

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом конвекционных рудоразмораживающих установок АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	Обозначение отсутствует	Е	85990-22	РИЦ507	Общество с ограниченной ответственностью ЕвразТехника (ООО "ЕвразТехника"), г. Новокузнецк	Акционерное общество "ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат" (АО "ЕВРАЗ ЗСМК"), г. Новокузнецк	ОС	МП РИЦ507-2022	3 года	Общество с ограниченной ответственностью ЕвразТехника (ООО "ЕвразТехника"), г. Новокузнецк	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", г. Новокузнецк	18.01.2022
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	Е	85991-22	004	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетиче-	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетиче-	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая сервисная компания" (ООО	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	21.03.2022

	ческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 330 кВ Южная					ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				"ЭСК"), Республика Татарстан, Сабинский район, пгт Богатые Сабы		
3.	Твердомеры Виккерса	Qness	С	85992-22	Мод. Qness 60 M EVO зав. № Q 1967/11/20; мод. Qness 10 CHD Master зав. № Q 1925/10/20	Фирма "ATM Qness GmbH", Австрия	Фирма "ATM Qness GmbH", Австрия	ОС	Qness 10/30/60 - 01 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Вердер Сайнтифик" (ООО "Вердер Сайнтифик"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	21.12.2021
4.	Хромато-масс-спектрометр жидкостный	G6470B Triple Quadrupole LC/MS System	Е	85993-22	SG2137G213	"Agilent Technologies Singapore Pte Ltd.", Сингапур	"Agilent Technologies, Inc.", США	ОС	009-30-21 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "КР-Аналитика" (ООО "КР-Аналитика"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	22.04.2022
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Ершовская"	Обозначение отсутствует	Е	85994-22	361	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 206.1-034-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	25.04.2022
6.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	85995-22	362	Общество с ограниченной ответственностью "Инже-	Публичное акционерное общество "Федеральная се-	ОС	МП 206.1-033-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инже-	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	11.04.2022

	но-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Волжская"					нерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	тевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				нерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва		
7.	Системы автоматизированные измерительные	ТЕСТ-2103	С	85996-22	2108001	Общество с ограниченной ответственностью "VXI-Системы" (ООО "VXI-Системы"), г. Москва, г. Зеленоград	Общество с ограниченной ответственностью "VXI-Системы" (ООО "VXI-Системы"), г. Москва, г. Зеленоград	ОС	раздел 13 "Методика поверки" ФТКС.4117 13.390РЭ	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "VXI-Системы" (ООО "VXI-Системы"), г. Москва, г. Зеленоград	ООО "НИЦ "ЭНЕРГО", г. Москва	15.04.2022
8.	Комплекс автоматизированный измерительный вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик антенн коллиматорным методом до 18 ГГц ВМФТ.41173 4.004	Обозначение отсутствует	Е	85997-22	2090004	Общество с ограниченной ответственностью "СМАЙТЕК" (ООО "СМАЙТЕК"), г. Москва, Территория Сколково инновационного центра	Общество с ограниченной ответственностью "СМАЙТЕК" (ООО "СМАЙТЕК"), г. Москва, Территория Сколково инновационного центра	ОС	133-22-02 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "СМАЙТЕК" (ООО "СМАЙТЕК"), г. Москва, Территория Сколково инновационного центра	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	31.03.2022
9.	Система автоматизированная информацион-	Обозначение отсутствует	Е	85998-22	002	Открытое акционерное общество "Межрегио-	Открытое акционерное общество "Межрегио-	ОС	МП-312235-182-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "НПК"	ООО "Энергокомплекс", г. Магнитогорск	28.02.2022

	но-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО "МРСК Урала" - "Челяб-энерго"					нальная распределительная сетевая компания Урала" (ОАО "МРСК Урала"), г. Екатеринбург	нальная распределительная сетевая компания Урала" (ОАО "МРСК Урала"), г. Екатеринбург				(ООО "НПК"), г. Москва		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Воронежский	Обозначение отсутствует	Е	85999-22	86	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Энергоресурс" (ООО "Энергоресурс"), г. Воронеж	ОС	МП 26.51/147/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	18.05.2022
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО "ЭК Эталон" (1-я очередь)	Обозначение отсутствует	Е	86000-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ОС	МП 12-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	31.03.2022
12.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	86001-22	4	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП 037-2022	4 года	Общество с ограниченной	ООО "Спец-энергопроект",	17.05.2022

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоконсалт" (4 очередь)	отсутствует				ответственно-стью "Системы Релейной Защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	ответственно-стью "ЭНЕРГОКОМПЛЕКС" (ООО "ЭНЕРГОКОМПЛЕКС"), г. Тюмень				ответственно-стью "Системы Релейной Защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	г. Москва	
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Романовский	Обозначение отсутствует	Е	86002-22	87	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Энергоресурс" (ООО "Энергоресурс"), г. Воронеж	ОС	МП 26.51/148/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	23.05.2022
14.	Трансформаторы тока	ТФМ-110-II-УХЛ1	Е	86003-22	831308/2003, 831310/2003, 831311/2003, 831312/2003, 831313/2003, 831314/2003, 831316/2003, 831317/2003, 831318/2003, 831319/2003, 831321/2003, 831322/2003, 992303/02,	Открытое акционерное общество "Производственный комплекс ХК Электрозавод" (ОАО "ПК ХК Электрозавод"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Производственный комплекс ХК Электрозавод" (ОАО "ПК ХК Электрозавод"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	23.05.2022

					992304/02, 992305/02, 992306/02, 992307/02, 992308/02, 992310/02, 992312/02, 992314/02								
15.	Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б	Е	86004-22	ТФЗМ 110Б-I У1 зав. № 60158, 60163, 60165; ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 зав. № 61816; ТФЗМ 110Б-IV У1 зав. № 11585; ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1 зав. № 16213, 16214, 16215	Открытое акционерное общество "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры" (ОАО "ЗЗВА"), Украина	Открытое акционерное общество "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры" (ОАО "ЗЗВА"), Украина	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	25.05.2022
16.	Стенды балансировочные	Beissbarth	С	86005-22	Мод. МТ 826 зав. № 213024545, мод. МТ 826 D Bike BMW зав. № 213024845, мод. VAS 741 081 LCD AWLP зав. № 213024945	Beissbarth GmbH, Германия (производственная площадка Sicam s.r.l. Società Unipersonale, Италия)	Beissbarth GmbH, Германия	ОС	МП АПМ 07-21	1 год	Beissbarth GmbH, Германия	ООО "Авто-прогресс-М", г. Москва	18.10.2021
17.	Контроллеры многофункциональные	КМ ЭНТЕК E2R2 (G) - a V.4	С	86009-22	0863, 6376, 0333, 0985, 9962	Общество с ограниченной ответственностью "Энтелс" (ООО "Энтелс"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Энтелс" (ООО "Энтелс"), г. Москва	ОС	МП 201-002-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энтелс" (ООО "Энтелс"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	18.04.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85990-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом конвекционных рудоразмораживающих установок АО «ЕВРАЗ ЗСМК»

Назначение средства измерения

Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом конвекционных рудоразмораживающих установок АО «ЕВРАЗ ЗСМК» (далее - ИС АСУТП) предназначена для измерений объемного расхода доменного газа, давления доменного газа, температуры (воздуха, газообразных сред, материала в вагоне, технологических частей оборудования), контроля технологических параметров, их отображения и хранения, диагностики состояния оборудования, формирования сигналов управления и регулирования, формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой многофункциональную трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

– 1-й уровень включает в себя измерительные модули ввода 6ES7531-7KF00-0AB0 из состава контроллера программируемого логического Simatic S7-1500, образующие измерительные каналы (ИК). По типу входного сигнала ИК разделяют на ИК измерения унифицированного сигнала постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА, ИК сигнала с термопреобразователями сопротивления (ТС) с номинальными статическими характеристиками преобразования по ГОСТ 6651-2009 и ИК сигнала с термопар по ГОСТ Р 8.585-2001.

– 2-й уровень включает в себя процессорный модуль сбора и обработки данных (CPU) CPU 1511-1 PN.

– 3-й уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), состоящий из: серверов сбора и обработки данных, серверов визуализации технологического процесса автоматизированных рабочих мест, устройств сетевой коммуникации.

Принцип действия ИС АСУТП основан на непрерывном измерении входных измерительных сигналов, их обработки, визуализации и выдачи управляющих сигналов.

Первичные измерительные преобразователи (далее – ПИП, не входят в состав ИС АСУТП) преобразуют текущие значения параметров технологических процессов в унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА и/или сигналы по ГОСТ 6651-2009 и/или сигналы по ГОСТ Р 8.585-2001.

ИС АСУТП осуществляет прием измерительных сигналов технологических процессов следующим образом:

– аналоговые электрические сигналы от ПИП поступают на входы измерительных модулей аналогового ввода. Модули осуществляет аналого-цифровое преобразование в цифровой код;

– CPU циклически опрашивает модули аналогового ввода, производит сбор и обработку данных в цифровом виде, осуществляет преобразование измеренных значений сигналов в значения физических величин;

– далее информация о значениях физических параметров технологического процесса в неизменном виде поступает на ИВК, где регистрируется в базах данных серверов и отображается на мнемосхемах, гистограммах и трендах в единицах физических величин.

ИС АСУТП обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и отображение параметров технологического процесса;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- самодиагностика;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров;
- ведение журнала событий технических и программных средств;
- обеспечение единого времени компонентов системы.

ИК ИС АСУТП имеют простую структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований. Структурная схема ИС АСУТП приведена на рисунке 1 и на рисунке 2.

Все компоненты ИС АСУТП размещаются в специализированных запираемых шкафах, размещенных в специальных помещениях, имеющие ограничение доступа.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

ИС работает под управлением программного обеспечения (ПО) состоящего из следующих компонентов:

- SIMATIC WinCC 7 и разработанного на его основе программного проекта автоматизации WinCC «RRU_1», «RRU_2». ПО SCADA (метрологически значимая часть ПО ИС) выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, основных параметров технологического процесса, сигналов сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора;

- TIA PORTAL v. 15.1 и разработанного на его основе программных проектов автоматизации PLC «507_01», «507_02», «507_03», «507_04», «507_05», «507_06». ПО контроллеров SIMATIC S7-1500 (метрологически значимая часть ПО ИС) осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу блокировок, предупредительной и аварийной сигнализации.

Защита от несанкционированного изменения параметров настроек измерительных каналов, алгоритмов измерений, преобразования и вычисления параметров метрологически значимой части ПО обеспечивается системой паролирования доступа к интерфейсу ПО. Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 1.

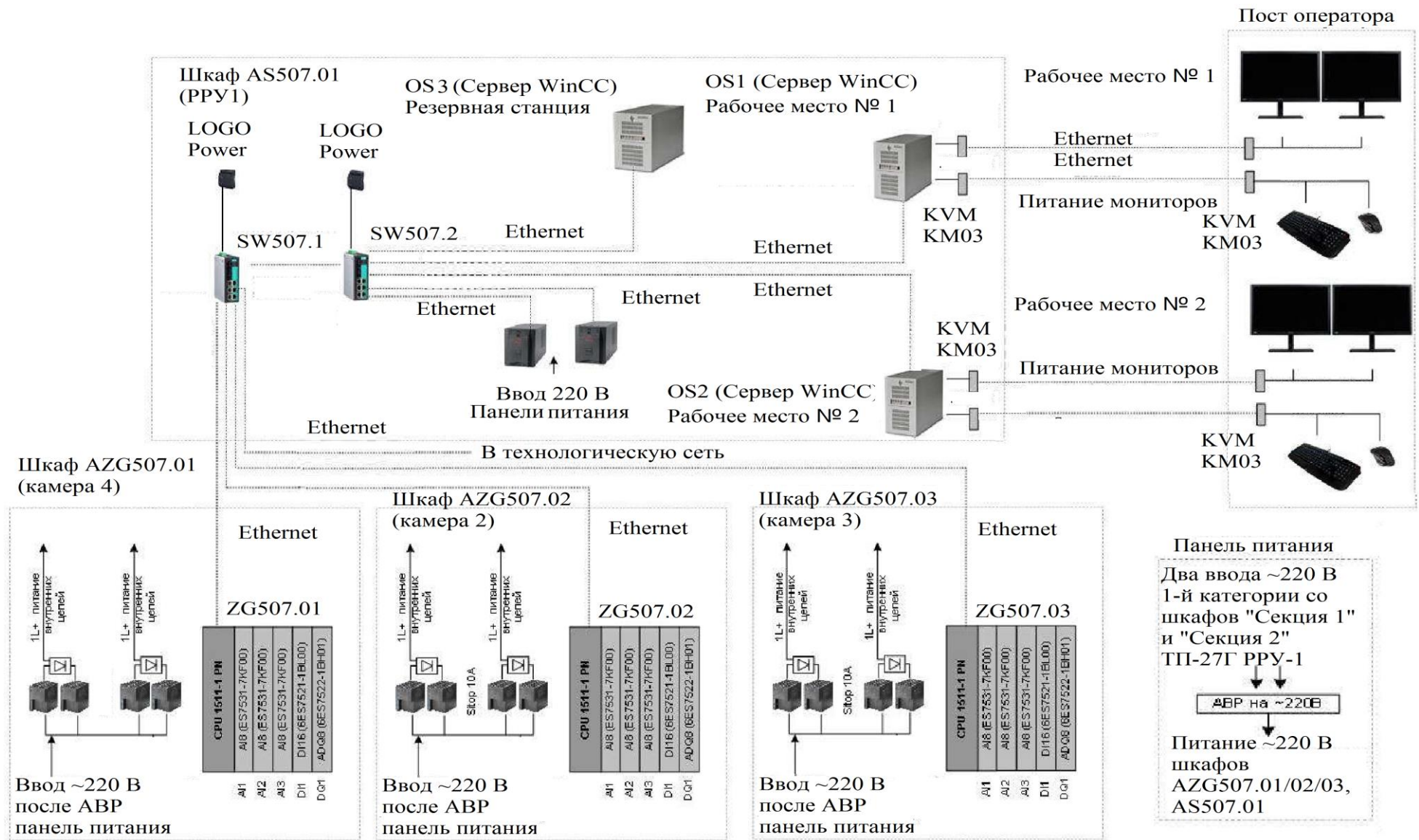


Рисунок 1 - Структурная схема ИС АСУТП (PPU1)

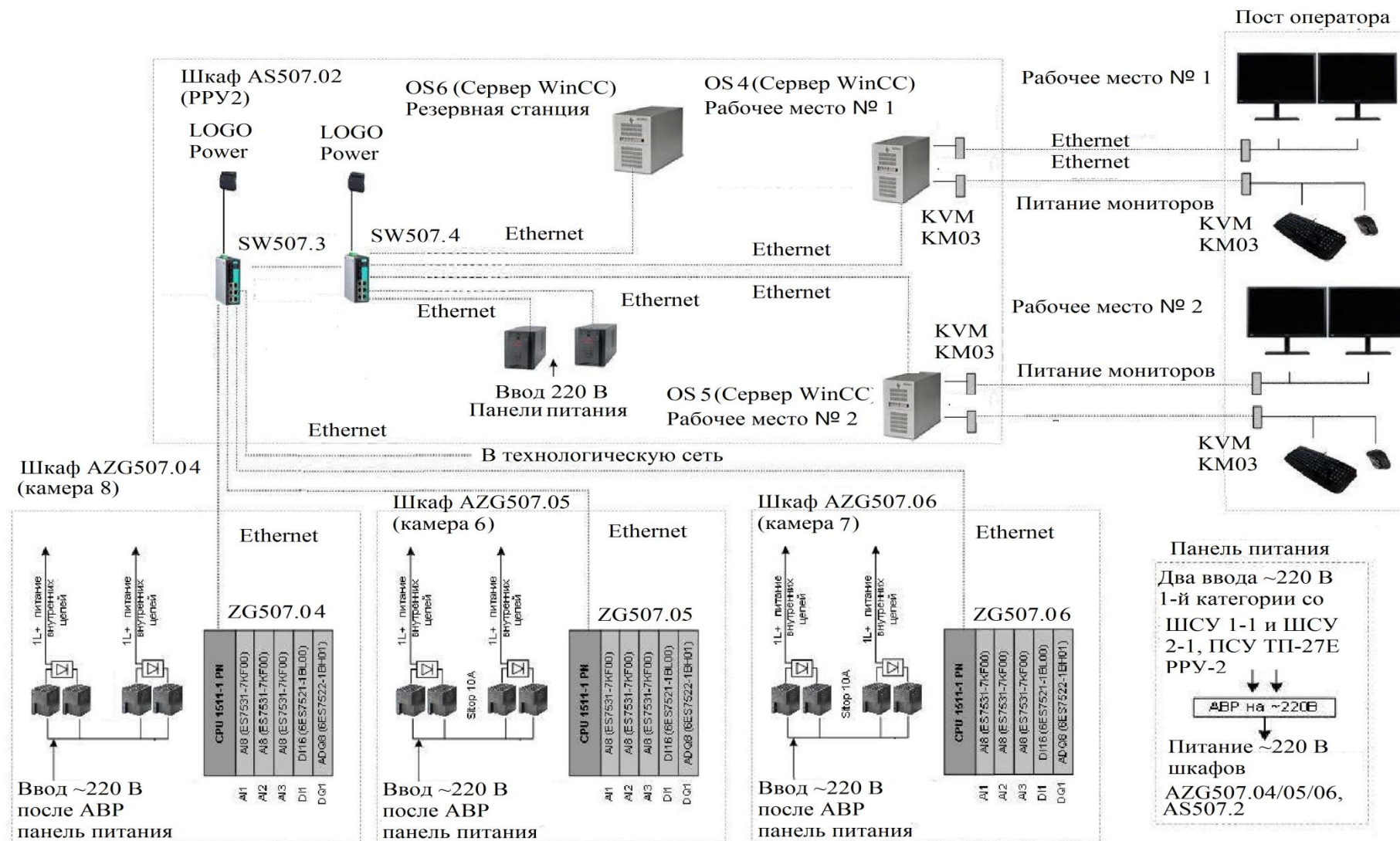


Рисунок 2 - Структурная схема ИС АСУТП (PPU2)

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Проекты контроллера PLC: «507_01», «507_02», «507_03», «507_04», «507_05», «507_06», Проекты WinCC подсистемы визуализации: «RRU_1», «RRU_2»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	—
Цифровой идентификатор ПО	Для файла конфигурации проекта PLC «507_01»: \RRU_1_PLC\507_01\System\PEData.plf 0c32a82c45bbfb6e516b934e616748c5 Для файла конфигурации проекта PLC «507_02»: \RRU_1_PLC\507_02\System\PEData.plf 12624835933b3d521bb8abd7f0022f3a Для файла конфигурации проекта PLC «507_03»: \RRU_1_PLC\507_03\System\PEData.plf 8ddddd3cf3ad3c5eff906772e21d7a7ab Для файла конфигурации проекта PLC «507_04»: \RRU_2_PLC\507_04\System\PEData.plf a942ab4b54d4b6d364edee80acd968e2 Для файла конфигурации проекта PLC «507_05»: \RRU_2_PLC\507_05\System\PEData.plf 12ff3604a23bd3e371d4ef1aef575097 Для файла конфигурации проекта PLC «507_06»: \RRU_2_PLC\507_06\System\PEData.plf ad420e3853174bcde5eb2a48dc51e69e Для файла конфигурации проекта WinCC «RRU_1»: \RRU_1\RRU_1.mdf ae006311fa4b586d4b933d92ba251ed8 Для файла конфигурации проекта WinCC «RRU_2»: \RRU_2\RRU_2.mdf aa5e1810cfbad17d007a30314ba17c06
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО контроллера. Уровень защиты ПО контроллера и ПО ИВК от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по классификации Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 2, технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики измерительных каналов

Измеряемые физические величины	Тип сигнала	Модуль ввода	Контроллер	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
Объемный расход доменного газа, давление доменного газа, температура (воздуха, материала в вагоне)	AI, от 4 до 20 мА	6ES7531-7KF00-0AB0 рег. № 60314-15	Simatic S7-1500 6ES7511-1AK02-0AB0	$\pm \left(\frac{0,3}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)^*$
Температура газообразных сред и технологических частей оборудования	AI, по ГОСТ Р 8.585-2001 от -9,49 до 66,47 мВ	6ES7531-7KF00-0AB0 рег. № 60314-15	Simatic S7-1500 6ES7511-1AK02-0AB0	$\pm \left(\frac{0,3}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)^*$
Температура технологических частей оборудования	AI, по ГОСТ Р 8.585-2001	6ES7531-7KF00-0AB0 рег. № 60314-15	Simatic S7-1500 6ES7511-1AK02-0AB0	$\pm 2,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Температура газообразных сред	AI, по ГОСТ 6651-2009 от 10,26 до 92,80 Ом	6ES7531-7KF00-0AB0 рег. № 60314-15	Simatic S7-1500 6ES7511-1AK02-0AB0	$\pm \left(\frac{0,3}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)^*$
Примечание- Xmax и Xmin - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины; * - абсолютная погрешность в единице измерения, соответствующая измеряемой физической величине.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС АСУТП

Наименования характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	220±22 50±0,4 24±2,4
Параметры сигналов с измерительных преобразователей: – электрический ток (по ГОСТ 26.011-80), мА – сигналы с ТС – сигналы термопар	от 4 до 20 по ГОСТ 6651-2009 по ГОСТ Р 8.585-2001
Климатические условия эксплуатации	определены документацией компонентов
Надежность применяемых в ИС АСУТП компонентов	определены документацией компонентов
Средний срок службы, лет, не менее	8

ПО ИС АСУТП поддерживает синхронизацию с сервером точного времени, обеспечивая привязку времени полученных данных к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC (SU) с погрешностью в пределах ± 3 с.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Модуль аналогового ввода	6ES7531-7KF00-0AB0	18 шт.
Контроллер программируемый	SIMATIC S7-1500 CPU 1511-1 PN	6 шт.
Компьютер промышленного исполнения	RRU1-SRV1, RRU1-SRV2, RRU1-SRV3, RRU2-SRV1, RRU2-SRV2, RRU2-SRV3	6 шт.
Общество с ограниченной ответственностью «ЕвразТехника». Региональный инженерный центр АСУТП «Сибирь». АО «Евраз объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат». Дирекция по операционной деятельности. Центр транспортной логистики. Управление железнодорожного транспорта. Энергослужба. АСУТП РРУ. Инструкция по эксплуатации для технологического персонала.	РИЦ507.00-ИЭ.01	1 экз.
Общество с ограниченной ответственностью «ЕвразТехника». Региональный инженерный центр АСУТП «Сибирь». АО «Евраз объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат». Дирекция по операционной деятельности. Центр транспортной логистики. Управление железнодорожного транспорта. Энергослужба. АСУТП РРУ. Инструкция по эксплуатации для обслуживающего персонала.	РИЦ507.00-ИЭ.02	1 экз.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Общество с ограниченной ответственностью «ЕвразТехника». Региональный инженерный центр АСУТП «Сибирь». АО «Евраз объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат». Дирекция по операционной деятельности. Центр транспортной логистики. Управление железнодорожного транспорта. Энергослужба. АСУТП РРУ. Описание информационного обеспечения.	РИЦ507.00-П5	1 экз.
Общество с ограниченной ответственностью «ЕвразТехника». Региональный инженерный центр АСУТП «Сибирь». АО «Евраз объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат». Дирекция по операционной деятельности. Центр транспортной логистики. Управление железнодорожного транспорта. Энергослужба. АСУТП РРУ. Описание программного обеспечения.	РИЦ507.00-ПА	1 экз.
Система измерительная автоматизированной системы управления технологическим процессом конвекционных рудоразмораживающих установок АО «ЕВРАЗ ЗСМК». Паспорт	РИЦ507-2021.ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
отсутствуют.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат» (АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)
ИНН 4218000951
Адрес: 654043, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, шоссе Космическое, 16
Телефон: (3843) 59-59-00
E-mail: zsmk@evraz.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью ЕвразТехника (ООО «ЕвразТехника»)
ИНН 7707500530
Адрес: 654043, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, шоссе Космическое, 16
Юридический адрес: 121353, г. Москва, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: (495) 933-23-58, (495) 787-24-02
E-mail: ET@evraz.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

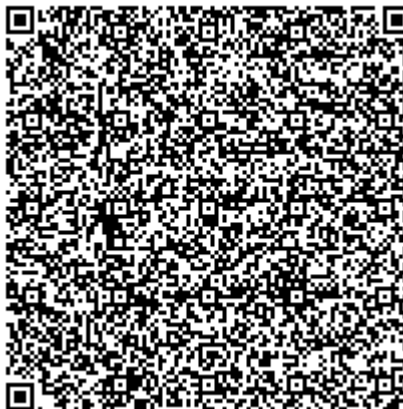
Адрес: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (3843) 36-41-41

E-mail: info@nf.kuzcsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.312319.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85991-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети (далее – АИИС КУЭ ЕНЭС), включающий центры сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) Исполнительного аппарата (далее – ИА) и Магистральных электрических сетей (далее – МЭС) Северо-Запада, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (далее – 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 счетчика в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

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

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

В процессе сбора информации со счетчика с периодичностью 1 раз в 30 мин УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчике электрической энергии, и в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчике 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 заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 004 в виде цифрового обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом 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 электрической энергии.

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	1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
112	ПС 330 кВ Южная КЛ 110 кВ Дата-Центр №1	ELK-СТО 0,2S 600/1 Рег. № 49474-12	STE 3/123/145S 0,2 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 37110-08	Альфа А1800 I _{ном} (I _{макс}) = 1(2)А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии - 0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09 ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС с РСТВ-01 Рег. № 40586-12	Активная Реактивная	0,9 1,4	1,1 1,9
113	ПС 330 кВ Южная КЛ 110 кВ Дата-Центр №2	ELK-СТО 0,2S 600/1 Рег. № 49474-12	STE 3/123/145S 0,2 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 37110-08	Альфа А1800 I _{ном} (I _{макс}) = 1(2)А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии - 0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09 ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС с РСТВ-01 Рег. № 40586-12	Активная Реактив- ная	0,9 1,4	1,1 1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 электрической энергии на интервале времени 30 минут. 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд. 4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.								

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности температура окружающей среды, °С	От 99 до 101 От 2 до 120 От 49,85 до 50,15 0,87 От плюс 18 до плюс 22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчика, УСПД, °С	От 90 до 110 От 2 до 120 От 49,6 до 50,4 От 0,5_{инд} до 0,8_{емк} От минус 20 до плюс 30 От плюс 10 до плюс 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчик Альфа А 1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ РСТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 72 55000 55000 45000 1
Глубина хранения информации: счетчик: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому каналу и электрической энергии, потребленной за месяц, по каждому каналу, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер: - о результатах измерений и состояний 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 электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электрической энергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Южная типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
Трансформатор тока	ELK-СТО	6 шт.
Трансформатор напряжения	STE 3/123/145S	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	2 шт.
УСПД	RTU-327	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Сервер АИИС КУЭ ЕНЭС	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1 шт.
Паспорт-формуляр	24/16-ФО. АИИСКУЭ	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 24/16-МИ. АИИСКУЭ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Южная». Свидетельство об аттестации № 28-RA.RU.311468-2021 от 22.11.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU.311468 от 21.01.2016 г.

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

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

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

Правообладатель

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

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

ИНН 4716016979

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

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

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

ИНН 4716016979

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

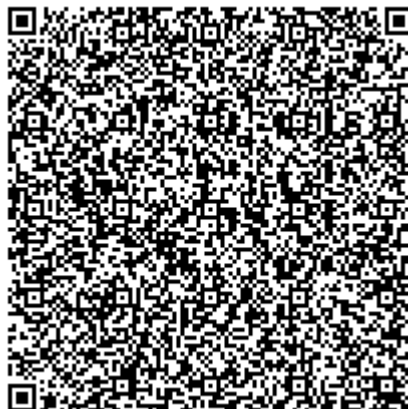
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85992-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Твердомеры Виккерса Qness

Назначение средства измерений

Твердомеры Виккерса Qness (далее - твердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Виккерса в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6507-1-2007 и по шкалам Бринелля в соответствии с ГОСТ 9012-59.

Описание средства измерений

Принцип действия твердомеров основан:

- для шкал Виккерса на статическом вдавливании наконечника (алмазной пирамиды Виккерса) с последующим измерением длин диагоналей восстановленного отпечатка.

- для шкал Бринелля на статическом вдавливании твёрдосплавного шарикового наконечника с последующим измерением диаметра окружности отпечатка.

Конструктивно твердомеры состоят из устройства приложения нагрузки и измерительного устройства.

Твердомеры выпускается в следующих модификациях: Qness 10 CHD Master, Qness 10 CHD Master+, Qness 30 CHD Master, Qness 30 CHD Master+, Qness 60 CHD Master, Qness 60 CHD Master+, Qness 60 M EVO, Qness 60 A EVO; Qness 60 A+ EVO.

Модификации твердомеров отличаются конструкцией, диапазоном прикладываемых нагрузок, габаритными размерами и массой, а также степенью автоматизации процесса измерений.

Таблица 1 – Символы в обозначении модификаций и соответствующие им опции, поддерживаемые в твердомерах

Опции в модификации твердомера	Символ
Наличие столика без автоматического управления.	М
Наличие моторизованного столика и встроенного джойстика управления моторизованным столом и тестовым модулем.	А
Наличие моторизованного столика.	CHD Master
Расширенная комплектация твердомера с дополнительной обзорной камерой	+

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на маркировочную табличку из полимерного материала, закрепленную в месте, указанном на рисунке 1.

Пломбирование твердомеров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на твердомеры не предусмотрено.

Общий вид твердомеров с указанием места нанесения знака утверждения типа приведён на рисунках 1-3.



Рисунок 1 - Общий вид твердомеров Виккерса Qness 60 M EVO



Рисунок 2 - Общий вид твердомеров Виккерса Qness 60 A EVO и Qness 60 A+ EVO



Рисунок 3 - Общий вид твердомеров Виккерса Qness 10 CHD Master, Qness 10 CHD Master+, Qness 30 CHD Master, Qness 30 CHD Master+, Qness 60 CHD Master, Qness 60 CHD Master+

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) твердомеров используется для управления их работой, а также для визуального отображения, хранения и статистической обработки результатов измерений.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Qpix CONTROL2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v. 2.3.0.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Диапазоны измерений твердости по шкалам Виккерса

Шкалы Виккерса	Диапазон измерений твердости, HV
HV 0,001; HV 0,002; HV 0,005	от 30 до 200
HV 0,01; HV 0,025	от 50 до 350
HV 0,05	от 50 до 450
HV 0,1	от 50 до 850
HV 0,2; HV 0,3	от 50 до 1000
HV 0,5; HV 1; HV 2; HV 5; HV 10; HV 20; HV 30; HV 50	от 50 до 1500

Таблица 3 – Испытательные нагрузки по шкалам Виккерса

Модификации твердомеров	Испытательные нагрузки, Н
Qness 60 M EVO, Qness 60 A EVO, Qness 60 A+ EVO, Qness 60 CHD Master+	0,00981; 0,0196; 0,049; 0,098; 0,245; 0,490; 0,981; 1,961; 2,942; 4,903; 9,807; 19,61; 49,03; 98,07; 196,1; 294,2; 490,3
Qness 60 CHD Master	1,961; 2,942; 4,903; 9,807; 19,61; 49,03; 98,07; 196,1; 294,2; 490,3
Qness 30 CHD Master+	0,00981; 0,0196; 0,049; 0,098; 0,245; 0,490; 0,981; 1,961; 2,942; 4,903; 9,807; 19,61; 49,03; 98,07; 196,1; 294,2
Qness 30 CHD Master	0,981; 1,961; 2,942; 4,903; 9,807; 19,61; 49,03; 98,07; 196,1; 294,2
Qness 10 CHD Master+	0,00981; 0,0196; 0,049; 0,098; 0,245; 0,490; 0,981; 1,961; 2,942; 4,903; 9,807; 19,61; 49,03; 98,07
Qness 10 CHD Master	0,490; 0,981; 1,961; 2,942; 4,903; 9,807; 19,61; 49,03; 98,07

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °С относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +35 80
Параметры электропитания напряжение переменного тока частотой 50 Гц, В	от 207 до 253
Габаритные размеры, мм, не более Qness 10 CHD Master+, Qness 30 CHD Master+, Qness 60 CHD Master+, Qness 10 CHD Master, Qness 30 CHD Master, Qness 60 CHD Master длина ширина высота Qness 60 M EVO, Qness 60 A EVO, Qness 60 A+ EVO длина ширина высота	 607 420 832 703 438 870
Масса, кг, не более	100
Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок по шкалам Виккерса, % 0,00981 Н; 0,0196 Н; 0,049 Н 0,098 Н; 0,245 Н; 0,490 Н; 0,981 Н 1,961 Н; 2,942 Н; 4,903 Н; 9,807 Н; 19,61 Н; 49,03 Н; 98,07 Н; 196,1 Н; 294,2 Н; 490,3 Н; 613 Н	 ±2,0 ±1,5 ±1,0

Знак утверждения типа

наносится на корпус твердомеров в виде наклеиваемой плёнки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским или иным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 - Комплектность твердомеров

Наименование	Обозначение	Количество
Твердомер Виккерса	Qness 10 CHD Master, или Qness 10 CHD Master+, или Qness 30 CHD Master, или Qness 30 CHD Master+, или Qness 60 CHD Master, или Qness 60 CHD Master+, или Qness 60 M EVO, или Qness 60 A EVO, или Qness 60 A+ EVO	1 шт.
Ящик ЗИП	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Qness 10/30/60 – 01 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах: Qness 10/30/60 – 01 РЭ «Твердомеры Виккерса Qness. Руководство по эксплуатации», глава 5 «Режим простых испытаний – Руководство по быстрому запуску».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 23677-79 Твердомеры для металлов. Общие технические требования.

ГОСТ Р ИСО 6507-1-2007 Металлы и сплавы. Измерение твёрдости по Виккерсу.

Часть 1. Метод измерения

ГОСТ 8.063-2012 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений твёрдости металлов и сплавов по шкалам Виккерса

ГОСТ 9012-59 «Металлы. Метод измерения твёрдости по Бринеллю».

ГОСТ 8.062-85 ГСИ. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений твердости по шкалам Бринелля.

Техническая документация фирмы-изготовителя

Правообладатель

Фирма «АТМ Qness GmbH», Австрия

Адрес: Reitbauernweg 26, 5440 Golling, Austria

Телефон: +43 6244 34393

Факс: +43 6244 34393-30

E-mail: info@qatm.com

Web-сайт: www.qatm.com

Изготовитель

Фирма «АТМ Qness GmbH», Австрия

Адрес: Reitbauernweg 26, 5440 Golling, Austria

Телефон: +43 6244 34393

Факс: +43 6244 34393-30

E-mail: info@qatm.com

Web-сайт: www.qatm.com

Испытательный центр

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

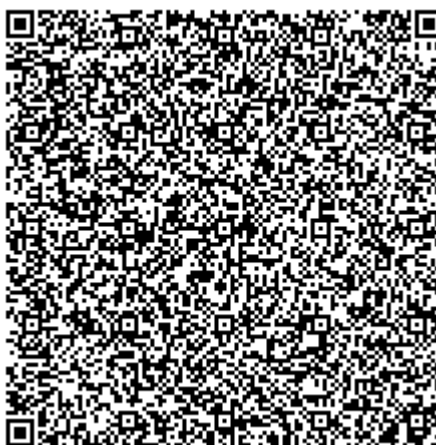
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Web-сайт: www.vniiftri.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85993-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Хромато-масс-спектрометр жидкостный G6470B Triple Quadrupole LC/MS System

Назначение средства измерений

Хромато-масс-спектрометр жидкостный G6470B Triple Quadrupole LC/MS System (далее – хромато-масс-спектрометр) предназначен для измерений содержания компонентов, входящих в состав органических и неорганических смесей веществ различной природы.

Описание средства измерений

Принцип действия хромато-масс-спектрометра основан на разделении компонентов пробы, поступающей из жидкостного хроматографа, их ионизации и детектировании с помощью масс-спектрометрического детектора. Образовавшиеся ионы поступают в масс-анализатор, где осуществляется их разделение по соотношению массы к заряду. Попадая в детектор, ионы образуют ток, который преобразуется в импульсы напряжения, пропорциональные количеству ионов, поступивших на детектор.

Конструктивно хромато-масс-спектрометр выполнен в виде системы из двух самостоятельных блоков (жидкостного хроматографа и масс-спектрометрического детектора), устанавливаемых на лабораторный стол.

Жидкостный хроматограф 1290 Infinity II, выпускаемый фирмой «Agilent Technologies Singapore Pte Ltd., Сингапур», включает в себя жидкостный градиентный насос с узлами контроля давления и потока элюента, узел ввода проб, термостат для разделительных колонок.

Масс-спектрометрический детектор G6470B включает в себя источник ионизации, блок насосов (форвакуумные и турбомолекулярные), последовательно соединенные квадрупольные масс-анализаторы (3 шт.) и детектор ионов на основе электронного умножителя. В качестве источника ионизации компонентов пробы используется электроспрей (ESI/AJS), обеспечивающий ионизацию при атмосферном давлении.

Заводской номер расположен справа внизу на передней панели масс-спектрометрического детектора в специальном застекленном окне. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Пломбирование хромато-масс-спектрометра не предусмотрено.



Рисунок 1 – Расположение заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид хромато-масс-спектрометра жидкостного G6470B Triple Quadrupole LC/MS System

Программное обеспечение

Программное обеспечение Agilent MassHunter осуществляет следующие функции:

- выводит параметры ЖХ и МС в режиме реального времени;
- показывает работу приборов с помощью графиков в режиме реального времени;
- контролирует выполнение анализа множественных проб с помощью рабочих листов.

Данные по ПО выводятся на экран при включении прибора.

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

Влияние программного обеспечения хромато-масс-спектрометров учтено при нормировании метрологических характеристик. Метрологически значимой является подпрограмма Data Acquisition.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименования программного обеспечения	Data Acquisition
Идентификационное наименование ПО	Data Acquisition
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10.1
Цифровой идентификатор ПО	ED657A64D89CE34BB8D1660AAE9586 28D70079592B154C82992E7AE52465CA7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	SHA256

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массовых чисел, а.е.м.	От 5 до 3000
Чувствительность (отношение сигнал/шум) в режиме ионизации электроспреем при отслеживании множественных реакций (MRM) по пику дочернего иона m/z 152,0 (m/z родительского иона 321,2) при вводе 1,0 пг левомицетина, не менее	7000
Относительное СКО выходного сигнала, %, не более	
- по площади пика	10,0
- по времени удерживания	1,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
– напряжение питания переменного тока, В	От 198 до 253
– частота переменного тока, Гц	От 49 до 51
Потребляемая мощность, Вт, не более	2250
Габаритные размеры детектора, мм, не более:	
– высота	470
– ширина	760
– длина	840
Масса детектора, кг, не более	115
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от +15 до +30
– относительная влажность воздуха, %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,0
Средний срок службы, лет	8
Наработка на отказ, ч, не менее	5000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Хромато-масс-спектрометр жидкостный в составе:	G6470B Triple Quadrupole LC/MS System, зав.№ SG2137G213	1 шт.
жидкостный хроматограф;	1290 Infinity II	1 шт.
масс-спектрометрический детектор	G6470B	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Хромато-масс-спектрометр жидкостный G6470B Triple Quadrupole LC/MS System. Руководство по эксплуатации	1 экз.
Методика поверки	МП 009-30-21	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Хромато-масс-спектрометр жидкостный G6470B Triple Quadrupole LC/MS System. Руководство по эксплуатации» в главах 1 «Введение. Сбор данных» и 4 «Настройка».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к хромато-масс-спектрометрам жидкостным G6470B Triple Quadrupole LC/MS System:

Техническая документация фирмы-изготовителя «Agilent Technologies. Inc.»

Правообладатель:

«Agilent Technologies, Inc.», США

Адрес: 5301 Stevens Creek Boulevard, Santa Clara, CA 95051, United States

Телефон: +1 800 227 9770

Web-сайт: www.agilent.com

E-mail: cag_sales-na@agilent.com

Изготовитель:

Фирма «Agilent Technologies Singapore Pte Ltd.», Сингапур

Юридический адрес: 1Yishun Avenue 7, Singapore 768923

Тел.: +6563077637,

Факс: +6563077631

Web-сайт: www.agilent.com

Испытательный центр

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

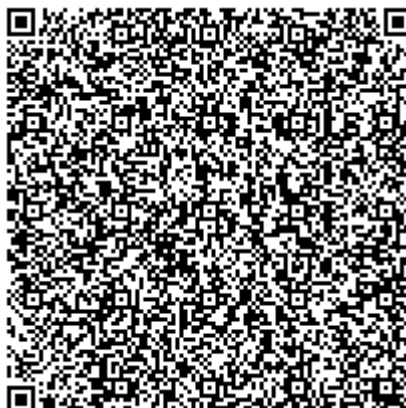
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85994-22

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Ершовская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Ершовская» (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК). АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (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 программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Ершовская» ПАО «ФСК ЕЭС».

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

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	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-220 кВ, СОВ-220 кВ	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52260-12	НКФ-220 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег.№ 79104-20 НАМИ-220 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/	активная реактивная
2	ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Балаковская АЭС- Ершовская	ТГФМ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52260-12	НКФ-220 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег.№ 79104-20 НАМИ-220 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Горный- Ершов с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 500/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
4	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Наливная-Ершов	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 500/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
5	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Ершов- Питерка	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 500/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
6	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Центральная - Ершов с отпайкой на ПС Каменная Сарма (Ершов-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 500/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Ершов- Новоузенск (Новоузенск-1)	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 1000/5 рег.№ 44640-11	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
8	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Ершовская - Элтрейт с отпайками (Дергачи-1)	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 1000/5 рег.№ 44640-11	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
9	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Ершов - Озинки 2 ц (Дергачи-2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 500/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т. 0,5 КТН= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
10	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Ершов- Орловгай	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 500/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т. 0,5 КТН= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Город-1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ СТБ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
12	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Город-2	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
13	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Спартак	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
14	ВЛ-110 кВ Марьевка	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ВЛ-110 кВ Южная-1	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег.№ 44640-11	НКФ-110-83 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
16	ВЛ-110 кВ Полуденная	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
17	ВЛ-110 кВ 31-ая Насосная	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
18	ПС 220 кВ Ершовская ОВ-1-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ПС 220 кВ Ершовская ОВ-2-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07/ СТБ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
20	ВПП-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
21	ФПП-10 кВ	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 2473-69	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
22	КЛ-10 кВ Ф-1023	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег.№ 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 рег.№ 47583-11	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ТСН-1 ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S К _{тт} = 1000/5 рег.№ 47957-11	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07/	активная реактивная
24	ТСН-2 ввод 0,4 кВ	ТК-20 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег.№ 1407-60	-	ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 22422-07	СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная

Примечания:

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2, 9-12, 15-17, 19, 20 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
3-8, 13, 14, 18 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
21 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,8	5,4
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,6	2,8
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
22 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	1,7	2,5	4,7	1,8	2,5	4,7
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	0,9	1,5	2,8	1,1	1,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
23 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	2,0	2,6	4,7	2,3	2,9	4,9
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,0	1,6	2,8	1,6	2,0	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
24	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,4	2,1	3,1	5,5
(ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,0	3,0
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1, 2, 9-12, 15-17, 19, 20 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	2,3	1,7	3,8	3,4		
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	2,0	1,5	3,7	3,3		
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3		
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3		
3-8, 13, 14, 18 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	2,1	1,6	3,7	3,4		
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	1,8	1,4	3,6	3,3		
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2		
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2		
21 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	4,5	2,9	5,5	4,2		
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	2,4	1,7	3,9	3,4		
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,4	3,6	3,3		
22 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	4,0	2,4	5,1	3,8		
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	2,6	1,8	4,1	3,5		
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,9	1,4	3,6	3,3		
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,4	3,6	3,3		
23 (ТТ 0,5S; Сч 1,0)	$0,02I_{H1} \leq I_l < 0,05I_{H1}$	4,0	2,4	5,0	3,8		
	$0,05I_{H1} \leq I_l < 0,2I_{H1}$	2,6	1,7	4,0	3,4		
	$0,2I_{H1} \leq I_l < I_{H1}$	1,8	1,3	3,6	3,3		
	$I_{H1} \leq I_l \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	3,6	3,3		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
24 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{н1} \leq I_l < 0,2I_{н1}$	4,4	2,6	5,4	4,0
	$0,2I_{н1} \leq I_l < I_{н1}$	2,4	1,6	3,9	3,4
	$I_{н1} \leq I_l \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,3	3,6	3,3
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от + 10 до + 30°C.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ, ТН - для счетчиков: - для УСПД - для СТВ-01: блока управления приемника и антенны	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от -10 до +40 от -20 до +60 от +10 до +30 от -30 до +60

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L.31: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	35000 72 55000 24 10000 24 0,99 1 45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 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 счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТГФМ-220	6
Трансформатор тока	ТГФМ-110	45
Трансформатор тока	ТОГФ-110	9
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТК-20	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-220	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	24
УСПД	ТК16L.31	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.002.361.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Ершовская», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-96-99

Факс: +7 (495) 710-96-60

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

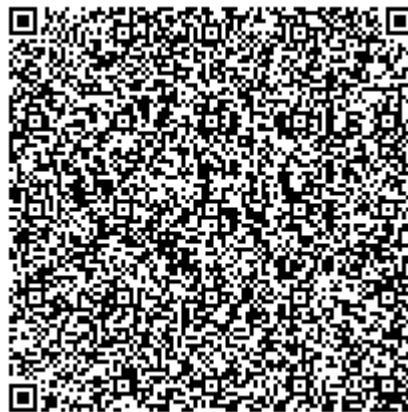
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85995-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Волжская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Волжская» (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК). АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (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 программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Волжская» ПАО «ФСК ЕЭС».

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

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	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ 220 кВ, ВЛ 220 кВ Зеленодольская - Волжская	ТГФМ-220 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 1200/5 рег.№ 52260-12	НКФ-220-58У1 кл.т. 0,5 Ктн= 220000/√3/100/√3 рег.№ 83189-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07 / СТВ-01 рег.№ 49933-12	активная реактивная
2	ОРУ 110 кВ, яч. №2, ВЛ-110 кВ Волжская-Городская I цепь	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 82574-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
3	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ, яч. №3, Волжская-Городская II цепь	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S Ктт= 300/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ОРУ 110 кВ, яч. №12, ВЛ-110 кВ Волжская-Помьялы с отпайкой на ПС Помары (ВЛ 110 кВ Волжская-Помьялы)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07 / СТВ-01 рег.№ 49933-12	активная реактивная
5	ОРУ 110 кВ, яч. №13, ВЛ-110 кВ Волжская-Параты с отпайкой на ПС Помары (ВЛ 110 кВ Волжская-Параты)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S К _{тт} = 400/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 82574-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
6	ОРУ 110 кВ, яч. №9, ВЛ-110 кВ Волжская- Агрегатная I цепь	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 82574-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
7	ОРУ 110 кВ, яч. №8, ВЛ-110 кВ Волжская- Агрегатная II цепь	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ОРУ 110 кВ, яч. №14, ВЛ-110 кВ Волжская- Сотнур с отпайкой на ПС Параты (ВЛ 110 кВ Волжская-Сотнур)	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег.№ 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 1188-84	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07 / СТВ-01 рег.№ 49933-12	активная реактивная
9	ОРУ 110 кВ, яч. №10, ВЛ-110 кВ Волжская- Пионерская	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 82574-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
10	ОРУ 110 кВ, яч.№5, ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 УХЛ1* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 82574-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
11	ЗРУ-10 кВ, яч. №44, КЛ-1004	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ЗРУ-10 кВ, яч. №18, КЛ-1005	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07 / СТВ-01 рег.№ 49933-12	активная реактивная
13	ЗРУ-10 кВ, яч. №14, КЛ-1009	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
14	ЗРУ-10 кВ, яч. №12, КЛ-1011	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
15	ЗРУ-10 кВ, яч. №60, КЛ-1012	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ЗРУ-10 кВ, яч. №13, КЛ-1023	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07 / СТВ-01 рег.№ 49933-12	активная реактивная
17	ЗРУ-10 кВ, яч. №45, КЛ-1026	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
18	ЗРУ-10 кВ, яч. №47, КЛ-1028	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
19	ЗРУ-10 кВ, яч. №7, КЛ-1029	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ввод 10 кВ ТСН-4	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег.№ 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07 / СТВ-01 рег.№ 49933-12	активная реактивная
21	ЗРУ-10 кВ, яч. №42, КЛ-1002	ТОЛ-СЭЩ-10-21 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 32139-06	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
22	ЗРУ-10 кВ, яч. №6, КЛ-1017	ТОЛ-СЭЩ-10-21 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 32139-06	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
23	ЗРУ-10 кВ, яч. №22, КЛ-1007	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 47958-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ЗРУ-10 кВ, яч. №37, КЛ-1027	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег.№ 47958-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 831-69	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07 / СТВ-01 рег.№ 49933-12	активная реактивная

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 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 неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 10, 21, 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
11 – 20, 23, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1 - 10, 21, 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,3	1,7	3,8	3,4		
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,0	1,5	3,7	3,3		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,6	1,3	3,5	3,3		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,6	1,3	3,5	3,3		
11 – 20, 23, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,1	2,5	5,1	3,9		
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,8	1,9	4,2	3,5		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,1	1,5	3,7	3,4		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	1,5	3,7	3,4		
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от + 10 до + 30°C.							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ, ТН - для счетчиков: ZMD - для УСПД - для СТВ-01: блока управления приемника и антенны	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +40 от -10 до +40 от -20 до +60 от +10 до +30 от -30 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L.31: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	35000 72 55000 24 10000 24 0,99 1 45

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

–резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

–резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

–параметрирования;

–пропадания напряжения;

–коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

–счетчика;

–промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

–испытательной коробки;

–УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

–пароль на счетчике;

–пароль на УСПД;

–пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

–счетчиках (функция автоматизирована);

–УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-220 УХЛ1*	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110 УХЛ1*	27
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	24
УСПД	TK16L.31	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.007.362.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Волжская», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-96-99

Факс: +7 (495) 710-96-60

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр

«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, 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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85996-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-2103

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-2103 (далее – системы) предназначены для измерений напряжения постоянного тока и электрического сопротивления постоянному току.

Описание средства измерений

Принцип действия систем при измерении напряжения постоянного тока основан на аналого-цифровом преобразовании измеряемой величины входного напряжения постоянного тока при помощи входного делителя или усилителей в цифровой код с последующим расчетом измеренного значения.

Принцип действия систем при измерении электрического сопротивления постоянному току основан на аналого-цифровом преобразовании напряжения постоянного тока, образующемся на нагрузке при прохождении тока с известным значением, и вычислении значения сопротивления постоянному току по известной зависимости.

Конструктивно системы представляют собой два блока БЭ326 и БЭ327.

Блок БЭ326 состоит из носителя мезонинов MezaBOX4 LXI и входящих в него модулей: МН6И-150В (2 шт.) и МН8ИП (2 шт.).

Блок БЭ327 состоит из носителя мезонинов MezaBOX4 LXI и входящих в него модулей: МТ16-4Л (1 шт.) и MARINC429 (1 шт.).

С помощью блока БЭ326 системы реализуют следующие функции:

– измерение напряжения постоянного тока по 12 измерительным каналам. Функция реализуется двумя измерителями мгновенных значений напряжения МН6И-150В;

– измерение напряжения постоянного тока по 16 измерительным каналам. Функция реализуется двумя измерителями мгновенных значений напряжения МН8ИП для подключения датчиков ДТХ - (200, 500, 3000) - У и АР2038Р.

С помощью блока БЭ327 системы реализуют следующие функции:

– измерение электрического сопротивления постоянному току по 16 измерительным каналам. Функция реализуется измерителем сопротивления постоянному току МТ16-4Л для подключения датчиков ТСПТ-302.

Системы выполнены по магистрально-модульному принципу на основе стандарта LXIe и построены на базе универсальных измерительных каналов, работающих под управлением ПЭВМ.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку методом лазерной гравировки в виде цифрового кода.

Общий вид блоков БЭ326 и БЭ327 систем, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунках 1 и 2. Нанесение знака поверки на блоки БЭ326 и БЭ327 систем в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) систем не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид блока БЭ326 систем, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид блока БЭ327 систем, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Системы работают под управлением программного обеспечения (далее - ПО), которое выполняет следующие функции:

- управление модулями систем;
- считывание из модулей измерительной информации;
- расшифровку полученной информации и приведение её к виду, удобному для дальнейшего использования;
- визуализацию результатов измерений в цифровом и графическом представлении;
- хранение измерительной информации.

Конструкция систем исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологически значимая часть ПО выделена в файл библиотеки математических функций: PovCalc.dll.

Метрологически значимая часть ПО и измерительная информация достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077–2014.

Метрологические характеристики систем нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PovCalc.dll
Номер версии ПО (идентификационный код), не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	957294d4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений напряжения постоянного тока, В	от 1 до 100 от -10 до +10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения постоянного тока, %: - для диапазона измерений от 1 до 100 В - для диапазона измерений от -10 до +10 В	$\pm 0,05$ $\pm 0,1$
Диапазон измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	от 1 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений электрического сопротивления постоянному току, %: - в диапазоне от 1 до 100 Ом включ. - в диапазоне св. 100 до 200 Ом включ.	$\pm 0,9$ $\pm 0,3$
Примечание - при измеренном значении, равном 0 В, сигнал отсутствует, погрешность в этой точке не определяется.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230 ± 23 50 ± 1
Электрическое сопротивление защитного заземления, Ом, не более	0,1
Электрическое сопротивление изоляции цепи сетевого питания относительно корпуса, МОм, не менее	20
Электрическая прочность изоляции цепи сетевого питания выдерживает в течение 1 минуты, В, не менее	1500
Потребляемая мощность, Вт, не более	2000
Габаритные размеры блоков БЭ326 и БЭ327, мм, не более: - глубина - ширина - высота	302,6 272,5 72,0
Масса, кг, не более	6
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха при температуре +25 °C, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 80 от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	10
Средний срок службы, лет	20000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на маркировочную табличку любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-2103	ФТКС.411713.390	1 шт.
Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-2103. Комплект ЗИП одиночный	ФТКС.305656.326	1 шт.
Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-2103. Формуляр	ФТКС.411713.390ФО	1 шт.
Системы автоматизированная измерительная ТЕСТ-2103. Руководство по эксплуатации	ФТКС.411713.390РЭ	1 шт.
Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-2103. Комплект программного обеспечения	ФТКС.87058-01	1 шт.*
Источник опорного напряжения постоянного тока ИОН	ФТКС.687420.028	1 шт.*
* - Согласно формуляру ФТКС.411713.390ФО		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации ФТКС.411713.390РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 52070-2003 «Интерфейс магистральный последовательный системы электронных модулей. Общие требования»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 года № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 года № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

ФТКС.411713.390ТУ «Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-2103. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «VXI-Системы» (ООО «VXI-Системы»)
ИНН 7735126740

Адрес юридического лица: 124482 г. Москва, г. Зеленоград, Савелкинский проезд, дом 4, этаж 6, пом. XIV, ком. 1

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «VXI-Системы» (ООО «VXI-Системы»)
ИНН 7735126740

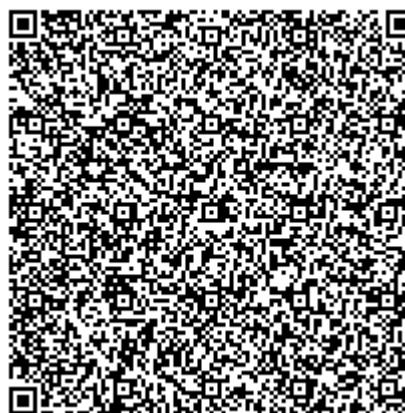
Адрес места осуществления деятельности: 124482 г. Москва, г. Зеленоград,
Савелкинский проезд, дом 4, этаж 6, пом. XIV, ком. 1

Испытательный центр

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

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва,
вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314019



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85997-22

Лист № 1
Всего листов 32

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик антенн коллиматорным методом до 18 ГГц ВМФТ.411734.004

Назначение средства измерений

Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик антенн коллиматорным методом до 18 ГГц ВМФТ.411734.004 (далее – комплекс) предназначен для измерений радиотехнических характеристик антенн в диапазоне от 1 до 18 ГГц.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на измерении частотных и угловых зависимостей коэффициента передачи антенных устройств, при подключении их к измерительным портам анализатора цепей векторного (далее – ВАЦ).

Радиоколлиматор в ограниченной зоне обеспечивает условия распространения электромагнитного поля, соответствующие расположению испытываемой антенны в «дальней зоне» излучения. Зеркало радиоколлиматора представляет собой вырезку параболоида, которая, совместно с установленным в её фокусе облучателем радиоколлиматора, создаёт в рабочей зоне электромагнитное поле с равномерными амплитудным и фазовым распределениями. Рабочая зона представляет собой цилиндр, образующая которого перпендикулярна плоскости фазового фронта электромагнитного поля радиоколлиматора. Испытываемая антенна устанавливается в рабочей зоне на опорно-поворотное устройство (далее – ОПУ).

При работе комплекса ВАЦ устанавливается в режим измерений параметров S_{21} или S_{12} , его измерительные порты при помощи кабельных сборок подключаются к входам вспомогательной и исследуемой антенн.

Рабочий диапазон частот комплекса перекрывается путём использования комплектов вспомогательных и эталонных антенн.

По командам оператора, вводимым в интерфейс управления на персональной электронной вычислительной машине – рабочей станции (далее – ПЭВМ), контроллер управления ОПУ и ВАЦ устанавливаются в режимы для измерений в необходимых диапазонах частот и углов.

ПЭВМ с программным обеспечением (далее – ПО) осуществляет сбор данных с ВАЦ и контроллера управления ОПУ, их дальнейшую обработку и представление оператору.

Конструктивно комплекс состоит из:

- безэховой экранированной камеры (далее – БЭК);
- радиоколлиматора;
- позиционера облучателя;
- комплекта облучателей: FD-07-1, FD-1-1, FD-1-2, FD-2-3, FD-3-5, FD-5-8, FD-8-12, FD-

12-18;

- позиционера антенного;
- контроллера управления ОПУ RL-CTRL-PS-7;
- анализатора электрических цепей векторного N5222B;
- комплекта СВЧ кабелей и адаптеров;
- усилителей малошумящих RL-AMP-1-18;
- комплекта эталонных антенн: AINFO LB-770-15-C-SF, AINFO LB-510-15-C-SF, AINFO LB-229-20-C-SF, AINFO LB-340-20-C-SF, П6-139/1, П6-139/2, П6-139/3, П6-139/4;
- коммутатора D-link;
- программного обеспечения RL-BEAM;
- ПЭВМ;
- комплекта мебели;
- штабелера.

Общий вид составных частей комплекса приведен на рисунках 1 – 9.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 4.



Рисунок 1 – Общий вид ВАЦ N5222B



Рисунок 2 – Общий вид антенного ОПУ

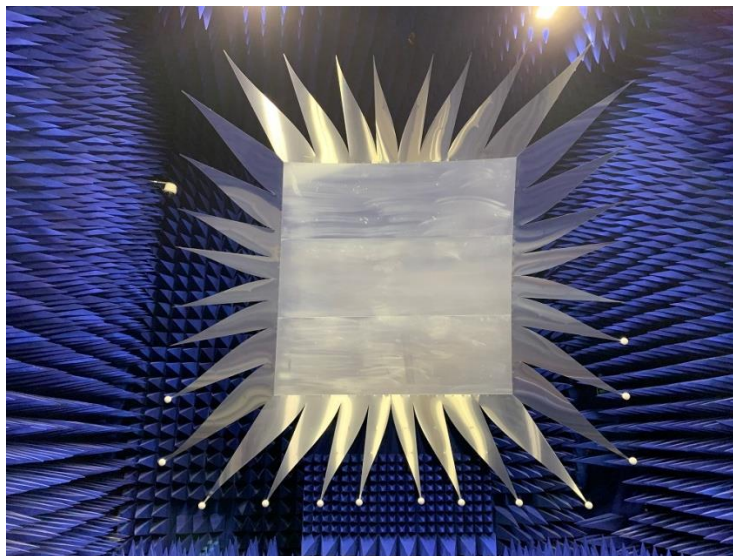


Рисунок 3 – Общий вид радиоколлиматора



Места пломбирования от
несанкционированного
доступа

Рисунок 4 – Задняя панель ВАЦ N5222В с указанием места пломбирования от несанкционированного доступа



Рисунок 5 – Общий вид усилителей малошумящих RL-AMP-1-18



Рисунок 6 – Общий вид эталонных антенн AINFO LB-770-15-C-SF, AINFO LB-510-15-C-SF, AINFO LB-229-20-C-SF, AINFO LB-340-20-C-SF



Рисунок 7 – Общий вид антенн П6-139/1, П6-139/2, П6-139/3, П6-139/4



Рисунок 8 – Пульт управления ОПУ

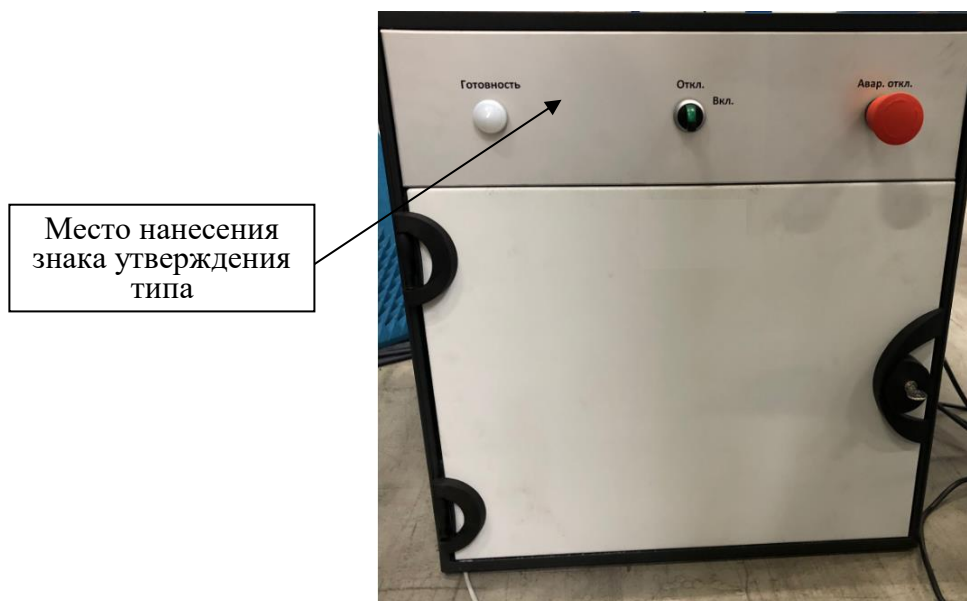


Рисунок 9 – Общий вид контроллера управления ОПУ

Программное обеспечение

ПО комплекса осуществляет:

- управление элементами комплекса в процессе измерений;
- сбор данных, обработку результатов измерений и получение значений радиотехнических характеристик исследуемой антенны;
- визуализацию и регистрацию радиотехнических характеристик исследуемой антенны;
- хранение результатов измерений и радиотехнических характеристик исследуемой антенны.

Метрологически значимыми файлами ПО комплекса

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Идентификационное наименование ПО	Идентификационное наименование ПО
Идентификационное наименование ПО	RL-BEAM-DA.exe	RL-BEAM-DTV.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.7	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) по алгоритму MD5	B826360964590D5C33253B86446BC008	7B763CAED3A5152E4F2325F7B76F5ADB

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение	
Диапазон рабочих частот, ГГц		от 1,0 до 18,0	
Максимальный размер рабочей зоны, м		1,8	
Неравномерность амплитудного (А) и фазового (Ф) распределений, относительный уровень кроссполаризационной составляющей электромагнитного поля (К) в пределах рабочей зоны, не более ¹⁾			
Диапазон частот, ГГц	А, дБ	Ф, градус	К, дБ
от 1,0 до 1,7	1,6	16	-25
от 1,7 до 2,6	1,2	8,4	-27
от 2,6 до 3,95	0,9	4,9	-28
от 3,95 до 5,85	0,7	3,6	-29
от 5,85 до 8,2	0,6	3,3	-29
от 8,2 до 12,4	0,8	8,5	-29
от 12,0 до 18,0	0,8	10,0	-29
Пределы допускаемой инструментальной погрешности измерений амплитудных (фазовых) диаграмм направленности в диапазоне частот от 1 до 18 ГГц, дБ (°), до уровня: - 20 дБ - 30 дБ - 45 дБ - 50 дБ			0,3 (2,0°) 0,5 (3,4°) 0,8 (5,5°) 1,1 (7,7°)
Пределы допускаемой погрешности измерений коэффициента усиления (далее - КУ) антенн при погрешности КУ облучателя, дБ, для рабочей зоны 1,8 м ²⁾			
Погрешность КУ эталона	Значение, дБ		
при КСВН не более 1,2	на частотах от 1,0 до 2,6 ГГц	на частотах от 2,6 до 18,0 ГГц	
0,3 дБ	0,7	0,5	
0,5 дБ	0,8	0,7	
0,8 дБ	1,1	1,0	
1,2 дБ	1,5	1,4	
Погрешность КУ эталона	Значение, дБ		
при КСВН не более 1,5	на частотах от 1,0 до 1,7 ГГц	на частотах от 1,7 до 2,6 ГГц	на частотах от 2,6 до 18,0 ГГц
0,3 дБ	0,8	0,7	0,6
0,5 дБ	0,9	0,9	0,8
0,8 дБ	1,2	1,1	1,1
1,2 дБ	1,5	1,5	1,5
Погрешность КУ эталона	Значение, дБ		
при КСВН не более 2,0	на частотах от 1,0 до 2,6 ГГц	на частотах от 2,6 до 18,0 ГГц	
0,3 дБ	1,3	1,2	
0,5 дБ	1,4	1,3	
0,8 дБ	1,6	1,4	
1,2 дБ	1,9	1,7	
Примечания:			
¹⁾ При измерениях амплитудного и фазового распределений антенной с коэффициентом усиления не более 18 дБ в диапазоне частот до 2,2 ГГц; не более 23 дБ в диапазоне частот свыше 2,2 до 8 ГГц; не более 26 дБ в диапазоне частот свыше 8 ГГц.			
²⁾ При отличии КУ антенн не более 30 дБ, отношении сигнал шум не менее 40 дБ.			

Таблица 3 – Доверительные границы погрешности измерений уровней амплитудных (далее - АДН) и фазовых (далее - ФДН) диаграмм направленности (далее – ДН) при доверительной вероятности $p = 0,95$ в диапазоне частот от 1,0 до 1,1 ГГц

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры от 450 до 900 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 45^\circ$		
-5	0,8	5,5
-10	1,1	7,7
-15	1,7	12,2
-20	2,7	20,0
-25	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 45^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 900 до 1350 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 30^\circ$		
-5	0,8	5,5
-10	1,1	7,7
-15	1,7	12,2
-20	2,7	20,0
-25	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 45^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,6	4,1
-10	0,8	5,5
-15	1,2	8,4
-20	1,7	12,2
-25	2,7	20,0
-30	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 45^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9

Продолжение таблицы 3

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 1350 до 1800 мм ¹⁾		
В секторе углов $\pm 20^\circ$		
-5	1,1	7,7
-10	1,7	12,2
-15	2,7	20,0
-20	4,1	31,1
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,8	5,5
-10	1,1	7,7
-15	1,7	12,2
-20	2,7	20,0
-25	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 50^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 50^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
Примечание:		
¹⁾ Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ.		

Таблица 4 – Доверительные границы погрешности измерений уровней АДН и ФДН при доверительной вероятности $p = 0,95$ в диапазоне частот от 1,1 до 1,4 ГГц

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 450 до 900 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 25^\circ$		
-5	0,8	5,5
-10	1,1	7,7
-15	1,7	12,2
-20	2,7	20,0
-25	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 40^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,6	4,1
-10	0,8	5,5
-15	1,2	8,4
-20	1,7	12,2
-25	2,7	20,0
-30	4,2	31,9

Продолжение таблицы 4

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов от $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 40^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	4,2	31,9
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 900 до 1350 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 25^\circ$		
-5	0,8	5,5
-10	1,1	7,7
-15	1,7	12,2
-20	2,7	20,0
-25	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 45^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,6	4,1
-10	0,8	5,5
-15	1,2	8,4
-20	1,7	12,2
-25	2,7	20,0
-30	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 45^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	4,2	31,9
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 1350 до 1800 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 20^\circ$		
-5	1,1	7,7
-10	1,7	12,2
-15	2,7	20,0
-20	4,1	31,1
в секторе углов $\pm 25^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,8	5,5
-10	1,1	7,7
-15	1,7	12,2
-20	2,7	20,0
-25	4,2	31,9

Продолжение таблицы 4

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 45^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
В секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 45^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	4,2	31,9
Примечание: ¹⁾ Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ.		

Таблица 5 – Доверительные границы погрешности измерений уровней АДН и ФДН при доверительной вероятности $p = 0,95$ в диапазоне частот от 1,7 до 2,2 ГГц

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры до 450 мм ^{1), 2)}		
в секторе углов $\pm 45^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 45^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6

Продолжение таблицы 5

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 450 до 900 мм ¹⁾		
В секторе углов $\pm 25^\circ$		
-5	0,8	5,5
-10	1,1	7,7
-15	1,7	12,2
-20	2,7	20,0
-25	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 35^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 35^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 900 до 1350 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 20^\circ$		
-5	0,8	5,5
-10	1,1	7,7
-15	1,7	12,2
-20	2,7	20,0
-25	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9

Продолжение таблицы 5

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 45^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 45^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 1350 до 1800 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,8	5,5
-10	1,1	7,7
-15	1,7	12,2
-20	2,7	20,0
-25	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 25^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 45^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9

Продолжение таблицы 5

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 45^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
Примечания:		
1) Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ.		
2) Для размеров апертуры не менее 3λ и 150 мм.		

Таблица 6 – Доверительные границы погрешности измерений уровней АДН и ФДН при доверительной вероятности $p = 0,95$ в диапазоне частот от 2,6 до 3,3 ГГц

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры до 450 мм ^{1), 2)}		
в секторе углов $\pm 30^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 450 до 900 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 20^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9

Продолжение таблицы 6

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов от $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 900 до 1350 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,6	4,1
-10	0,8	5,5
-15	1,2	8,4
-20	1,7	12,2
-25	2,7	20,0
-30	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 20^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6

Продолжение таблицы 6

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 1350 до 1800 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,6	4,1
-10	0,8	5,5
-15	1,2	8,4
-20	1,7	12,2
-25	2,7	20,0
-30	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 20^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
Примечания:		
¹⁾ Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ;		
²⁾ Для размеров апертуры не менее 3λ и 150 мм.		

Таблица 7 – Доверительные границы погрешности измерений уровней АДН и ФДН при доверительной вероятности $p = 0,95$ в диапазоне частот от 3,95 до 5,80 ГГц

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры до 450 мм ^{1), 2)}		
в секторе углов $\pm 25^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9

Продолжение таблицы 6

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов от $\pm 45^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 45^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 450 до 900 мм ¹⁾		
В секторе углов $\pm 20^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов от $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6

Продолжение таблицы 7

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 900 до 1350 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,6	4,1
-10	0,8	5,5
-15	1,2	8,4
-20	1,7	12,2
-25	2,7	20,0
-30	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 25^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 1350 до 1800 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,6	4,1
-10	0,8	5,5
-15	1,2	8,4
-20	1,7	12,2
-25	2,7	20,0
-30	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 25^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9

Продолжение таблицы 7

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
Примечания:		
1) Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ;		
2) Для размеров апертуры не менее 3λ и 150 мм.		

Таблица 8 – Доверительные границы погрешности измерений уровней АДН и ФДН при доверительной вероятности $p = 0,95$ в диапазоне частот от 5,8 до 8,2 ГГц

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры до 450 мм ^{1), 2)}		
в секторе углов $\pm 20^\circ$		
-5	0,4	2,6
-10	0,5	3,1
-15	0,6	4,2
-20	0,8	5,6
-25	1,2	8,5
-30	1,8	12,9
-35	2,8	20,7
-40	4,2	32,2
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,3	2,3
-10	0,4	2,6
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,2
-25	0,9	6,0
-30	1,2	8,5
-35	1,9	13,5
-40	2,8	20,9
-45	4,3	32,7
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,3	2,2
-10	0,4	2,4
-15	0,4	3,0
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,6
-30	0,9	6,1
-35	1,3	9,3
-40	1,9	13,8
-45	2,9	21,7
-50	4,4	33,4

Продолжение таблицы 8

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 450 до 900 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,5	3,1
-10	0,6	3,9
-15	0,8	5,6
-20	1,2	8,1
-25	1,8	12,8
-30	2,7	20,2
-35	4,2	32,0
в секторе углов $\pm 25^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,6
-10	0,5	3,1
-15	0,6	4,2
-20	0,8	5,6
-25	1,2	8,5
-30	1,8	12,9
-35	2,8	20,7
-40	4,2	32,2
в секторе углов $\pm 45^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,3	2,3
-10	0,4	2,6
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,2
-25	0,9	6,0
-30	1,2	8,5
-35	1,9	13,5
-40	2,8	20,9
-45	4,3	32,7
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 45^\circ$		
-5	0,3	2,2
-10	0,4	2,4
-15	0,4	3,0
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,6
-30	0,9	6,1
-35	1,3	9,3
-40	1,9	13,8
-45	2,9	21,7
-50	4,4	33,4
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 900 до 1350 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9

Продолжение таблицы 8

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 20^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 1350 до 1800 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 10^\circ$		
5	0,5	3,1
-10	0,6	3,9
-15	0,8	5,6
-20	1,2	8,1
-25	1,8	12,8
-30	2,7	20,2
-35	4,2	32,0
в секторе углов $\pm 20^\circ$ вне сектора $\pm 10^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9

Продолжение таблицы 8

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4
Примечания:		
1) Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ.		
2) Для размеров апертуры не менее 3λ и 150 мм.		

Таблица 9 – Доверительные границы погрешности измерений уровней АДН и ФДН при доверительной вероятности $p = 0,95$ в диапазоне частот от 8,0 до 12,0 ГГц

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры до 450 мм ^{1), 2)}		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 25^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6

Продолжение таблицы 9

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 25^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 450 до 900 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4

Продолжение таблицы 9

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 900 до 1350 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 10^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 15^\circ$ вне сектора $\pm 10^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 1350 до 1800 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 10^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9

Продолжение таблицы 9

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 15^\circ$ вне сектора $\pm 10^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4
Примечания:		
1) Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ.		
2) Для размеров апертуры не менее 3λ и 150 мм.		

Таблица 10 – Доверительные границы погрешности измерений уровней АДН и ФДН при доверительной вероятности $p = 0,95$ в диапазоне частот от 12,0 до 18,0 ГГц

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
Для антенн с размерами апертуры до 450 мм ^{1), 2)}		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 20^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9

Продолжение таблицы 10

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 20^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 450 до 900 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 15^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9

Продолжение таблицы 10

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 900 до 1350 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 10^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 15^\circ$ вне сектора $\pm 10^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6

Продолжение таблицы 10

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4
Для антенн с размерами апертуры, составляющими от 1350 до 1800 мм ¹⁾		
в секторе углов $\pm 10^\circ$		
-5	0,5	3,4
-10	0,6	4,1
-15	0,8	5,5
-20	1,2	8,4
-25	1,8	13,0
-30	2,7	20,0
-35	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 15^\circ$ вне сектора $\pm 10^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,5	3,4
-15	0,6	4,1
-20	0,8	5,5
-25	1,2	8,4
-30	1,8	13,0
-35	2,8	20,8
-40	4,2	31,9
в секторе углов $\pm 30^\circ$ вне сектора $\pm 15^\circ$		
-5	0,4	2,7
-10	0,4	2,7
-15	0,5	3,4
-20	0,6	4,1
-25	0,9	6,2
-30	1,2	8,4
-35	1,9	13,7
-40	2,8	20,8
-45	4,3	32,6

Продолжение таблицы 10

Уровень ДН, дБ	АДН, дБ	ФДН, °
в секторе углов $\pm 90^\circ$ вне сектора $\pm 30^\circ$		
-5	0,3	2,0
-10	0,4	2,7
-15	0,4	2,7
-20	0,5	3,4
-25	0,7	4,8
-30	0,9	6,2
-35	1,3	9,2
-40	1,9	13,7
-45	2,9	21,6
-50	4,4	33,4
Примечания:		
1) Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ.		
2) Для размеров апертуры не менее 3λ и 150 мм.		

Таблица 11 – Пределы допускаемой погрешности измерений уровней поляризационных диаграмм (далее - ПД) для антенн с размерами апертуры, составляющими до 900 мм

Диапазон частот, ГГц	Уровни ПД, дБ	Пределы допускаемой погрешности ПД ¹⁾ , дБ
от 1,0 до 1,7	-5	0,9
	-10	1,6
	-15	2,6
	-20	4,2
от 1,70 до 3,95	-5	0,4
	-10	0,7
	-15	1,3
	-20	2,2
	-25	3,5
от 3,95 до 18,00	-5	0,3
	-10	0,6
	-15	1,0
	-20	1,8
	-25	2,9
1) Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ.		

Таблица 12 – Пределы допускаемой погрешности измерений уровней ПД для антенн с размерами апертуры, составляющими до 1200 мм

Диапазон частот, ГГц	Уровни ПД, дБ	Пределы допускаемой погрешности ПД ¹⁾ , дБ
от 1,0 до 1,7	-5	0,9
	-10	1,6
	-15	2,6
	-20	4,2
от 1,7 до 3,95	-5	0,5
	-10	0,8
	-15	1,4
	-20	2,4
	-25	3,9
от 3,95 до 8,2	-5	0,4
	-10	0,7
	-15	1,1
	-20	1,9
	-25	3,2
от 8,2 до 18,0	-5	0,4
	-10	0,7
	-15	1,3
	-20	2,2
	-25	3,5
Примечание: ¹⁾ Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ.		

Таблица 13 – Пределы допускаемой погрешности измерений уровней ПД для антенн с размерами апертуры, составляющими до 1800 мм

Диапазон частот, ГГц	Уровни ПД, дБ	Пределы допускаемой погрешности ПД ¹⁾ , дБ
от 1,0 до 1,7	-5	1,0
	-10	1,8
	-15	2,9
	-20	4,6
от 1,7 до 2,6	-5	0,7
	-10	1,1
	-15	1,9
	-20	3,2
	-25	5,1
от 2,6 до 3,95	-5	0,6
	-10	1,0
	-15	1,8
	-20	2,9
	-25	4,6
от 3,95 до 18,0	-5	0,5
	-10	0,9
	-15	1,6
	-20	2,6
	-25	4,2
Примечание: ¹⁾ Для отношения сигнал шум в максимуме измеряемой ДН не менее 70 дБ.		

Таблица 14 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Габаритные размеры радиоколлиматора (длина × ширина × высота), м, не более	2,0×4,9×5,7
Напряжение электропитания от сети переменного тока частотой от 49 до 51 Гц, В	от 207 до 253
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре + 20 °С, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на контроллер управления ОПУ в виде наклейки и титульный лист документа ВМФТ.411734.004 ПС «Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик антенн коллиматорным методом до 18 ГГц ВМФТ.411734.004 ПС» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 15 – Комплектность комплекса

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик антенн радиоколлиматорным методом до 18 ГГц, зав. № 2090004 в составе:	ВМФТ.411734.004	1
Безэховая экранированная камера	-	1
Радиоколлиматор, зав. № 2030004	ВМФТ.468581.002	1
Позиционер облучателя, зав. № 2020004	ВМФТ.411722.002	1
Комплект облучателей	FD-07-1	1
	FD-1-1	1
	FD-1-2	1
	FD-2-3	1
	FD-3-5	1
	FD-5-8	1
	FD-8-12	1
	FD-12-18	1
Позиционер антенный, зав. № 2020003	ВМФТ.411722.001	1
Контроллер управления	RL-CTRL-PS-7	1
Анализатор электрических цепей векторный	N5222B	1
Комплект СВЧ кабелей и адаптеров	-	1
Усилитель малошумящий	RL-AMP-1-18	3

Продолжение таблицы 15

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Комплект эталонных антенн	AINFO LB-770-15-C-SF	1
	AINFO LB-510-15-C-SF	1
	AINFO LB-229-20-C-SF	1
	AINFO LB-340-20-C-SF	1
	П6-139/1	1
	П6-139/2	1
	П6-139/3	1
	П6-139/4	1
Коммутатор	D-link	1
Программное обеспечение	RL-BEAM	1
ПЭВМ	-	1
Комплект мебели	-	1
Штабелер	-	1
Паспорт	ВМФТ.411734.004 ПС	1
Руководство по эксплуатации	ВМФТ.411734.004 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа ВМФТ.411734.004 РЭ «Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик антенн коллиматорным методом до 18 ГГц. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.851-2013 ГСИ. Государственная поверочная для средств измерений ослабления электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 0 до 178 ГГц

Техническая документация изготовителя

Правообладатель

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

ИНН 7731324701

Адрес: 121205, г. Москва, Территория Сколково инновационного центра, бул. Большой, д. 42, стр. 1, этаж 4, пом. 1485 РМ 9.

Телефон: +7 (495) 221-51-43.

Web-сайт: www.smitek-robotics.com

E-mail: soft@smitek-robotics.com

Изготовитель

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

ИНН 7731324701

Адрес: 121205, г. Москва, Территория Сколково инновационного центра, бул. Большой, д. 42, стр. 1, этаж 4, пом. 1485 РМ 9.

Телефон: +7 (495) 221-51-43.

Web-сайт: www.smitek-robotics.com

E-mail: soft@smitek-robotics.com

Испытательный центр

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

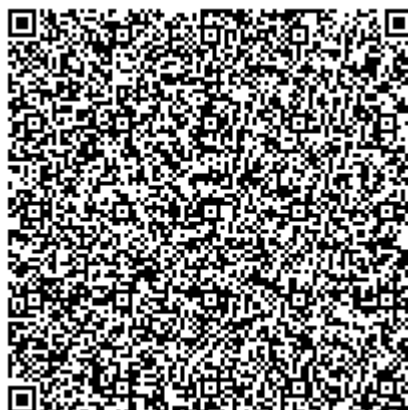
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

Web-сайт: vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № 30002-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85998-22

Лист № 1
Всего листов 29

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, переданной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках действующих регламентов и нормативно-правовых актов Российской Федерации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 1-40; 42-67) состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя серверы баз данных (БД), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», устройство синхронизации времени УСВ-3.

АИИС КУЭ (ИК №№ 41; 68-70) состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя серверы баз данных (БД), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», устройство синхронизации времени УСВ-3.

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

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

На верхнем – третьем уровне, сервер филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» выполняет дальнейшую обработку измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов и отображение информации на мониторах АРМ. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по сети Internet через интернет-провайдера, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи.

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

Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) осуществляется с уровня ИВК настоящей системы с использованием электронной подписи субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера БД, УСПД и счетчиков.

Сервер БД оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Коррекция часов сервера производится при наличии расхождения более чем на ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Время УСПД синхронизируется от сервера БД. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется при каждом обращении к УСПД, но не реже чем 1 раз в 30 минут. Коррекция времени осуществляется при расхождении на величину, превышающую ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, сличение времени счетчика и УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут. Коррекция текущего времени счетчиков проводится при наличии расхождения показаний более чем на ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, время счетчиков синхронизируется от сервера БД во время каждого сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. Коррекция текущего времени счетчиков проводится при наличии расхождения показаний более чем на ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Заводской номер 002 наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО 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.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части 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	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса), 6c38ccdd09ca8f92d6f96ac33d157a0e (для 64-разрядного сервера опроса),
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерения	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Уфалей ВЛ-110 кВ «Малахит», 1 цепь	ТФМ-110 КТТ=600/5 КТ=0,5S Рег.№ 16023-97	НКФ110-83У1 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
2	ПС Уфалей ВЛ-110 кВ «Малахит», 2 цепь	ТФМ-110 КТТ=600/5 КТ=0,5S Рег.№ 16023-97	НКФ110-83У1 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		активная реактивная
3	ПС Уфалей ОВ-110 кВ	SB 0,8 КТТ=600/5 КТ=0,5S Рег.№ 20951-06	НКФ110-83У1 КТН= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС Ларино ВЛ-35 кВ «Рыбниково»	ТФЗМ-35Б-1У1 КТТ=150/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	ЗНОМ-35-65 КТН= 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
5	ПС Перевоз, ВЛ-10 кВ "Беянка"	ТОЛ 10-1 КТТ=75/5 КТ=0,5 Рег.№ 15128-03	НАМИ-10 КТН=10000/100 КТ=0,2 Рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-04/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
6	ПС Нязепетровск, ВЛ-35 кВ "Белокатай"	ТЛК-СТ КТТ=100/5 КТ=0,5S Рег.№ 58720-14	ЗНОМ-35-65 КТН= 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000М Рег.№ 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС Синеглазово, яч. №3 КЛ-6 кВ "ТОН-1"	ТПОЛ-10 К _{ТТ} =800/5 КТ=0,5 Рег.№ 1261-59	НАМИ К _{ТН} =6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
8	ПС Синеглазово, яч. №29 КЛ-6 кВ "ТОН-2"	ТПЛ-СЭЩ-10 К _{ТТ} =400/5 КТ=0,5S Рег.№ 54717-13	НАМИ К _{ТН} =6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
9	ПС Синеглазово, яч. №9 ВЛ-6 кВ Нефтенасосная 1	ТПОЛ 10 К _{ТТ} =400/5 КТ=0,5 Рег.№ 1261-02	НАМИ К _{ТН} =6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
10	ПС Синеглазово, яч. №23 ВЛ-6 кВ Нефтенасосная 2	ТВЛМ-10 К _{ТТ} =400/5 КТ=0,5 Рег.№ 1856-63	НАМИ К _{ТН} =6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ПС Еткуль, яч.№9 КЛ-10 кВ - НПС-1	ТОЛ 10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 7069-79	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
12	ПС Еткуль яч.№19 КЛ-10 кВ - НПС-1	ТВЛМ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 1856-63	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
13	ПС Еткуль, яч.№10 КЛ-10 кВ - НПС-1	ТВЛМ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 1856-63	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
14	ПС Еткуль, яч.№20 КЛ-10 кВ - НПС-1	ТВЛМ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 1856-63	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ПС Еткуль, яч.12 КЛ-10 кВ - НПС-2	ТВЛМ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 1856-63	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
16	ПС Еткуль, яч.28 КЛ-10 кВ - НПС-2	ТВЛМ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 1856-63	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
17	ПС Еткуль, Ввод 1 Т-3 - НКК НПС-2	ТФНД-35М КТТ=2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НАМИ-10-95УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ПС Еткуль, Ввод 2 Т-3 - НКК НПС-2	ТФНД-35М КТТ=2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НАМИ КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
19	ПС Каясан, ЗРУ-10 кВ, ввод №1	ТФНД-35М КТТ=2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НАМИ-10-95УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
20	ПС Каясан, ЗРУ-10 кВ, ввод №2	ТФНД-35М КТТ=2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НАМИ-10-95УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
21	ПС Каясан, ЗРУ-10 кВ, ввод №3	ТФНД-35М КТТ=2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НАМИ-10-95УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	ПС Каясан, ЗРУ-10 кВ, ввод №4	ТФНД-35М К _{ТТ} =2000/5 К _Т =0,5 Рег.№ 3689-73	НАМИ-10-95УХЛ2 К _{ТН} =10000/100 К _Т =0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 К _Т =0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
23	ПС Павловская, ВЛ 110 кВ "КС-16"	ТРГ-110 П* К _{ТТ} =300/5 К _Т =0,2S Рег.№ 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 К _Т =0,2 Рег.№ 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 К _Т =0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
24	ПС Абзаково, яч.№7 ВЛ-10 кВ "Буревестник"	ТПЛ-10У3 К _{ТТ} =100/5 К _Т =0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-10 К _{ТН} =10000/100 К _Т =0,5 Рег.№ 831-53	СЭТ-4ТМ.03 К _Т =0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
25	ПС Абзаково, яч.№8 ВЛ-10 кВ "Совхоз"	ТПЛ-10 К _{ТТ} =75/5 К _Т =0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-10 К _{ТН} =10000/100 К _Т =0,5 Рег.№ 831-53	СЭТ-4ТМ.03 К _Т =0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ПС Абзаково, Ввод 10 кВ	ТПЛ-10У3 К _{ТТ} =200/5 КТ=0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-10 К _{ТН} =10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
27	ПС Абзаково, ТСН 0,4 кВ	Т-0,66 У3 К _{ТТ} =100/5 КТ=0,5S Рег.№ 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
28	ПС Кизил, ВЛ-35 кВ "Водозобор"	ТФНД-35М К _{ТТ} =50/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ=0,5 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
29	ПС Кизил, ВЛ-110 кВ "Сибайский ПП"	ТФЗМ 110Б-IV К _{ТТ} =300/5 КТ=0,5 Рег.№ 26422-04	НКФ-110-57 У1 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 КТ=0,5 Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
30	ПС 110 кВ Агаповская, ВЛ-110 кВ Агаповская-ПС-90	SB 0,8 КТТ=600/5 КТ=0,5S Рег.№ 20951-06	НКФ-110-57 У1 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
31	ПС 110 кВ Агаповская, ВЛ-110 кВ Агаповская- Сибайский ПП	SB 0,8 КТТ=600/5 КТ=0,5S Рег.№ 20951-06	НКФ-110-57 У1 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		Активная Реактивная
32	ПС 110 кВ Агаповская, ШОВ-110 кВ	SB 0,8 КТТ=600/5 КТ=0,5S Рег.№ 20951-06	НКФ-110-57 У1 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
33	ПС Пионер-лагерь, ВЛ-35 кВ "Ахуново"	ТОЛ-СЭЩ КТТ=100/5 Рег.№ 51623-12	НАМИ-35 УХЛ1 КТН=35000/100 КТ=0,5 Рег.№ 19813-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
34	ПС Уйская, ВЛ-110 кВ "Иремель"	SB 0,8 КТТ=200/5 КТ=0,5S Рег.№ 20951-08	НКФ-110-57 У1 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
35	ПС Уйская, ОВ-110 кВ	ТФНД-110М КТТ=600/5 КТ=0,5 Рег.№ 2793-71	НКФ-110-57 У1 КТН= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	ПС Арша, ввод 10 кВ Т1	ТЛМ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ=0,5 Рег.№ 2473-69	НОЛ-СЭЩ-10 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
37	ПС Арша, ТСН-1 0,4 кВ	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ=0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
38	ПС Первогорская, ВЛ-35 кВ "Бурлы"	ТФНД-35М К _{ТТ} =200/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 912-70 НОМ-35 К _{ТН} =35000/100/ КТ=0,5 Рег.№ 187-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
39	ПС Первогорская, ВЛ-6 кВ "Ишимбаево-1"	ТПЛ-10с КТТ=100/5 КТ=0,5 Рег.№ 29390-10	НТМИ-6 КТН=6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
40	ПС Первогорская, ВЛ-6 кВ "Ишимбаево-2"	ТПЛ-10с КТТ=100/5 КТ=0,5 Рег.№ 29390-05	НТМИ-6 КТН=6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
41	СБРУН-10 кВ № 502, КЛ-10 кВ Отпайка Б.Лука	ТОЛ 10-1 КТ=0,5 КТТ=50/5 Рег.№ 15128-03	НОЛ.08 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 3345-72	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	-	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
42	ПС Боровая, ВЛ-10 кВ НПС-1	ТФЗМ-35Б-1У1 К _{ТТ} =2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НТМИ-10-66У3 К _{ТН} =10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
43	ПС Боровая, ВЛ-10 кВ НПС-2	ТФНД-35М ТФЗМ-35Б-1У1 ТФНД-35М К _{ТТ} =2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НАМИ-10-95УХЛ2 К _{ТН} =10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		Активная Реактивная
44	ПС Боровая, ВЛ-10 кВ НПС-3	ТФНД-35М К _{ТТ} =2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НТМИ-10-66У3 К _{ТН} =10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
45	ПС Боровая, ВЛ-10 кВ НПС-4	ТФНД-35М К _{ТТ} =2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НТМИ-10-66У3 К _{ТН} =10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
46	ПС Ленинская, КЛ-6 кВ НПС-1	ТЛМ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 2473-05	НТМИ-6-66 КТН=6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
47	ПС Ленинская, КЛ-6 кВ НПС-2	ТЛМ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 2473-05	НТМИ-6-66 КТН=6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
48	ПС Ленинская, КЛ-6 кВ НПС-3	ТЛМ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 КТН=6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
49	ПС Ленинская, КЛ-6 кВ НПС-4	ТЛМ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 КТН=6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
50	ПС Ленинская, КЛ-6 кВ НПС-5	ТОЛ КТТ=2000/5 КТ=0,5S Рег.№ 47959-11	ЗНОЛ КТ=0,5 КТН=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
51	ПС Ленинская, КЛ-6 кВ НПС-6	ТОЛ КТТ=2000/5 КТ=0,5S Рег.№47959-11	ЗНОЛ КТ=0,5 КТН=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		Активная Реактивная
52	ПС Луговая, ВЛ-10 кВ НПС-1	ТФНД-35М КТТ=2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
53	ПС Луговая, ВЛ-10 кВ НПС-2	ТФНД-35М КТТ=2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
54	ПС Луговая, ВЛ-10 кВ НПС-3	ТФНД-35М КТТ=2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
55	ПС Луговая, ВЛ-10 кВ НПС-4	ТФНД-35М КТТ=2000/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	НТМИ-10-66 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
56	ПС Швейная, Ввод №1 6 кВ	ТПОЛ-10 КТТ=800/5 КТ=0,5 Рег.№ 1261-59	НТМИ-6 КТН=6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
57	ПС Швейная, Ввод №2 6 кВ	ТПОЛ-10 КТТ=1000/5 КТ=0,5 Рег.№ 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 КТН=6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
58	ПС Швейная, ТСН-1 0,4 кВ	ТОП КТТ=200/5 КТ=0,5 Рег.№ 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
59	ПС Швейная, ТСН-2 0,4 кВ	ТОП КТТ=200/5 КТ=0,5 Рег.№ 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		Активная Реактивная
60	ПС Чудиново, ВЛ- 110 кВ "Сулейманово"	ТРГ-110 П* КТТ=200/5 КТ=0,2S Рег.№ 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег.№ 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 Ксч=1 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
61	ПС Строительная, ВЛ-35 кВ "Шубаркуль"	ТВ КТТ=300/5 КТ=0,5S Рег.№ 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТН=35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
62	ПС Строительная, ВЛ-6 кВ "Земснаряд"	ТВК-10 К _{ТТ} =400/5 К _Т =0,5 Рег.№ 8913-82	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 К _Т =0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 К _Т =0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
63	ПС Строительная, КЛ-6 кВ "БГЦ"	ТВЛМ-10 К _{ТТ} =200/5 К _Т =0,5 Рег.№ 1856-63	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 К _Т =0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 К _Т =0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
64	ПС Строительная, ВЛ-35 кВ "Багерная-2"	ТВ К _{ТТ} =300/5 К _Т =0,5S Рег.№ 19720-06	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ К _Т =0,5 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03 К _Т =0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		Активная Реактивная
65	ПС Бобровская, КЛ-6 кВ "Гидроузел-1"	ТОЛ-10 К _{ТТ} =200/5 К _Т =0,5 Рег.№ 7069-07	НАМИ-10-95УХЛ2 К _{ТН} =6000/100 К _Т =0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 К _Т =0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
66	ПС Бобровская, КЛ-6 кВ "Гидроузел-2"	ТПЛ-10 КТТ=150/5 КТ=0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 КТН=6000/100 КТ=0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
67	ПС 110 кВ Карат, ОРУ 110 кВ отпайка от ВЛ 110 кВ Златоуст- Ургала I цепь	TG КТТ=300/5 КТ=0,5S Рег.№ 30489-09	СРА 123 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 15852-06	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивная
68	ВЛ 35 кВ ф.42-17, отпайка в сторону ПС 35 кВ МПФ, оп.11	ТФНД-35М КТТ=150/5 КТ=0,5 Рег.№ 3689-73	ЗНОМ-35-65 КТН=35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	-	Активная Реактивная
69	ВЛ 35 кВ ПС 98 - ПС МПФ, оп.17	I-TOR-35 КТН= 300/1 КТ= 0,2S Рег.№ 70214-18	I-TOR-35 КТН=35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег.№ 70214-18	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
70	ВЛ 35кВ ПС 98 - ПС МПФ, отпайка в сторону ПС 35кВ Светлая, оп. 70/2	I-TOR-35 K _{TH} = 150/1 KT= 0,2S Рег.№ 70214-18	I-TOR-35 K _{TH} =35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ KT=0,5 Рег.№ 70214-18	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ=0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	-	Активная Реактивная

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-3; 6; 8; 30; 32-34; 61; 64	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	3,0
4; 7; 9-22; 24-26; 28; 29; 35; 36; 38-41; 44-48; 52-56; 62; 63; 65; 66	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,8
5	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,7
23; 60	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,2
27	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,9
31; 50; 51; 67	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
37; 58	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,7
42; 43; 49; 57; 68	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
59	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,8
69; 70	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35 °С.

4. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, УСПД и УСВ, на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	70
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005; ГОСТ 31819.22-2012; ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005; ГОСТ 31819.23-2012; АВЛГ.411152.033 ТУ ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 220000 2 140000 2 90000 2 70000 1 75000 24

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
- сохранение информации 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 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.

Регистрация событий:

- журнал счетчика:

- параметрирования;

- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);

- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и УСПД;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

- журнал сервера:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- УСПД;

- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;

- УСПД;

- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	14
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	4
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТФМ-110	6
Трансформаторы тока	ТВ	4
Трансформаторы тока встроенные	SB 0,8	15
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	10
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	3
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 II*	6
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	4
Трансформаторы тока	TG	3
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	44
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	6
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	6
Трансформаторы тока опорные	ТОП	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	3
Устройства измерения тока и напряжения	I-TOR-35	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	2
Трансформаторы тока	T-0,66 У3	3
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	20
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	13
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	8
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	15
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЦ-10	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-35	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформаторы напряжения	СРА 123	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	58
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	12
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	23
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HP Proliant DL380G6	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

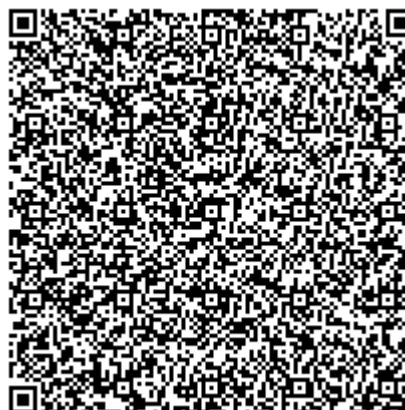
Открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала» (ОАО «МРСК Урала»)
ИНН 6671163413
Адрес: 620026, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 140
Телефон: +7 (351) 267-83-59
Факс: +7 (351) 267-80-10
E-mail: che@rosseti-ural.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала» (ОАО «МРСК Урала»)
ИНН 6671163413
Юридический адрес: 620026, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 140
Адрес: 454001, г. Челябинск, пл. Революции, 5
Телефон: +7 (351) 267-83-59
Факс: +7 (351) 267-80-10
E-mail: che@rosseti-ural.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.312235



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 85999-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Воронежский

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Воронежский (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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 типа HP ProDesk 400 G6 с установленным программным обеспечением "АльфаЦЕНТР" (далее – сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, 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 проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАО АО "АТС", за подписью ЭЦП субъекта 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 приложением 11.1.1 "Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам" к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 86 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР" соответствует уровню – "средний" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ТП-19ЭП 10 кВ РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 7, КЛ-0,4 кВ ф. 33	ТШЛ-0,66 3000/5 кл. т. 0,5 рег. № 3422-04	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ТП-19ЭП 10 кВ РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 3, КЛ-0,4 кВ ф. 31	ТШЛ-0,66 3000/5 кл. т. 0,5 рег. № 3422-04	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	

Примечания:

- 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 3 метрологических характеристик.
- Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
- Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 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 АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	2	3	4
1, 2	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,4	4,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{ с}$			5

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
- Границы погрешности результатов измерений приведены:
 - для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;
 - для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и силе тока равной 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	123 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R	2
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.086.ФО	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) ООО "Энергоресурс" Воронежский". 69729714.411713.086. МВИ, аттестованном ООО "Энерготестконтроль", аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью "Энергоресурс" (ООО "Энергоресурс")

ИНН 3666197517

Адрес: 394036, Воронежская обл., г. Воронеж, ул. Фридриха Энгельса, дом № 25Б, офис 232/1

Телефон: (473) 250 25 34.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль")

ИНН: 7705939064

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон: (916) 295 36 77.

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль"

(ООО "Энерготестконтроль")

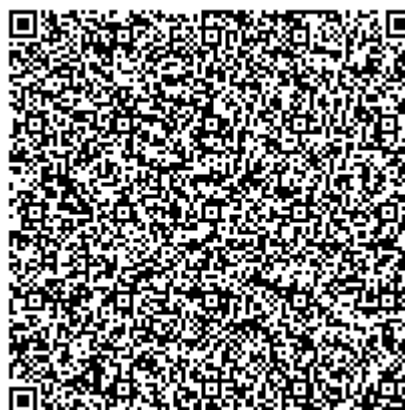
ИНН: 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: (910) 403 02 89.

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560 от 03.08.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 86000-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Эталон» (1-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Эталон» (1-я очередь) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

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

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

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ более 0 с, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Эталон» (1-я очередь).

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП-147 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71205-18	—	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL20 Gen9	активная реактивная
2	ВЛ 0,4 кВ Ф-2 от ТП-148 10 кВ, ЯРВ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ КБР, г. Прохладный ФНС Винсовхоз	—	—	СЕ 303 Кл. т. 1/1 Рег. № 33446-08		активная реактивная
3	РП-2 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф-21	ТОЛ-10-И 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
4	РП-2 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф-22	ТОЛ-10-И ТОЛ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
5	РП-3 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф-33	ТОЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
6	РП-3 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф-34	ТОЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ТП-132 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-12	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	УССБ: УСБ-2 Рег. № 41681-10 сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL20 Gen9	активная реактивная
8	ТП-94 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-7	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная
9	ТП-2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-4	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная
10	ТП-4 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-6	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная
11	ТП-149 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-8	—	—	СЕ 303 Кл. т. 1/1 Рег. № 33446-08		активная реактивная
12	ТП-81 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-2	ТОП-М-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71205-18	—	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная
13	ВЛ 0,4 кВ Ф-3 от ТП-84 10 кВ, ЯРВ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВКБР, г. Прохладный Скважина № 4	—	—	СЕ 303 Кл. т. 1/1 Рег. № 33446-08		активная реактивная
14	ТП-8 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ АО Эльбрустурист (пансионат Иткол)	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ТП-2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ АО Эльбрустурист	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL20 Gen9	активная реактивная
16	РТП-1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО МКД Эльбрус	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная
17	РТП-1 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО Илар (АйБиСи)	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная
18	РТП-2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО Илар (АйБиСи)	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная
19	РТП-2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Хаджиева	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-18		активная реактивная
20	РТП-2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Малкарова	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная
21	ТП-1/272 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ АО Эльбрустурист (пансионат Чегет)	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная
22	ТП-1/272 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ АО Эльбрустурист (пансионат Чегет)	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	РТП-1 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 3, ВЛ 10 кВ Ф-259 (отходящий)	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-02	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL20 Gen9	активная реактивная
24	ПС 35 кВ Героев Эльбруса, ЗРУ 10 кВ, СШ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф-260 (отходящий)	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	BINOM3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		активная реактивная
25	ТП-100 кВА 10 кВ, РУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО База отдыха Эльбрус	ТОП-М-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71205-18	—	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная
26	ТП-400 кВА 10 кВ, РУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО База отдыха Эльбрус	ТОП-М-0,66 250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71205-18	—	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная
27	ПС 35 кВ Бутылочная, КРУН 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-627	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	BINOM3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС 35 кВ Бутылочная, КРУН 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-626	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	BINOM3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL20 Gen9	активная реактивная
Примечания 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.						

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, ($\pm \delta$), %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 7 - 10; 12; 25; 26 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,3	5,6
2; 11; 13 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,8	3,4	3,4
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
3 - 6; 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
14 - 18; 20 - 22 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
19 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
24; 27; 28 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5

П р и м е ч а н и я

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +5 до +40 °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 7 - 10; 12; 25; 26 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	2,2	1,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,7	2,1
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,2	2,4	4,5	2,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	4,6	3,0
2; 11; 13 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	3,5	3,5
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,5	1,5	3,7	3,7
3 - 6; 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,5	4,2
14 - 18; 20 - 22 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,5	4,3
19 (Счетчик 2)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,0	2,0	5,9	5,9
24; 27; 28 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,2	2,5	2,0
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,5	4,6	3,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,4	2,6	4,7	3,1
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +5 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	28
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	150000 3 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	56 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

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

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Эталон» (1-я очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОП-М-0,66	12
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	3
Трансформатор тока	ТОЛ	5
Трансформатор тока	Т-0,66	12
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	24
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	8
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЕ 303	11
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД	14
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	BINOM3	3

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL20 Gen9	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Формуляр	АСВЭ 347.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Эталон» (1-я очередь)», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 3329074523

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

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

Изготовители

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

ИНН 3329074523

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

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

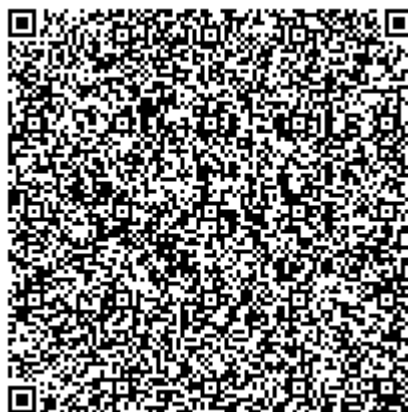
Испытательный центр

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

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 86001-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоконсалт» (4 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоконсалт» (4 очередь) (далее – 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

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

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

Измерительная информация записывается в базу данных ИВК ООО «Энергоконсалт» в автоматическом режиме, один раз в сутки сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде xml-файлов установленных форматов. Файл с результатами измерений по электронной почте автоматически направляется на АРМ энергосбытовой организации-субъекта Оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ). Передача информации от АРМ энергосбытовой организации-субъекта ОРЭМ и при необходимости смежным субъектам ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется по каналу связи сети Internet в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

При необходимости передачи с использованием ЭЦП конфигурационные возможности ИВК позволяют осуществлять автоматическую передачу xml-файлов установленных форматов с использованием ЭЦП непосредственно в адрес АО «АТС» и (или) иных заинтересованных организаций.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ на основе приемника сигналов точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 4.

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 признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBE6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/Сервер		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 1 0,4 кВ	ТШЛ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 47957-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Dell R340 - Dell R330	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
2	ТП-2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 2 0,4 кВ	ТШЛ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 47957-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
3	ТП-2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 3 0,4 кВ	ТШЛ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 47957-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
4	ТП-2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 4 0,4 кВ	ТШЛ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 47957-11	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110/10 кВ Винзили, ЗРУ-10 кВ, яч. №17 КЛ- 10 кВ «ВЗКСМ- 1»	ТЛК10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Dell R340 - Dell R330	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
6	ПС 110/10 кВ Винзили, ЗРУ-10 кВ, яч. №20 КЛ- 10 кВ «ВЗКСМ- 2»	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 15128-96	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд I=0,02(0,05)·I_{ном} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 6 от 0 до плюс 40 °С. 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. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +55 от -40 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN для счетчика Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 320000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТШЛ	12
Трансформатор тока	ТЛК10	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	72122884.4252103.026-04.ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоконсалт» (4 очередь), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОКОМПЛЕКС»
(ООО «ЭНЕРГОКОМПЛЕКС»)
ИНН 7203394515
Адрес: 625032, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Баумана, д. 29, офис 501
Юридический адрес: 625032, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Баумана, д. 29, офис 501
Телефон: +7 (916) 703-03-81

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)
ИНН 7722722657
Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11 а/я 868
Юридический адрес: 111020, г.Москва ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11
Телефон: +7 (495) 772-41-56
Факс: +7 (495) 544-59-88
E-mail: info@srza.ru

Испытательный центр

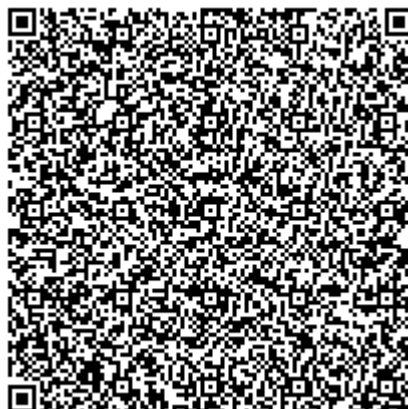
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по
проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429
от 30.01.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 86002-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Романовский

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Романовский (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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 типа HP ProDesk 400 G6 с установленным программным обеспечением "АльфаЦЕНТР" (далее – сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, 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 проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАК АО "АТС", за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО "СО ЕЭС" и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 "Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам" к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 87 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР" соответствует уровню – "средний" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ТП-1786 6 кВ РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 1, КЛ-0,4 кВ ф. 1	ТТЭ 2500/5 кл. т. 0,5S рег. № 52784-13	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ТП-1786 6 кВ РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 2, КЛ-0,4 кВ ф. 2	ТТЭ 2500/5 кл. т. 0,5S рег. № 52784-13	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	

Примечания:

- Допускается замена ТТ, 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 3 метрологических характеристик.
- Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
- Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 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 АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	2	3	4
1, 2	Активная Реактивная	0,9 2,4	1,7 3,0
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{с}$			5

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
- Границы погрешности результатов измерений приведены:
 - для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;
 - для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и силе тока равной 2 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	123 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТТЭ	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R	2
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.087.ФО	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) ООО "Энергоресурс" Романовский". 69729714.411713.087.МВИ, аттестованном ООО "Энерготестконтроль", аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью "Энергоресурс"
(ООО "Энергоресурс")

ИНН 3666197517

Адрес: 394036, Воронежская обл., г. Воронеж, ул. Фридриха Энгельса, дом № 25Б, офис 232/1

Телефон: (473) 250 25 34.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль"
(ООО "Электроконтроль")

ИНН 7705939064

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон: (916) 295 36 77.

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль"
(ООО "Энерготестконтроль")

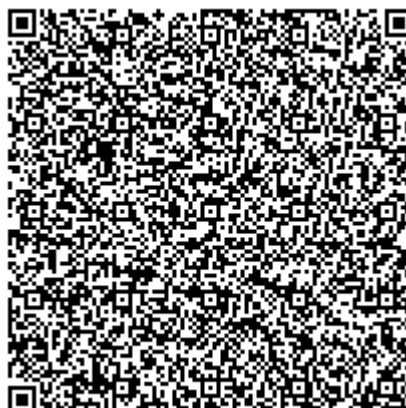
ИНН 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: (910) 403 02 89.

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560 от 03.08.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 86003-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФМ-110-II-УХЛ1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФМ-110-II-УХЛ1 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока – однокаскадные, герметичные, маслонаполненные. Внешний вид трансформаторов тока представляет собой опорную конструкцию. В верхней части расположен металлический корпус, закрепленный на опорном изоляторе. Изолятор установлен на основание. Первичная обмотка и ее выводы закреплены на корпусе. Вторичные обмотки размещены внутри корпуса. Главная внутренняя изоляция - бумажно-масляная, конденсаторного типа.

Выводы вторичной обмотки расположены на основании трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительным цепям.

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

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФМ-110-II-УХЛ1 зав. № 831308/2003, 831310/2003, 831311/2003, 831312/2003, 831313/2003, 831314/2003, 831316/2003, 831317/2003, 831318/2003, 831319/2003, 831321/2003, 831322/2003, 992303/02, 992304/02, 992305/02, 992306/02, 992307/02, 992308/02, 992310/02, 992312/02, 992314/02.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

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



Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	831308/2003, 831310/2003, 831311/2003, 831312/2003, 831313/2003, 831314/2003, 831316/2003, 831317/2003, 831318/2003, 831319/2003, 831321/2003, 831322/2003	
Номинальное напряжение, кВ	110	
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	300; 600; 1200	
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5	
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S	
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	992303/02, 992304/02, 992305/02, 992306/02, 992307/02, 992308/02, 992310/02, 992312/02, 992314/02	
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	300	600; 1200
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	15	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -60 до +40

Знак утверждения типа наносится

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФМ-110-II-УХЛ1	1 шт.
Паспорт	ТФМ-110-II-УХЛ1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.859-2013 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ).
Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Производственный комплекс ХК Электрозавод»
(ОАО «ПК ХК Электрозавод»)
ИНН 7718183890
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, 21
Телефон: +7 (495) 777-82-05
Факс: +7 (495) 777-82-11
Web-сайт: www.elektrozavod.ru
E-mail: pk@elektrozavod.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Производственный комплекс ХК Электрозавод»
(ОАО «ПК ХК Электрозавод»)
ИНН 7718183890
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, 21
Телефон: +7 (495) 777-82-05
Факс: +7 (495) 777-82-11
Web-сайт: www.elektrozavod.ru
E-mail: pk@elektrozavod.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, д.31

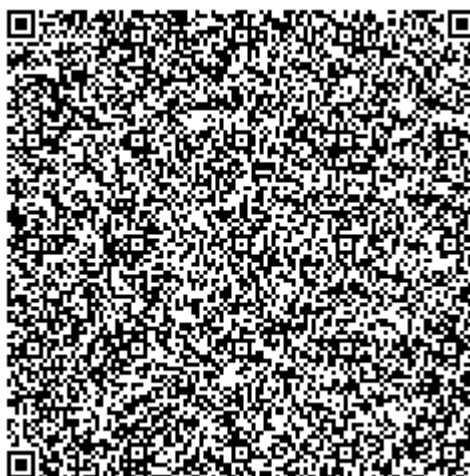
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 86004-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой опорную конструкцию. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

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

Трансформаторы тока выпущены в следующих модификациях ТФЗМ 110Б-I У1, ТФЗМ 110Б-I ХЛ1, ТФЗМ 110Б-IV У1 и ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1, которые отличаются друг от друга значениями номинального первичного тока и условиями эксплуатации.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока:

- модификации ТФЗМ 110Б-I У1 зав. № 60158, 60163, 60165;
- модификации ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 зав. № 61816;
- модификации ТФЗМ 110Б-IV У1 зав. № 11585;
- модификации ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1 зав. № 16213, 16214, 16215.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

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



Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-I У1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	60158, 60163, 60165
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	800
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-I ХЛ1

Наименование характеристики	Значение для заводского номера
	61816
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	600
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 1.3 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-IV У1

Наименование характеристики	Значение для заводского номера
	11585
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 1.4 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	16213, 16214, 16215
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1200
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С для модификации ТФЗМ 110Б-I У1, ТФЗМ 110Б-IV У1 для модификаций ТФЗМ 110Б-I ХЛ1, ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1	от -45 до +40 от -60 до +40

Знак утверждения типа наносится

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФЗМ	1 шт.
Паспорт	ТФЗМ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.859-2013 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока

Правообладатель

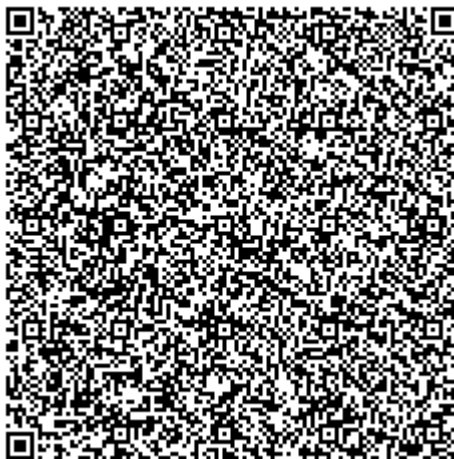
Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(ОАО «ЗЗВА»), Украина
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 13
Телефон: +38 (061) 220-63-00
Факс: +38 (061) 220-63-00
Web-сайт: www.zva.zp.ua
E-mail: office@zva.zp.ua

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(ОАО «ЗЗВА»), Украина
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 13
Телефон: +38 (061) 220-63-00
Факс: +38 (061) 220-63-00
Web-сайт: www.zva.zp.ua
E-mail: office@zva.zp.ua

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, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 86005-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Стенды балансировочные Beissbarth

Назначение средства измерений

Стенды балансировочные Beissbarth (далее - стенды) предназначены для измерений неуравновешенной массы дисбаланса и углового положения корректирующей массы в одной или двух плоскостях коррекции при балансировке колес автомобилей.

Описание средства измерений

Принцип действия стендов основан на вычислении величины неуравновешенной массы дисбаланса и углового положения установки корректирующей массы из сил, которые действуют на опору вала ротора стендов при вращении колеса, установленного на валу. Эти силы измеряются с помощью пьезоэлектрических датчиков, установленных в специальной опоре вала ротора. Датчики измеряют амплитуду и фазу колебаний вала, которые пропорциональны неуравновешенным массам, действующим на опору вала при возникающем дисбалансе. Произведение массы остаточного дисбаланса на расстояние равно величине эксцентриситета этой массы и определяет величину возникающего дисбаланса. Дисбаланс колеса устраняют с помощью корректирующих масс, которые устанавливают в двух плоскостях коррекции (динамическая балансировка) или в одной плоскости (статическая балансировка). Измерение углового положения размещения корректирующих масс на диске колеса производится с помощью оптико-электрических датчиков, которые также устанавливаются на вал ротора. Обработка сигналов от всех датчиков проводится в электронном блоке обработки.

Стенды конструктивно состоят из станины, в которой размещены: балансировочный блок (вал с зажимными приспособлениями, система измерительных датчиков, электронного или ручного привода и тормозной системы), электронный блок обработки с устройством отображения измеряемой информации. К станине крепится откидывающийся защитный кожух, выполняющий функции элемента безопасности и автомата выключения электродвигателя. Перед началом процесса балансировки колесо закрепляется на валу стендов с помощью прижимной гайки, пневмомеханического или электромеханического зажимного устройства. Центрирование колеса относительно вала производится путем его посадки на центральное отверстие диска через переходные конусы различного диаметра, либо через специальные планшайбы. Планшайба центрируется и жестко крепится на валу ротора. Колесо устанавливается на планшайбу с помощью штатного отверстия диска, предназначенного для крепления колеса на ступице автомобиля. Прижимная гайка имеет ручной привод для крепления колеса на валу шпинделя. Измерение положения внутренней плоскости коррекции (координат установки корректирующих масс) при динамической балансировке и плоскости коррекции при статической балансировке проводится с помощью лазерной системы измерения. Измерения положения наружной плоскости коррекции (координат установки корректирующих масс) производится бесконтактным ультразвуковым сенсором или лазерной системой измерения. Остановка вращения колеса после завершения измерительного цикла происходит автоматически с помощью электромагнитного тормозного приспособления. Временной момент срабатывания тормозного приспособления задается датчиками измерения углового положения корректирующих масс.

К стандам данного типа относятся станды балансировочные МТ и VAS. Стенды МТ выпускаются в двенадцати модификациях: МТ 826, МТ 826 Bike, МТ 826 D, МТ 826 D Bike BMW, МТ 826 D BMW, МТ 826 D OEM, МТ 826 DT, МТ 826 DT OEM, МТ 837 L, МТ 847 L, МТ 857 L, МТ ZERO 8. Стенды VAS выпускаются в трех модификациях: VAS 741 081 Touch AWLP, VAS 741 081 LCD AWL, VAS 741 081 LCD AWLP, которые отличаются типом применяемого устройства вывода и отображения информации и техническими характеристиками.

Заводской номер стандов в числовом формате указывается на маркировочной табличке, расположенной на задней панели корпуса станда.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид стандов представлен на рисунках 1 - 12.



Рисунок 1 – Общий вид модификации МТ 826



Рисунок 2 – Общий вид модификации МТ 826 Bike



Рисунок 3 – Общий вид модификации МТ 826 D



Рисунок 4 – Общий вид модификации МТ 826 D BMW, МТ 826 D Bike BMW



Рисунок 5 – Общий вид модификаций МТ 826 D OEM



Рисунок 6 – Общий вид модификаций МТ 826 DT



Рисунок 7 – Общий вид
модификаций MT 826 DT
ОЕМ



Рисунок 8 – Общий вид
модификаций MT 837 L



Рисунок 9 – Общий вид
модификаций MT 847 L



Рисунок 10 – Общий вид
модификаций MT 857 L



Рисунок 11 – Общий вид
модификаций MT ZERO 8,
VAS 741 081 Touch AWLP



Рисунок 12 – Общий вид
модификаций VAS 741 081
LCD AWL, VAS 741 081
LCD AWLP

Пломбирование станков не предусмотрено, ограничение доступа к узлам обеспечено конструкцией крепёжных винтов, снятие которых возможно только при наличии специальных ключей.

Программное обеспечение

Стенды имеют встроенное метрологически значимое микропрограммное обеспечение (далее - ПО), которое устанавливается в энергонезависимую память станков при их производстве.

Уровень защиты ПО соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция станков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию путём применения паролей различного уровня доступа.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Модификация	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	Цифровой идентификатор ПО
MT 826, MT 826 Bike, MT 826 D, MT 826 D Bike BMW, MT 826 D BMW, MT 826 D OEM	МПО	1.09	-
MT 826 DT, MT 826 DT OEM		3.02	-
MT 837 L, MT 847 L		1.26	-
MT 857 L		1.02	-
MT ZERO 8, VAS 741 081 Touch AWLP, VAS 741 081 LCD AWL		03.05.002	-
VAS 741 081 LCD AWLP		03.02.009	-
		03.02.009	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений неуравновешенной массы дисбаланса, г	от 0 до 400
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений величины неуравновешенной массы дисбаланса, г	$\pm(1+0,05 \cdot M)$, где М - измеряемая неуравновешенная масса дисбаланса, г
Диапазон измерений угла положения корректирующей массы, °	от 0 до 360
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла положения корректирующей массы, °	$\pm 1,8$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	MT 826, MT 826 D, MT 826 D BMW, MT 826 D OEM	MT 826 Bike, MT 826 D Bike BMW
Диаметр обода балансируемого колеса, мм	от 203,2 до 660,4	от 254 до 609,6
Ширина обода балансируемого колеса, мм	от 25,4 до 508,0	от 50,8 до 304,8
Максимальная масса балансируемого колеса, кг	65	65
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	1250×1270×1280	1100×1270×1280
Масса, кг, не более	76	78

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	MT 826 DT, MT 826 DT OEM	MT 837 L, MT 847 L, MT 857 L
Диаметр обода балансируемого колеса, мм	от 152,4 до 1016	от 25,4 до 609,6
Ширина обода балансируемого колеса, мм	от 25,4 до 609,6	от 152,4 до 1016
Максимальная масса балансируемого колеса, кг	65	70
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	1250×1270×1280	1300×1420×1830
Масса, кг, не более	76	138

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	MT ZERO 8, VAS 741 081, VAS 741 081 AWL, VAS 741 081 LCD AWLP	
Диаметр обода балансируемого колеса, мм	от 203,2 до 1016	
Ширина обода балансируемого колеса, мм	от 25,4 до 508	
Максимальная масса балансируемого колеса, кг	80	
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	1400×1300×1840	
Масса, кг, не более	197	

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Требования по электропитанию: - напряжение питания переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +15 до +35 80

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Стенд балансировочный	-	1 шт.
Комплект установочных приспособлений и инструментов	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Балансировка колеса»:

- «Стенды балансировочные MT 826 Bike, MT 826 D Bike BMW. Руководство по эксплуатации»;
- «Стенды балансировочные MT 826 DT, MT 826 DT OEM. Руководство по эксплуатации»;
- «Стенды балансировочные MT 826, MT 826 D, MT 826 D BMW, MT 826 D OEM. Руководство по эксплуатации»;
- «Стенды балансировочные MT 837 L. Руководство по эксплуатации»;

- «Стенды балансировочные MT 847 L. Руководство по эксплуатации»;
- «Стенды балансировочные MT 857 L. Руководство по эксплуатации»;
- «MT ZERO 8. Стенд балансировочный. Руководство по эксплуатации»;
- «VAS 714 081 Touch AWLP. Стенд балансировочный. Руководство по эксплуатации»;
- «VAS 741 081 LCD AWL, VAS 741 081 LCD AWLP. Стенды балансировочные. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Техническая документация Beissbarth GmbH, Германия

Правообладатель

Beissbarth GmbH, Германия
Адрес: Hanauer Str. 101, 80993 München, Germany
Тел.: +49-(0)89-14901-285
E-mail: sales@beissbarth.com

Изготовитель

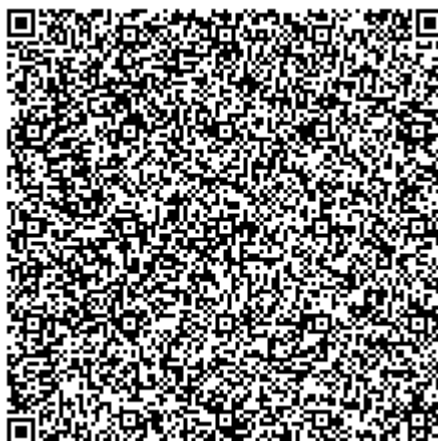
Beissbarth GmbH, Германия
Адрес: Hanauer Str. 101, 80993 München, Germany
Тел.: +49-(0)89-14901-285
E-mail: sales@beissbarth.com

Производственная площадка
Sicam s.r.l. Società Unipersonale, Италия
Адрес: Via Gustavo Corradini 1, 42015 Correggio (RE), Italy
Тел.: +39 0522 643311, Факс: +39 0522 637760
E-mail: info@sicam.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)
Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16
Тел.: +7 (495) 120-0350
E-mail: info@autoproggress-m.ru

Аттестат аккредитации ООО «Автопрогресс-М» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311195



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» июля 2022 г. №1605

Регистрационный № 86009-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры многофункциональные КМ ЭНТЕК E2R2 (G) - а V.4

Назначение средства измерений

Контроллеры многофункциональные КМ ЭНТЕК E2R2 (G) - а V.4 (далее – КМ ЭНТЕК) предназначены для измерений текущего времени, синхронизации и поддержания единого времени в составе автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС), а также автоматического сбора, хранения и обработки данных от первичных счетчиков энергоресурсов через встроенные интерфейсы RS-232, RS-485, CAN. КМ ЭНТЕК предназначены для работы в составе АИИС комплексного учета энергоресурсов, в частности систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ), комплексов устройств телемеханики, многофункциональных и автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), для организации связи с центром сбора и обработки, хранения информации по каналам связи GSM (CSD, GPRS) и Ethernet (TCP/IP), синхронизацией времени по каналам GPS/ГЛОНАСС, формирования команд управления энергетическими объектами.

Описание средства измерений

Принцип действия КМ ЭНТЕК основан на последовательных преобразованиях измеряемых величин в цифровой код.

КМ ЭНТЕК представляют собой приборы, выполненные в металлическом или пластиковом корпусе (в зависимости от исполнения) с разъемами для подключения внешнего питания и интерфейсных кабелей. Внутри корпуса располагается процессорная плата, плата GSM-модема (опционально), а также энергонезависимая память. Конструкция корпуса КМ ЭНТЕК в зависимости от исполнения обеспечивает возможность его навесного или настенного монтажа, размещения в электротехническом шкафу с 19" стойкой.

КМ ЭНТЕК являются проектно-компонуемым изделиями с различным числом каналов цифрового ввода/вывода.

КМ ЭНТЕК реализуют следующие функции:

- сбор информации о расходе электроэнергии и мощности непосредственно от микропроцессорных счетчиков, оснащенных цифровыми интерфейсами RS-485/422/CAN, либо через промежуточные преобразователи интерфейсов Ethernet – RS-485 (при большом количестве счетчиков);
- автоматическое распознавание подключенных счетчиков и их количества при включении КМ ЭНТЕК в режиме устройства сбора и передачи данных в работу;
- сбор информации о расходе электроэнергии и мощности от микропроцессорных счетчиков, имеющих PLC-модемы для силовых линий 220 В, через промежуточные устройства накопления информации (концентраторы), оснащенные цифровыми интерфейсами RS-232/485;

- сбор информации о расходе электроэнергии и мощности от микропроцессорных счетчиков, имеющих импульсные выходы, через промежуточные счетчики импульсов, оснащенные цифровыми интерфейсами RS-232/485;
- реализация не менее 4-х поддерживаемых тарифов учета (дифференцированных по зонам суток);
- сбор и хранение данных, а также формирование выходных данных и служебных параметров;
- ведение общего журнала событий в системе, ведение журналов для различных типов событий, фильтрации и сортировки в журналах;
- выполнение операций квитирования событий, маскирования событий, в том числе групповое маскирование по типу, классу, приоритету и др.;
- выработка системного (внутреннего) времени (секунды, минуты, часы) и календаря (число, месяц, год), учет зимнего и летнего времени, рабочих и нерабочих дней, а также длительности расчетного периода с помощью энергонезависимых часов;
- коррекция системного времени в ходе сеансов связи с центрами сбора и обработки информации;
- автоматическая корректировка часов обслуживаемых микропроцессорных счетчиков один раз в сутки в соответствии с собственным системным временем;
- возможность работы, как в локальном режиме, так и в режиме обмена информацией с удаленным центром сбора и обработки информации. При работе в локальном режиме КМ ЭНТЕК осуществляет сбор и архивирование информации в энергонезависимой памяти. При работе в режиме обмена данными, передача данных осуществляется по запросу центрального сервера сбора и обработки информации;
- обеспечение защиты от несанкционированного доступа к данным;
- передача информации в центр (центры) сбора и обработки информации по следующим видам каналов телекоммуникации: радиоканалы, радиорелейные каналы, каналы сотовой связи, каналы спутниковой связи, каналы связи по силовой сети;
- прием, обработка и обмен с верхним уровнем управления стандартными сигналами телемеханики (сигналы телесигнализации, телеизмерения и телеуправления), сбор и регистрация сигналов телемеханики в реальном масштабе времени с генерацией соответствующих меток времени;
- прием, обработка и обмен с верхним уровнем управления сигналами микропроцессорных защит и по цифровым каналам связи, сбора и регистрации этих сигналов в реальном масштабе времени с генерацией соответствующих меток времени;
- комплексная обработка информации;
- непрерывное наблюдение за всеми параметрами и непрерывное наблюдение за состоянием технологического оборудования, автоматической архивации накопленной информации;
- прием информации от устройств телемеханики по протоколам обмена MODBUS, МЭК-60870-5-101/103/104, МЭК 61850;
- обмен информацией с верхним уровнем управления по протоколам MODBUS, МЭК-60870-5-101, МЭК-60870-5-104, МЭК 61850;
- осуществление как спорадической (событийной), так и периодической передачи данных по протоколам МЭК, а также передача по запросу;
- организация подсистемы «единого времени»;
- возможность построения распределенной АСУТП, состоящей из нескольких КМ ЭНТЕК, объединенных в единую информационную сеть;

- обмен информацией между КМ ЭНТЕК внутри системы и передача данных на верхний уровень по любому из перечисленных каналов связи (интерфейсов): RS-485, RS-422, RS-232, 10/100/1000 Base-TX Ethernet, FO (оптоволоконные линии связи), через модемы на выделенную медную пару, на коммутируемую линию, на силовую кабельную линию, надтоновый модем, радиомодем с выходом на радиостанцию, сотовый радиомодем стандарта GSM/GPRS.

В составе КМ ЭНТЕК имеются встроенные энергонезависимые часы. Синхронизация внутреннего времени осуществляется через встроенный спутниковый модуль синхронизации GPS/GLONASS, который обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов от источников точного времени синхронизированных с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

В КМ ЭНТЕК имеется встроенный ионистор. Он обеспечивает:

- корректную работу при отсутствии внешнего питания в течении 200 с;
- запись последних показаний опрашиваемого оборудования при исчезновении питания;
- передачу сигнала в информационную систему верхнего уровня об отсутствии питания;
- корректное завершение работы.

КМ ЭНТЕК позволяет собирать информацию с датчиков нижнего уровня АСУТП, различных приборов учета. В случае использования КМ ЭНТЕК для задач учета, все подключенные к ним средства измерений должны быть аттестованы в установленном порядке, иметь свидетельства об утверждении типа средств измерений, действующие свидетельства о метрологической поверке. Краткий перечень совместимого с КМ ЭНТЕК оборудования приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень поддерживаемого оборудования с КМ ЭНТЕК

Тип	Наименование изготовителя
1	2
Счетчики электрической энергии с импульсными выходами (класс точности 2,0 и выше)	
СЭБ-2А.07, СЭБ-2А.07Д, СЭБ-2А.08, СЭБ-1ТМ.02Д, СЭБ-1ТМ.02М, СЭБ-1ТМ.03, ПСЧ-3А.06Т, ПСЧ-3АРТ.07, ПСЧ-3АРТ.07Д, ПСЧ-3АРТ.08, ПСЧ-3АРТ.09, ПСЧ-3ТА.07, ПСЧ-3ТА.08, ПСЧ-3ТМ.05Д, ПСЧ-3ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05Д, ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МД, ПСЧ-4ТМ.05МН, СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М	ФГУП «НЗиФ»
Меркурий 200, Меркурий 201, Меркурий 202, Меркурий 203, Меркурий 206, Меркурий 207, Меркурий 208, Меркурий 230, Меркурий 231, Меркурий 233, Меркурий 234, Меркурий 236, Меркурий 237, Меркурий 203.2Т	ЗАО «Инкотекс»
СЕ102, СЕ102М, СЕ201, СЕ301, СЕ303, СЕ304, СЕ306, СЕ208, СЕ308	ЗАО «Электро-технические заводы «Энергомера»
Альфа А1140, Альфа А1700, Альфа А1800, Альфа АS300, Альфа АS1440	«Эльстер Метроника»
СС-101S, СС-301(К)	НП ООО «Гран-Система-С»
EMS, EPQM, EPQS, GEM, GAMA 100, GAMA 300	ЗАО «ELGAMAELEKTRONIKA»
КАСКАД 200-МТ, КАСКАД 310-МТ	ООО «Мир Технологий»
ZMD/ZFD, ZMQ, E550, E650, E750, E850	Landis+Gyr AG
SL7000 (ACE8000)	Actaris Metering Systems

Продолжение таблицы 1

РиМ 389.01, РиМ 384.0X, РиМ 489.1X	АО «РиМ»
Фотон	ООО «СИ-СТЕЛ»
ФОБОС 3, ФОБОС 1	ООО «Телематические решения»
Многофункциональные измерители параметров и качества электроэнергии	
PM130, EM132, EM 133, EM720, EM 920, PM135, PM172, PM175, PM180, PM296, BFM136, EDL175, ezPAC SA300	SATEC Ltd.
ПАРМА РК1.01, ПАРМА РК3.01, ПАРМА РК3.02, ПАРМА РК6.05M, ПАРМА T400	ООО «ПАРМА»
Ресурс-Е4, Ресурс-UF2, Ресурс-UF2С, Ресурс-ПКЭ	НПФ «Энерготехника»
ЭНИП-2-45/100-220-А1Е0-01, ЭНИП-2-45/100-220-А2Е0-11, ЭНИП-2-45/100-220-А2Е0-21, ЭНИП-2-45/100-220-А3Е4-21, ЭНИП-2-45/100-220-А2Е4х2-21, ЭНИП-2-45/100-220-А2Е4х2FX-21, ЭНИП-2-45/100-24-А2Е0-32	Инженерный центр «Энергосервис»
Счетчики импульсов	
Пульсар	ООО «НПП Тепловодохран»
SmartVoyager, FX868-M2	ОАО «Телефис»
Теплосчетчики	
ВИС.Т	ЗАО «НПО Тепловизор»
ЭНКОНТ	«Промрезерв»
ТеРосс-ТМ	ООО «ТехноТерм»
ВКТ-7	ЗАО «НПФ Теплоком»
ВЗЛЕТ ТСР-М	ЗАО «Взлет»
Устройства системы обеспечения единого времени (СОЕВ)	
УСВ-2, УСВ-3	ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»
МИР РЧ-01	ООО НПО «МИР»
РСТВ-01-01 (GPS/ГЛОНАСС)	ЗАО «НПФ Прорыв»

В зависимости от наличия и количества интерфейсов связи и конструктивного исполнения КМ ЭНТЕК имеют различные модификации, наименования которых должны определяться в соответствии со следующим обозначением:

КМ ЭНТЕК E2R2 (G) -a V.b c -d -e -f -g -h -i -j -k lmnopq, где

a - аббревиатура, раскрывающая количество плат и вариантом питания изделия, в виде:

-1 – модификация с одной процессорной платой и питанием на –12/24/36/48 В;

-2 – модификация с одной процессорной платой и со встроенным блоком питания ~220В;

-3 – модификация с одной процессорной платой и платой расширения со встроенным блоком питания ~220В;

-4 – модификация с двумя процессорными платами и питанием на –12/24/36/48 В;

V.b – аппаратная версия платформы

c - аббревиатура, раскрывающая количество интерфейсов RS-485.

При отсутствии опции ставиться -0.

d - аббревиатура, раскрывающая количество интерфейсов RS-232.

При отсутствии опции ставиться -0.

e - аббревиатура, раскрывающая количество интерфейсов Ethernet.

При отсутствии опция ставиться -0.

f - аббревиатура, раскрывающая количество USB-портов.

При отсутствии опция ставиться -0.

g - аббревиатура, раскрывающая наличие источника бесперебойного питания на базе ионистора:

-0 – отсутствует;

-1 – присутствует.

h - аббревиатура, раскрывающая наличие встроенного модуля ГЛОНАСС/GPS.

-0 – отсутствует;

-1 – присутствует.

i - аббревиатура, раскрывающая конфигурацию встроенных модулей связи:

-0 – отсутствует;

-1 – наличие основного модуля;

-2 – основного и дополнительного модуля.

j - аббревиатура, раскрывающая тип связи сотового оператора, в виде:

-0 – отсутствие функции;

-1 – 2G;

-2 – 3G;

-3 – 4G;

-4 – 5G.

k - аббревиатура, раскрывающая тип дополнительного модуля связи, в виде:

-0 – отсутствие функции;

-1 – 2G;

-2 – 3G;

-3 – 4G;

-4 – 5G

-5 – LoraWan

-6 – ZigBee

-7 – NBIoT

-8 – McWill

l - аббревиатура, раскрывающая функции программного обеспечения ТМ:

-1 – функция базовая;

-2 – функция ТМ;

-3 – функция ТМ с поддержкой протокола DNP3;

m - аббревиатура, раскрывающая функции программного обеспечения

КМ ЭНТЕК в режиме устройства сбора и передачи данных

-0 – отсутствие функции;

-1 – наличия функции.

n - аббревиатура, раскрывающая функции программного обеспечения

наличие модуля VIPNET:

-0 – отсутствие функции;

-1 – наличия функции;

p - аббревиатура, раскрывающая специализированные функции:

-0 – отсутствие функции;

-1 – для управляемых разъединителей;

-2 – для системы АСУНО;

q - аббревиатура, раскрывающая наличия поддержки протокола IEC 61850

-0 – отсутствие функции;

-1 – наличия функции;

Пример записи условного обозначения:

КМ ЭНТЕК E2R2 (G)-1 V.4 2-1-2-1-1-1-1-2-0 31100

Расшифровка примера записи:

устройство сбора и передачи данных КМ ЭНТЕК, в модификации 1 - с одной процессорной

платой и питанием на –12/24/36/48 В в аппаратной версии – 4 в конфигурации:

интерфейсы связи - RS-485 - 2 шт.,

RS-232 - 1 шт.,

Ethernet - 2 шт.,

USB - 1 шт.,

1 - встроенный ионистор,

1 - встроенный спутниковый модуль синхронизации ГЛОНАСС/GPS,

1- основной модуль связи,

2 - 3G тип связи основного модуля связи,

0 – отсутствует дополнительный модуль связи.

с установленными программными функциями:

3 - функция ТМ с поддержкой протокола DNP3;

1 - функции программного обеспечения КМ ЭНТЕК в режиме устройства сбора и передачи данных

1 - наличие модуля VIPNET

0 - без специализированных функций.

0 - без поддержки протокола IEC 61850

На рисунке 1 представлен общий вид КМ ЭНТЕК и места нанесения знака утверждения типа на рисунке 2 показан вид контактов и разъемов.

Место нанесения
знака
утверждения типа



Рисунок 1 – Общий вид КМ ЭНТЕК. Место нанесения знака утверждения типа

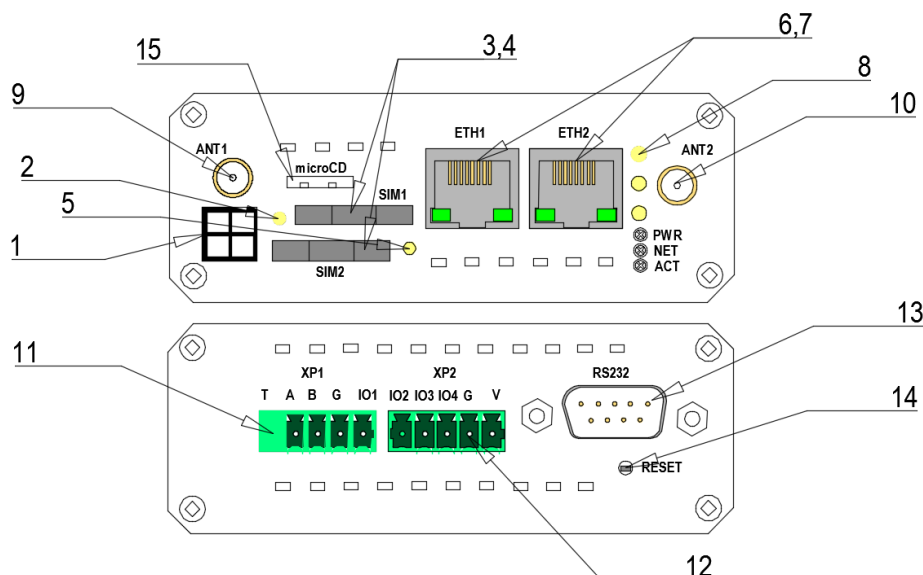


Рисунок 2 – Вид контактов и разъемов

Таблица 2 – Обозначение и описание контактов и разъемов к рисунку 2

Обозначение		Описание
Внешний вид с лицевой стороны		
1		Разъём DC Power Male Jack для подключения питания (POWER)
2		Кнопка для извлечения SIM-карты 1
3		Слот (разъём-держатель) SIM-карты 1 (SIM 1)
4		Слот (разъём-держатель) SIM-карты 2 (SIM 2)
5		Кнопка для извлечения SIM-карты 2
6		Порт Ethernet1 (LAN/WAN 10/100 Мбит/с), разъём RJ-45 (ETH1)
7		Порт Ethernet2 (LAN/WAN 10/100 Мбит/с), разъём RJ-45 (ETH2)
8		Светодиодные индикаторы (сверху вниз: PWR, NET, ACT)
9		Разъём SMA-F для подключения GSM/3G антенны (ANT1)
Внешний вид с обратной стороны		
10		Разъём SMA-F для подключения GSM/3G антенны (ANT2)
11 Клеммный разъём XP1	T	Выход встроенного терминального резистора 2
	A	Сигнал "А+" линии RS-485
	B	Сигнал "В-" линии RS-485
	G	Экран линии RS-485 (подключается при необходимости)
	I1	Линия ввода-вывода дискретного сигнала 1
12 Клеммный разъём XP2	I2	Линия ввода-вывода дискретного сигнала 2
	I3	Линия ввода-вывода дискретного сигнала 3
	I4	Линия ввода-вывода дискретного сигнала 4
	G	Земля
	V	Положительный вход внешнего питания
13	RS-232	9-контактный разъём DB-9М интерфейса RS-232
14		Сброс



Места установки изготовителем пломб наклеек, блокирующих доступ к технологическому разъему для прошивки КМ ЭНТЕК

Рисунок 3 – Места установки изготовителем пломб-наклеек, вид спереди



Места установки изготовителем пломб наклеек, блокирующих доступ к технологическому разъему для прошивки КМ ЭНТЕК

Рисунок 4 – Места установки пломб наклеек, вид сзади

Заводской номер указывается в паспорте и на корпусе КМ ЭНТЕК в формате числового кода.

Места установки изготовителем пломб наклеек, блокирующих доступ к технологическому разъему для прошивки КМ ЭНТЕК указаны на рисунках 3, 4.

Знак поверки наносится в паспорт КМ ЭНТЕК.

Программное обеспечение

В процессе настройки и эксплуатации КМ ЭНТЕК используются следующие виды программного обеспечения (далее по тексту - ПО):

- 1) СПО – системное программное обеспечение КМ ЭНТЕК. СПО обеспечивает все функции, реализуемые непосредственно в КМ ЭНТЕК – опрос узлов учета, хранение архивных данных, передачу информации на верхний уровень. Системное программное обеспечение КМ ЭНТЕК состоит из операционной системы Linux, исполнительной системы и конфигурации EnLogic по умолчанию.
- 2) WEB-интерфейс КМ ЭНТЕК. Является расширением СПО КМ ЭНТЕК, и предназначено для мониторинга работы КМ ЭНТЕК и основного набора функций конфигурирования. WEB-интерфейс доступен при подключении к КМ ЭНТЕК по каналу связи Ethernet, или по статическому адресу через соединение GPRS. Встроенный WEB-интерфейс КМ ЭНТЕК позволяет осуществлять мониторинг работы КМ ЭНТЕК и конфигурировать параметры списка узлов учета КМ ЭНТЕК. Для использования WEB-интерфейса необходим WEB-браузер с поддержкой технологий JScript и HTML5 (для отрисовки диаграмм и графиков).
- 3) Утилита опроса КМ ЭНТЕК. Выполняет функции, подобные WEB-интерфейсу. Позволяет сохранить результаты мониторинга работы КМ ЭНТЕК. Может опрашивать КМ ЭНТЕК по IP-адресу, а также по GSM-соединению (режим опроса CSD). Одно из основных назначений утилиты опроса КМ ЭНТЕК – проведение пусконаладочных работ по объекту учета, первичная проверка канала связи, формирование отчета по объекту, демонстрация передачи данных в сбытовые организации. Утилита опроса КМ ЭНТЕК входит в дистрибутив систем EnLogic и АИИС «ЭНТЕК». С ее помощь возможно производить опрос КМ ЭНТЕК по различным каналам связи, сохранять результаты опроса, корректировать параметры узлов учета, синхронизировать конфигурацию узлов учета в КМ ЭНТЕК.
- 4) Система конфигурирования EnLogic. Используется при необходимости расширенного конфигурирования КМ ЭНТЕК.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	исполнительная система конфигурирования EnLogic
Идентификационное наименование ПО	Enlogic-drv
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже 08.10.2019
Цифровой идентификатор ПО	8df6edc5020e87136b73f8051bfa2ca2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Места установки пломб и наклейки, блокирующей доступ к технологическому разъему для прошивки КМ ЭНТЕК указаны на рисунках 3 и 4.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 - Метрологические характеристики КМ ЭНТЕК

Наименование характеристики	Значение
Пределы основной допускаемой абсолютной погрешности часов, с/сут	± 1
Пределы дополнительной допускаемой абсолютной погрешности часов, вызванной изменением температуры окружающей среды в пределах рабочих условий применения, с/°C/сут	$\pm 0,1$

Таблица 5 - Основные технические характеристики КМ ЭНТЕК

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети постоянного тока, В	от 10 до 50
Напряжение питания от сети переменного тока, В	от 85 до 265
Максимальная потребляемая мощность, Вт	8
Масса, кг, не более	0,6
Габаритные размеры средства измерений, мм, не более: – длина – ширина – высота	97 78 110
Рабочие условия – температура, °C – относительная влажность окружающего воздуха при +30 °C, % – атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 до 98 от 66 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч,	125000
Срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на табличку расположенную на корпусе КМ ЭНТЕК.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
КМ ЭНТЕК	КМ ЭНТЕК E2R2 (G) -a V.b c -d -e -f -g -h -i -j -k l m n p q	1 шт.
Руководство по эксплуатации ¹	АФЛС.421455.002 РЭ-ЛУ	1 экз.
Паспорт	АФЛС.421455.002 ПС	1 экз.
Диск с программным обеспечением ²	-	1 шт.
Примечание: ¹ поставляется на партию изделий; ² поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе АФЛС.421455.002 РЭ-ЛУ Контроллер многофункциональный КМ ЭНТЕК E2R2 (G). Руководство по эксплуатации разделы 5, 7.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к контроллерам многофункциональным КМ ЭНТЕК Е2R2 (G) - а V.4

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

АФЛС.421455.002 ТУ Контроллер многофункциональный КМ ЭНТЕК Е2R2 (G). Технические условия

Правообладатель

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

ИНН 7718540189

Юридический адрес: 121741, г. Москва, ул. Рябиновая, д. 69, стр. 5, этаж 3, помещение II, комн. 16

Телефон: (495) 1103179

E-mail: info@entels.ru

Изготовитель

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

ИНН 7718540189

Юридический адрес: 121741, г. Москва, ул. Рябиновая, д. 69, стр. 5, этаж 3, помещение II, комн. 16

Телефон: (495) 1103179

E-mail: info@entels.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
30004-13

