	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	24.09.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83814-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Зонды периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком ESR

Назначение средства измерений

Зонды периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком ESR (далее - зонды ESR) предназначены для измерений параметров сетей передачи данных.

Описание средства измерений

Принцип действия зондов ESR основан на формировании тестового трафика в активных соединениях сети связи, измерении и регистрации характеристик этого трафика при прохождении по сети связи, анализа измеренных характеристик с целью получения статистических оценок целостности и устойчивости функционирования каналов сети связи.

Измерению подлежат характеристики трафика между зондами ESR или зондами ESR и серверами Системы контроля, мониторинга и управления трафиком, в том числе центральным сервером.

Зонды ESR могут применяться в качестве блоков аппаратных для дистанционных измерений (БАДИ) в сопряжении с комплексом измерительным ВЕКТОР-2019-Х и иметь возможность формирования и передачи тестового трафика, содержащего заданный эталонный объем информации и измерения характеристик переданного трафика в точках подключения к сети передачи данных. Информация об измеряемых характеристиках передаётся для дальнейшей обработки на серверы Системы контроля, мониторинга и управления трафиком и может передаваться на блок управления комплексом измерительным ВЕКТОР-2019-Х.

Зонды ESR могут применяться для измерений, выполняемых при учете объема оказанных услуг электросвязи операторами связи, и для измерений параметров сетей передачи данных в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020г.

Управление зондами ESR осуществляется дистанционно с помощью серверов Системы контроля, мониторинга и управления трафиком или с помощью блока управления комплексом измерительным ВЕКТОР-2019-Х. В состав зондов ESR входят вычислители общего назначения. Зонды ESR в сопряжении с комплексом измерительным ВЕКТОР-2019-Х обладают функциями хранения и сравнения файлов эталонных объемов.

Конструктивно зонды ESR выполнены в виде моноблоков, в которых размещены специализированные электронные платы. На боковых панелях корпусов расположены соответствующие разъемы для подключения к сети связи, подачи электропитания. Защитные корпуса моноблоков изготавливаются из штампованного металла или пластика и имеют съемную боковую или нижнюю панель, крепление которой осуществляется с помощью винтов. Корпуса зондов ESR могут иметь специальный слот для установки модулей приемовычислительных ВЕКТОР-СС и дополнительные крепления для размещения в стойке (19 дюймов).

Зонды ESR выпускаются в следующих модификациях: ESR-10 SLA KMUT-A, ESR-10 SLA KMUT-Б, ESR-10 KMUT-A, ESR-10 KMUT-Б, ESR-20 KMUT-A, ESR-20 KMUT-Б, ESR-21 KMUT-A, ESR-21 KMUT-Б. Модификации зондов ESR отличающихся по функциональному назначению. Цифровые символы в обозначениях модификаций указывают на конструктивные отличия в разъемах подключения и наличии информационных индикаторов, последний символ А или Б определяет режим синхронизации шкалы времени (А - режим Stratum1, Б – режим Stratum 2).

При работе зондов ESR с последним символом А в обозначении модификации в составе комплекса измерительного БЕКТОР-2019-А, с помощью встроенного ПО, осуществляется непрерывная настройка опорного тактового генератора зонда ESR по сигналам частоты и времени, получаемым от БЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXXX со встроенным приёмником БЕКТОР-СС сигналов глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS, при непосредственном подключении БЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXXX к зонду ESR.

При работе зондов ESR с последним символом Б в обозначении модификации в составе комплекса измерительного БЕКТОР-2019-Б, с помощью встроенного ПО, осуществляется непрерывная настройка опорного тактового генератора зонда ESR по сигналам частоты и времени, получаемым от БЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXXX со встроенным приёмником БЕКТОР-СС сигналов ГНСС ГЛОНАСС/GPS, по сетям пакетной передачи данных.

Настройка опорного тактового генератора зондов ESR осуществляется для формирования шкалы времени зондов ESR, синхронизированной с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC (SU), необходимой для регистрации времени передачи/приёма IP-пакетов и измерения расхождения шкал времени в сетях операторов связи.

Измерения задержек и вариаций задержек передачи пакетов данных осуществляются методом прямых измерений расхождения внутренней шкалы времени зондов ESR, синхронизированной с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC (SU), со шкалами времени, синхронизованными с сетевыми событиями (отправка или приём пакетов данных).

Заводские номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр зондов ESR, наносятся на нижнюю панель в форме шильды, содержащей заводской номер в цифро-буквенном формате, методом наклеивания.

Внешний вид зондов ESR различных модификаций с указанием мест нанесения знаков утверждения типа и пломбирования представлен на рисунках 1-4.

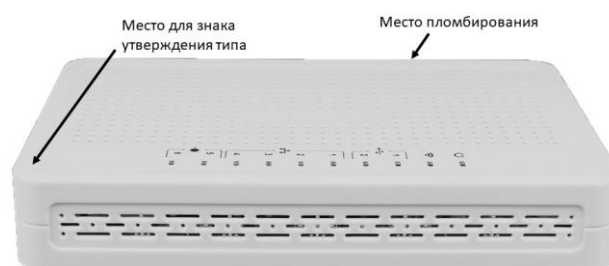


Рис.1 – Внешний вид зондов ESR модификаций ESR-10 KMUT-A, ESR-10 KMUT-Б



Рис.2 – Внешний вид зондов ESR модификаций ESR-10 SLA KMUT-A, ESR-10 SLA KMUT-Б



Рис.3 – Внешний вид зондов ESR модификаций ESR-20 KMUT-A, ESR-20 KMUT-B



Рис.4 – Внешний вид зондов ESR модификаций ESR-21 KMUT-A, ESR-21 KMUT-B

Программное обеспечение

В зонды ESR устанавливается специальное программное обеспечение (ПО). Специальное ПО определяет режим синхронизации шкалы времени зондов ESR: режим Stratum1 (для модификаций с последним символом А в обозначении), режим Stratum 2 (для модификаций с последним символом Б в обозначении).

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ESR-10 SLA KMUT-A, ESR-10 SLA KMUT-B, ESR-10 KMUT-A, ESR-10 KMUT-B	ESR-20 KMUT-A, ESR-20 KMUT-B, ESR-21 KMUT-A, ESR-21 KMUT-B
Идентификационное наименование ПО	Программное обеспечение маршрутизатора серии ESR-1x KMUT	Программное обеспечение маршрутизатора серии ESR-2x KMUT
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.12.2	не ниже 1.12.2
Цифровой идентификатор ПО	указывается в формуляре зонда ESR на конкретную его модификацию	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Модификации с последним символом А в обозначении	Модификации с последним символом Б в обозначении
Диапазон формирования/измерений длительности сеанса передачи данных, с	от 1,0 до 86400	от 1,0 до 86400
Пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования/измерений длительности сеанса передачи данных, с	$\pm 0,3$	$\pm 0,3$
Диапазон формирования/измерений количества информации (объема данных), байт	от 10 до $1 \cdot 10^{10}$	от 10 до $1 \cdot 10^{10}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования/измерений количества информации при передаче количества информации менее или равно 100 кбайт, байт	± 10	± 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования/измерений количества информации при передаче количества информации более 100 кбайт, байт, К - количество передаваемой информации (данных), байт	$\pm 1 \cdot 10^{-4} \text{ К}$	$\pm 1 \cdot 10^{-4} \text{ К}$
Диапазон измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных, мкс	от 40 до $1,5 \cdot 10^6$	от 100 до $1,5 \cdot 10^6$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных до $1 \cdot 10^4$ мкс, мкс	-	± 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $1 \cdot 10^4$ до $1,5 \cdot 10^6$ мкс, %	-	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных до $4 \cdot 10^3$ мкс, мкс	± 40	-
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $4 \cdot 10^3$ до $1,5 \cdot 10^6$ мкс, %	± 1	-
Диапазон измерений средней односторонней задержки передачи пакетов данных, мкс	от 20 до $1,5 \cdot 10^6$	от 200 до $1,5 \cdot 10^6$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений средней односторонней задержки передачи пакетов данных, %	-	± 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней односторонней задержки передачи пакетов данных до $2 \cdot 10^3$ мкс, мкс	± 20	-
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений средней односторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $2 \cdot 10^3$ до $1,5 \cdot 10^6$ мкс, %	$\pm 0,5$	-
Диапазон измерений вариации двусторонней задержки передачи пакетов данных, мкс	от 40 до $1 \cdot 10^5$	от 100 до $1 \cdot 10^5$

продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение	
	Модификации с последним символом А в обозначении	Модификации с последним символом Б в обозначении
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений вариации двусторонней задержки передачи пакетов данных до $1 \cdot 10^4$ мкс, мкс	± 40	± 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений вариации двусторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $1 \cdot 10^4$ до $1 \cdot 10^5$ мкс, %	± 1	± 1
Диапазон измерений вариации односторонней задержки передачи пакетов данных, мкс	от 20 до $5 \cdot 10^4$	от 50 до $5 \cdot 10^4$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений вариации односторонней задержки передачи пакетов данных до $5 \cdot 10^3$ мкс, мкс	± 20	± 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений вариации односторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $5 \cdot 10^3$ до $5 \cdot 10^4$ мкс, %	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
Диапазон измерений коэффициента потерь пакетов данных за период измерений	от 0 до 1	от 0 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента потерь пакетов данных	$\pm 1,5 \cdot 10^{-5}$	$\pm 1,5 \cdot 10^{-5}$
Диапазон измерений пропускной способности канала передачи данных, бит/с	от 512 до $1 \cdot 10^9$	от 512 до $1 \cdot 10^9$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений пропускной способности канала передачи данных, %	± 1	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации шкалы времени относительно национальной шкалы времени Российской Федерации UTC(SU) в режиме Stratum 1, мкс	± 40	-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации шкалы времени относительно национальной шкалы времени Российской Федерации UTC(SU) в режиме Stratum 2, мкс	-	± 100

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока частотой 50 ± 5 Гц, В	220 ± 22
Потребляемая мощность, В·А, не более: - ESR-10 KMUT-A, ESR-10 KMUT-Б, ESR-10 SLA KMUT-A, ESR-10 SLA KMUT-Б - ESR-20 KMUT-A, ESR-20 KMUT-Б - ESR-21 KMUT-A, ESR-21 KMUT-Б	9 25 32

продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (ширина × высота × глубина), мм, не более: - ESR-10 KMUT-A, ESR-10 KMUT-B, ESR-10 SLA KMUT-A, ESR-10 SLA KMUT-B - ESR-20 KMUT-A, ESR-20 KMUT-B - ESR-21 KMUT-A, ESR-21 KMUT-B	185 x 32 x 118 267 x 44 x 212 430 x 44 x 225
Масса, кг, не более: - ESR-10 KMUT-A, ESR-10 KMUT-B, ESR-10 SLA KMUT-A, ESR-10 SLA KMUT-B - ESR-20 KMUT-A, ESR-20 KMUT-B - ESR-21 KMUT-A, ESR-21 KMUT-B	1 2 3,15
Условия эксплуатации	По группе 2 ГОСТ 22261-94

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на руководство по эксплуатации и на верхние панели зондов ESR в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз./шт.
Зонд ESR*	-	1*
Комплект принадлежностей	-	1
Руководство по эксплуатации	РМБТ.466961.003 РЭ	1
Формуляр	РМБТ.466961.003 ФО	1
Методика поверки	РМБТ.466961.003 МП	1
* Модификация зонда ESR определяется договором поставки		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 4 руководства по эксплуатации РМБТ.466961.003 РЭ

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Зондам периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком ESR

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

ГОСТ Р 8.873-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для технических систем и устройств с измерительными функциями, осуществляющих измерения объемов (количества) цифровой информации (данных), передаваемых по каналам Интернет и телефонии

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

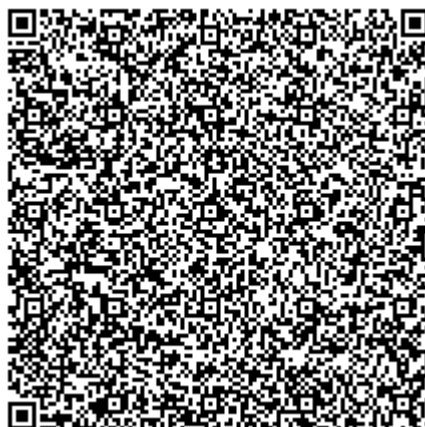
РМБТ.466961.003 ТУ «Зонды периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком ESR. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Контроль ИТ» (ООО «Контроль ИТ»)
ИНН: 5047109034
Юридический адрес: 141407, Московская область, г. Химки, Нагорное шоссе, д. 2, кор. 9А, помещение 412
Почтовый адрес: 141400, Московская область, г. Химки, ул. Рабочая, д. 2, стр. 26
Телефон (факс): +7(495) 785-57-50
E-mail: post@kmyt.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Координационно-информационное агентство» (ООО «КИА»)
Адрес: 109029, г. Москва, Сибирский проезд, д. 2, стр.11
Телефон (факс): +7(495) 737-67-19
E-mail: VS-KIA@rambler.ru



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83815-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Зонды периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком КМУТ

Назначение средства измерений

Зонды периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком КМУТ (далее – зонды КМУТ) предназначены для измерений параметров сетей передачи данных.

Описание средства измерений

Принцип действия зондов КМУТ основан на формировании тестового трафика в активных соединениях сети связи, измерении и регистрации характеристик этого трафика при прохождении по сети связи, анализа измеренных характеристик с целью получения статистических оценок целостности и устойчивости функционирования каналов сети связи.

Измерению подлежат характеристики трафика между зондами КМУТ или зондами КМУТ и серверами Системы контроля, мониторинга и управления трафиком, в том числе центральным сервером.

Зонды КМУТ могут применяться в качестве блоков аппаратных для дистанционных измерений (БАДИ) в сопряжении с комплексом измерительным ВЕКТОР-2019-Х и иметь возможность формирования и передачи тестового трафика, содержащего заданный эталонный объем информации и измерения характеристик переданного трафика в точках подключения к сети передачи данных. Информация об измеряемых характеристиках передаётся для дальнейшей обработки на серверы Системы контроля, мониторинга и управления трафиком и может передаваться на блок управления комплексом измерительным ВЕКТОР-2019-Х.

Зонды КМУТ могут применяться для измерений, выполняемых при учете объема оказанных услуг электросвязи операторами связи, и для измерений параметров сетей передачи данных в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020г.

Управление зондами КМУТ осуществляется дистанционно с помощью серверов Системы контроля, мониторинга и управления трафиком или с помощью блока управления комплексом измерительным ВЕКТОР-2019-Х. В состав зондов КМУТ входят вычислители общего назначения. Зонды КМУТ в сопряжении с комплексом измерительным ВЕКТОР-2019-Х обладают функциями хранения и сравнения файлов эталонных объемов.

Конструктивно зонды КМУТ выполнены в виде моноблоков, в которых размещены специализированные электронные платы. На боковых панелях корпусов расположены соответствующие разъемы для подключения к сети связи, подачи электропитания. Защитные корпуса моноблоков изготавливаются из штампованного металла или пластика и имеют съемную боковую или нижнюю панель, крепление которой осуществляется с помощью винтов. Корпуса зондов КМУТ могут иметь специальный слот для установки модулей приемовычислительных ВЕКТОР-СС и дополнительные крепления для размещения в стойке (19 дюймов).

Зонды КМУТ выпускаются в следующих модификациях: КУТ М1-А, КУТ М1-Б, КМУТ М1-А, КМУТ М1-Б, КМУТ М2-А, КМУТ М2-Б, КМУТ М3-А, КМУТ М3-Б, КМУТ М4-А, КМУТ М4-Б, КМУТ М5-А, КМУТ М5-Б, КМУТ М6-А, КМУТ М6-Б, КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б, КМУТ-10-А, КМУТ-10-Б, КМУТ-10 М1-А, КМУТ-10 М1-Б, КМУТ-ПУ М1-А, КМУТ-ПУ М1-Б, КМУТ-Л-А, КМУТ-Л-Б. Модификации зондов КМУТ отличающихся по функциональному назначению. Первые символы в виде цифро-буквенных обозначений в обозначениях модификаций указывают на конструктивные отличия в разъемах подключения и наличии информационных индикаторов, последний символ А или Б определяет режим синхронизации шкалы времени (А - режим Stratum1, Б – режим Stratum 2).

При работе зондов КМУТ с последним символом А в обозначении модификации в составе комплекса измерительного ВЕКТОР-2019-А, с помощью встроенного ПО, осуществляется непрерывная настройка опорного тактового генератора зонда КМУТ по сигналам частоты и времени, получаемым от ВЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXXX со встроенным приёмником ВЕКТОР-СС сигналов глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS, при непосредственном подключении ВЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXXX к зонду КМУТ.

При работе зондов КМУТ с последним символом Б в обозначении модификации в составе комплекса измерительного ВЕКТОР-2019-Б, с помощью встроенного ПО, осуществляется непрерывная настройка опорного тактового генератора зонда КМУТ по сигналам частоты и времени, получаемым от ВЕКТОР-2019-БАДИ-XXXXXX со встроенным приёмником ВЕКТОР-СС сигналов ГНСС ГЛОНАСС/GPS, по сетям пакетной передачи данных.

Настройка опорного тактового генератора зондов КМУТ осуществляется для формирования шкалы времени зондов КМУТ, синхронизированной с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC (SU), необходимой для регистрации времени передачи/приёма IP-пакетов и измерения расхождения шкал времени в сетях операторов связи.

Измерения задержек и вариаций задержек передачи пакетов данных осуществляются методом прямых измерений расхождения внутренней шкалы времени зондов КМУТ, синхронизированной с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC (SU), со шкалами времени, синхронизованными с сетевыми событиями (отправка или приём пакетов данных).

Заводские номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр зондов КМУТ, наносятся в форме шильды, содержащей заводской номер в цифро-буквенном формате, методом наклеивания: на заднюю панель всех модификаций кроме КУТ М1-А(Б), КМУТ-10-А(Б), КМУТ-10 М1-А(Б), КМУТ М7-А(Б), на верхнюю панель модификаций КУТ М1-А(Б), на переднюю панель модификаций КМУТ-10-А(Б), КМУТ-10 М1-А(Б), на нижнюю панель модификаций КМУТ М7-А(Б).

Внешний вид зондов КМУТ различных модификаций с указанием мест нанесения знаков утверждения типа и пломбирования представлен на рисунках 1-12.



Рис. 1 - Внешний вид зондов КМУТ модификаций КУТ М1-А, КУТ М1-Б



Рис. 2 - Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ М1-А, КМУТ М1-Б



Рис. 3 - Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ М2-А, КМУТ М2-Б



Рис. 4 - Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ М3-А, КМУТ М3-Б



Рис. 5 - Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ М4-А, КМУТ М4-Б



Рис. 6 – Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ М5-А, КМУТ М5-Б



Рис. 7 – Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ М6-А, КМУТ М6-Б



Рисунок 8 – Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б



Рис. 9 - Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ-10-А, КМУТ-10-Б



Рис. 10 – Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ-10 М1-А, КМУТ-10 М1-Б



Рис. 11 – Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ-ПУ М1-А, КМУТ-ПУ М1-Б



Рис. 12 – Внешний вид зондов КМУТ модификаций КМУТ-Л-А, КМУТ-Л-Б

Программное обеспечение

В зонды КМУТ устанавливается специальное программное обеспечение (ПО). Специальное ПО определяет режим синхронизации шкалы времени зондов КМУТ: режим Stratum1 (для модификаций с последним символом А в обозначении), режим Stratum 2 (для модификаций с последним символом Б в обозначении).

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	все модификации кроме КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б	КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б
Идентификационное наименование ПО	ПО периферийного узла Системы КМУТ («ЭХО – Зонд»)	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0	не ниже 2.Э
Цифровой идентификатор ПО	указывается в формуляре зонда КМУТ на конкретную его модификацию	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	md5	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Модификации с последним символом А в обозначении	Модификации с последним символом Б в обозначении
Диапазон формирования/измерений длительности сеанса передачи данных, с	от 1,0 до 86400	от 1,0 до 86400
Пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования/измерений длительности сеанса передачи данных, с	±0,3	±0,3
Диапазон формирования/измерений количества информации (объема данных), байт	от 10 до 1·10 ¹⁰	от 10 до 1·10 ¹⁰

продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение	
	Модификации с последним символом А в обозначении	Модификации с последним символом Б в обозначении
Пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования/измерений количества информации при передаче количества информации менее или равно 100 кбайт, байт	± 10	± 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования/измерений количества информации при передаче количества информации более 100 кбайт, байт, К - количество передаваемой информации (данных), байт	$\pm 1 \cdot 10^{-4} \text{ К}$	$\pm 1 \cdot 10^{-4} \text{ К}$
Диапазон измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных, мкс	от 40 до $1,5 \cdot 10^6$	от 100 до $1,5 \cdot 10^6$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных до $1 \cdot 10^4$ мкс, мкс	-	± 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $1 \cdot 10^4$ до $1,5 \cdot 10^6$ мкс, %	-	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных до $4 \cdot 10^3$ мкс, мкс	± 40	-
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений средней двусторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $4 \cdot 10^3$ до $1,5 \cdot 10^6$ мкс, %	± 1	-
Диапазон измерений средней односторонней задержки передачи пакетов данных, мкс	от 20 до $1,5 \cdot 10^6$	от 200 до $1,5 \cdot 10^6$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений средней односторонней задержки передачи пакетов данных, %	-	± 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней односторонней задержки передачи пакетов данных до $2 \cdot 10^3$ мкс, мкс	± 20	-
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений средней односторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $2 \cdot 10^3$ до $1,5 \cdot 10^6$ мкс, %	$\pm 0,5$	-
Диапазон измерений вариации двусторонней задержки передачи пакетов данных, мкс	от 40 до $1 \cdot 10^5$	от 100 до $1 \cdot 10^5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений вариации двусторонней задержки передачи пакетов данных до $1 \cdot 10^4$ мкс, мкс	± 40	± 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений вариации двусторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $1 \cdot 10^4$ до $1 \cdot 10^5$ мкс, %	± 1	± 1
Диапазон измерений вариации односторонней задержки передачи пакетов данных, мкс	от 20 до $5 \cdot 10^4$	от 50 до $5 \cdot 10^4$

продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение	
	Модификации с последним символом А в обозначении	Модификации с последним символом Б в обозначении
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений вариации односторонней задержки передачи пакетов данных до $5 \cdot 10^3$ мкс, мкс	± 20	± 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений вариации односторонней задержки передачи пакетов данных в диапазоне от $5 \cdot 10^3$ до $5 \cdot 10^4$ мкс, %	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
Диапазон измерений коэффициента потерь пакетов данных за период измерений	от 0 до 1	от 0 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента потерь пакетов данных	$\pm 1,5 \cdot 10^{-5}$	$\pm 1,5 \cdot 10^{-5}$
Диапазон измерений пропускной способности канала передачи данных, бит/с	от 512 до $1 \cdot 10^{10}$	от 512 до $1 \cdot 10^{10}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений пропускной способности канала передачи данных, %	± 1	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации шкалы времени относительно национальной шкалы времени Российской Федерации UTC(SU) в режиме Stratum 1, мкс	± 40	-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации шкалы времени относительно национальной шкалы времени Российской Федерации UTC(SU) в режиме Stratum 2, мкс	-	± 100

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока частотой 50 ± 5 Гц, В	220 ± 22
Потребляемая мощность, В·А, не более: - все модификации кроме КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б - КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б	450 12
Габаритные размеры, мм, не более: - все модификации кроме КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б (ширина × высота × глубина) - КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б (диаметр × высота)	480 × 44 × 500 100 × 20
Масса, кг, не более: - все модификации кроме КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б - КМУТ М7-А, КМУТ М7-Б	10 0,1
Условия эксплуатации	По группе 2 ГОСТ 22261-94

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на руководство по эксплуатации и на верхние панели зондов КМУТ в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз./шт.
Зонд КМУТ*	-	1*
Комплект принадлежностей	-	1
Руководство по эксплуатации	РМБТ.466961.002 РЭ	1
Формуляр	РМБТ.466961.002 ФО	1
Методика поверки	РМБТ.466961.002 МП	1
* Модификация зонда КМУТ определяется договором поставки		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 4 руководства по эксплуатации РМБТ.466961.002 РЭ

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Зондам периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком КМУТ

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

ГОСТ Р 8.873-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для технических систем и устройств с измерительными функциями, осуществляющих измерения объемов (количества) цифровой информации (данных), передаваемых по каналам Интернет и телефонии

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

РМБТ.466961.002 ТУ «Зонды периферийного узла Системы контроля, мониторинга и управления трафиком КМУТ. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Контроль ИТ» (ООО «Контроль ИТ»)

ИНН: 5047109034

Юридический адрес: 141407, Московская область, г. Химки, Нагорное шоссе, д. 2, кор. 9А, помещение 412

Почтовый адрес: 141400, Московская область, г. Химки, ул. Рабочая, д. 2, стр. 26

Телефон (факс): +7(495) 785-57-50

E-mail: post@kmyt.ru

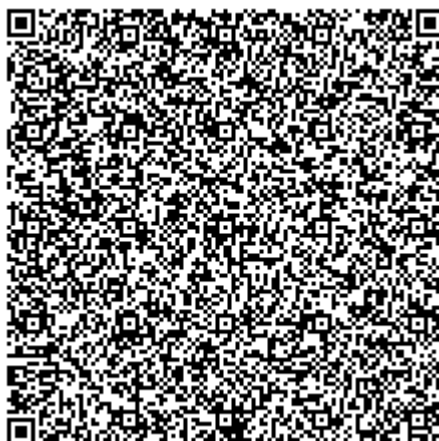
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Координационно-информационное агентство» (ООО «КИА»)

Адрес: 109029, г. Москва, Сибирский проезд, д. 2, стр.11

Телефон (факс): +7(495) 737-67-19

E-mail: VS-KIA@rambler.ru



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83816-21

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «БСК» Предприятие «Каустик»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) на базе устройств для автоматизации измерений и учета энергоресурсов «Шлюз Е-422», контроллеры Е-422.GSM (УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер ИВК) с установленным программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени РСТВ-01-01, автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации, каналобразующую 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 измерительным 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 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на сервер ИВК.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния счетчиков электрической энергии по проводным и беспроводным линиям связи.

На верхнем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Один раз в сутки сервер ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ и по электронной почте направляет в энергосбытовую организацию. Электронный документ с результатами измерений подписывается электронной цифровой подписью энергосбытовой организации и по электронной почте передается АО «АТС» и организациям участникам ОРЭМ.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее-УСВ), синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК каждую секунду сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени РСТВ-01-01 и при расхождении на величину более ± 1 с, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени РСТВ-01-01.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется при каждом сеансе связи. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера ИВК на величину более ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на величину более ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчиков.

Передача информации от счетчика до УСПД, от УСПД до сервера ИВК реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ТЕЛЕСКОП» Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	ПО «ТЕЛЕСКОП»
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c
Идентификационное наименование ПО	PD_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f
Идентификационное наименование ПО	ASCUE_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca

Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 35 кВ ЦРП-1, ЗРУ - 35 кВ, СШ 35 кВ, яч.8	ТВ-ЭК-35 М1 УХЛ1 1000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 74600-19	ЗНОМ-35 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-54	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 25971-06	«Шлюз E-422», рег. № 36638-07	PCTB-01рег.№I 67958-17/ Intel SC5650BRP
2	ПС 35кВ ЦРП-1, ЗРУ - 35 кВ, СШ 35 кВ, яч.10	ТВ-ЭК-35 М1 УХЛ1 1000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 74600-19	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 25971-06		
3	ПС 35 кВ ЦРП-1, ЗРУ – 35 кВ, СШ 35 кВ, яч.18	ТВ-ЭК-35 М1 УХЛ1 1000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 74600-19	ЗНОМ-35 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-54	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 25971-06		
4	ПС 35 кВ ЦРП-1, ЗРУ – 35 кВ, СШ 35 кВ, яч.20	ТВ-ЭК-35 М1 УХЛ1 1000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 74600-19	ЗНОМ-35 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-54	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 25971-06		
5	ПС 35 кВ ЦРП-1, РУ-6 кВ, 2СШ, яч. 4	AB12 (4МА72) 400/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 59024-14	4MR12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 25971-06	«Шлюз E-422», рег. № 36638-07	
6	ПС 35 кВ ЦРП-1, РУ - 6 кВ, 2СШ, яч.30	AB12 (4МА72) 150/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 59024-14	4MR12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 30826-05	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-06		
7	ПС 35 кВ ЦРП-1, РУ-0,4 кВ, яч.2.10	ASK 31.3 200/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 49019-12	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-06		
8	ПС 35 кВ ЦРП-1, РУ-0,4 кВ, яч.4.10	ASK 31.3 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 49019-12	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
9	ПС 35 кВ ЦРП-1, РУ-0,4 кВ, яч.4.11	ASK 31.3 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 49019-12	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ПС26 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ, яч. 15	ТПЛ-10-М 100/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	РСТВ-01рег.№I 67958-17/ Intel SC5650BRP
11	ТП-4 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ, яч. 3.5	Т-0,66 У3 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-03 Т-0,66 У3 300/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 22656-02 Т-0,66 У3 300/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 22656-02	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	
12	ТП-4 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ, яч. 10.3	Т-0,66 У3 300/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 22656-02	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
13	ТП-17 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ, пан. 1	Т-0,66 М У3 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
14	БКТП-19 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 1.5	ТШП-0,66 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
15	БКТП-41 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, яч.1.4	ТТЭ-30 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 32501-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
16	БКТП-41А 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, яч.1.8	ТС-5 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26100-03	-	EPQS 122.23.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
17	БКТП-41А 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, яч.1.9	ТС-5 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26100-03	-	EPQS 122.23.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	к-с 4002, РУ-0,4кВ, РП-1, гр.1	T-0,66 20/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22656-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз E-422», рег. № 36638-07	РСТВ-01рег.№I 67958-17/ Intel SC5650BRP
19	к-с 4002, РУ-0,4кВ, РП-2, гр.1	T-0,66 20/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22656-07	-	EPQS 122.23.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
20	ПС 110/6 кВ ЦРП-2, РУ-6 кВ, 1СШ, яч. 3, Ввод 1 Т-1	AB12-МА(4МА72) 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 37385-08	4MR12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
21	ПС 110/6 кВ ЦРП-2, РУ-6 кВ, 2СШ, яч. 20, Ввод 2 Т-2	AB12-МА(4МА72) 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 37385-08	4MR12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
22	ПС 110/6 кВ ЦРП-2, РУ-6 кВ, 3СШ яч. 23, Ввод 3 Т-1	AB12-МА(4МА72) 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 37385-08	4MR12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
23	ПС 110/6 кВ ЦРП-2, РУ-6 кВ, 4СШ, яч. 40, Ввод 4 Т-2	AB12-МА(4МА72) 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 37385-08	4MR12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
24	ПС 110/6 кВ ЦРП-2, РУ-6 кВ, 3СШ, яч. 31	AB12-МА(4МА72) 200/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 37385-08	4MR12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	«Шлюз E-422», рег. № 36638-07	
25	ПС5 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ, яч. 13, КТП-34 Т-1	ТПЛ-10-М 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
26	ПС5 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ, яч. 28, КТП-34 Т-2	ТПЛ-10-М 150/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
27	ПС7 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ, яч. 19, КТП-85 Т-1	ТПЛ-10-М 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС7 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 4СШ, яч. 38, КТП-85 Т-2	ТПЛ-10-М 150/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	РСТВ-01рег.№1 67958-17/ Intel SC5650BRP
29	ПС "Соколова О.А" 6/0,4 кВ, РУ-6кВ, яч.2, Ввод 1	ТЛМ-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66У3 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EPQS 111.21.18LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Контроллер Е-422.GSM рег.№ 46553-11	
30	ТП-34 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.2	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	
31	ТП-34 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.3	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
32	ТП-34 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.6	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
33	ТП-34 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.9	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
34	ТП-34 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.12	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.23.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
35	ТП-34 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.18	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
36	ТП-34 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.21	Т-0,66 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
37	ТП-34 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.27	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
38	ПС ЦРП-3 110/35/6 кВ, ЗРУ- 35 кВ, 1 СШ, яч. 6, Ввод 1 Т-1	ТВ-35/25 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 3187-72	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-70	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	РСТВ-01рег.№I 67958-17/ Intel SC5650BRP
39	ПС ЦРП-3 110/35/6 кВ, ЗРУ- 35 кВ, 2СШ, яч. 4, ввод 2 Т-1	ТВ-35/25 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 3187-72	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-70	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
40	ПС ЦРП-3 110/35/6 кВ, ЗРУ- 35 кВ, 1СШ, яч. 10, ввод 3 Т-2	ТВ-35/25 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 3187-72	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-70	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
41	ПС ЦРП-3 110/35/6 кВ, ЗРУ-35 кВ, 2СШ, яч. 8, ввод 4 Т-2	ТВ-35/25 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 3187-72	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-70	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
42	ПС ЦРП-3 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ, яч. 17, ввод 1 Т-1	AB12 (4МА72) 2500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 59024-14	4MR12 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
43	ПС ЦРП-3 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ, яч. 18, ввод 2 Т-2	AB12 (4МА72) 2500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 59024-14	4MR12 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
44	ПС ЦРП-3 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, 3СШ, яч. 25, ввод 3 Т-1	AB12 (4МА72) 2500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 59024-14	4MR12 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
45	ПС ЦРП-3 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, 4СШ, яч. 26, ввод 4 Т-2	AB12 (4МА72) 2500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 59024-14	4MR12 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 30826-05	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
46	ПС ЦРП-3 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, 3СШ, яч. 31	AB12 (4МА72) 300/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 59024-14	4MR12 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 30826-05	EPQS 122.22.17.SL Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	
47	ПС ЦРП-4 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ, яч. 41, Ввод 1	ТОЛ-НТЗ-10 2000/5 Кл.т. 0.2S Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 59814-15	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
48	ПС ЦРП-4 110/6 кВ, РУ-6кВ, 2СШ, яч. 42, Ввод 2	ТОЛ-НТЗ-10 2000/5 Кл.т. 0.2S Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 59814-15	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	РСТВ-01рег.№1 67958-17/ Intel SC5650BRP
49	ПС ЦРП-4 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3СШ, яч. 27, Ввод 3	ТОЛ-НТЗ-10 2000/5 Кл.т. 0.2S Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 59814-15	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
50	ПС ЦРП-4 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4СШ, яч. 32, Ввод 4	ТОЛ-НТЗ-10 2000/5 Кл.т. 0.2S Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 59814-15	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
52	ПС ЦРП-4 110/6 кВ, РУ-6кВ, 1СШ, яч. 37	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 59814-15	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
53	ПС ЦРП-4 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ, яч. 34	ТОЛ-НТЗ-10 150/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 59814-15	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
54	ПС ЦРП-4 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3СШ, яч. 19	ТОЛ-НТЗ-10 150/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 59814-15	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
55	ПС ЦРП-4 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3СШ, яч. 35	ТОЛ-НТЗ-10 150/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-6 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 59814-15	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	
56	ТП-74 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ, Р-1	Т-0,66 У3 200/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 17551-06	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
58	ТП-74 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ, Р-8	Т-0,66 У3 200/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 17551-06	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
59	ТП-74 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ, Р-10	Т-0,66 У3 300/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 17551-06	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 942573 Рег.№ 25971-06		
60	КТП-45 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ, яч. 4	Т-0,66 У3 150/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 22656-02	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
61	КТП-73 6/0,4 кВ, ЩСУ-1 0,4 кВ, 1СШ, яч. 1, Ввод 1	ASK 83.4 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 31089-06	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	PCTB-01рег.№I 67958-17/ Intel SC5650BRP
62	КТП-73 6/0,4 кВ, ЩСУ-1 0,4 кВ, 2СШ, яч. 9, Ввод 2	T-0,66 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 36382-07	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
63	КТП-89 6/0,4 кВ, РУ - 0,4 кВ, 1СШ, Ввод 1 Т-1	ASK 31.3 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 49019-12	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
64	КТП-89 6/0,4 кВ, РУ - 0,4 кВ, 2СШ, Ввод 2 Т-2	ASK 31.3 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 49019-12	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
65	КТП-99 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ, яч. 2, Ввод 1	ТПШ-0,66 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22657-07	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
66	КТП-99 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ, яч. 8, Ввод 2	ТПШ-0,66 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22657-07	-	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
67	ПС Водозабор 35/6кВ, РУ-6 кВ, 1СШ, яч. 13, Ввод 1	AB (4MA) 1000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 58146-14	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	
68	ПС Водозабор 35/6кВ, РУ-6 кВ, 2СШ, яч. 14, Ввод 2	AB (4MA) 1000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 58146-14	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
69	ПС Водозабор 35/6кВ, РУ- 6кВ, 1СШ, яч. 15	AB (4MA) 100/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 58146-14	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
70	ПС Водозабор 35/6кВ, РУ-6 кВ, 2СШ, яч. 16	AB (4MA) 100/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 58146-14	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
71	ПС Водозабор 35/6кВ, РУ- 6кВ, 2СШ, яч.8	AB (4MA) 100/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 58146-14	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
72	ТП Скв.17 6/0,4кВ скв.17, РУ-0,4кВ, ШУ	T-0,66 У3 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	EPQS 122.23.17LL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	Контроллер E-422.GSM рег.№ 46553-11	PCTB-01per.№I 67958-17/ Intel SC5650BRP
73	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 1СШ, яч. 3	AB (4MA) 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 58149-14	GSES 12D 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 48526-11	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	«Шлюз E-422», рег. № 36638-07	
74	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 2СШ, яч. 10	AB (4MA) 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 58149-14	GSES 12D 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 48526-11	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
75	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 3СШ, яч. 39	AB (4MA) 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 58149-14	ЗНОЛП-ЭК 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 68841-17	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	«Шлюз E-422», рег. № 36638-07	
76	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 4СШ, яч. 32	AB (4MA) 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 58149-14	GSES 12D 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 48526-11	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
77	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 1СШ, яч. 9	AB (4MA) 300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	«Шлюз E-422», рег. № 36638-07	
78	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 1СШ, яч. 7	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 69606-17	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
79	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 1СШ, яч. 13	AB (4MA) 60/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз E-422», рег. № 36638-07	
80	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 2СШ, яч. 4	AB (4MA) 150/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
81	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 3СШ, яч. 27	AB (4MA) 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз E-422», рег. № 36638-07	
82	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 3СШ, яч. 33	AB (4MA) 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
83	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 3СШ, яч. 37	АВ (4МА) 150/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	EPQS 122.22.17.SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	PCTB-01per.№I 67958-17/ Intel SC5650BRP
84	ПС 110/6 кВ «ГПП-БОС», РУ - 6 кВ, 4СШ, яч. 38	АВ (4МА) 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
85	ПС ГПП-БОС 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ, яч. 16,	ТОЛ-НТЗ-10 75/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 51679-12	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S Рег. № 36697-17	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	
86	ПС ГПП-БОС 110/6 кВ, РУ- 6 кВ, 3СШ, яч. 35	АВ12 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 58149-14	VB (4MR) 12 6000/√3/100√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 58146-14	EPQS 111.21.27.LL Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
87	ТП Мойка 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, Р-3	Т-0,66 50/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 36382-07 Т-0,66 50/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 22656-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	
88	ТП Мойка 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, Р-11	Т-0,66 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22656-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
89	ТП Мойка 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, Р-9	Т-0,66 50/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 22656-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
90	ТП Мойка 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, Р-12 Бикметов Р.Н.	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	EPQS 122.22.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		
91	ТП Мойка 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ, пан.2, гр.1 ООО Евротара"	ТТИ-А 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-12	-	EPQS 122.23.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
93	ТП Гараж 6/0,4 кВ, РУ-0,4кВ ООО "Стройтрас сервис"	ТТИ-А 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139- 12	-	EPQS 122.23.17SL Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	«Шлюз Е-422», рег. № 36638-07	РСТВ-01рег.№1 67958-17/ Intel SC5650BRP

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1- 4,24	Активная Реактивная	0,9 1,3	1,1 2,0
5,29,38-41	Активная Реактивная	1,2 1,9	2,9 4,6
6,25,27,82	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,1 5,2
7-9,11-13,16–19,36, 56,58–66,72,87–91,93	Активная Реактивная	1,1 1,8	3,0 5,1
10,26,28,46,78	Активная Реактивная	1,0 1,6	1,6 3,3
15	Активная Реактивная	0,9 1,5	2,8 4,5
20-23,42–45,47-50,52- 55,67,71,73-76	Активная Реактивная	0,6 1,0	0,9 1,8
14,30–35,37	Активная Реактивная	1,1 1,8	1,9 3,6
68,69	Активная Реактивная	1,0 1,6	1,5 2,7
70	Активная Реактивная	0,8 1,3	1,5 3,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
77,84,86	Активная Реактивная	1,2 1,9	1,7 2,8
79-81,83,85	Активная Реактивная	1,3 2,1	2,0 3,8
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +30°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	90
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °C - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от 49,85 до 50,15
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег.№36697-12) СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег.№36697-17) ЕРQS (рег.№25971-06) - температура окружающей среды для сервера ИВК, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 от 0,5 инд. до 1 смк от -45 до +40 от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +60 от +10 до +35 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых компонентов Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег.№36697-12) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег.№36697-17) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	16500 2 220000

Продолжение таблицы 4

1	2
- среднее время восстановления работоспособности, ч EPQS (рег.№25971-06) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч РСТВ-01-01 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	2 70000 2 50000 2 55000 2 30000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег.№36697-12) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег.№36697-17) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее EPQS (рег.№25971-06) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 114 170 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

- в журнале событий УСПД:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК;

- защита на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК-35 М1 УХЛ1	12
	AB12 (4МА72)	19
	Т-0,66 У3	18
	ТШ-0,66	6
	Т-0,66	45
	Т-0,66 У3	3
	ТШП 0,66	3
	AB12-МА (4МА72)	15
	AB(4МА)	51
	Т-0,66 М У3	3
	ТЛМ-10	2
	ТПЛ-10-М	12
	ТОЛ-НТЗ-10	30
	ASK 83.4	3
	ASK 31.3	15
	ТВ-35/25	12
	ТТИ-А	6
	ТТЭ-30	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	9
	ЗНОМ-35-65	27
	4MR12	24
	ЗНОЛП-ЭК	3
	НТМИ-6-66	5
	GSES 12D	9
	VB (4MR) 12	27

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-6	5
	НТМИ-6-66 УЗ	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS 111.21.18.LL	37
	EPQS 122.22.17.SL	48
	EPQS 111.21.27.LL	1
	EPQS 122.23.17.SL	2
	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	Шлюз Е-422	15
Контроллер Е -422.GSM	Е -422.GSM	2
Радиосерверы точного времени	PCTB-01	1
Сервер сбора и БД (Сервер ИВК)	Intel SC5650BRP	1
Формуляр	ФО 26.51.43/62/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «БСК» Предприятие «Каустик». МВИ 26.51.43/62/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Центр промышленной автоматизации»
(ЗАО «ЦПА»)

ИНН 5040099482

Юридический адрес: 105082, г. Москва, ул. Б. Почтовая, д. 55/59, стр. 1, этаж 1, ком. 29

Почтовый адрес: 105082, г. Москва, ул. Б. Почтовая, д. 55/59, стр. 1

Телефон/факс: 8(499) 964-95-96

Web-сайт: www.pa-center.ru

E-mail: secr@pa-center.ru

Испытательный центр

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

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

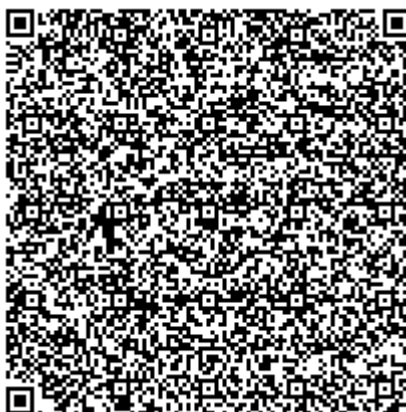
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83817-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-27 и котельных, входящих в состав филиала

Назначение средства измерений

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-27 и котельных, входящих в состав филиала (далее – АСКУТЭ ТЭЦ-27) предназначена для измерений объемного расхода, объема, массы, температуры, разности температур, давления и количества тепловой энергии, а также времени.

Описание средства измерений

Принцип действия АСКУТЭ ТЭЦ-27 основан на измерениях параметров теплоносителя (объемный расход, объем, масса, температура, разность температур, давление) и количества тепловой энергии измерительными компонентами с последующей обработкой измерительной информации вычислительными компонентами.

АСКУТЭ ТЭЦ-27 представляет собой multifunctional, проектно-компонуюемую трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. АСКУТЭ ТЭЦ-27 спроектирована для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления, принимается как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации (ИС-2 согласно ГОСТ Р 8.596-2002). АСКУТЭ ТЭЦ-27 осуществляет учет тепловой энергии и параметров теплоносителя на объектах ПАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-27, КТС «Энергокомплекс». Перечень узлов учета (УУ) приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень УУ

Наименование			
№	ТЭЦ-27	№	КТС «Энергокомплекс»
1	Тепломагистраль «Северная»	10	Трубопровод отопления
2	Тепломагистраль «Осташковская»	11	Трубопровод горячего водоснабжения
3	Нормальная подпитка т/с № 1 ПВК	12	Трубопровод подпитки № 1
4	Нормальная подпитка т/с № 2 ПВК	13	Трубопровод подпитки № 2
5	Нормальная подпитка т/с № 3 ПВК	-	-
6	Греющая вода к ДВ-800	-	-
7	Холодная вода	-	-
8	Аварийный подпиток № 1	-	-
9	Аварийный подпиток № 2	-	-

Нижний уровень включает в свой состав измерительные компоненты (средства измерений утвержденного типа (далее - СИ)), размещенные на УУ, обеспечивающие измерение и передачу полученных данных на средний уровень АСКУТЭ ТЭЦ-27. Перечень СИ, которыми укомплектованы УУ приведен в таблице 2.

Средний уровень: связующие компоненты - устройства сбора и передачи данных (УСПД), вычислительная компонента - сервер измерительно-вычислительного комплекса (сервер ИВК), коммутационное оборудование и каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Верхний уровень состоит из сервера коммерческого учета (СКУ), установленного в центре обработки данных (ЦОД) ПАО «Мосэнергo», автоматизированных рабочих мест (АРМ) и вспомогательного оборудования.

Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-27 приведена на рисунке 1.

Таблица 2 – Перечень СИ

№ ¹	Наименование	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Кол-во
1	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе:	72830-18	1 шт.
	- вычислитель УВП-280А.01	53503-13	1 шт.
	- расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-522ц)	28363-14	2 шт.
	- комплект термометров сопротивления КТПТР-01	46156-10	1 комп.
	- датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72888-18	2 шт.
2	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе:	72830-18	1 шт.
	- вычислитель УВП-280Б.01	53503-13	1 шт.
	- расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-522ц)	28363-14	2 шт.
	- комплект термометров сопротивления КТПТР-01	46156-10	2 комп. ²
	- датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72888-18	2 шт.
3-6, 12, 13	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе:	72830-18	1 шт.
	- вычислитель УВП-280А.01	53503-13	1 шт.
	- теплосчетчик ВИС.ТЗ исполнение ВС	67374-17	1 шт.
	- термометр платиновый технический ТПТ-1-3	46155-10	1 шт.
	- датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72888-18	1 шт.
10, 11	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе:	72830-18	1 шт.
	- вычислитель УВП-280А.01	53503-13	1 шт.
	- теплосчетчик ВИС.ТЗ исполнение ВС	67374-17	2 шт.
	- комплект термометров сопротивления КТПТР-01	46156-10	1 шт.
	- датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72888-18	1 шт.
7	Комплекс учета энергоносителей ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе:	48574-11	1 шт.
	- вычислитель УВП-280	53503-13	1 шт.
	- термометр платиновый технический ТПТ-1-3	46155-10	1 шт.
	- датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72888-18	1 шт.
8, 9	Счетчик-расходомер электромагнитный РМ-5	20699-06	1 шт.
	Датчик давления ИД ³	23992-09	1 шт.
	Термопреобразователь сопротивления платиновый ТС-Б ³	28477-04	1 шт.

¹ Приведена нумерация в соответствии с таблицей 1;

² Используется два комплекта термометров сопротивления КТПТР-01, датчики температуры из первого комплекта установлены на прямом и обратном трубопроводе магистрали непосредственно рядом с расходомерами-счетчиками ультразвуковыми «ВЗЛЕТ МР», датчики из второго комплекта вынесены к границе балансовой принадлежности;

³ Подключаются к расходомеру-счетчику электромагнитному РМ5-П;

АСКУТЭ ТЭЦ-27 оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ осуществляет привязку результатов измерений к меткам времени в шкале единого системного времени. СОЕВ формируется на всех уровнях АСКУТЭ ТЭЦ-27, где используются средства измерений и вычислений, подразумевающих синхронизацию времени от источника сигналов единого времени. УСПД подключены к серверам синхронизации времени типа ССВ-1Г (рег. № 39485-08), которые непрерывно обрабатывают данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковых навигационных систем. Безусловная синхронизация времени осуществляется по протоколу NTP сервером синхронизации времени ССВ-1Г и УСПД. Синхронизация часов теплосчетчиков выполняется при каждом чтении данных (не реже одного раза в час) при расхождении показаний часов на величину более чем ± 2 секунды. Функцию корректировки часов теплосчетчиков выполняет УСПД.

Допускается замена СИ из состава АСКУТЭ ТЭЦ-27 на аналогичные утвержденного типа, допущенные к применению в установленном порядке, метрологические характеристики которых обеспечивают метрологические и технические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-27, приведенные в таблицах 5 - 7. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АСКУТЭ ТЭЦ-27 как их неотъемлемая часть.

АСКУТЭ ТЭЦ-27 позволяет по цифровым интерфейсам опрашивать теплосчетчики установленные у сторонних организаций, при этом метрологические характеристики данных измерительных каналов не нормируются.

АСКУТЭ ТЭЦ-27 выполняет следующие функции:

- измерение количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии, используемых для формирования данных коммерческого учета;
- ведение единого времени при выполнении измерений количества тепловой энергии и параметров теплоносителя;
- периодический (часовые, суточные, месячные значения) сбор результатов измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя;
- дистанционный сбор архивных данных, мгновенных значений (по запросу) со СИ нижнего уровня;
- хранение и ведение базы данных параметров теплоносителей;
- обеспечение доступа операторов к текущей и архивной информации в виде таблиц, графиков, ведомостей, отчетов, отображаемых на экране и выводимых на печать;
- информационное взаимодействие с внешними и смежными системами;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне.

Пломбирование СИ нижнего уровня, а также связующих и вычислительных компонентов среднего и верхнего уровней АСКУТЭ ТЭЦ-27, проводится в соответствии с конструкторской, технической и эксплуатационной документацией на них. Нанесение знака поверки на АСКУТЭ ТЭЦ-27 не предусмотрено. Заводской номер АСКУТЭ ТЭЦ-27 указан в формуляре.

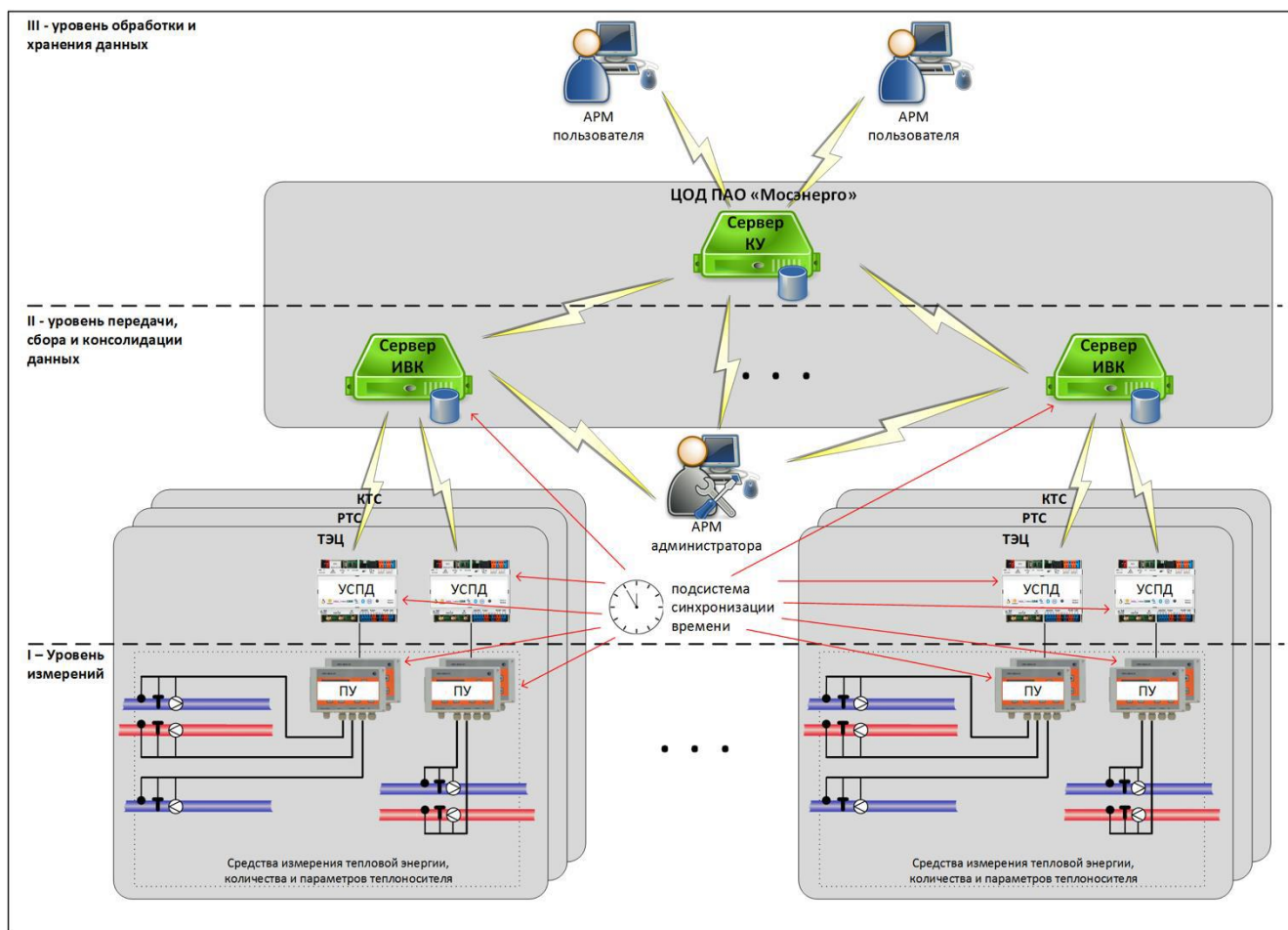


Рисунок 1 - Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-27

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) АСКУТЭ ТЭЦ-27 включает в свой состав:

- ПО нижнего уровня (НУ), данное ПО установлено в СИ, применяемых в составе АСКУТЭ ТЭЦ-27, идентификационные данные ПО НУ в соответствии с описаниями типа на данные СИ;

- ПО среднего уровня (СУ), идентификационные данные ПО СУ в соответствии с таблицей 3. ПО СУ устанавливается на сервер измерительно-вычислительного комплекса АСКУТЭ ТЭЦ-27 и реализует следующие функции:

- сбор измерительной информации с НУ;
- вычисление средневзвешенной энтальпии теплоносителя в обратных трубопроводах главных магистралей ТЭЦ-27;
- вычисление тепловой энергии в соответствии с заложенными алгоритмами;
- вычисление объема подпиточной воды;
- обеспечение работоспособности СОЕВ;
- передача измерительной информации на верхний уровень.

- ПО верхнего уровня (ВУ), идентификационные данные ПО ВУ в соответствии с таблицей 4. ПО ВУ устанавливается на сервер коммерческого учета АСКУТЭ ТЭЦ-27 размещенный в центре обработки данных (ЦОД) ПАО «Мосэнергo» и реализует следующие функции:

- сбор, хранение и обработка первичных (немодифицированных) данных об отпуске тепловой энергии и параметрах теплоносителя, полученных с нижнего и среднего уровней;
- вычисление суммарной тепловой энергии;
- формирование замещающих значений (досчетов) посредством алгоритмов, учитывающих определение количества тепловой энергии и теплоносителя при работе СИ НУ в нештатных режимах;
- формирование итоговых ведомостей, протокола и Акта отпуска тепловой энергии и расхода теплоносителей от объекта генерации;
- накопление и обработка данных в отдельном аналитическом хранилище данных, их анализ и отображение, а также предоставление регламентированной отчетности;
- мониторинг, аудит работоспособности и обработки диагностической информации от компонентов нижнего, среднего и верхнего уровней АСКУТЭ ТЭЦ-27;
- централизованное ведение паспортов по объектам коммерческого учета и справочников, используемых для обеспечения информационной совместимости функциональных подсистем ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-27;
- обмен данными с внешними и смежными информационными системами;
- настройка ролей пользователей, администрирования действий пользователей, в соответствии с разработанной и утвержденной ролевой моделью;
- мониторинг (аудит) программных модулей ПО ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-27;
- журналирование действий пользователей и работы АСКУТЭ ТЭЦ-27.

Нормирование метрологических характеристик АСКУТЭ ТЭЦ-27 проведено с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция и монтаж оборудования среднего уровня АСКУТЭ ТЭЦ-27 предусматривает полное ограничение доступа к метрологически значимой части ПО СУ и измерительной информации (отсутствие программно-аппаратных интерфейсов связи, наличие механической защиты). Ограничение доступа к метрологически значимой части ПО ВУ и измерительной информации обеспечивается логином и паролем, а также введением журнала событий, при этом доступ к оборудованию размещенному в ЦОД ПАО «Мосэнерго» ограничен механическими средствами защиты и пропускным режимом. Уровень защиты ПО в соответствии с Р 50.2.077-2014:

- для ПО НУ - в соответствии с описаниями типа на СИ входящие в состав АСКУТЭ ТЭЦ-27;
- для ПО СУ - «высокий»;
- для ПО ВУ - «высокий».

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО СУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	Теплоэнергоучет. Метролог
Идентификационное наименование ПО	US-ME
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E72C3A765F0313287A953BE75B6BE96F
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО ВУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Модуль КУ ВУ АСКУТЭ, Филиал ТЭЦ-27
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.1.710
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	8a4a808a117452a19863a3d630fb6661
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-27 в части ТЭЦ-27

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы ТЭЦ-27
1	2	3
1. Тепломагистраль «Северная» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 800 до 20000 от 800 до 20000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 0,96$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 1,08$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +30 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,6$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,6$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$ но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 2,56$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
2. Тепломагистраль «Осташковская» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 800 до 20000 от 800 до 20000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 0,96$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 1,08$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от 70 до 130 от 40 до 65

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от ±0,6 до ±1,32 от ±0,6 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12 от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$ но не более ±6,5	от ±1,60 до ±2,56
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90
3. Нормальная подпитка т/с №1 ПВК (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1,0 до 1000	от 1,0 до 1000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,6 до ±2,00	от ±0,6 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	от ±1,25 до ±4,34	от ±1,25 до ±4,34
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от ±1,54 до ±4,11	от ±1,54 до ±4,11
4. Нормальная подпитка т/с №2 ПВК (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 2,5 до 2500	от 2,5 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,6 до ±2,00	от ±0,6 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	от $\pm 1,25$ до $\pm 4,34$	от $\pm 1,25$ до $\pm 4,34$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от $\pm 1,54$ до $\pm 4,11$	от $\pm 1,54$ до $\pm 4,11$
5. Нормальная подпитка т/с №3 ПВК (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 2,5 до 2500	от 2,5 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	от $\pm 1,25$ до $\pm 4,34$	от $\pm 1,25$ до $\pm 4,34$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от $\pm 1,54$ до $\pm 4,11$	от $\pm 1,54$ до $\pm 4,11$
6. Греющая вода на ДВ800 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1 до 1000	от 1 до 1000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	от $\pm 1,25$ до $\pm 4,34$	от $\pm 1,25$ до $\pm 4,34$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от $\pm 1,54$ до $\pm 4,11$	от $\pm 1,54$ до $\pm 4,11$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
<u>7. Холодная вода</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,40 до ±1,90	±0,40 до ±0,60
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,59	от ±0,53 до ±0,59
<u>8. Аварийный подпиток №1 (DN200)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1,0 до 1000	от 1,0 до 1000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,5 до ±1,0	от ±0,5 до ±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,6 до ±1,1	от ±0,6 до ±1,1
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +160	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±0,75	от ±0,35 до ±0,45
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	±2,0	±2,0
<u>9. Аварийный подпиток №2 (DN300)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 2,5 до 2500	от 2,5 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,5 до ±1,0	от ±0,5 до ±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,6 до ±1,1	от ±0,6 до ±1,1
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +180	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±0,79	от ±0,35 до ±0,45
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	±2,0	±2,0
<u>СОЕВ</u>		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.27.01 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-27 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-27. Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 6 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-27 в части КТС «Энергокомплекс»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы КТС «Энергокомплекс»
1	2	3
10. Трубопровод отопления (DN80)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 0,2 до 100 от 0,2 до 100	от 0,2 до 100 от 0,2 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии, (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,73$ до $\pm 3,60$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
11. Трубопровод горячего водоснабжения (DN25)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 0,024 до 6 от 0,024 до 6	от 0,024 до 6 от 0,024 до 6
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от 70 до 130 от 40 до 65

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от ±0,60 до ±1,32 от ±0,60 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12 от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии, (E_c),	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более ±6,5	от ±1,73 до ±3,60
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90
12. Трубопровод подпитки № 1 (DN32)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,08 до 20	от 0,08 до 20
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	от ±1,34 до ±4,71	от ±1,34 до ±4,71
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от ±1,32 до ±3,67	от ±1,32 до ±3,67
13. Трубопровод подпитки № 2 (DN40)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,128 до 32	от 0,128 до 32
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	от ±1,34 до ±4,71	от ±1,34 до ±4,71
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	от ±1,32 до ±3,67	от ±1,32 до ±3,67
СОЕВ		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.27.02 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-27 и котельных, входящих в состав филиала. КТС «Энергокомплекс». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - напряжение питающей сети переменного тока, В - частота питающей сети переменного тока, Гц - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха при температуре +25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от 198 до 242 от 49 до 51 в соответствии с эксплуатационной документацией до 80 от 84 до 106,7
Емкость архива АСКУТЭ филиала ТЭЦ-27, не менее: - часового - суточного - месячного (итоговые значения)	60 суток 6 месяцев 3 года
Глубина хранения результатов измерений на СКУ, лет, не менее	3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-27 и котельных, входящих в состав филиала ¹	АСКУТЭ ТЭЦ-27	1 шт.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-27 в части ТЭЦ-27	40166302.289939190.012.ФО.27.01	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-27 в части КТС «Энергокомплекс»	40166302.289939190.012.ФО.27.02	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-27 в части ТЭЦ-27	40166302.289939190.012.РЭК.27.01 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-27 в части КТС «Энергокомплекс»	40166302.289939190.012.РЭК.27.02 РЭ	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-27 в части ТЭЦ-27 ²	40166302.289939190.012.МВИ.27.01	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-27 в части КТС «Энергокомплекс» ²	40166302.289939190.012.МВИ.27.02	1 экз.
Эксплуатационные документы и паспорта на оборудование входящие в состав АСКУТЭ филиала ТЭЦ-27	-	1 компл.
¹ заводской № 027;		
² Полное наименования документов указано в разделе «Сведения о методиках (методах) измерений».		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- 40166302.289939190.012.МВИ.27.01 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-27 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-27. Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.27.02 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-27 и котельных, входящих в состав филиала. КТС «Энергокомплекс». Методика измерений»;

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-27 и котельных, входящих в состав филиала

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

Правила коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 18.11.2013 № 1034

Методика осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденная приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 17.03.2014 № 99/пр

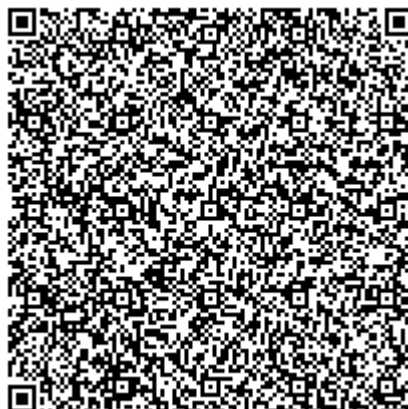
Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Публичное акционерное общество энергетики и электрификации «Мосэнерго»
(ПАО «Мосэнерго»)
ИНН 7705035012
Адрес: 119526, г. Москва, пр. Вернадского, д. 101, корп. 3
Телефон (факс): +7 499-940-33-71, +7 (495) 957-32-00
Web-сайт: <https://www.mosenergo.gazprom.ru/>
E-mail: mosenergo@mosenergo.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие
«Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8
Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12
Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>
E-mail: sittek@mail.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311313.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83818-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи «ПАЧ-240»

Назначение средства измерений

Преобразователи «ПАЧ-240» (далее – преобразователи) предназначены для измерений силы постоянного тока, преобразования измеренных значений в последовательность импульсов и в частотный выходной сигнал, индикации результатов измерений, передачи результатов измерений по цифровому асинхронному последовательному интерфейсу RS485.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на преобразовании измеренных значений постоянного тока в значения постоянного напряжения, которое затем подвергается аналого-цифровому преобразованию. Преобразование значений постоянного тока в значения постоянного напряжения осуществляется при помощи резистивного делителя. Выходной цифровой код аналого-цифрового преобразователя (далее – АЦП) обрабатывается встроенным микроконтроллером преобразователя, которое осуществляет масштабное преобразование (умножение на постоянный коэффициент преобразования), формирует выходные импульсный и частотный сигналы. Результаты математических вычислений выводятся на цифровой светодиодный индикатор и передаются по цифровому асинхронному последовательному интерфейсу RS485 по запросу от внешних устройств.

Преобразователи конструктивно изготавливаются в пластмассовом корпусе и представляют собой печатную плату с расположенными на ней электронными компонентами, светодиодными индикаторами и клеммами.

Общий вид преобразователей и схема пломбировки преобразователей от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей и схема пломбировки
преобразователей от несанкционированного доступа

Заводские номера наносятся на корпусах преобразователей.
Знак поверки наносится в паспорт или на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение преобразователей представлено встроенным программным обеспечением микроконтроллера. Программное обеспечение преобразователей обеспечивает выполнение измерений и реализует протокол обмена с внешними устройствами по цифровому асинхронному последовательному интерфейсу RS485. Программное обеспечение является фиксированным, незагружаемым и может быть изменено только на предприятии-изготовителе. Конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение преобразователей и измерительную информацию.

Уровень защиты программного обеспечения преобразователей «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	777 2.008.040 СПО
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений сигналов силы постоянного тока, мА	от 0 до 20
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока в диапазоне от 0,1 включ. до 20 мА ¹⁾ , % от ДИ _{макс}	±0,1
¹⁾ Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока в диапазоне от 0 до 0,1 мА не нормируются. Примечание – Принято следующее обозначение: ДИ _{макс} – верхний предел диапазона измерений сигналов силы постоянного тока.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Порог чувствительности, мА	0,025
Параметры частотного выхода: – коэффициент преобразования по частотному выходу, Гц/мА – зависимость выходного частотного сигнала от входного сигнала силы постоянного тока	500 линейная
Параметры импульсного выхода: – передаточное число преобразователя, импульс/А·ч – входное сопротивление, Ом – амплитуда выходных импульсов (при нагрузке 500 Ом), В – емкость нагрузки, нФ – длительность импульсов, мс	175000 не менее 250 от 14 до 18 не более 400 от 19,9 до 20,1

Продолжение таблицы 3

1	2
Параметры цифрового светодиодного индикатора: – коэффициент преобразования при индикации измеренного значения силы постоянного тока, кА/мА – цена единицы младшего разряда при индикации значения силы постоянного тока до 100 кА, кА – цена единицы младшего разряда при индикации значения силы постоянного тока 100 кА и более, кА	17,5 0,01 0,1
Параметры цифрового выхода: – коэффициент преобразования по цифровому выходу, А/мА – тип интерфейса – скорость передачи данных, бит/с	17500 RS485 9600
Напряжение питания постоянного тока, В	от 22 до 26
Потребляемая мощность, В·А, не более	5
Габаритные размеры (исполнение А), мм, не более: – ширина – высота – глубина	265 160 75
Масса, кг, не более	1
Условия эксплуатации ¹⁾ : – температура окружающей среды, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), % – атмосферное давление, кПа	от 0 до +55 не более 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	28000
¹⁾ Место установки преобразователей должно быть защищено от попадания воды, масла и других токопроводящих жидкостей.	

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель преобразователей в виде наклейки и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь «ПАЧ-240»	–	1 шт.
Паспорт	777 2.008.040 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	777 2.008.040 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2091 от 1 октября 2018 года «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

ТУ 4221-777-39701138-2013 Преобразователь «ПАЧ-240». Технические условия

Изготовитель

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

ИНН 2463258770

Адрес: 660041, Российская Федерация, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Академика Киренского, д. 89

Телефон: (383) 256-03-01, (383) 256-03-02

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

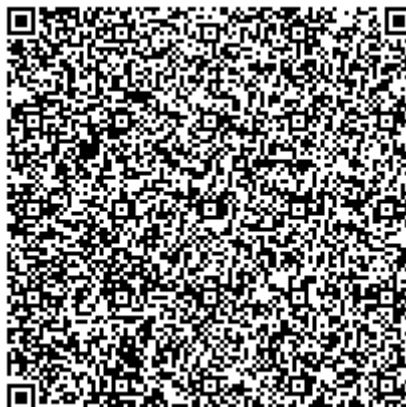
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации ООО ЦМ «СТП» в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83819-21

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, 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, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 для ИК №№ 1-42, ARIS MT200 для ИК №№ 43-44 (далее – УСПД), устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в УСПД ARIS MT200, и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя два сервера баз данных (далее – сервер БД) АИИС КУЭ – основной и резервный (работают в режиме «горячего» резервирования) с программным обеспечением ПК «Энергосфера» (далее – ПО), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД по каналу связи сети Ethernet поступает в локальную вычислительную сеть (ЛВС), затем – на сервер БД. На сервере БД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера БД информация по ЛВС передается на АРМ.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в необходимом формате.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя ГЛОНАСС-приемник, входящей в состав УСПД ARIS MT200, встроенные часы УСПД ARIS MT200 и ЭКОМ-3000, встроенные часы серверов БД и счетчиков. Синхронизация УСПД ARIS MT200 со шкалой национального координированного времени UTC(SU) выполняется от встроенного приёмника ГЛОНАСС (в режиме устойчивой синхронизации) по протоколу NMEA и сигналу PPS этого приёмника каждую секунду: при расхождениях шкал более 1 с коррекция выполняется шагом на всю величину расхождения с точностью до секунды, при расхождениях менее 1 с коррекция выполняется плавной подстройкой тактовой частоты программного таймера, задающего ход часов УСПД ARIS MT200. УСПД «ЭКОМ-3000» синхронизируется от УСПД ARIS MT200 по протоколу NTP с периодом не более 5 минут, компенсируя значительные расхождения шкал шагами в пределах 10 с, дальнейшие коррекции выполняются при превышении рассинхронизации 100 мс.

Сравнение показаний часов сервера БД с часами УСПД ARIS MT200 осуществляется каждый час. Корректировка часов сервера БД производится при расхождении часов сервера БД с часами УСПД на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Перечень и состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, ИВК
1	2	3	4	5	6
1	Верхнетагильская ГРЭС, ТГ 9	ТШЛ 20 Кл.т. 0,5 Ктт = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 Ктт = 15000:√3/100:√3 Рег. № 1593-62	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-14 HP ProLiant DL380 Gen9
2	Верхнетагильская ГРЭС, ТГ 10	ТШЛ 20 Кл.т. 0,5 Ктт = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 Ктт = 15000:√3/100:√3 Рег. № 1593-62	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
3	Верхнетагильская ГРЭС, ТГ 11	ТШЛ 20 Кл.т. 0,5 Ктт = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 Ктт = 15000:√3/100:√3 Рег. № 1593-62	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
4	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Верб-1	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 32123-06	CPB 72-800, мод. CPB-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
5	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Верб-2	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 32123-06	CPB 72-800, мод. CPB-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
6	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Карпушиха	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	CPB 72-800, мод. CPB-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
7	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ НЦЗ	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	CPB 72-800, мод. CPB-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
8	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Таволги	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	CPB 72-800, мод. CPB-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Рудянка	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-14 HP ProLiant DL380 Gen9
10	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Первомайская-6	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
11	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Первомайская-3	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
12	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Первомайская-4	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
13	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Первомайская-5	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
14	Верхнетагильская ГРЭС, ОМВ - 1 сек. 110 кВ	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
15	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Смолино-5	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
16	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Смолино-1	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
17	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-110 кВ Смолино-2	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 Ктт = 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	Верхнетагильская ГРЭС, ОМВ - 2 сек. 110 кВ	ТВ, мод. ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32123-06	СРВ 72-800, мод. СРВ-123 Кл.т. 0,2 КТТ = 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-14 HP ProLiant DL380 Gen9
19	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-220 кВ Первомайская-1	JKF 123/245/362/525, мод. JKF 245 Кл.т. 0,5S КТТ = 1000/5 Рег. № 43949-10	СРВ 72-800, мод. СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТТ = 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
20	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-220 кВ Первомайская-2	JKF 123/245/362/525, мод. JKF 245 Кл.т. 0,5S КТТ = 1000/5 Рег. № 43949-10	СРВ 72-800, мод. СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТТ = 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
21	Верхнетагильская ГРЭС, ОМВ-220 кВ	JKF 123/245/362/525, мод. JKF 245 Кл.т. 0,5S КТТ = 2000/5 Рег. № 43949-10	СРВ 72-800, мод. СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТТ = 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
22	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-220 кВ Песчаная-3	JKF 123/245/362/525, мод. JKF 245 Кл.т. 0,5S КТТ = 1000/5 Рег. № 43949-10	СРВ 72-800, мод. СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТТ = 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
23	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-220 кВ Песчаная-4	JKF 123/245/362/525, мод. JKF 245 Кл.т. 0,5S КТТ = 1000/5 Рег. № 43949-10	СРВ 72-800, мод. СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТТ = 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-220 кВ Тагил-1	JKF 123/245/362/525, мод. JKF 245 Кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. № 43949-10	CPB 72-800, мод. CPB-245 Кл.т. 0,2 Ктт = 220000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-14 HP ProLiant DL380 Gen9
25	Верхнетагильская ГРЭС, ВЛ-220 кВ Тагил-2	JKF 123/245/362/525, мод. JKF 245 Кл.т. 0,5S Ктт = 1000/1 Рег. № 43949-10	CPB 72-800, мод. CPB-245 Кл.т. 0,2 Ктт = 220000:√3/100:√3 Рег. № 15853-06	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
26	Верхнетагильская ГРЭС, Трансформатор №1 РММ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктт = 6000/100 Рег. № 380-49	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
27	Верхнетагильская ГРЭС, Трансформатор №2 РММ	ТВЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктт = 6000/100 Рег. № 380-49	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
28	Верхнетагильская ГРЭС, Компрессор №1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
29	Верхнетагильская ГРЭС, Компрессор №4	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
30	Верхнетагильская ГРЭС, Сборка 0,4 кВ кислородной станции	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
31	Верхнетагильская ГРЭС, Сборка 0,4 кВ РМЦ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	Верхнетагильская ГРЭС, Сборка РБУ №1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-14 HP ProLiant DL380 Gen9
33	Верхнетагильская ГРЭС, Сборка РБУ №2	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
34	Верхнетагильская ГРЭС, Мазутосливная эстакада	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
35	Верхнетагильская ГРЭС, Вагоноопрокидыватель №1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
36	Верхнетагильская ГРЭС, Вагоноопрокидыватель №2	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
37	Верхнетагильская ГРЭС, Разогревающее устройство в/опрокидывателей №1,2	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
38	Верхнетагильская ГРЭС, ДМФ вагоноопрокидывателя №1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
39	Верхнетагильская ГРЭС, ДМФ вагоноопрокидывателя №2	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
40	Верхнетагильская ГРЭС, Сборка тепловозного депо	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	3000, Рег. № 17049-14 HP ProLiant
41	Верхнетагильская ГРЭС, Сборка разгрузсая	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
42	Верхнетагильская ГРЭС, Щит освещения разгрузарая	T-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 17551-03	Не используется	A1802-RALX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
43	Верхнетагильская ГРЭС, Блок 12 (ТГ ГТУ 20 кВ)	GAR3 Кл. т. 0,2 Ктт 13000/1 Рег. № 52590-13	EGG Кл. т. 0,2 Ктн 20000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 52588-13	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ARIS MT200, Рег. №53992-13 HP ProLiant DL380 Gen9
44	Верхнетагильская ГРЭС, Блок 12 (ТГ ПТУ 20 кВ)	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S Ктт 10000/1 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-15 Кл. т. 0,2 Ктн 15750: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН, УСПД и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

3. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

№ ИК	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$, %	$\delta_{W_0}^P$, %	$\delta_{W_0}^A$, %	$\delta_{W_0}^P$, %	$\delta_{W_0}^A$, %	$\delta_{W_0}^P$, %	$\delta_{W_0}^A$, %	$\delta_{W_0}^P$, %
1, 2, 3, 26, 27	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,6	±1,3	±1,8	±1,0
	0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,4	±2,2	±1,0	±1,5
	0,87	-	-	±2,4	±5,3	±1,2	±2,7	±0,8	±1,9
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,6	-
4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25	0,50	±4,7	±2,4	±2,8	±1,7	±1,9	±1,1	±1,9	±1,1
	0,80	±2,5	±3,8	±1,5	±2,4	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±2,2	±4,7	±1,4	±2,9	±0,9	±2,0	±0,9	±2,0
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
43	0,50	-	-	±2,0	±1,5	±1,2	±0,9	±0,9	±0,8
	0,80	-	-	±1,3	±2,0	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0
	0,87	-	-	±1,2	±2,2	±0,7	±1,3	±0,6	±1,1
	1,00	-	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-
44	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

№ ИК	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2, 3, 26, 27	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,7	±1,9	±1,9	±1,7
	0,80	-	-	±2,8	±4,5	±1,5	±2,6	±1,1	±2,1
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,3	±3,0	±1,0	±2,3
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4, 5, 6, 7, 8, 9, 10,	0,50	±4,7	±2,7	±2,8	±2,1	±2,0	±1,7	±2,0	±1,7
11, 12, 13, 14, 15,	0,80	±2,5	±4,1	±1,6	±2,8	±1,2	±2,1	±1,2	±2,1
16, 17, 18, 19, 20,	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,2	±1,1	±2,4	±1,1	±2,4
21, 22, 23, 24, 25	1,00	±1,6	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
43	0,50	-	-	±2,1	±2,0	±1,3	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	-	-	±1,4	±2,4	±0,9	±1,8	±0,8	±1,7
	0,87	-	-	±1,3	±2,6	±0,9	±1,9	±0,8	±1,7
	1,00	-	-	±1,0	-	±0,6	-	±0,6	-
44	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-

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

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	44
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера и УСПД	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ARIS MT200: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 220000 2 100000 24 88000 12 104745 1

Продолжение таблицы 5

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики Альфа А1800:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	180
- при отключении питания, лет, не менее	30
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	40
УСПД ARIS MT200:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	5
УСПД ЭКОМ-3000:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра РЭМ.0999-АИИС.ВТГРЭС.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение, тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	JKF 123/245/362/525, мод. JKF 245	21
Трансформаторы тока	ТШЛ 20	9
Трансформаторы тока	ТВ, мод. ТВ-110-IX	45
Трансформаторы тока	ТВЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	45
Трансформатор тока	GAR3	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	3

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформаторы напряжения	СРВ 72-800, мод. СРВ-123	12
Трансформаторы напряжения	СРВ 72-800, мод. СРВ-245	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	EGG	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-15	3
Счетчики	A1802-RALX-P4GB-DW-4	44
Счётчики	СЭТ-4ТМ.03М	4
ИВК	Сервер	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3
Устройство сбора и передачи данных	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО – Электрогенерация». Формуляр	РЭМ.0999-АИИС.ВТГРЭС.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир»
(ООО УК «РусЭнергоМир»)
ИНН 5404338740
Адрес: 630087, г. Новосибирск, ул. Новогодняя, 24/1
Телефон/факс +7 (383) 349-81-00
E-mail: info@rusenergomir.ru.

Испытательный центр

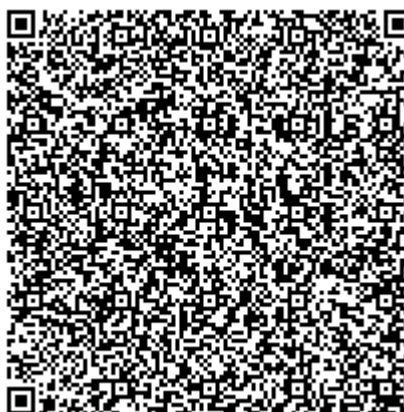
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

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

E-mail: director@sniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83820-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квант» 6-й очереди

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квант» 6-й очереди (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии (мощности).

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

На уровне ИИК АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и нарастающим итогом на начало расчетного периода (день, месяц);
- коррекция времени в составе системы обеспечения единого времени;
- автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерений, в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и обработки данных (сервер БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров (АРМ); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных и программное обеспечение.

На втором уровне АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- автоматический сбор результатов измерений электроэнергии с заданной дискретностью (30 мин);
- сбор и передача «Журналов событий» с уровня ИИК в базу данных ИВК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;

- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте;
- организация дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Первичные токи преобразуются измерительными ТТ и ТН в допустимые для безопасных измерений значения и по проводным линиям поступают на измерительные входы счетчиков (в случае отсутствия ТН и/или ТТ подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенных к первичному напряжению). В счетчиках аналого-цифровой преобразователь осуществляет измерение мгновенных аналоговых значений величин, пропорциональных фазным напряжениям и токам по шести каналам, и выполняет преобразование их в цифровой код, а также передачу по скоростному последовательному каналу в микроконтроллер. Микроконтроллер по полученным измерениям вычисляет мгновенные значения активной и полной мощности.

Средняя активная и полная электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. При каждой вышеописанной итерации (30 мин) счетчик записывает результат вычислений во внутреннюю память посредством ведения массивов мощности.

На уровне ИВК сервер БД не реже одного раза в сутки, в автоматическом режиме (либо по запросу в ручном режиме), посредством каналаобразующей аппаратуры по протоколу ТСР/ІР инициирует сеанс связи со счетчиками ИИК. После установки связи с устройством, происходит считывание результатов измерений за прошедшие сутки, производится дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, сохранение поступающей информации в базу данных, оформление отчетных документов.

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

Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер БД ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает их организациям в рамках согласованного регламента.

В качестве сервера БД выступает IBM PC-совместимый компьютер.

Каналы связи являются цифровыми и, соответственно, не вносят дополнительных погрешностей в измерительные каналы. Передача данных на всех уровнях внутри системы организована с помощью сравнения контрольных сумм по стандартизированным протоколам передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ обеспечивает синхронизацию часов времени на всех уровнях АИИС КУЭ (сервер БД, счетчики). В качестве эталонного времени в СОЕВ используется время, транслируемое спутниковыми системами ГЛОНАСС/GPS, получаемое специализированным устройством синхронизации времени (УССВ) РСТВ-01-01 (регистрационный номер 67958-17).

Синхронизация времени сервера БД производится от РСТВ-01-01 автоматически не реже 1 раза в 60 минут.

Сличение шкалы времени между сервером БД ИВК и счетчиками происходит при каждом сеансе связи. Коррекция времени счетчика осуществляется при рассогласовании более чем на ± 2 с.

В АИИС КУЭ обеспечена защита от несанкционированного доступа на физическом уровне путем пломбирования:

- счетчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера БД.

Средству измерений в составе данных измерительных каналов присвоен зав.№ 006.
Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программного обеспечения (ПО).

Под стандартизированным ПО используются операционные системы линейки Microsoft Windows, а также Системы управления базами данных.

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс (ПК) «Энергосфера», которое функционирует на уровне ИВК (сервер БД, АРМ), а также ПО счетчиков.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Счетчики имеют программную защиту с помощью пароля на чтение результатов измерений, а также их конфигурацию, разграниченную в двух уровнях (пользователя и администратора).

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является специализированная программная часть (библиотека). Данная программная часть выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от счетчиков. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Другие идентификационные данные	Программный модуль опроса «Библиотека»

Специализированное ПО предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, а так же предусматривает разграничение прав пользователей путем создания индивидуальных учетных записей. Получение измерительной информации возможно только при идентификации пользователя путем ввода данных пользователя («логин») и соответствующего ему пароля. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

В АИИС КУЭ обеспечено централизованное хранение информации о важных программных и аппаратных событиях («Журнал событий»):

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов трансформации (масштабных коэффициентов);
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- события, полученные с многофункциональных счетчиков электрической энергии (события ИИК).

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных компонентов первого уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование	Состав ИИК		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	ВПУ-0,4 кВ ООО Афицкий хлебокомбинат, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
2	ПС 35 кВ Центральная, РУ-6 кВ, СШ6 кВ, ф.ЦЗ	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04
3	ЩР-2 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ, ТФОМС КК Гараж	-	-	Меркурий 230 кл.т. 1,0/2,0 рег. № 23345-07
4	ВРУ-1 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ, ТФОМС КК Адм. Здание	Т-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 29482-07	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
5	ТП 2238п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
6	ТП 2238п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-М-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 71205-18	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
7	ТП 1766п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ГРЩ-1 0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 71402-18	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
8	ТП 1766п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ГРЩ-1 0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 71402-18	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
9	ПС 110 кВ Южная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. Ю-9	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04
10	ПС 110 кВ Южная, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. Ю-27	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 2473-05	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04
11	ТП 6 кВ 1818п, РУ 6 кВ, яч. 1	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 51623-12	VRC2/S1F кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 рег. № 41267-09	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
12	ТП 6 кВ 1818п, РУ 6 кВ, яч. 10	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 51623-12	VRC2/S1F кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 рег. № 41267-09	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
13	ТП-022 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ, Ввод Т1	ТНШЛ-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 1673-69	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
14	ТП-022 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ, Ввод Т2	ТНШЛ-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 1673-69	-	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
15	ТП И-474П 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 40/5 рег. № 51623-12	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
16	ВЛ 10 кВ в сторону ТП И-2 10 кВ, оп. 3, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 рег. № 51623-12	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
17	РП-4 0,4кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 236 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
18	РП-2 0,4кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 236 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
19	РП-1 0,4кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 236 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
20	РП-3 0,4кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 236 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 47560-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
21	ТП-257-15-П 6 кВ, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 50/5 рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-12	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
22	ТП-004П 6 КВ, РУ-6 кВ, ф. Ввод №1 в сторону ТП-008П	ТЛО-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
23	ТП-004П 6 кВ, РУ-6 кВ, ф. Ввод №2 в сторону ТП-008П	ТЛО-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 64450-16
24	КТП КСМК-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 236 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
25	ТП КСМК-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод Т-1	ТТН кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2500/5 рег. № 58465-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
26	ТП КСМК-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод Т-2	ТТН кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2500/5 рег. № 58465-14	-	Меркурий 230 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
27	СТП КСМК-3 6 кВ, ЩУ-1 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т. 1,0/2,0 рег. № 47560-11

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
28	2КТП-1839П 6 кВ, РУ 0,4 кВ, Ввод Т1 1 СШ-0,4 кВ	ТШП-М-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 71205-18	-	Меркурий 236 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
29	2КТП-1839П 6кВ, РУ 0,4 кВ, Ввод Т2, 2 СШ-0,4 кВ	ТШП-М-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 71205-18	-	Меркурий 236 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
30	ВЛ 10 кВ НС-5, оп. 5/1, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 20/5 рег. № 70106-17	ЗНОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 71707-18	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19
П р и м е ч а н и е: Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5_{инд} до 0,8_{смк} от -40 до +50 от +10 до +30
Характеристики надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 2 120000 1 55000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	9 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТШП-М-0,66	9м
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	12 шт.
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66	6 шт.
Трансформатор тока	ТТИ	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТТН	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2 шт.
Трансформатор напряжения	VRC2/S1F	4 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 236	8 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	13 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 234	2 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Сервер БД	IBM PC (ASUS H97)	1 шт.
Паспорт – формуляр	38421712.2021- 2.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 15 «Методы измерений» Паспорта-формуляра 38421712.2021-2.ПФ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квант» 6-й очереди

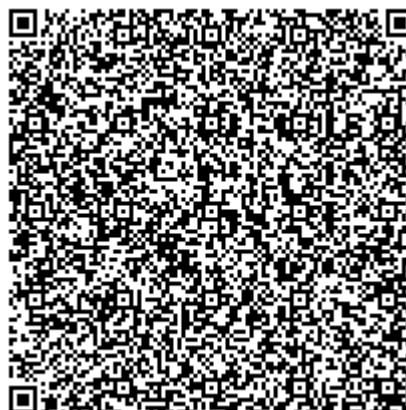
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Квант» (ООО «Квант»)
ИНН 2309137928
Адрес: 350015 г. Краснодар, ул. Кузнечная, 234, оф. 13
Телефон: +7 (861) 259-81-87
Web-сайт: www.kvant-co.ru
E-mail: info@kvant-co.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83821-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Алюминиевая (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), устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

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

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВКЭ УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Волжская ГЭС - Алюминиевая №1	ТГМ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 41966-09	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81620-21 ф. А, В, С ТН-2-220	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
2	ВЛ 220 кВ Волжская ГЭС - Алюминиевая №2	ТГМ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 41966-09	НКФ-220 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81433-21 ф. А, В ТН-1-220 НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81620-21 ф. С ТН-1-220 НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81620-21 ф. А, В, С ТН-2-220	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 РСТВ-01 рег. № 40586-09 РСТВ-01 рег. № 40586-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ВЛ 220 кВ Волжская ГЭС - Алюминиевая №3	ТГМ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 41966-09	НКФ-220 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81433-21 ф. А, В ТН-1-220 НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81620-21 ф. С ТН-1-220	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	ПС 220 кВ Алюминиевая ОВ-220 кВ	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 52260-12	НКФ-220 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81433-21 ф. А, В ТН-1-220 НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81620-21 ф. С ТН-1-220 НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81620-21 ф. А, В, С ТН-2-220	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 PCTB-01 рег. № 40586-09 PCTB-01 рег. № 40586-12
5	ВЛ 110 кВ Алюминиевая - Северная с отпайкой на ПС Спортивная (ВЛ 110 кВ №1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15 ТН-1-110	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
6	ВЛ 110 кВ Алюминиевая - Молзавод с отпайками (ВЛ 110 кВ №2)	ТРГ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 49201-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15 ТН-2-110	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ 110 кВ Алюминиевая - ВГТЗ-1 с отпайкой на ПС Спартановка (ВЛ 110 кВ №5)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15 ТН-1-110	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 PCTB-01 рег. № 40586-09 PCTB-01 рег. № 40586-12
8	ВЛ 110 кВ Алюминиевая - ВГТЗ-1 (ВЛ 110 кВ №10)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15 ТН-2-110	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ВЛ 110 кВ Алюминиевая - Дубовка №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ №13)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15 ТН-1-110	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	ВЛ 110 кВ Алюминиевая - Дубовка №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ №14)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15 ТН-2-110	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
11	ПС 220 кВ Алюминиевая ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15 ТН-1-110 ТН-2-110	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	Шинный мост Т-1 вв. №1	ТЛО-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 25433-11 Т-1 10 кВ ТТ1(1) Т-1 10 кВ ТТ1(2) Регулировочный трансформатор Т-1 10 кВ	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17 Т-1 10 кВ (ТН1)	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	Шинный мост Т-1 вв. №3	ТЛО-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 25433-11 Т-1 10 кВ ТТ2(1) Т-1 10 кВ ТТ2(2)	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17 Т-1 10 кВ (ТН2)	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	Шинный мост Т-3 вв. №5	ТЛО-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 25433-11 Т-3 10 кВ ТТ1(1) Т-3 10 кВ ТТ1(2) Регулировочный трансформатор Т-3 10 кВ	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17 Т-3 10 кВ (ТН1)	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 PCTB-01 рег. № 40586-09 PCTB-01 рег. № 40586-12
15	Шинный мост Т-3 вв. №6	ТЛО-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 25433-11 Т-3 10 кВ ТТ2(1) Т-3 10 кВ ТТ2(2)	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17 Т-3 10 кВ (ТН2)	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
16	Шинный мост Т-4 вв. №7	ТЛО-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 25433-11 Т-4 10 кВ ТТ1(1) Т-4 10 кВ ТТ1(2) Регулировочный трансформатор Т-4 10 кВ	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17 Т-4 10 кВ (ТН1)	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
17	Шинный мост Т-4 вв. №8	ТЛО-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 25433-11 Т-4 10 кВ ТТ2(1) Т-4 10 кВ ТТ2(2)	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17 Т-4 10 кВ (ТН2)	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
18	Ввод № 1 от КПП-1	ТШП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
19	Ввод № 2 от КПП-1	ТШП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
20	Ввод № 1 от КПП-2	ТШП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
21	Ввод № 2 от КПП-2	ТШП кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	КЛ 0,4 кВ Т2 Мобайл	Т-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 51516-12	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ТК16L рег. № 36643-07 РСТВ-01 рег. № 40586-09
23	ф. 0,4 кВ - Билайн	ТОП кл.т. 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	РСТВ-01 рег. № 40586-12

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 ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 4 (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
5 – 11 (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
12, 14, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,8	0,6	0,6
	0,8	1,9	1,1	0,8	0,8
	0,5	3,2	1,9	1,3	1,3
13, 15, 17 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
18 – 23 (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 – 4 (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
5 – 11 (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, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,8	1,2	1,2
	0,5	2,0	1,2	0,9	0,9
13, 15, 17 (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
18 – 23 (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 – 4 (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
5 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
12, 14, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,0	1,3	1,0	1,0
	0,5	3,3	2,0	1,5	1,5
13, 15, 17 (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
18 – 23 (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	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 – 4 (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
5 – 11 (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, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	3,1	2,2	1,8	1,8
	0,5	2,4	1,7	1,5	1,5
13, 15, 17 (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
18 – 23 (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, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 70000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее 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.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТГМ-220 УХЛ1	12 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-220	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	18 шт.
Трансформатор тока	ТРГ	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	45 шт.
Трансформатор тока	ТШП	12 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТОП	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	4 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК	18 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	15 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	8 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	2 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ю02.316.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Алюминиевая», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Алюминиевая

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

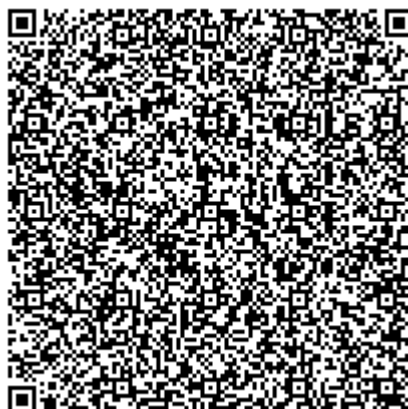
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



Регистрационный № 83825-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС

Назначение средства измерений

Счётчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС (далее – расходомеры) предназначены для измерения массового расхода жидкости и газа, их плотности и температуры и вычисления массы, объёмного расхода и объёма.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на использовании сил Кориолиса, возникающих в колебательной системе. Значение силы Кориолиса зависит от массы жидкости и скорости её движения, и пропорциональна массовому расходу.

Конструктивно расходомеры состоят из следующих составных частей:

- Корпуса измерительного;
- Блока обработки информации (далее – БОИ);
- Модуля выносного.

Расходомеры имеют два вида БОИ КТМ-0 (расходомер-счётчик КТМ РуМАСС) и КТМ-1 (расходомер-счётчик КТМ РуМАСС Лайт), которые отличающиеся размером корпуса, набором интерфейсных плат, минимальной температурой эксплуатации.

БОИ КТМ-0 и КТМ-1 могут выпускаться в двух исполнениях: с ЖК-дисплеем и сенсорными кнопками управления и без ЖК-дисплея и кнопок управления.

Вне зависимости от БОИ расходомеры имеют исполнения, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Исполнения расходомеров

Типоразмер	Название исполнения
DN50 DN80 DN100 DN200 DN250	стандартное интегральное
	стандартное разнесённое
	криогенное
	для высокого давления интегральное
	для высокого давления разнесённое
DN15 DN25	стандартное разнесённое
	криогенное
	для высокого давления разнесённое

Корпус измерительный расходомера предназначен для непосредственного измерения расхода, плотности рабочей среды и температуры измерительных трубок. Представляет собой две трубки измерительные U-образной формы, объединённые у основания пластинами стягивающими. Концы трубок измерительных приварены к коллекторам. На трубках установлены катушки измерительные, катушка возбуждающая и термопреобразователь

сопротивления. Трубы защищены герметичным защитным кожухом. Фланцы предназначены для монтажа расходомера на трубопровод.

БОИ предназначен для управления работой корпуса измерительного, приёма данных от корпуса измерительного и подключённых к БОИ устройств (датчик давления), определения расхода и объёма рабочей среды в стандартных условиях, хранения показаний расходомера, журналов событий, ошибок, отметок времени.

БОИ контролирует уровень входного напряжения питания.

БОИ обеспечивает сохранность информации при перебоях в сети электропитания и ошибках передачи в каналах связи. Аппаратура приёма-передачи информации осуществляет накопление данных в случае наличия ошибок передачи в каналах связи с последующим повторным обменом информацией. Реализована функция проверки правильности приёма информации.

БОИ выполнен в виде обособленного модуля.

БОИ, в своём составе, содержит следующие, предназначенные для связи с компьютером, стандартизированной системой управления процессом (SCADA) и другими подключёнными к нему устройствами, интерфейсы:

- порт USB (режим сервиса);
- порт оптический (инфракрасный) с поддержкой Modbus RTU для настройки расходомера;
- вход (три) аналоговый для термопреобразователя сопротивления и катушек измерительных;
- вход аналоговый для датчика давления для динамической компенсации показаний прибора при изменении давления среды (токовая петля с поддержкой HART);
- выход аналоговый для подключения катушки возбуждения;
- выход частотный/импульсный;
- выход цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU для выдачи значений расхода, плотности и температуры среды;
- выход импульсный/цифровой двухканальный для вывода измеренных значений: объёмного расхода в рабочих условиях, объёмного расхода в стандартных условиях, массы, массового расхода, плотности в рабочих условиях, плотности в стандартных условиях, температуры, давления, а также задаваемой пользователем тестовой частоты для проверки импульсного выхода;
- выход аналоговый конфигурируемый (токовая петля (4 – 20) мА с поддержкой HART) для выдачи значений расхода, накопленного объёма в рабочих и стандартных условиях, температуры и давления (при наличии соответствующих датчиков, установленных на узле учёта);
- выход цифровой Ethernet с поддержкой Modbus TCP для выдачи значений расхода, накопленного объёма и настройки расходомера. Цифровой выход может также использоваться для настройки и конфигурирования расходомера с помощью персонального компьютера. Для этого к стандартному последовательному порту персонального компьютера подключается дополнительный преобразователь RS-485 или HART-модем. Таким способом может выполняться настройка расходомера, перенастройка диапазонов измерений, установка и корректировка «нуля», получение текущих значений и ряд других операций;
- выход (два) цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU для выдачи значений расхода, накопленного объёма в рабочих и стандартных условиях, температуры и давления рабочей среды (при наличии соответствующих датчиков, установленных на узле учёта) и настройки расходомера;
- выход цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU для подключения дисплея БОИ.

БОИ принимает сигналы от катушек измерительных, характеризующие частоту колебания трубок измерительных, а также разность фаз колебания двух половин труб.

Взаимодействие оператора с БОИ и обмен информацией происходит по каналу ввода вывода, через комплект кабелей соединительных.



а)



б)

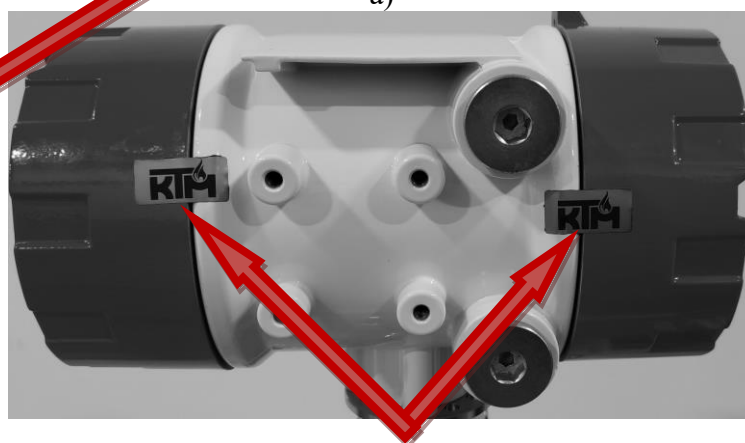


в)

Рисунок 1 – Внешний вид счётчиков-расходомеров кориолисовых КТМ PyMASS:
а) КТМ PyMASS Ду15 – 25 с БОИ КТМ-1; б) КТМ PyMASS Ду50 – 250 с БОИ КТМ-0;
в) КТМ PyMASS Ду50 – 250 с БОИ КТМ-1



а)



б)

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения знака поверки: а) БОИ КТМ-0, б) БОИ КТМ-1

Индикаторы световые БОИ отображают состояние расходомера, отклики команд и состояние рабочих процессов.

КТМ РуМАСС (Лайт) имеет взрывозащищённое исполнение.

В состав КТМ РУМАСС (Лайт) может входить модуль выносной для удалённой индикации показаний, доступа к показаниям, и передачи показаний по различным интерфейсам. Модуль выносной обеспечивает взаимодействие оператора с расходомером на расстоянии, обеспечивая:

- считывание информации с блока обработки информации;
- визуальное представление на дисплее информации о значениях измеряемых параметров, состоянии расходомера;
- передачу на верхний уровень системы учёта значений измеряемых и вычисляемых расходомером параметров;
- управление работой расходомера;
- хранение собственной конфигурации;
- самодиагностику состояния внутренних узлов.

Внешний вид расходомеров представлен на рисунке 1. Схема пломбировки от несанкционированного доступа и места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2. Знак поверки также наносится в паспорт и (или) на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомера является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти.

Внутреннее ПО на основе измеренных данных рассчитывает массу, объём, объёмный расход, выводит измеренные и рассчитанные параметры на дисплей и цифровые и аналоговые выходы.

Для обеспечения защиты измерительных и конфигурационных данных от несанкционированного доступа, в ПО расходомера предусмотрен двухуровневый разграниченный доступ по паролям («Пользователь», «Сервис»), в зависимости от выполняемых функций и уровня полномочий.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Firmware BOI-3	Firmware BOI-4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор метрологический значимой части (алгоритм CRC32)	0xA81124B7	0xB139F763

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра						
Диаметр условного прохода, мм	15	25	50	80	100	200	250

Продолжение таблицы 2

Массовый расход, кг/ч:							
- номинальный ¹⁾	3820	18290	50580	177750	566892	762000	1340000
- максимальный	7500	30050	91700	293400	645000	1470000	2550000
Объёмный расход, дм ³ /ч:							
- номинальный ¹⁾	3820	18290	50580	177750	566892	762000	1340000
- максимальный	7500	30050	91700	293400	645000	1470000	2550000
Пределы относительной погрешности измерений массового расхода рабочей среды, %:							
- массового расхода и массы жидкости	$\pm 0,1; \pm 0,15 \pm 0,2; \pm 0,25^{3)}; \pm 0,5^{4)}$						
- объёмного расхода и объёма жидкости	$\pm 0,11; \pm 0,15; \pm 0,2; \pm 0,25^{3)}; \pm 0,5^{4)}$						
- массового расхода сжиженного природного газа и других криогенных сред	$\pm 0,5$						
- массового расхода природного газа и других газовых сред	$\pm 0,5; \pm 0,35^{5)}$						
Повторяемость массового и объёмного расхода рабочей среды, %	$\pm 0,05$						
Динамический диапазон измерений (от номинального расхода)	1:20						
Стабильность нуля, кг/ч	0,16	0,65	2	6,8	40	65	130
Плотность рабочей среды, кг/м ³	от 650 до 2000						
Погрешность измерений плотности, кг/м ³	$\pm 5; \pm 1; \pm 0,5; \pm 0,2^{6)}$						
Повторяемость измерения плотности, кг/м ³	$\pm 0,1$						
Температура рабочей среды, °C:							
- стандартное интегральное исполнение	от - 60 до + 125 ²⁾						
- стандартное разнесённое исполнение	от - 60 до + 200 ²⁾						
- криогенное исполнение	от - 196 ²⁾ до + 80						
Погрешность измерений температуры, °C	± 1						
Повторяемость температуры, °C	$\pm 0,2$						
Примечания: ¹⁾ Номинальный расход – расход, при котором величина перепада давления на измерительном приборе при использовании в качестве среды воды с температурой от 20 °C до 25 °C и давлением от 0,1 до 0,2 МПа составляет приблизительно 0,1 МПа; ²⁾ С функцией компенсации показаний расхода и плотности по температуре;							

Продолжение таблицы 2

³⁾ При калибровке с помощью компакт-прувера, трубопоршневой установки, эталонов 2-го разряда; ⁴⁾ При интеллектуальной самокалибровке; ⁵⁾ При калибровке на газе с использованием калибровочных коэффициентов; ⁶⁾ При калибровке в лаборатории под условия места эксплуатации.
--

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от - 50 до + 60 (от минус 70 с применением устройства обогрева)
Расширенный динамический диапазон измерений расхода от номинального	1:100
Максимальная плотность рабочей среды, кг/м ³	3000
Выводы и интерфейсы	
Стандартный	- 3 импульсных/цифровых выходы; - оптический (инфракрасный), с поддержкой Modbus RTU; - аналоговый вход для датчиков температуры и давления, токовая петля с поддержкой HART; - аналоговый конфигурируемый выход токовая петля с поддержкой HART; - цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU и Modbus ASCII; - конфигурируемый цифровой (дискретный)
Расширенный (дополнительно к стандартному)	- аналоговый вход для датчиков температуры и давления, токовая петля с поддержкой HART; - цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU и Modbus ASCII; - цифровой выход Ethernet; - Foundation FieldBus
Рабочее давление избыточное, МПа:	
- стандартное исполнение	от 0 до 10,6
- для высокого давления	от 0 до 20,2
Степень защиты от проникновения твердых предметов и воды по ГОСТ 14254 (IEC 60529)	IP66/IP67; IP66/IP68
Маркировка взрывозащиты БОИ	1Ex db [ia Ga] IIB/IIС T6 Gb X

Продолжение таблицы 3

Маркировка взрывозащиты корпуса измерительного	0Ex ia IIB/IIC T3...T6 Ga X
Напряжение питания (постоянного тока), В	от 12 до 30
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Ток аналогового выхода, мА	от 4 до 20
Срок службы, лет	20
Срок средней наработки на отказ, ч, не менее	150 000

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на шильдик расходомера лазерной гравировкой.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счётчик-расходомер	-	1 шт.	
Программное обеспечение «KTM SMART STREAM» на электронном носителе*	-	1 шт.	
Упаковка	-	1 шт.	
Руководство по эксплуатации*	PMTB.08.000.00.0000.000РЭ	1 экз.	
Программное обеспечение «KTM SMART STREAM. Руководство пользователя»*	PMTB.08.900.01.0100.000 99	1 экз.	
Паспорт	PMTB.08.000.X0.0000.000ПС	1 экз.	
Методика поверки*	МП 208-025-2021	1 экз.	
Примечание – Доступно на сайте изготовителя.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.6.1 руководства по эксплуатации PMTB.08.000.00.0000.000РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счётчикам-расходомерам кориолисовым KTM PyMASS

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объёмного и массового расходов газа»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»

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

температуры

РМТВ.407171.001ТУ «Счетчик-расходомер кориолисовый КТМ РуМАСС. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком-Метрология»
(ООО «НПП КуйбышевТелеком-Метрология»)

ИНН: 6312102369

Юридический адрес: РФ, 446394, Самарская область, м.р-н Красноярский, г.п. Волжский, пгт Волжский, ул. Пионерская, здание 5, этаж 2, помещение 8

Тел./факс (846) 202-00-65

Web-сайт: www.ktkprom.ru

E-mail: info@ktkprom.com

Испытательный центр

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

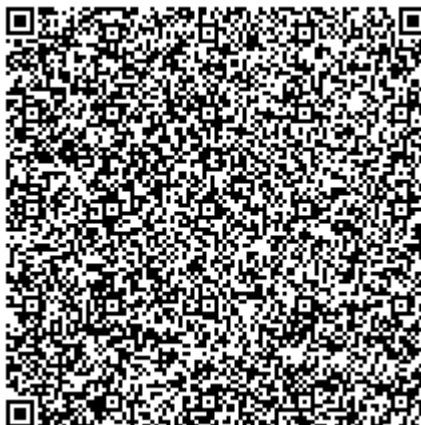
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озёрная, д. 46

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

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83826-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-3000

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров вертикальных стальных цилиндрических РВС-3000 основан на измерении объема нефти и нефтепродуктов в зависимости от уровня его наполнения. Тип резервуаров - наземный вертикальный сварной.

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-3000 представляют собой металлические сосуды в форме вертикальных цилиндров с плоскими днищами и стационарной кровлей, оборудованные приемно-раздаточными устройствами и люками.

Заполнение и выдача нефти и нефтепродуктов осуществляются через приемно-раздаточные устройства, расположенные в нижней части резервуара.

К резервуарам данного типа относятся резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-3000 с заводскими номерами 07-17, 08-17, 09-17.

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

Знак поверки наносится в соответствующий раздел паспорта и/или на свидетельство о поверке. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-3000 с заводскими №№ 07-17, 08-17, 09-17 расположены на объекте АО «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Оренбург» склад ГСМ (ТЗК) Оренбург 1 этап участок 2, по адресу: Российская Федерация, Оренбургская обл., г. Оренбург, пос. Пристанционный.

Общий вид резервуаров вертикальных стальных цилиндрических РВС-3000 приведен на рисунках 1, 2, 3.

Пломбирование резервуаров вертикальных стальных цилиндрических РВС-3000, зав. №№ 07-17, 08-17, 09-17 не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара вертикального стального цилиндрического
РВС-3000, зав. № 07-17



Рисунок 2 – Общий вид резервуара вертикального стального цилиндрического
РВС-3000, зав. № 08-17



Рисунок 3 – Общий вид резервуара вертикального стального цилиндрического
РВС-3000, зав. № 09-17

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – атмосферное давление, кПа – относительная влажность окружающей среды при температуре +35 °С, %, не более	от -55 до +40 от 84 до 106,7 98
Средний срок службы лет, не менее	20

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-3000

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-3000	3 шт.
Паспорт	-	3 экз.
Градуировочная таблица	-	3 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Порядок работы» паспорта на резервуары.

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

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СББ НЕФТЕ-СТРОЙ»
(ООО «СББ НЕФТЕ-СТРОЙ»)

ИНН 2311189112

Адрес: 350062, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Им. Архитектора Петина,

д. 22

Телефон (факс): (918) 411-77-00

E-mail: sbbstroy@mail.ru

Испытательный центр

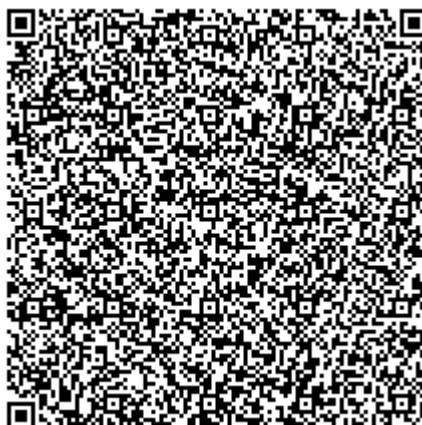
ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24

Телефон (факс): (843) 291-08-33

E-mail: isp13@tatcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 выдан 13.05.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83827-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-75

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-75 предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 75 м³.

Принцип действия резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-75 основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-75 представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с коническими днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заводские номера резервуаров наносятся типографским способом в паспорт резервуара.

Резервуары РГС-75 с заводскими номерами 152, 256 расположены по адресу: Омская область, г. Омск, ул. Транссибирская, 18 ООО «ТЗК Омск (Центральный)».

Общий вид резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-75, представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-75

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-75 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	75
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,25

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

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

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

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-75	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в паспорте на резервуар пункт 8.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-75

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Топливо-заправочный комплекс Омск (Центральный)» (ООО «ТЗК Омск (Центральный)»)

ИНН 5507239476

Юридический адрес: 644103, Омская область, г. Омск, ул. Транссибирская, 18

Телефон/ факс: +7 (3812) 379-115/ (3812) 379-116

Web-сайт: aero.gazprom-neft.ru

E-mail: aero-omsk@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

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

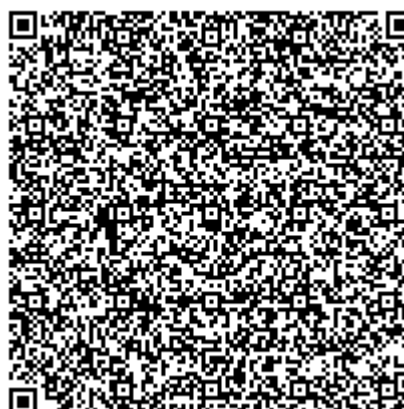
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83828-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 274
ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений массы нефти.

При прямом методе динамических измерений массу нефти определяют с применением расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы массовых расходомеров поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительных контроллеров FloBoss S600+, которые преобразуют их и вычисляют массу нефти по реализованному в них алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из:

- блока фильтров (далее - БФ),
- блока измерительных линий (далее – БИЛ),
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК),
- системы обработки информации (далее - СОИ),
- узла подключения передвижной поверочной установки.

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

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

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Расходомеры массовые Promass с первичным преобразователем расхода Promass F DN 150 и вторичным электронным преобразователем 83	15201-05
Расходомеры массовые Promass с первичным преобразователем расхода Promass F DN 150 и вторичным электронным преобразователем 83	15201-11

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP	23360-02

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP	71892-18
Преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD 75	16781-04
Преобразователи измерительные iTemp	26240-03
Преобразователи измерительные iTemp	26241-03
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	26239-06
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR	68002-17
Преобразователи измерительные TMT	57947-19
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-06
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13
Расходомер массовый Promass с первичным преобразователем расхода Promass E DN 40 и вторичным электронным преобразователем 40	15201-05
Расходомер массовый Promass с первичным преобразователем расхода Promass E DN 40 и вторичным электронным преобразователем 40	15201-11
Влагомеры нефти поточные УДВН-1 пм	14557-05
Влагомеры нефти поточные УДВН-1 пм	14557-15
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	53902-13
Манометры для точных измерений типа МТИ	1844-63
Манометры для точных измерений типа МТИ	1844-15
Манометры избыточного давления МТИф	34911-07
Манометры ФТ МТИф	60168-15
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Термометры лабораторные стеклянные ТЛС-4	32786-08
Термометры лабораторные стеклянные с взаимозаменяемым конусом КШ 14/23	4661-91
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-E2H	42693-15
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода;

- автоматическое измерение температуры, давления, плотности нефти, объемной доли воды в нефти, динамической вязкости нефти, массового расхода нефти через БИК;
- вычисление массы нетто нефти, как разность массы брутто нефти и массы балласта, с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, и массовой доли воды, полученных в аккредитованной испытательной лаборатории; массовой доли воды, вычисленной СОИ по результатам измерений объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм; кинематической вязкости, вычисленной СОИ по результатам измерений динамической вязкости;
- поверка и КМХ преобразователей расхода по стационарной или передвижной ПУ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- ручной отбор точечных проб нефти;
- защита алгоритма и ПО СИКН от несанкционированного доступа, путём установления паролей разного уровня доступа;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушения установленных границ;
- КМХ преобразователей вязкости, влагомеров поточных;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование протоколов поверки и КМХ средств измерений, формирование интервальных отчетов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), представленное прикладным ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (основной и резервный) и АРМ оператора, реализованное ПО «Форвард «Pro».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	Контроллеры FloBoss S600+ основной, резервный	АРМ оператора ПО «Форвард «Pro» основное, резервное			
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	ArmTPU.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	4.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	1990	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	55DCB371
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32			
Примечание – допускается отображение идентификационных данных (признаков) ПО на ЖК-дисплее контроллера или web-интерфейсе в форматах с указанием дополнительных символов или без них, например:					
для номера версии		06.25 или 06.25/25			

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+ основной, резервный	АРМ оператора ПО «Форвард «Pro» основное, резервное
для цифрового идентификатора		0x1990 или 1990

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 130,0 до 834,0
Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных измерительных каналов (ИК) с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1, 2, 3	ИК массового расхода нефти	3 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3)	Расходомеры массовые Promass	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 80 до 350 т/ч	не более $\pm 0,25 \%$ ¹⁾ (относительная)
4-24	ИК силы постоянного тока	20 (СОИ)	Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	не более $\pm 0,04 \%$ (приведенная)
25-26	ИК вязкости нефти	2 (БИК, СОИ)	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 2 до 10 мПа·с	не более $\pm 0,21$ мПа·с (абсолютная)
			Преобразователь плотности и вязкости FVM		от 10 до 22 мПа·с	не более $\pm 1,05$ мПа·с (абсолютная)
27-28	ИК плотности нефти	2 (БИК, СОИ)	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	От 805 до 850 кг/м ³	не более $\pm 0,32$ кг/м ³ (абсолютная)
29-36	ИК частоты	8 (СОИ)	-		от 50 до 10000 Гц	не более $\pm 0,004 \%$ (относительная)
37-48	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до $16 \cdot 10^6$ имп. (диапазон частот от 50 до 10000 Гц)	не более ± 1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)
49-52	ИК вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода	4 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+		не более $\pm 0,004 \%$ (относительная)

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		

¹⁾ – Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 резервная)
Температура окружающего воздуха (внутри помещений): – для первичных измерительных преобразователей, °С – для ИВК и АРМ оператора, °С	от +5 до +40 от +15 до +28
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,3 до 1,0
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(220/380) ^{+10 %} _{-15 %} 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
– вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт) – при температуре 20 °С, не более – в рабочем диапазоне температур – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля серы, %, не более – давление насыщенных паров, кПа, (мм рт. ст.), не более – содержание свободного газа	6,0 от 2,5 до 25 от 805 до 850 от +5 до +40 0,5 0,05 100 6 1,8 66,7 (500) не допускается

Знак утверждения типа

наносится в правом нижнем углу титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», зав. № 76	-	1 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0517-21 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ФР.1.28.2020.38071.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

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

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Торгово-Производственное Предприятие НЕФТЕАВТОМАТИКА» (ООО «ТПП Нефтеавтоматика»)

ИНН 0276119684

Адрес: 450022, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 134/7, офис 309

Телефон: +7 (347) 246-58-65, +7 (347) 294-09-44

Web-сайт: tpp-n.ru

E-mail: tppnafta@yandex.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

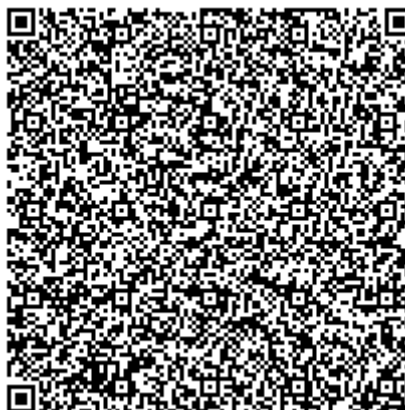
Адрес: 420029, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;

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

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru;

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83829-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы H₂-Trans-ZO

Назначение средства измерений

Анализаторы H₂-Trans-ZO (далее –анализаторы) предназначены для измерения объемной доли водорода в анализируемом газе.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на преобразовании энергии химической реакции при попадании водорода в электрохимическую ячейку в электрический ток во внешней электрической цепи.

Конструктивно анализаторы состоят из блока анализа и блока интерпретации.

Блок анализа работает на транспортировку измеряемого газа к сенсорной мембране микродатчика топлива. Микротопливный датчик представляет собой электрохимический и гальванический элемент, который преобразует водород в измеряемом газе в электрический ток.

Блок интерпретации с электронной обработкой сигнала, дисплеем и аналоговым выходом. Электронный блок использует электронный сигнал датчика и преобразует этот сигнал в значение концентрации и аналоговый сигнал. Блок интерпретации может быть выполнен в различных цветах, в зависимости от пожелания заказчика.

Общий вид анализаторов и схема пломбирования от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид анализаторов H₂-Trans-ZO

Маркировка анализатора, в том числе нанесение серийного номера, производится путём наклеивания маркировочной таблички на верхнюю часть корпуса анализатора.

Нанесения знака поверки на анализатор не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту - ПО) анализаторов является встроенным и записано в память микропроцессора в виде прошивки. ПО устанавливается в микропроцессор на заводе-изготовителе и в процессе эксплуатации изменению не подлежит.

Конструкция анализаторов исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию. Метрологические характеристики регистраторов нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

Уровень защиты встроенного ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой приведенной погрешности	Предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9d}$, с, не более	Номинальная цена единицы наименьшего разряда дисплея
Водород (H_2)	от 0 до 3000 млн ⁻¹	±15 %	45	1
¹⁾ – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений.				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (Высота×Ширина×Длина), мм, не более	160×120×65
Масса, кг, не более	1,4
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от 0 до +50 от 15 до 95 от 84 до 106,7
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10 до 35
Средний срок службы ¹⁾ , лет	6
Средняя наработка на отказ, ч	10000
¹⁾ без учета чувствительного элемента (сенсора).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор H2-Trans-ZO	-	1 шт.
Сетевой кабель	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации (паспорт)	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 документа «Анализаторы H2-Trans-ZO. Инструкция по эксплуатации (паспорт)»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам H2-Trans-ZO

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «31» декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

Техническая документация фирмы-изготовителя PRO-CHEM ANALYTIKЮ, Германия

Изготовитель

PRO-CHEM ANALYTIK, Германия

Адрес: Neuer Bruchweg 1 D- 46509-Xanten, Germany

Телефон (факс): +49 2801 - 985 10 70 (+49 2801 - 985 10 71)

Web-сайт: www.prochem-online.com

E-mail: info@prochem-online.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн.6

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83830-21

Лист № 1
Всего листов 57

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Микрометры торговой марки «Калибр»

Назначение средства измерений

Микрометры торговой марки «Калибр» (далее по тексту - микрометры) предназначены для измерений наружных линейных размеров деталей, а также для измерений перемещений.

Описание средства измерений

Принцип действия микрометров основан на использовании точной винтовой пары для преобразования вращательного движения микрометрического винта в поступательное движение измерительного наконечника.

Микрометры изготавливаются следующих моделей:

МК, МКг – гладкие для измерений наружных размеров изделий, с отсчетом по шкалам стебля и барабана;

МК2, МКг2 – гладкие для измерений наружных размеров изделий, с отсчетом по шкалам барабана и стебля с нониусом;

МК3, МКг3 – гладкие для измерений наружных размеров изделий, с отсчетом по шкалам стебля и барабана, со сменной или передвижной неподвижной пяткой;

МКЦ – для измерений наружных размеров изделий, с цифровым отсчетным устройством;

МКЦ2 – с цифровым отсчетным устройством, имеют конструкцию со сменной или передвижной неподвижной пяткой;

МТ, МТг – трубные для измерений толщины стенок труб, со сферической неподвижной пяткой и плоской подвижной измерительной поверхностью;

МТ2 – трубные для измерений толщины стенок труб, с цилиндрической (или бочкообразной) неподвижной пяткой и плоской подвижной измерительной поверхностью. Возможны различные варианты исполнения неподвижной пятки (см. рисунок 53);

МТН – трубные для измерений толщины стенок труб, с ножевидной неподвижной пяткой и плоской подвижной измерительной поверхностью;

МЛ, МЛг – листовые с циферблатом для измерений толщины листов и лент;

МЛ2 – листовые для измерений толщины листов и лент, с увеличенной скобой;

МЗ, МЗг – зубомерные для измерений длины общей нормали зубчатых колес, с отсчетом по шкалам стебля и барабана. Возможны различные варианты исполнения измерительных поверхностей (см. рисунок 70);

МЗЦ – зубомерные для измерений длины общей нормали зубчатых колес, с цифровым отсчетным устройством. Возможны различные варианты исполнения измерительных поверхностей (см. рисунок 70);

ММП – с малыми измерительными поверхностями;
ММПЦ – с малыми измерительными поверхностями, с цифровым отсчетным устройством;
МНП – с ножевидными измерительными поверхностями;
МНПЦ – с ножевидными измерительными поверхностями, с цифровым отсчетным устройством;
МТП – с точечными измерительными поверхностями;
МТПЦ – с точечными измерительными поверхностями, с цифровым отсчетным устройством;
МКБ – с боковыми губками;
МКБЦ – с боковыми губками, с цифровым отсчетным устройством;
МСП – со сменной неподвижной пяткой;
МСПЦ – со сменной неподвижной пяткой, с цифровым отсчетным устройством;
МП, МПг – для измерений толщины проволоки;
МГ, МГг – микрометрические головки для измерений перемещений, с отсчетом по шкалам стебля и барабана;
МГЦ – микрометрические головки для измерений перемещений, с цифровым отсчетным устройством;
МГЦ2 – микрометрические головки для измерений перемещений, с цифровым отсчетным устройством и двусторонним дисплеем.

Микрометры представляют собой скобу, в которую с одной стороны установлена микрометрическая головка с измерительной поверхностью, а с другой - неподвижная пятка (кроме моделей МКЗ, МКгЗ, МКЦ2, МСП, МСПЦ МГ, МГг, МГЦ, МГЦ2). У микрометров моделей МКЗ, МКгЗ, МКЦ2, МСП, МСПЦ с одной стороны в скобе установлена сменная (передвижная) пятка, а с другой – микрометрическая головка. На микрометрической головке микрометров имеется устройство (трещотка, фрикцион), обеспечивающее постоянство измерительного усилия в заданных пределах. Для закрепления микрометрического винта имеется стопорное устройство. Микрометры моделей МГ, МГг, МГЦ, МГЦ2, МП, МПг изготавливаются как со стопорным устройством, так и без него.

На скобе или на продолжении микрометрической головки микрометров моделей МКЦ, МКЦ2, МЗЦ, ММПЦ, МПНЦ, МТПЦ, МКБЦ, МСПЦ, МГЦ, МГЦ2 установлено электронное цифровое отсчетное устройство, которое имеет различные варианты внешнего вида, отличающиеся между собой количеством кнопок управления (две, три, четыре или пять кнопок). Так же эти микрометры (кроме модели МГЦ2) могут иметь отсчет показаний по шкалам стебля и барабана.

Микрометры моделей МТ, МТг, МЛ, МЛг имеют сферическую неподвижную пятку и плоскую или сферическую измерительную поверхность микрометрической головки. Микрометры модели МТ2 имеют цилиндрическую или бочкообразную форму неподвижной пятки (см. рисунок 53). Микрометры моделей МЛ, МЛг имеют неподвижный циферблат с вращающейся при перемещении барабана стрелкой.

Микрометры моделей МСП, МСПЦ имеют конструкцию со сменными неподвижными измерительными пятками различной формы (плоская, цилиндрическая) и предназначены для особых измерительных задач, например: для измерений толщины труб, а так же отверстий и пазов от кромки до кромки и элементов в труднодоступных местах.

Микрометры моделей МНП, МНПЦ оснащены невращающимися измерительными поверхностями ножевидной формы микрометрической головки и неподвижной пятки, и предназначены для измерений диаметров канавки валов, шпоночных валов и других труднодоступных мест. Измерительные поверхности могут быть изготовлены из закаленной стали или быть твердосплавными.

Микрометры моделей МЗ, МЗг, МЗЦ имеют тарельчатые и (или) усеченные измерительные поверхности и предназначены для измерений длины общей нормали на прямозубых и косозубых шестернях.

Микрометры моделей МКБ, МКБЦ оснащены выносными измерительными губками, позволяющие измерять в труднодоступных местах.

Микрометры моделей МП, МПг предназначены для измерений толщины проволоки или диаметра небольших шариков.

Микрометры моделей МТП, МТПЦ имеют конические заостренные измерительные поверхности с вершинами углов 15° и 30°.

Микрометры моделей МГ, МГЦ, МГЦ2 имеют плоскую или сферическую измерительную поверхность.

Для установки в начальное положение микрометры моделей МК, МКг, МК2, МКг2, МК3, МКг3 с нижним пределом диапазона измерений 25 мм и более имеют установочные меры с теплоизолирующими накладками. Измерительные поверхности установочных мер длиной до 275 мм включительно плоские, свыше 275 мм – сферические. Микрометры моделей МЗ, МЗг, МЗЦ комплектуются установочной мерой в виде плоскопараллельной концевой меры длины.

Наружные поверхности микрометра, за исключением пятки, микрометрического винта, измерительной губки имеют антикоррозионное покрытие.

Питание микрометров с цифровым отсчетным устройством осуществляется от встроенного элемента питания.

Микрометры отличаются между собой диапазонами измерений, ценой деления (шагом дискретности), конструкцией, общим видом.

Микрометры выпускаются в исполнении 1 или 2, отличающиеся между собой пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений.



Логотип наносится на паспорт микрометра типографским методом, на скобу или барабан микрометрической головки микрометра краской или лазерной маркировкой.

Общий вид микрометров указан на рисунках 1 – 107.

Заводской номер в виде цифрового или буквенно-цифрового обозначения наносится на стемпель или барабан микрометрической головки краской, травлением или лазерной маркировкой или с оборотной стороны цифрового отчетного устройства в виде наклейки.

Сведения о диапазоне измерений и цене деления шкалы (дискретности отсчета) наносятся на скобу или теплоизоляционную накладку в виде таблички или с помощью краски, травления, лазерной маркировки или методом пластической деформации.

Сведения об исполнении микрометров указываются в эксплуатационной документации (в паспорте) и заполняются от руки.

Пломбирование микрометров от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 2 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 3 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 4 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 5 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 6 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 7 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 8 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 9 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 10 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 11 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 12 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 13 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 14 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 15 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 16 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 17 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 18 – Общий вид микрометров моделей МК, МКг



Рисунок 19 – Общий вид микрометров моделей МК2, МКГ2



Рисунок 20 – Общий вид микрометров моделей МК2, МКГ2



Рисунок 21 – Общий вид микрометров моделей МК2, МКГ2



Рисунок 22 – Общий вид микрометров моделей МК2, МКГ2



Рисунок 23 – Общий вид микрометров моделей МК2, МКГ2



Рисунок 24 – Общий вид микрометров моделей МК2, МКГ2



Рисунок 25 – Общий вид микрометров моделей МКЗ, МКгЗ



Рисунок 26 – Общий вид микрометров моделей МКЗ, МКгЗ



Рисунок 27 – Общий вид микрометров моделей МКЗ, МКгЗ



Рисунок 28 – Общий вид микрометров моделей МКЗ, МКГЗ



Рисунок 29 – Общий вид микрометров моделей МКЦ



Рисунок 30 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 31 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 32 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 33 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 34 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 35 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 36 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 37 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 38 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 39 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 40 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 41– Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 42 – Общий вид микрометров модели МКЦ



Рисунок 43 – Общий вид микрометров моделей МКЦ



Рисунок 44 – Общий вид микрометров моделей МКЦ2



Рисунок 45 – Общий вид микрометров моделей МКЦ2



Рисунок 46 – Общий вид микрометров моделей МКЦ2

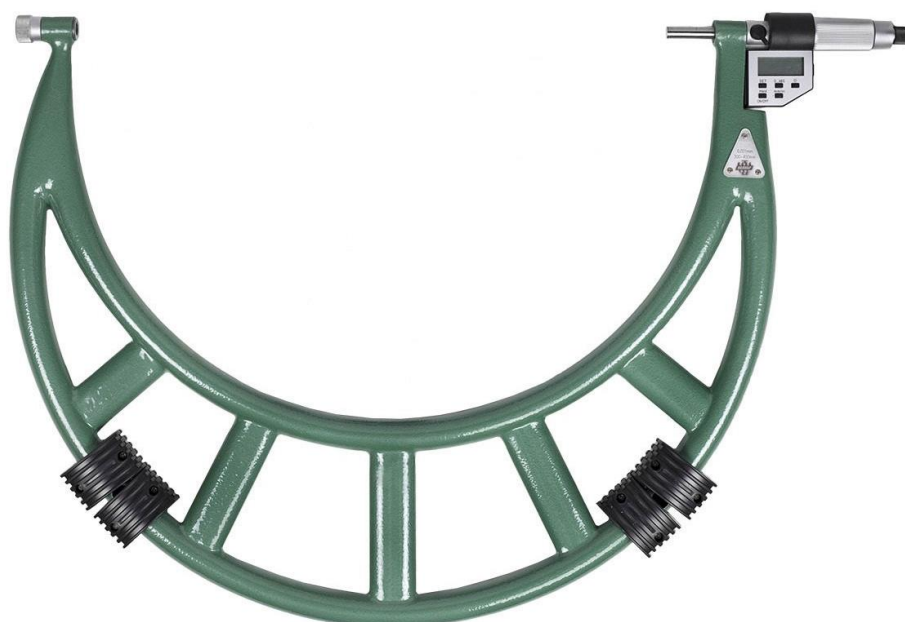


Рисунок 47 – Общий вид микрометров моделей МКЦ2



Рисунок 48 – Общий вид микрометров моделей МТ, МТГ



Рисунок 49 – Общий вид микрометров моделей МТ, МТг



Рисунок 50 – Общий вид микрометров моделей МТ, МТг



Рисунок 51 – Общий вид микрометров модели МТ2

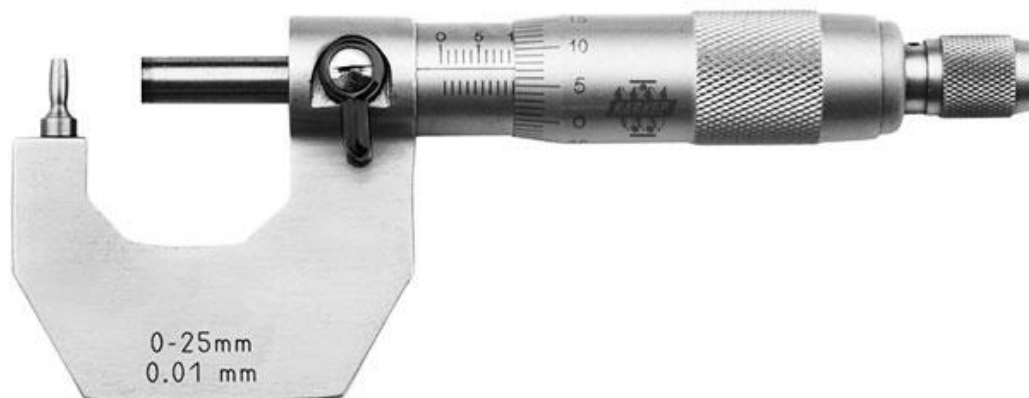


Рисунок 52 – Общий вид микрометров модели МТ2

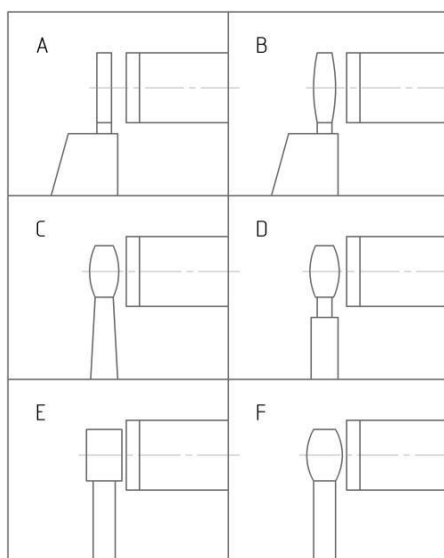


Рисунок 53 – Варианты исполнений неподвижной пятки микрометров модели МТ2



Рисунок 54 – Общий вид микрометров модели МТН



Рисунок 55 – Общий вид микрометров модели МТН



Рисунок 56 – Общий вид микрометров моделей МЛ, МЛг



Рисунок 57 – Общий вид микрометров моделей МЛ, МЛг



Рисунок 58 – Общий вид микрометров моделей MJ, MJГ



Рисунок 59 – Общий вид микрометров модели MJ2



Рисунок 60 – Общий вид микрометров модели МЛ2



Рисунок 61 – Общий вид микрометров моделей МЗ, МЗг



Рисунок 62 – Общий вид микрометров моделей МЗ, МЗг



Рисунок 63 – Общий вид микрометров моделей МЗ, МЗг



Рисунок 64 – Общий вид микрометров моделей МЗ, МЗг



Рисунок 65 – Общий вид микрометров моделей МЗ, МЗг



Рисунок 66 – Общий вид микрометров модели МЗЦ



Рисунок 67 – Общий вид микрометров модели МЗЦ



Рисунок 68 – Общий вид микрометров модели МЗЦ



Рисунок 69 – Общий вид микрометров модели МЗЦ

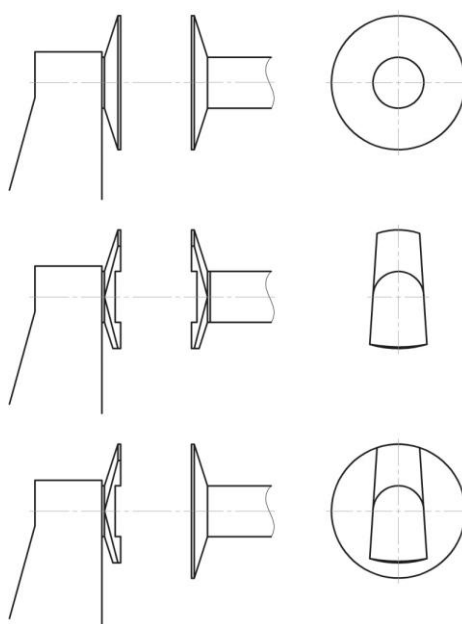


Рисунок 70 – Варианты исполнений измерительных поверхностей микрометров моделей МЗ, МЗГ, МЗЦ



Рисунок 71 – Общий вид микрометров модели ММП



Рисунок 72 – Общий вид микрометров модели ММП



Рисунок 73 – Общий вид микрометров модели ММПЦ



Рисунок 74 – Общий вид микрометров модели ММПЦ



Рисунок 75 – Общий вид микрометров модели ММПЦ



Рисунок 76 – Общий вид микрометров модели МНП



Рисунок 77 – Общий вид микрометров модели МНПЦ



Рисунок 78 – Общий вид микрометров модели МНПЦ



Рисунок 79 – Общий вид микрометров модели МНПЦ



Рисунок 80 – Общий вид микрометров модели МТП



Рисунок 81 – Общий вид микрометров модели МТПЦ



Рисунок 82 – Общий вид микрометров модели МТПЦ



Рисунок 83 – Общий вид микрометров модели МТПЦ



Рисунок 84 – Общий вид микрометров модели МТПЦ



Рисунок 85 – Общий вид микрометров модели МКБ



Рисунок 86 – Общий вид микрометров модели МКБЦ



Рисунок 87– Общий вид микрометров модели МСП



Рисунок 88 – Общий вид микрометров модели МСПЦ



Рисунок 89 – Общий вид микрометров модели МСПЦ



Рисунок 90 – Общий вид микрометров модели МСПЦ



Рисунок 91 – Общий вид микрометров модели МСПЦ



Рисунок 92 – Общий вид микрометров моделей МП, МПг



Рисунок 93 – Общий вид микрометров моделей МГ



Рисунок 94 – Общий вид микрометров моделей МГ



Рисунок 95 – Общий вид микрометров моделей МГ



Рисунок 96 – Общий вид микрометров моделей МГ



Рисунок 97 – Общий вид микрометров моделей МГ, МГт



Рисунок 98 – Общий вид микрометров моделей МГ



Рисунок 99 – Общий вид микрометров модели МГ, МГг



Рисунок 100 – Общий вид микрометров моделей МГ, МГг



Рисунок 101– Общий вид микрометров модели МГ



Рисунок 102 – Общий вид микрометров моделей МГ, МГг



Рисунок 103 – Общий вид микрометров модели МГЦ



Рисунок 104 – Общий вид микрометров модели МГЦ



Рисунок 105 – Общий вид микрометров модели МГЦ



Рисунок 106 – Общий вид микрометров модели МГЦ



Рисунок 107 – Общий вид микрометров модели МГЦ2

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Основные метрологические характеристики микрометров

Модель	Диапазон измерений, мм	Значение отсчета по шкалам стебля и барабана (дискретность отсчета), мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мкм		Отклонение от параллельности плоских измерительных поверхностей ¹⁾ , мкм, не более
			Исполнение 1	Исполнение 2	
МК	От 0 до 25	0,01	±4,0	±6,0	1,5
	От 25 до 50	0,01	±4,0	±6,0	2,0
	От 50 до 75	0,01	±5,0	±8,0	3,0
	От 75 до 100	0,01	±5,0	±8,0	3,0
	От 100 до 125	0,01	±6,0	±9,0	3,0
	От 125 до 150	0,01	±6,0	±9,0	3,0
	От 150 до 175	0,01	±7,0	±11,0	3,0
	От 175 до 200	0,01	±7,0	±11,0	3,0
	От 200 до 225	0,01	±8,0	±12,0	4,0
	От 225 до 250	0,01	±8,0	±12,0	4,0
	От 250 до 275	0,01	±9,0	±14,0	5,0
	От 275 до 300	0,01	±9,0	±14,0	5,0
МКГ	От 0 до 25	0,01	±2,0	±4,0	1,5
	От 25 до 50	0,01	±2,5	±4,0	2,0
	От 50 до 75	0,01	±2,5	±4,0	3,0
	От 75 до 100	0,01	±2,5	±4,0	3,0
	От 100 до 125	0,01	±3,0	±5,0	3,0
	От 125 до 150	0,01	±3,0	±5,0	3,0
	От 150 до 175	0,01	±3,0	±5,0	3,0
	От 175 до 200	0,01	±3,0	±5,0	3,0
	От 200 до 225	0,01	±4,0	±6,0	4,0
	От 225 до 250	0,01	±4,0	±6,0	4,0
	От 250 до 275	0,01	±4,0	±6,0	5,0
	От 275 до 300	0,01	±4,0	±6,0	5,0
МК2	От 0 до 25	0,001	±4,0	±6,0	1,5
	От 25 до 50	0,001	±4,0	±6,0	2,0
	От 50 до 75	0,001	±5,0	±8,0	3,0
	От 75 до 100	0,001	±5,0	±8,0	3,0
	От 100 до 125	0,001	±6,0	±9,0	3,0
	От 125 до 150	0,001	±6,0	±9,0	3,0
	От 150 до 175	0,001	±7,0	±11,0	3,0

Продолжение таблицы 1

Модель	Диапазон измерений, мм	Значение отсчета по шкалам стебля и барабана (дискретность отсчета), мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мкм		Отклонение от параллельности плоских измерительных поверхностей ¹⁾ , мкм, не более
			Исполнение 1	Исполнение 2	
МК2	От 175 до 200	0,001	±7,0	±11,0	3,0
	От 200 до 225	0,001	±8,0	±12,0	4,0
	От 225 до 250	0,001	±8,0	±12,0	4,0
	От 250 до 275	0,001	±9,0	±14,0	5,0
	От 275 до 300	0,001	±9,0	±14,0	5,0
МКг2	От 0 до 25	0,001	±2,0	±3,0	1,5
	От 25 до 50	0,001	±2,0	±3,0	2,0
	От 50 до 75	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 75 до 100	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 100 до 125	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 125 до 150	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 150 до 175	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 175 до 200	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 200 до 225	0,001	±4,0	±6,0	4,0
	От 225 до 250	0,001	±4,0	±6,0	4,0
	От 250 до 275	0,001	±4,0	±6,0	5,0
	От 275 до 300	0,001	±4,0	±6,0	5,0
МК3	От 0 до 50	0,01	±4,0	±6,0	3,0
	От 50 до 100	0,01	±5,0	±8,0	3,0
	От 0 до 100	0,01	±5,0	±8,0	3,0
	От 100 до 200	0,01	±7,0	±11,0	4,0
	От 200 до 300	0,01	±9,0	±14,0	5,0
	От 300 до 400	0,01	±11,0	±17,0	5,0
	От 400 до 500	0,01	±12,0	±20,0	7,0
	От 500 до 600	0,01	±14,0	±21,0	7,0
	От 600 до 700	0,01	±16,0	±24,0	14,0
	От 700 до 800	0,01	±18,0	±27,0	16,0
	От 800 до 900	0,01	±20,0	±30,0	18,0
	От 900 до 1000	0,01	±22,0	±33,0	20,0
МКг3	От 300 до 400	0,01	±5,0	±8,0	5,0
	От 400 до 500	0,01	±5,0	±8,0	7,0
	От 500 до 600	0,01	±6,0	±10,0	7,0

Продолжение таблицы 1

Модель	Диапазон измерений, мм	Значение отсчета по шкалам стебля и барабана (дискретность отсчета), мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мкм		Отклонение от параллельности плоских измерительных поверхностей ¹⁾ , мкм, не более
			Исполнение 1	Исполнение 2	
МКЦ	От 0 до 25	0,001	±2,0	±3,0	1,5
	От 25 до 50	0,001	±2,0	±3,0	2,0
	От 50 до 75	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 75 до 100	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 100 до 125	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 125 до 150	0,001	±3,0	±5,0	3,0
	От 150 до 175	0,001	±4,0	±6,0	3,0
	От 175 до 200	0,001	±4,0	±6,0	3,0
	От 200 до 225	0,001	±4,0	±6,0	4,0
	От 225 до 250	0,001	±4,0	±6,0	4,0
	От 250 до 275	0,001	±5,0	±8,0	5,0
	От 275 до 300	0,001	±5,0	±8,0	5,0
МКЦ2	От 0 до 50	0,001	±4,0	±6,0	3,0
	От 50 до 100	0,001	±5,0	±8,0	3,0
	От 0 до 100	0,001	±5,0	±8,0	3,0
	От 100 до 200	0,001	±7,0	±11,0	4,0
	От 200 до 300	0,001	±9,0	±14,0	5,0
	От 300 до 400	0,001	±11,0	±17,0	5,0
	От 400 до 500	0,001	±13,0	±20,0	7,0
	От 500 до 600	0,001	±14,0	±21,0	7,0
	От 600 до 700	0,001	±16,0	±24,0	14,0
	От 700 до 800	0,001	±18,0	±27,0	16,0
	От 800 до 900	0,001	±20,0	±30,0	18,0
	От 900 до 1000	0,001	±22,0	±33,0	20,0
МТ	От 0 до 25	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 25 до 50	0,01	±4,0	±6,0	-
МТг	От 0 до 25	0,01	±2,0	±4,0	-
МТ2	От 0 до 25	0,01	±8,0	±12,0	-
	От 25 до 50	0,01	±8,0	±12,0	-
МТН	От 0 до 25	0,01	±6,0	±9,0	-
	От 25 до 50	0,01	±6,0	±9,0	-
МЛ	От 0 до 15	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 0 до 25	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 25 до 50	0,01	±4,0	±6,0	-

	От 50 до 75	0,01	±5,0	±8,0	-
--	-------------	------	------	------	---

Продолжение таблицы 1

Модель	Диапазон измерений, мм	Значение отсчета по шкалам стебля и барабана (дискретность отсчета), мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мкм		Отклонение от параллельности плоских измерительных поверхностей ¹⁾ , мкм, не более
			Исполнение 1	Исполнение 2	
МЛГ	От 0 до 5	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 0 до 10	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 0 до 25	0,01	±4,0	±6,0	-
МЛ2	От 0 до 25	0,01	±6,0	±9,0	-
МЗ	От 0 до 25	0,01	±4,0	±6,0	5,0 ²⁾
	От 25 до 50	0,01	±4,0	±6,0	5,0 ²⁾
	От 50 до 75	0,01	±5,0	±8,0	5,0 ²⁾
	От 75 до 100	0,01	±5,0	±8,0	5,0 ²⁾
	От 100 до 125	0,01	±6,0	±9,0	6,0 ²⁾ ; 7,0 ³⁾
	От 125 до 150	0,01	±6,0	±9,0	6,0 ²⁾ ; 7,0 ³⁾
	От 150 до 175	0,01	±7,0	±11,0	6,0 ²⁾ ; 7,0 ³⁾
	От 175 до 200	0,01	±7,0	±11,0	6,0 ²⁾ ; 8,0 ³⁾
МЗГ	От 0 до 25	0,01	±4,0	±5,0	2,0
	От 25 до 50	0,01	±4,0	±5,0	2,0
	От 50 до 75	0,01	±4,0	±5,0	3,0
	От 75 до 100	0,01	±4,0	±5,0	3,0
МЗЦ	От 0 до 25	0,001	±4,0	±6,0	5,0 ²⁾
	От 25 до 50	0,001	±4,0	±6,0	5,0 ²⁾
	От 50 до 75	0,001	±5,0	±8,0	5,0 ²⁾
	От 75 до 100	0,001	±5,0	±8,0	5,0 ²⁾
	От 100 до 125	0,001	±6,0	±9,0	6,0 ²⁾ ; 7,0 ³⁾
	От 125 до 150	0,001	±6,0	±9,0	6,0 ²⁾ ; 7,0 ³⁾
	От 150 до 175	0,001	±7,0	±11,0	6,0 ²⁾ ; 7,0 ³⁾
	От 175 до 200	0,001	±7,0	±11,0	6,0 ²⁾ ; 8,0 ³⁾
ММП	От 0 до 25	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 25 до 50	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 50 до 75	0,01	±5,0	±8,0	-
	От 75 до 100	0,01	±5,0	±8,0	-
	От 100 до 125	0,01	±6,0	±9,0	-
	От 125 до 150	0,01	±6,0	±9,0	-
	От 150 до 175	0,01	±7,0	±11,0	-
	От 0 до 25	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 25 до 50	0,001	±4,0	±6,0	-

Продолжение таблицы 1

Модель	Диапазон измерений, мм	Значение отсчета по шкалам стебля и барабана (дискретность отсчета), мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мкм		Отклонение от параллельности плоских измерительных поверхностей ¹⁾ , мкм, не более
			Исполнение 1	Исполнение 2	
ММПЦ	От 0 до 25	0,001	±2,0	±3,0	-
	От 25 до 50	0,001	±2,0	±3,0	-
	От 50 до 75	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 75 до 100	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 100 до 125	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 125 до 150	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 150 до 175	0,001	±4,0	±6,0	-
МНП	От 0 до 25	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 25 до 50	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 50 до 75	0,01	±5,0	±8,0	-
	От 75 до 100	0,01	±5,0	±8,0	-
	От 100 до 125	0,01	±6,0	±9,0	-
	От 125 до 150	0,01	±6,0	±9,0	-
	От 150 до 175	0,01	±7,0	±11,0	-
	От 175 до 200	0,01	±7,0	±11,0	-
МНПЦ	От 0 до 25	0,001	±2,0	±3,0	-
	От 25 до 50	0,001	±2,0	±3,0	-
	От 50 до 75	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 75 до 100	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 100 до 125	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 125 до 150	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 150 до 175	0,001	±4,0	±6,0	-
	От 175 до 200	0,001	±4,0	±6,0	-
МТП	От 0 до 25	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 25 до 50	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 50 до 75	0,01	±5,0	±8,0	-
	От 75 до 100	0,01	±5,0	±8,0	-
МТПЦ	От 0 до 25	0,001	±4,0	±6,0	-
	От 25 до 50	0,001	±4,0	±6,0	-
	От 50 до 75	0,001	±5,0	±8,0	-
	От 75 до 100	0,001	±5,0	±8,0	-

Продолжение таблицы 1

Модель	Диапазон измерений, мм	Значение отсчета по шкалам стебля и барабана (дискретность отсчета), мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мкм		Отклонение от параллельности плоских измерительных поверхностей ¹⁾ , мкм, не более
			Исполнение 1	Исполнение 2	
МКБ	От 0 до 25	0,01	±5,0	±8,0	-
	От 25 до 50	0,01	±6,0	±9,0	-
	От 50 до 75	0,01	±7,0	±11,0	-
	От 75 до 100	0,01	±8,0	±12,0	-
МКБЦ	От 0 до 25	0,001	±5,0	±8,0	-
	От 25 до 50	0,001	±6,0	±9,0	-
	От 50 до 75	0,001	±7,0	±11,0	-
	От 75 до 100	0,001	±8,0	±12,0	-
МСП	От 0 до 25	0,01	±4,0	±6,0	-
	От 25 до 50	0,01	±4,0	±6,0	-
МСПЦ	От 0 до 25	0,001	±4,0	±6,0	-
	От 25 до 50	0,001	±4,0	±6,0	-
МП	От 0 до 10	0,01	±4,0	±6,0	-
МПГ	От 0 до 10	0,01	±2,0	±4,0	-
МГ	От 0 до 5	0,01	±5,0	±8,0	-
	От 0 до 6,5	0,01	±3,0	±5,0	-
	От 0 до 13	0,01	±3,0	±5,0	-
	От 0 до 15	0,01	±3,0	±5,0	-
	От 0 до 25	0,01	±3,0	±5,0	-
	От 0 до 50	0,01	±5,0	±8,0	-
	От 0 до 25	0,001	±2,0	±4,0	-
	От 0 до 25	0,002	±3,0	±5,0	-
МГГ	От 0 до 25	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 0 до 50	0,001	±3,0	±5,0	-
МГЦ	От 0 до 25	0,001	±1,5	±3,0	-
	От 0 до 50	0,001	±3,0	±5,0	-
МГЦ2	От 0 до 30	0,001	±3,0	±5,0	-
	От 0 до 50	0,001	±5,0	±8,0	-
Примечание:					
¹⁾ - для измерительных поверхностей диаметром от 6 мм включительно					
²⁾ - с тарельчатыми измерительными поверхностями Ø20 мм					
³⁾ - с тарельчатыми измерительными поверхностями Ø30 мм					

Таблица 2 – Метрологические характеристики установочных мер

Номинальный размер установочных мер, мм	Допускаемые отклонения длины установочных мер от номинальных размеров, мкм	Отклонения от плоскопараллельности измерительных поверхностей установочных мер, мкм, не более
25; 50	$\pm 2,0$	1,0
75	$\pm 2,0$	1,5
100; 125	$\pm 2,0$	2,0
150; 175	$\pm 3,0$	2,5
200	$\pm 3,0$	3,5
225; 250; 275	$\pm 4,0$	3,5
300; 325; 350; 375; 400; 425	$\pm 5,0$	-
450; 475; 500; 525; 575	$\pm 5,0$	-
625; 675; 725	$\pm 7,0$	-
775; 825; 875; 925; 975	$\pm 8,0$	-

Таблица 3 - Габаритные размеры и масса микрометров

Модель	Диапазон измерений, мм	Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	Масса, кг, не более
МК	От 0 до 25	129x57x20	0,30
	От 25 до 50	162x73x20	0,45
	От 50 до 75	189x88x20	0,60
	От 75 до 100	208x106x20	0,80
	От 100 до 125	243x122x20	1,00
	От 125 до 150	271x138x20	1,10
	От 150 до 175	299x156x20	1,65
	От 175 до 200	326x173x20	1,80
	От 200 до 225	351x200x20	1,90
	От 225 до 250	370x220x20	2,00
	От 250 до 275	417x235x20	2,20
	От 275 до 300	443x249x20	2,30
МКГ	От 0 до 25	129x57x20	0,30
	От 25 до 50	162x73x20	0,45
	От 50 до 75	189x88x20	0,60
	От 75 до 100	208x106x20	0,80
	От 100 до 125	243x122x20	1,00
МКГ	От 125 до 150	271x138x20	1,10
	От 150 до 175	299x156x20	1,65
	От 175 до 200	326x173x20	1,80
	От 200 до 225	351x200x20	1,90
	От 225 до 250	370x220x20	2,00
	От 250 до 275	417x235x20	2,20

	От 275 до 300	443x249x20	2,30
--	---------------	------------	------

Продолжение таблицы 3

Модель	Диапазон измерений, мм	Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	Масса, кг, не более
МК2	От 0 до 25	129x57x20	0,30
	От 25 до 50	162x73x20	0,45
	От 50 до 75	189x88x20	0,60
	От 75 до 100	208x106x20	0,80
	От 100 до 125	243x122x20	1,00
	От 125 до 150	271x138x20	1,10
	От 150 до 175	299x156x20	1,65
	От 175 до 200	326x173x20	1,80
	От 200 до 225	351x200x20	1,90
	От 225 до 250	370x220x20	2,00
	От 250 до 275	417x235x20	2,20
	От 275 до 300	443x249x20	2,30
МКГ2	От 0 до 25	129x57x20	0,30
	От 25 до 50	162x73x20	0,45
	От 50 до 75	189x88x20	0,60
	От 75 до 100	208x106x20	0,80
	От 100 до 125	243x122x20	1,00
	От 125 до 150	271x138x20	1,10
	От 150 до 175	299x156x20	1,65
	От 175 до 200	326x173x20	1,80
	От 200 до 225	351x200x20	1,90
	От 225 до 250	370x220x20	2,00
	От 250 до 275	417x235x20	2,20
	От 275 до 300	443x249x20	2,30
МК3	От 0 до 50	162x73x20	0,47
	От 50 до 100	208x106x20	0,82
	От 0 до 100	208x106x20	0,83
	От 100 до 200	326x173x20	1,82
	От 200 до 300	443x249x20	2,32
	От 300 до 400	585x411x40	2,60
	От 400 до 500	691x455x40	4,10
	От 500 до 600	795x546x40	5,20
	От 600 до 700	880x616x40	6,10
	От 700 до 800	950x700x40	8,10
	От 800 до 900	1106x751x40	11,00
	От 900 до 1000	1208x805x40	12,20

Продолжение таблицы 3

Модель	Диапазон измерений, мм	Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	Масса, кг, не более
МКГЗ	От 300 до 400	585х411х40	2,60
	От 400 до 500	691х455х40	4,10
	От 500 до 600	795х546х40	5,20
МКЦ	От 0 до 25	162х62х25	0,40
	От 25 до 50	194х76х25	0,60
	От 50 до 75	221х92х25	0,80
	От 75 до 100	251х109х25	1,20
	От 100 до 125	291х129х25	1,20
	От 125 до 150	315х144х25	1,40
	От 150 до 175	345х169х25	1,60
	От 175 до 200	374х185х25	1,80
	От 200 до 225	397х204х25	2,00
	От 225 до 250	424х220х25	2,20
	От 250 до 275	451х235х25	2,60
	От 275 до 300	475х255х25	3,00
МКЦ2	От 0 до 50	194х76х25	0,65
	От 50 до 100	251х109х25	1,25
	От 0 до 100	251х109х25	1,30
	От 100 до 200	374х185х25	1,90
	От 200 до 300	475х255х25	3,10
	От 300 до 400	585х410х40	3,60
	От 400 до 500	691х456х40	4,30
	От 500 до 600	796х545х40	5,50
	От 600 до 700	881х615х40	6,40
	От 700 до 800	951х701х40	8,40
	От 800 до 900	1107х751х40	11,50
	От 900 до 1000	1209х806х40	12,50
МТ	От 0 до 25	128х57х20	0,20
	От 25 до 50	154х75х20	0,30
МТГ	От 0 до 25	128х57х20	0,20
МТ2	От 0 до 25	128х57х20	0,20
	От 25 до 50	154х75х20	0,30
МТН	От 0 до 25	128х57х20	0,20
	От 25 до 50	154х75х20	0,30
МЛ	От 0 до 15	125х116х57	0,30
	От 0 до 25	142х116х57	0,35
	От 25 до 50	167х240х57	0,55
	От 50 до 75	192х170х57	0,65

Продолжение таблицы 3

Модель	Диапазон измерений, мм	Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	Масса, кг, не более
МЛГ	От 0 до 5	125x116x57	0,30
	От 0 до 10	125x116x57	0,30
	От 0 до 25	142x116x57	0,35
МЛ2	От 0 до 25	142x225x20	0,85
МЗ	От 0 до 25	128x57x20	0,25
	От 25 до 50	155x76x20	0,50
	От 50 до 75	178x90x20	0,85
	От 75 до 100	204x108x20	0,90
	От 100 до 125	256x112x30	1,05
	От 125 до 150	277x112x30	1,15
	От 150 до 175	306x112x30	1,25
	От 175 до 200	329x112x30	1,55
МЗГ	От 0 до 25	128x57x25	0,25
	От 25 до 50	155x76x25	0,50
	От 50 до 75	178x90x25	0,85
	От 75 до 100	204x108x25	0,90
МЗЦ	От 0 до 25	128x57x25	0,30
	От 25 до 50	155x76x25	0,55
	От 50 до 75	178x90x25	0,90
	От 75 до 100	204x108x25	0,95
	От 100 до 125	256x112x30	1,10
	От 125 до 150	277x112x30	1,20
	От 150 до 175	306x112x30	1,30
	От 175 до 200	329x112x30	1,60
ММП	От 0 до 25	128x58x20	0,20
	От 25 до 50	152x72x20	0,30
	От 50 до 75	180x86x20	0,35
	От 75 до 100	210x102x20	0,50
	От 100 до 125	240x132x20	0,65
	От 125 до 150	266x152x20	0,75
	От 150 до 175	300x170x20	0,90
ММПЦ	От 0 до 25	160x61x25	0,35
	От 25 до 50	188x75x25	0,45
	От 50 до 75	217x106x25	0,65
	От 75 до 100	245x132x25	0,80
	От 100 до 125	270x135x25	0,90
	От 125 до 150	296x157x25	1,05
	От 150 до 175	329x177x25	1,20

Продолжение таблицы 3

Модель	Диапазон измерений, мм	Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	Масса, кг, не более
МНП	От 0 до 25	153х73х20	0,30
	От 25 до 50	177х91х20	0,40
	От 50 до 75	203х108х20	0,50
	От 75 до 100	256х110х20	0,70
	От 100 до 125	278х128х20	0,90
	От 125 до 150	305х145х20	1,20
	От 150 до 175	328х162х20	1,50
	От 175 до 200	327х180х20	1,80
МНПЦ	От 0 до 25	173х76х25	0,35
	От 25 до 50	197х91х25	0,45
	От 50 до 75	225х111х25	0,60
	От 75 до 100	276х113х25	0,80
	От 100 до 125	298х130х25	1,05
	От 125 до 150	330х149х25	1,25
	От 150 до 175	348х169х25	1,55
	От 175 до 200	362х186х25	1,90
МТП	От 0 до 25	128х58х20	0,20
	От 25 до 50	152х73х20	0,30
	От 50 до 75	180х85х20	0,40
	От 75 до 100	210х101х20	0,50
МТПЦ	От 0 до 25	159х62х25	0,35
	От 25 до 50	187х75х25	0,45
	От 50 до 75	217х106х25	0,60
	От 75 до 100	245х131х25	0,80
МКБ	От 0 до 25	128х85х25	0,20
	От 25 до 50	151х101х25	0,30
	От 50 до 75	180х111х25	0,40
	От 75 до 100	211х125х25	0,50
МКБЦ	От 0 до 25	159х62х20	0,30
	От 25 до 50	187х75х20	0,40
	От 50 до 75	218х105х20	0,50
	От 75 до 100	245х131х20	0,60
МСП	От 0 до 25	119х50х20	0,40
	От 25 до 50	144х50х20	0,70
МСПЦ	От 0 до 25	119х50х25	0,45
	От 25 до 50	144х50х25	0,75
МП	От 0 до 10	95х20х20	0,08
МПг	От 0 до 10	95х20х20	0,08

Продолжение таблицы 3

Модель	Диапазон измерений, мм	Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	Масса, кг, не более
МГ	От 0 до 5	32х6х6	0,07
	От 0 до 6,5	37х10х10	0,08
	От 0 до 6,5	42х20х20	0,09
	От 0 до 13	70х14х14	0,09
	От 0 до 13	55х29х29	0,09
	От 0 до 15	76х15х15	0,09
	От 0 до 15	94х29х29	0,10
	От 0 до 15	115х30х30	0,11
	От 0 до 25	133х20х20	0,20
	От 0 до 25	119х49х49	0,35
	От 0 до 50	180х20х20	0,30
	От 0 до 50	185х30х30	0,40
	От 0 до 50	163х49х49	0,50
МГГ	От 0 до 25	119х20х20	0,14
МГЦ	От 0 до 25	160х50х25	0,20
	От 0 до 50	198х50х25	0,40
МГЦ2	От 0 до 30	162х50х30	0,25
	От 0 до 50	196х50х30	0,50

Таблица 4 – Измерительное усилие, колебание измерительного усилия и допуск плоскостности

Наименование характеристики	Значение
Измерительное усилие ¹⁾ , Н	От 3 до 12
Колебание измерительного усилия ¹⁾ , Н, не более	2
Допуск плоскостности плоских измерительных поверхностей ²⁾ , мкм	0,9
Примечание:	
¹⁾ - кроме микрометров моделей МЛ, МЛГ с верхним пределом диапазона измерений до 15 мм включительно, а также микрометров моделей МП, МПГ, МГ, МГГ, МГЦ, МГЦ2;	
²⁾ - для микрометров с диаметром измерительных поверхностей от 6 мм включительно, кроме микрометров моделей МЛ, МЛГ с верхним пределом диапазона измерений до 15 мм включительно, а также микрометров моделей МП и МПГ.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Вылет скобы микрометров модели МЛ, мм, не менее, для микрометров с диапазонами измерений:	
- от 0 до 15 мм	50
- от 0 до 25 мм	50; 100; 150
- от 25 до 50 мм	100
- от 50 до 75 мм	75
Вылет скобы микрометров модели МЛГ, мм, не менее, для микрометров с диапазонами измерений:	
- от 0 до 5 мм	20
- от 0 до 10 мм	40
- от 0 до 25 мм	80
Вылет скобы микрометров модели МЛ2, мм, не менее	50; 100; 150; 300

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Диаметры измерительных поверхностей микрометров моделей, мм, не менее: -МЗ и МЗЦ - МЗГ	20; 30 24

Таблица 6 – Условия эксплуатации и средний срок службы

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур, °С - скорость изменения температуры в течении 1 ч, °С, не более - относительная влажность, %, не более	От +15 до +25 0,5 80
Средний срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Комплектность
Микрометр	-	1 шт.
Элемент питания для микрометров с цифровым отсчетным устройством	-	1 шт.
Установочная мера для микрометров с нижним пределом диапазона измерений от 25 мм моделей МК, МКГ, МК2, МКГ2, МК3, МКГ3, МКЦ, МКЦ2, МЗ, МЗГ, МЗЦ	-	1 компл.
Сменные пятки для микрометров типов МСП, МСПЦ	-	1 компл.
Ключ		1 шт.
Футляр	-	1 шт.
Паспорт для микрометров моделей: МК МКГ МК2 МКГ2 МК3 МКГ3 МКЦ МКЦ2 МТ МТГ МТ2 МТН МЛ МЛГ МЛ2	МК.00.001 ПС МКГ.00.001 ПС МК2.00.001 ПС МКГ2.00.001 ПС МК3.00.001 ПС МКГ3.00.001 ПС МКЦ.00.001 ПС МКЦ2.00.001 ПС МТ.00.001 ПС МТГ.00.001 ПС МТ2.00.001 ПС МТН.00.001 ПС МЛ.00.001 ПС МЛГ.00.001 ПС МЛ2.00.001 ПС	1 экз.

МЗ	МЗ.00.001 ПС	
----	--------------	--

Продолжение таблицы 7

Наименование	Обозначение	Комплектность
МЗг	МЗг.00.001 ПС	1 экз.
МЗЦ	МЗЦ.00.001 ПС	
ММП	ММП.00.001 ПС	
ММПЦ	ММПЦ.00.001 ПС	
МНП	МНП.00.001 ПС	
МНПЦ	МНПЦ.00.001 ПС	
МТП	МТП.00.001 ПС	
МТПЦ	МТПЦ.00.001 ПС	
МКБ	МКБ.00.001 ПС	
МКБЦ	МКБЦ.00.001 ПС	
МСП	МСП.00.001 ПС	
МСПЦ	МСПЦ.00.001 ПС	
МП	МП.00.001 ПС	
МПг	МПг.00.001 ПС	
МГ	МГ.00.001 ПС	
МГг	МГг.00.001 ПС	
МГЦ	МГЦ.00.001 ПС	
МГЦ2	МГЦ2.00.001 ПС	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Порядок работы» паспорта микрометров.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к микрометрам торговой марки «Калибр»

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2840 от 29 декабря 2018 г.

ТУ 26.51.33.131-012-04567838-2020 «Микрометры торговой марки «Калибр». Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Южно-Уральский Инструментальный Завод «КАЛИБР» (ООО ЮУИЗ «КАЛИБР»)

ИНН 7449131361

Адрес: 454119, г. Челябинск, ул. Нахимова, д. 20-п, помещение 6, офис 1

Почтовый адрес: 454092, г. Челябинск-92, а/я 9477

Телефон (факс): +7 351 734-96-34,

E-mail: fax@kalibr.info; Web- сайт: www.kalibr.info

Испытательный центр

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

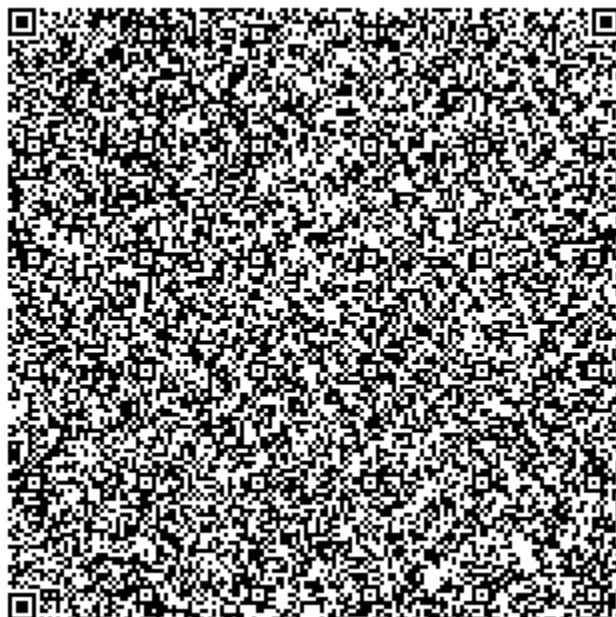
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

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

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83831-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Воскресенские минеральные удобрения»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на GSM/GPRS-модем, далее по каналу связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS 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.

Передача информации от уровня ИБК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

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 каждые 30 мин. Корректировка часов сервера производится при расхождении часов сервера с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время каждого сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре-паспорте на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Воскресенские минеральные удобрения».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c38ccdd09ca8f92d6f96ac33d157a0e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ № 535 Азотная, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Федино – Азотная	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Smartum Server-42C5	Актив- ная	0,6	1,5
		2	ПС 110 кВ № 535 Азотная, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Пески – Азотная	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С			ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Реак- тивная
3	ПС 110 кВ № 737 Неверово, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Федино – Неверово								ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С
		4	ПС 110 кВ № 737 Неверово, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Пески – Неверово	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С			ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 61431-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ПС 110 кВ № 737 Неверово, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Федино – Неверово								ТГ145N Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 75894-19 Фазы: А; В; С
		4	ПС 110 кВ № 737 Неверово, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Пески – Неверово	ТГ145N Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 75894-19 Фазы: А; В; С			НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
4	ПС 110 кВ № 737 Неверово, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Пески – Неверово								ТГ145N Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 75894-19 Фазы: А; В; С
		4	ПС 110 кВ № 737 Неверово, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Пески – Неверово	ТГ145N Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 75894-19 Фазы: А; В; С			НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ № 201 Серная, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Фе-дино – Серная	TG145N Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Smartum Server-42C5	Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,5	3,0
6	ПС 110 кВ № 201 Серная, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Пески – Сер-ная	TG145N Кл.т. 0,2S 500/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,9	1,6
							Реак- тивная	1,5	3,0
7	ПС 110 кВ № 535 Азотная, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. Город Л-1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
8	ПС 110 кВ № 535 Азотная, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ ф. Город Л-2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
9	ПС 110 кВ № 535 Азотная, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 43, КЛ-6 кВ ф. Город Л-3	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110 кВ № 535 Азотная, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 62, КЛ-6 кВ ф. Город Л-4	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Smartum Server-42C5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
11	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 57, КЛ-6 кВ ф. РП-202 Л-1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
12	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 38, КЛ-6 кВ ф. РП-202 Л-2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
13	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ ф. РП-202 Л-3	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
14	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 30, КЛ-6 кВ ф. РП-202 Л-4	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 10, КЛ-6 кВ ф. Город Л-7	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Smartum Server-42C5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
16	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 62, КЛ-6 кВ ф. Город Л-8	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
17	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 11, КЛ-6 кВ ф. Город Л-9	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
18	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 20, КЛ-6 кВ ф. Город Л-10	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
19	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 64, КЛ-6 кВ ф. Город Л-11	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 65, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.08 Кл.т. 0,5S Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Smartum Server-42C5	Актив- ная	1,3	3,3
21	ПС 110 кВ № 201 Серная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18, КЛ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.08 Кл.т. 0,5S Рег. № 46634-11			Актив- ная	1,3	3,3
22	РП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 3, КЛ-6 кВ ф. Кирпичный завод Л-1	ТПОЛ-К-10 У2 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 63265-16 Фазы: А; С	ЗНОЛП-К-10 У2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 57686-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 5,2
23	РП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18, КЛ-6 кВ ф. Кирпичный завод Л-2	ТПОЛ-К-10 У2 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 63265-16 Фазы: А; С	ЗНОЛП-К-10 У2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 57686-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 5,2
24	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 9	ТЛО-10 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,3
25	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 10	ТЛО-10 Кл.т. 0,2 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 17	ТЛО-10 Кл.т. 0,2 200/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Smartum Server-42C5	Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1,-6, 20-23 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена 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	26
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-6, 20-23 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-6, 20-23 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C для ИК №№ 1-21 для ИК №№ 22-26 температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +35 от -5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: 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 220000 2 90000 2 45000 2 50000 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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	TG145N	12
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	26

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	10
Трансформаторы тока	ТПОЛ-К-10 У2	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	12
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-К-10 У2	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	19
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	5
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Smartum Server-42C5	1
Формуляр-паспорт	01.2021.ВМУ-АУ.ФО-ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «Воскресенские минеральные удобрения», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Воскресенские минеральные удобрения»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистема» (ООО «Энергосистема») ИНН 7715887873

Адрес: 129090, г. Москва, Протопоповский пер., д. 17, стр. 3, пом. № 6

Телефон: (495) 146-88-67

Web-сайт: nrgsystema.ru

E-mail: info@nrgsystema.ru

Испытательный центр

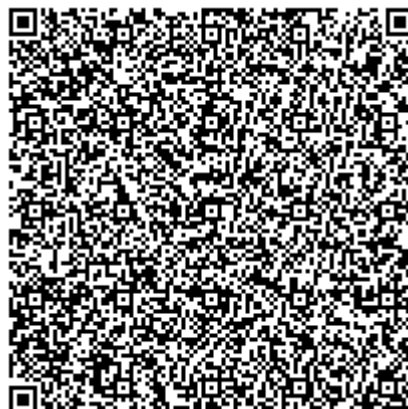
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83832-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Липецкцемент» (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 многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), АРМ энергосбытовой организации – субъекта оптового рынка, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, на котором выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Сервер БД раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты в формате XML на АРМ энергосбытовой организации – субъекта оптового рынка. АРМ энергосбытовой организации – субъекта оптового рынка отправляет данные отчеты в формате XML по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP в филиал АО «СО ЕЭС», всем заинтересованным субъектам и другим заинтересованным лицам в рамках согласованного регламента и с использованием электронной подписи в АО «АТС».

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и часы УСПД. Сравнение показаний часов УСПД с единым координированным временем обеспечивается встроенным приемником по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера БД с часами УСПД осуществляется при каждом опросе. Корректировка часов сервера БД выполняется при расхождении часов сервера БД и часов УСПД более $\pm 0,5$ с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков происходит при расхождении показаний часов счетчиков с часами УСПД более ± 1 с.

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

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	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

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТП «РМЦ-1» 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТК 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1407-60 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	Сервер БД	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,1
2	РП «Карьер» 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТОЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
3	РП «Новосырьевая» 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
4	РП «Новокомпрес- сорная» 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТОЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 51199-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	РП «Сырьевая» 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Сервер БД	Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,6
6	РП «Компрессорная» 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив-ная	1,0	2,9
							Реак-тивная	2,0	4,5
7	ПС «Помол» 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,6
8	ПС «Помол» 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТОЛ 10-I 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 15128-96 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,6
9	РП «Компрессорная» 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив-ная	1,0	2,9
							Реак-тивная	2,0	4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	РП «Сырьевая» 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТОЛ-10 УТ2 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,5
11	РП «Новокомпрес- сорная» 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТОЛ-10 УТ2 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	Сервер БД	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
12	ПС «Новопомоль- ная» 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТОЛ-10 УТ2 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
13	ПС «Новопомоль- ная» 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТОЛ-10 УТ2 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
14	РП «Новосырьевая» 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
15	РП «Карьер» 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 2 6 кВ	ТПЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ПС «Помол» 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч.16	ТК 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1407-60 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,9	2,9 4,5
17	ТП 400 кВА 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч. ЧП «Сокольских»	Т-0,66 М УЗ/П 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 50733-12 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02.2-37 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,9	3,2 4,5
18	РП «Карьер» 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №2	ТОЛ-10 УТ2 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
19	КТП №2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, авт. №3100 ФГУП «Союзвзрывпром»	Т-0,66 М УЗ/П 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 50733-12 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02.2-37 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Сервер БД	Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,9	3,2 4,5
20	ПС «Сушка глины» 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч. №54 ООО «Экосервис»	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.02.2-37 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,9	3,2 4,5
21	ПС «Дробильная» 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. АО «Евробетон»	ТШЛ-0,66-II 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 3422-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,9	2,9 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	РП «Карьер» 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №1 ФКУ «Черноземуправто- дор»	ТОЛ-НТЗ-10 50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
23	ЩСУ-0,4 кВ здания «Нового заводо- управления», с.ш. 0,4 кВ, ИП «Алиев»	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл.т. 1,0 Рег. № 39617-09	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	Сервер БД	Актив- ная	1,0	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях									±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 тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД 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	23
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	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 $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД и счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	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 +10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.02: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭБ-1ТМ.02Д: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 165000 2 140000 2 100000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 35 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и УСПД;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- журнал сервера БД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
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;
УСПД;
сервера БД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
УСПД;
сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока стационарные	ТК	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	16
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	12
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ/П	6
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66-II	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 УЗ	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	18
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики активной энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.02Д	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер БД	-	1
Паспорт-формуляр	ЮНИУ.466453.025.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Липецкцемент», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Липецкцемент»

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

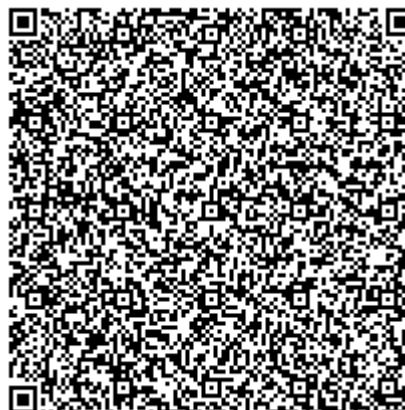
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегионсбыт»
(ООО «Межрегионсбыт»)
ИНН 7704550388
Адрес: 108811, г. Москва, Киевское шоссе 22 км (п. Московский), домовладение 4, строение 2, офис 605/1
Телефон: (495) 602-07-98, (495) 602-07-94
Факс: (495) 240-58-01
Web-сайт: mrsb.ru
E-mail: info@mrsb.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83833-21

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (12 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (12 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

Также 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).

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), 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 1 раз в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (12 очередь).

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	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

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	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 условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	РУ-10 кВ №1 ООО ЧЗДП, 2 СШ 10 кВ, Яч. 4, КЛ 10 кВ ф. ДСП-2	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 57274-14 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная	1,1	3,3
		2	РУ-10 кВ №1 ООО ЧЗДП, 1 СШ 10 кВ, Яч. 5, КЛ 10 кВ ф. ДСП-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С			НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	Реак- тивная
3	ТП №32 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ			ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С			НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	Актив- ная
		4	ТП №32 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН 125 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С			-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Реак- тивная
3	ТП №32 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ			ТТН 125 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С			-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив- ная
		4	ТП №32 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН 125 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С			-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Реак- тивная
3	ТП №32 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ			ТТН 125 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С			-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Актив- ная
		4	ТП №32 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН 125 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С			-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	Реак- тивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ТП №34 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
6	ТП №34 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
7	ТП №35 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4 кВ	ТТН 125 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
8	ТП №35 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод2 0,4 кВ	ТТН 125 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
9	ТП №36 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4 кВ	ТТН 85 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ТП №36 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН 85 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART-03 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
11	ТП №37 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН 40 Кл.т. 0,5S 500/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 3АРТ.09.132.4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47122-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
12	ТП №48 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТТН 100 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
13	ТП №48 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН 100 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
14	ТП-1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН 85 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
15	ТП-2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН 85 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ТП-1392 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
17	ТП-1392 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
18	КТП-6115Н 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод1 0,4 кВ	ТТИ 100 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
19	КТП-6115Н 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод2 0,4 кВ	ТТИ 100 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,6
20	КТП №004 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
21	КТП №006 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ЗТП №007 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
23	КТП №005 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
24	ПС 35 кВ Пенза- компрессормаш, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Яч. №3, КЛ 6 кВ Яч. №3	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
25	ПС 35 кВ Пенза- компрессормаш, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Яч. №16, КЛ 6 кВ Яч. №16	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
26	ТП-0503 6 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,2 6,1
27	ТП-0503 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQC- SIGDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	ТП-0503 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	Меркурий 230 ART-00 PQC- SIGDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
29	ТП-0507 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
30	ТП-252п 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 250/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
31	ТП-253п 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 30/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
32	ТП №2 10 кВ, РУ- 10 кВ, СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	3хЗНОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,2 10000/√3/100/√3 Рег. № 71707-18 Фазы: АВС	Меркурий 234 ART-00 PR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	ТП №3 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН 125 Кл.т. 0,5 2500/5 Рег. № 75345-19 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
34	2КТП 1125п 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 40/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	ЗНОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 230 ART-00 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
35	2КТП 1125п 10 кВ, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 40/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	Меркурий 230 ART-00 PQR- SIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 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 №№ 1-13, 18, 19, 31 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена 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
1	2
Количество ИК	35
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-13, 18, 19, 31 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-13, 18, 19, 31 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	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 +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Меркурий 234 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 75755-19): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 230: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов ПСЧ-3АРТ.09, Меркурий 236, Меркурий 234 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 48266-11): 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	320000 2 150000 2 220000 2 165000 2 140000 2 45000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типов Меркурий 234, Меркурий 236:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	170
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа Меркурий 230:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа ПСЧ-3АРТ.09:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	60
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа ПСЧ.4ТМ.05МК:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	114
при отключении питания, лет, не менее	10
для счетчиков типа ПСЧ.4ТМ.05М:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

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:
счетчика 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

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	12
Трансформаторы тока	ТТН	36
Трансформаторы тока	ТТН 85	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ 100	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	15
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 УЗ	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения	3хЗНОЛ-СЭЦ-10	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	12
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	ПСЧ-3АРТ.09	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 236	14
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 234	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройства синхронизации времени	UCB-3	1
Сервер	Fujitsu PRIMERGY RX2510 M2	1
Паспорт-формуляр	33178186.411711.012.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «НЭК» (12 очередь)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭК» (12 очередь)

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Новая энергетическая компания» (ООО «НЭК»)

ИНН 2308259377

Адрес: 350051, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Раппопортская, д. 256

Юридический адрес: 350051, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Раппопортская, д. 256, оф. 7

Телефон: (800) 700-69-83

Web-сайт: www.art-nek.ru

E-mail: info@art-nek.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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

