

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Сведения об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистра- ционный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверок	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испытани- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК Кузбассразрезуголь» - «Кедровский угольный разрез»	-	ЭПК110/06 -1.001	40065-08	-	МП 40065-08 с изменением № 1	-	МП 201-040- 2022	-	15.09. 2022	Акционерное общество «Энергопромышлен- ная компания» (АО «ЭПК»), г. Екатеринбург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ОАО «Омскшина»	-	025	44962-10	-	-	МП-764/446- 2010 с изменением № 1	-	-	12.08. 2022	Акционерное общество «Омскшина» (АО «Омскшина»), г. Омск	ФБУ «Омский ЦСМ», г. Омск

3.	Трансформаторы тока встроенные	ТВИМ-1	22029 22284	53623-13	-	-	ГОСТ 8.217-2003	-	-	29.08.2022	Акционерное общество «Производственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД» (АО «ПК ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 2-я очередь	-	252.1	61679-15	-	МП 61679-15 с Изменением № 1	-	МП СМО-3006-1-2022	-	01.07.2022	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Дивногорская»	-	1181	62642-15	-	-	РТ-МП-2764-500-2015 с изменением № 1	-	-	15.07.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Системы измерений» (ООО «Системы измерений»), г. Красноярск	ООО «Энерго-комплекс», г. Москва
6.	Система измерительная РСУ установки 35-11/300 ООО «ЛУКОЙЛ УНП»	-	РИФ-02	65879-16	-	МП 1706/1-311229-2016	-	МП 1506/1-311229-2022	-	19.08.2022	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Ухтанефте-переработка» (ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»), Республика Коми, г. Ухта	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	-	010	65893-16	-	-	МП 15-2021	-	30.08.2022	Филиал «Нижегородский» Публичного акционерного общества «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»), г. Нижний Новгород	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
8.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 612 ППСН "Калтасы"	-	40	75552-19	-	НА.ГНМЦ.0 327-18 МП	-	НА.ГНМЦ.0 691-22 МП	08.07.2022	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
9.	Твердомеры универсальные	DRM, EX, RSD и RS-SD	Мод. 250DRMC зав. № 74312, мод. 330RSD зав. № 75242	78760-20	-	-	ГОСТ 8.398-80	МП 114-261-2021	31.01.2022	Общество с ограниченной ответственностью «ЛЮКОН ПРО» (ООО «ЛЮКОН ПРО»), г. Москва	УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Екатеринбург
10.	Твердомеры универсальные	VRS, MRS	Мод. 251VRS зав. № 75167, мод. 250MRS PC зав. № 74626	78763-20	-	-	ГОСТ 8.398-80	МП 116-261-2021	31.01.2022	Общество с ограниченной ответственностью «ЛЮКОН ПРО» (ООО «ЛЮКОН ПРО»), г. Москва	УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Екатеринбург

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Регистрационный № 44962-10

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ОАО «Омскшина»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ОАО «Омскшина» (далее по тексту – АИИС КУЭ ОАО «Омскшина») предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭ по все расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» представляет собой многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК) 1-24 АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» состоят из трех уровней.

Первый уровень – измерительные каналы, включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ), включающее в себя приемник GPS-сигналов, подключенный к УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. ИВКЭ состоит из специализированных промконтроллеров, обеспечивающих интерфейсы доступа к ИИК и технических средств приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включает в себя сервер баз данных (далее по тексту СБД), автоматизированное рабочее место (далее по тексту – АРМ), а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение, а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В точках учета энергии установлены высокоточные средства учета – электронные счетчики, подключаемые к сетям высокого напряжения через измерительные трансформаторы тока и напряжения. Для расчета электрической энергии, потребляемой за определенный период времени, необходимо интегрировать во времени мгновенные значения мощности.

Сигналы, пропорциональные напряжению и току в сети, снимаются с вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения и поступают на вход преобразователя счетчика. Измерительная система преобразователя перемножает входные сигналы, получая мгновенную потребляемую мощность. Этот сигнал поступает а вход микроконтроллера счетчика, преобразующего его в Вт·ч и, по мере накопления сигналов, изменяющего показания счетчика. Микроконтроллер считывает и сохраняет последнее сохраненное значение. По мере накопления каждого Вт·ч, микроконтроллер увеличивает показания счетчика.

На уровне ИВК АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» осуществляется автоматизированный сбор данных с ИВКЭ (УСПД), ведется статистика по связи и протоколы событий в системе.

ИВК АИИС КУЭ ОАО «Омскшина»:

- выполняет опрос значений результатов измерений, хранящихся в базе данных ИВКЭ;
- выполняет опрос состояний средств измерений, хранящихся в базе данных ИВКЭ, включая: журналы событий ИВКЭ; данные о состоянии средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых ИВКЭ;
- осуществляет информационный обмен с заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента «по запросу» о состоянии объектов измерений, включая состояния выключателей, разъединителей, трансформаторов энергоустановки.

В результате сбора информации о результатах измерений, составе, структуре объекта измерений в ИВК АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» проводится структуризация информации, формирование разделов баз данных по результатам измерений, состоянию средств измерений и состоянию объектов измерений. На основе анализа собранных данных определяются необходимые учетные (интегральные) показатели измеренных параметров посредством соответствующей обработки полученных данных.

В ИВК АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» обеспечена возможность информационного взаимодействия с автоматизированной информационной справочной системой АО «Омскшина».

Для ведения электронного архива коммерческих и контрольных данных в ИВК АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» используются системы управления реляционными базами данных с поддержкой языка SQL (Data Language SQL).

Взаимодействие между ИВК АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» и заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента осуществляется по следующим каналам связи:

- основной канал связи организован по электронной почте пересылкой xml-макетов.

АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» решает следующие задачи:

- периодически (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодически (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодически (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программно уровнях (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ОАО «Омскшина»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ОАО «Омскшина»;
- ведение системы единого времени АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» (коррекция времени).

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

Результаты измерений для каждого интервала времени и тридцатиминутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи поступает в ИВКЭ (УСПД), где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ ОАО «Омскшина».

Коммуникационный сервер при помощи программного обеспечения (далее по тексту – ПО) один раз в сутки опрашивает ИВКЭ (УСПД) и считывает с него тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки. Считанные значения записываются в базу данных (далее по тексту – БД). Сервер БД производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности. В автоматическом режиме раз в сутки сервер БД считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отсчеты в формате XML в ОАО «АТС», ОАО «Омскшина» и другие заинтересованные организации.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ. Заводской номер: 025.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» входит: встроенное ПО счетчиков («Конфигуратор СЭТ 4ТМ»), ПО ИВКЭ (УСПД), ПО сервера. Программные средства содержат: базовое (системное) ПО (Windows XP Pro SP2), включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (далее по тексту – СУБД SQL) и прикладное ПО «Энергосфера», ПТК «ЭКОМ» (ЭКОМ-3000, «Архив»), «Конфигуратор СЭТ 4ТМ».

АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входя все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД, СБД). В качестве базового прибора СОЕВ используется УССВ на базе приемника GPS-сигналов.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные прикладного ПО «Энергосфера»

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав измерительного канал			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ (УСПД)
1	ГПП-6 110/10 кВ «Шинная-1» В-1; Т-1 1 сш 10 кВ	ТПШЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 3000/5 рег. № 1423-60	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
2	ГПП-6 110/10 кВ «Шинная-1» В-2; Т-2 2 сш 10 кВ	ТПШЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 3000/5 рег. № 1423-60	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04

Продолжение таблицы 2

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав измерительного канал			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ (УСПД)
3	ГПП-6 110/10 кВ «Шинная-1» ТСП-1,2 0,22 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 58386-14	—	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
4	ГПП-6 110/10 кВ «Шинная-1» 1С-10 кВ ф.605 «Омскэлектро» яч.5	ТЛО-10 КТ 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 25433-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
5	ГПП-6 110/10 кВ «Шинная-1» 2С-10 кВ ф.615 «Омскэлектро» яч.15	ТЛО-10 КТ 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 25433-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
6	ГПП-21 110/10/6 кВ «Шинная-2» В-1 Т-1 1С-110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 КТ 0,2S К _{тт} = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000√3)/(100√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
7	ГПП-21 110/10/6 кВ «Шинная-2» В-2 Т-2 2С-110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 КТ 0,2S К _{тт} = 400/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = (110000√3)/(100√3) рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
8	ГПП-21 110/10/6 кВ «Шинная-2» ф.«Прогресс» 3С-10 кВ яч.24	ТПЛ-10-М КТ 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
9	ГПП-21 110/10/6 кВ «Шинная-2» ф.«ДСК-2» 3С-10 кВ яч.16	ТПЛМ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
10	ГПП-21 110/10/6 кВ «Шинная-2» ф.«ТЭЦ-5» 5С-6 кВ яч.121	ТПЛ-10-М КТ 0,2S К _{тт} = 100/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04

Продолжение таблицы 2

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав измерительного канал			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ (УСПД)
11	ГПП-21 110/10/6 кВ «Шинная-2» ф.«ДСК-2» 4С-10 кВ яч.58	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
12	ГПП-21 110/10/6 кВ «Шинная-2» ф.«ТЭЦ-5» 6С-6 кВ яч.141	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
13	ГПП-21 110/10/6 кВ «Шинная-2» ф.«Прогресс» 4С-10 кВ яч.70	ТОЛ 10-І КТ 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 15128-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
14	ГПП-15 110/6 кВ «Черемуховская» В-1 Т-1 1С-6 кВ	ТПОЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
15	ГПП-15 110/6 кВ «Черемуховская» В-2 Т-2 2С-6 кВ	ТПОЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
16	ГПП-15 110/6 кВ «Черемуховская» ТСН-1, ТСН-2 сш 0,22 кВ	Т-0,66 У3 КТ 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 22656-02	—	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
17	ГПП-15 110/6 кВ «Черемуховская» ф.«Ч-13» 1С-6 кВ яч.13	ТПЛ-10-М КТ 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
18	ГПП-15 110/6 кВ «Черемуховская» ф.«ТПК» 1С-6 кВ яч.10	ТПЛ-10-М КТ 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04

Продолжение таблицы 2

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав измерительного канал			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ (УСПД)
19	ГПП-15 110/6 кВ «Черемуховская» ф.«Ч-20» 2С-6 кВ яч.20	ТПЛ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
		ТПЛ-10-М КТ 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 22192-07			
20	ТП-21 РУ-10 кВ ф.«ТП-7604» яч.4	ТПЛ-10-М КТ 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
21	ТП-21 РУ-10 кВ ф.«ТП-7605» яч.18	ТПЛ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
22	ТП-21 РУ-10 кВ ф.«ТП-7699» 1С-10 кВ яч.3	ТПЛ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 75/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
24	ТП-21 РУ-10 кВ ф.«ТП-7699» 2С-10 кВ яч.21	ТПЛ-10-М КТ 0,5S К _{тт} = 75/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000М рег. № 17049-04
П р и м е ч а н и я : 1 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная. 2 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)}\%$	$\delta_5\%$	$\delta_{20}\%$	$\delta_{100}\%$
		$I_{1(2)}\% \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{\text{изм}} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{\text{изм}} < I_{120}\%$
1, 2, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 19, 21, 22 ТТ 0,5 ТН 0,5 Счетчик 0,2S	1,0	—	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,9	—	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$
	0,8	—	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
	0,7	—	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$
	0,5	—	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
3, 16 ТТ 0,5S Счетчик 0,2S	1,0	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,9	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 2,8$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,7	$\pm 3,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
	0,5	$\pm 5,3$	$\pm 2,8$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
4, 5, 6, 7, 8, 10 ТТ 0,2S ТН 0,5 Счетчик 0,2S	1,0	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,9	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,7	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
17, 18, 20, 24 ТТ 0,5S ТН 0,5 Счетчик 0,2S	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,9	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$

Продолжение таблицы 3

№ ИИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)}\%$	$\delta_5\%$	$\delta_{20}\%$	$\delta_{100}\%$
		$I_{1(2)}\% \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{\text{изм}} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{\text{изм}} < I_{120}\%$
1, 2, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 19, 21, 22 ТТ 0,5 ТН 0,5 Счетчик 0,5	0,9	—	$\pm 6,5$	$\pm 3,5$	$\pm 2,7$
	0,8	—	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$
	0,7	—	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$
	0,5	—	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
3, 16 ТТ 0,5S Счетчик 0,5	0,9	$\pm 6,7$	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$
	0,8	$\pm 4,7$	$\pm 2,5$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,7	$\pm 3,8$	$\pm 2,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 3,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
4, 5, 6, 7, 8, 10 ТТ 0,2S ТН 0,5 Счетчик 0,5	0,9	$\pm 3,7$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 2,5$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
	0,5	$\pm 2,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$

Продолжение таблицы 3

№ ИИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)}\%$	$\delta_5\%$	$\delta_{20}\%$	$\delta_{100}\%$
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} < I_{120}\%$
17, 18, 20, 24 ТТ 0,5S ТН 0,5 Счетчик 0,5	0,9	$\pm 6,9$	$\pm 3,7$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$
	0,8	$\pm 4,8$	$\pm 2,7$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	0,7	$\pm 3,6$	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
П р и м е ч а н и я : 1 Погрешность измерений $\delta_{1(2)}\%$ Р и $\delta_{1(2)}\%$ Q для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)}\%$ Р и $\delta_{1(2)}\%$ Q для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$. 2 Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин). 3 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК указаны при доверительной вероятности 0,95. 4 Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с.					

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации: - напряжение питающей сети, в долях от $U_{ном}$ - ток питающей сети, в долях от $I_{ном}$ - коэффициент мощности (инд.) - температура окружающего воздуха, °С	от 0,98 до 1,02 от 1,0 до 1,2 0,9 от +15 до +25
Рабочие условия эксплуатации: - напряжение питающей сети, в долях от $U_{ном}$ - ток питающей сети, в долях от $I_{ном}$ - температура окружающего воздуха, °С - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - ИВКЭ (УСПД) ЭКОМ-3000 - трансформаторы тока - трансформаторы напряжения	от 0,9 до 1,1 от 0,01 до 1,2 от -40 до +60 от -40 до +50 по ГОСТ 7746-2015 по ГОСТ 1983-2015
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: - счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления при выходе из строя оборудования $T_{в}$, ч, не более - ИВКЭ (УСПД) ЭКОМ-3000: - средняя время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления при выходе из строя оборудования $T_{в}$, ч, не более	90000 2 75000 1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации:	
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, мес, не менее	3,7
при отключенном питании, лет, не менее	10
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу, сутки, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	5
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений	весь срок эксплуатации

Резервирование питания в АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» осуществляется при помощи устройств бесперебойного электропитания (UPS), обеспечивающих стабилизированное бесперебойное питание элементов АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» при скачкообразном изменении или пропадании напряжения (бестоковая пауза, не вызывающая сбоев в работе сервера – 30 мин)

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеются устройства для пломбирования;

- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере (АРМ);

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- факторов параметрирования счетчика;

- факторов пропадания напряжения;

- факторов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);

- ИВКЭ (УСПД) (функция автоматизирована);

- сервере (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ОАО «Омскшина» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	13 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-І	3 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	8 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	22 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000М	2 шт.
ПО «Энергосфера»	—	1 комплект
Формуляр	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 5.2-0048-2022 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Методика измерений аттестована ФБУ «Омский ЦСМ». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312367.

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»;

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии».

Изготовитель

Акционерное общество «Омскшина»
(АО «Омскшина»)
ИНН 5506007419
Адрес: 644018, Омская обл., г. Омск, ул. П.В. Бударкина, д. 2

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 пр., д. 31
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

В части вносимых изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области»
(ФБУ «Омский ЦСМ»)
Адрес: 644116, Омская обл., г. Омск, ул. Северная 24-я, д. 117А
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311670.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Регистрационный № 78763-20

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Твердомеры универсальные VRS, MRS

Назначение средства измерений

Твердомеры универсальные VRS, MRS (далее – твердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Бринелля, Роквелла, Супер-Роквелла и Виккерса, в соответствии с ГОСТ 9012-59, ГОСТ 9013-59, ГОСТ 22975-78, ГОСТ Р ИСО 6507-1:2007 соответственно.

Описание средства измерений

Принцип действия твердомеров основан:

для шкал Бринелля на статическом вдавливании шарикового наконечника с последующим измерением диаметра окружности отпечатка;

для шкал Роквелла и Супер-Роквелла на статическом вдавливании алмазного или шарикового наконечников с последующим измерением глубины внедрения наконечника;

для шкал Виккерса на статическом вдавливании алмазного пирамидального наконечника с последующим измерением длин диагоналей восстановленного отпечатка.

Твердомеры состоят из устройства приложения нагрузки, измерительного блока, программируемого логического контроллера (далее – ПЛК), микроскопа (отсчетного или цифрового) или встраиваемой оптической системы (в зависимости от модификации).

Твердомеры выпускаются в следующих модификациях: VRS и MRS, которые отличаются наличием у модификации VRS встраиваемой оптической системы для измерения метрических параметров отпечатков, способом приложения нагрузки и техническими характеристиками.

Твердомеры VRS выпускаются в следующих исполнениях 251VRSА, 270VRSА, 770VRSА, 251VRSД, 270VRSД, 770VRSД, 251VRS-TV, 270VRS-TV, 770VRS-TV.

Модификации твердомеров VRS имеют обозначение вида: [X₁]VRS[X₂], где

X₁ – условное обозначение различия в габаритных размерах, рабочего пространства и массы твердомеров (251; 270; 770);

X₂ – условное обозначение устройства системы измерения размеров отпечатков (А - оптическая система измерения путем вращения механического градуированного микровинта; размеры отпечатков в ПЛК твердомера заносятся с помощью кнопочной панели управления; D - оптическая система измерения путем вращения микровинта, оснащенного энкодером для передачи размеров и их отображения на дисплее панели управления твердомера; TV - оптическая система с интегрированной цифровой камерой.

Твердомеры MRS выпускаются в следующих исполнениях 250MRS, 3332MRS, 250MRS PC, 3332MRSА.

Модификации твердомеров MRS имеют обозначение вида: $[X_1]MRS[X_2]$, где

X_1 – условное обозначение различия в габаритных размерах, рабочего пространства и массы твердомеров (250; 3332). У исполнения 250 нагрузка прилагается за счет подъема стола; у исполнений 3332 – опускается индентор;

X_2 – обозначение «РС» свидетельствует о наличии дополнительной панели управления; обозначение «А» – опускание блока панели управления с индентором по средством моторизованного привода.

Корпус твердомеров изготавливают из металла, окрашиваемого в цвета, которые определяет изготовитель.

Нанесение знака поверки на твердомеры не предусмотрено. Заводские номера в виде цифрового обозначения, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра твердомера, наносятся гравировкой на табличку (шильд), установленную на передней панели корпуса твердомеров.

Общий вид твердомеров представлен на рисунке 1, место нанесения заводского номера – на рисунке 2.



а)



б)



в)



г)



д)



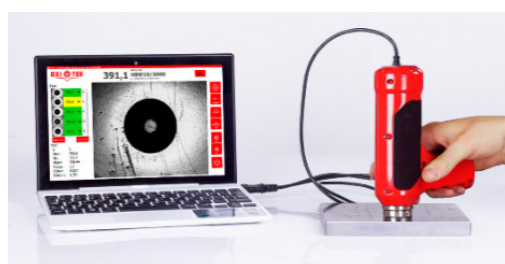
е)



ж)



з)



и)



к)

Рисунок 1 – Общий вид твердомеров универсальных VRS, MRS
а) 251VRSA, 251VRSD; б) 270VRSA, 770VRSA, 270VRSD, 770VRSD; в) 251VRS-TV;
г) 270VRS-TV, 770VRS-TV; д) 250MRS; е) 3332MRS; ж) 250MRS PC;
з) 3332MRSA; и) Цифровой микроскоп; к) Отсчетный микроскоп



Место
нанесения
заводского
номера

Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Пломбирование твердомеров универсальных VRS, MRS не предусмотрено.

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (ПО) твердомеров установлено в ПЛК и предназначено для управления работой твердомеров, а также для хранения, передачи и статистической обработки результатов измерений.

Внешнее ПО установлено на модификациях VRS-TV, MRS PC на персональном компьютере, а также используется при работе с цифровым микроскопом, и предназначено для управления работой твердомеров, а также для визуального отображения, хранения, передачи и статистической обработки результатов измерений.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Встроенное		Внешнее
	VRS	MRS	VRS-TV; MRS PC
Идентификационное наименование ПО	AFRVRS[XX]*	AFRMRS[XX]*	HDT Nx
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V2.29	не ниже V2.29	не ниже V1.4
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-
* значения [XX] могут меняться в зависимости от года изготовления			

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Бринелля

Шкала Бринелля	Испытательные нагрузки, Н	Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %
5/62,5 HB	612,9	± 1,0
2,5/62,5 HB (HBW)		
5/125 HB (HBW)	1226	
2,5/187,5 HB (HBW)	1839	
10/250 HB	2452	
5/250 HB(HBW)		

Таблица 3 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Бринелля

Обозначение шкал измерения твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Бринелля в диапазонах измерений				
	от 8 до 50 HB включ.	св. 50 до 95 HB включ.	св. 95 до 200 HB(HBW) включ.	св. 200 до 450 HB(HBW) включ.	св. 450 до 650 HBW включ.
5/62,5 HB 10/250 HB	±1,5	—	—	—	—
5/125 HB(HBW) 5/250 HB(HBW) 2,5/62,5 HB(HBW)	±1,5	±6,0		—	—
2,5/187,5 HB (HBW)	—	±6,0		±19,5	

Таблица 4 - Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла

Испытательные нагрузки, Н		Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %	
Предварительная	Основные	Предварительная	Основные
Шкала Роквелла			
98,07	588,4; 980,7; 1471	±2,0	±0,5
Шкала Супер-Роквелла			
29,42	147,1; 294,2; 441,3	±2,0	±0,66

Таблица 5 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Роквелла

Обозначение шкалы Роквелла	Диапазоны измерений твердости по шкалам Роквелла	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Роквелла
HRA	от 70 до 93 HRA	±1,2 HRA
HRB	от 25 до 100 HRB	±2,0 HRB
HRC	от 20 до 35 HRC включ.	±2,0 HRC
	св. 35 до 55 HRC включ.	±1,5 HRC
	св. 55 до 70 HRC	±1,0 HRC

Таблица 6 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Супер-Роквелла

Обозначение шкалы Супер-Роквелла	Диапазоны измерений твердости по шкалам Супер-Роквелла	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Супер-Роквелла
HRN15	от 70 до 94 HRN15	±1,0 HRN15
HRN30	от 40 до 76 HRN30 включ.	±2,0 HRN30
	св. 76 до 86 HRN30	±1,0 HRN30
HRN45	от 20 до 78 HRN45	±2,0 HRN45
HRT30	от 15 до 82 HRT30	±2,0 HRT30

Таблица 7 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Виккерса

Испытательные нагрузки, Н	Пределы допускаемой относительной погрешности испытательных нагрузок для шкал Виккерса, %
49,03	±1,0
98,07	
294,2	
490,3	
980,7	

Таблица 8 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Виккерса

Обозначение шкалы Виккерса	Диапазон измерения твердости по шкалам Виккерса HV			
	от 50 до 150 включ.	св. 150 до 250 включ.	св. 250 до 525 включ.	св. 525 до 1500 включ.
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Виккерса HV			
HV5	±4,5	±7,5	±15,8	±45,0
HV10				
HV30				
HV50				
HV100				

Таблица 9 – Метрологические характеристики измерительного устройства твердомера

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений, мм	от 0 до 9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений диаметров (для шкал Бринелля), мм	
- на одно миллиметровое деление	±0,01
- на всю длину шкалы	±0,02
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений диагоналей (для шкал Виккерса), мм	
- в поддиапазоне от 0 до 0,040 мм включ.	±0,0004
- в поддиапазоне св. 0,200 до верхнего предела измерений, мм	±0,002
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений диагоналей (для шкал Виккерса) в поддиапазоне св. 0,040 до 0,200 включ., мм, %	±1,0

Таблица 10 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	VRS			MRS	
	251	270	770	250	3332
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	220 ± 20 50 ± 1				
Потребляемая мощность, В·А, не более	150				
Диаметр шарика для шкал Бринелля, мм	2,5; 5,0; 10,0				
Габаритные размеры твердомеров, мм, не более - ширина - высота - глубина	460 855 520	620 1000 680	620 1400 680	260 855 520	500 1250 780
Габаритные размеры рабочего пространства, мм, не менее - длина (расстояние от оси индентора до корпуса) - высота	185 210	188 380	188 700	185 210	200 550
Масса, кг, не более	105	140	190	105	230
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80				
Срок службы, лет, не менее	10				

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 11 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Твердомеры универсальные	VRS, MRS	1 шт.
Встраиваемая оптическая система ^{1,2}	—	1 шт.
Цифровой микроскоп ¹	—	1 шт. ³
Микроскоп отсчетный ¹	—	1 шт. ³
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.
¹ в зависимости от модификации; ² встраиваемая оптическая система может комплектоваться цифровой камерой вместо отсчетного окуляра с использованием внешнего ПО ³ по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 11-22

Руководство по эксплуатации. Твердомеры стационарные 250 MRS/MRS PC;

Руководство по эксплуатации. Твердомеры стационарные 251 VRSA/VRSD/VRSTV;

Руководство по эксплуатации. Твердомеры стационарные 270-770 VRSA/VRSD/VRSTV;

Руководство по эксплуатации. Твердомеры стационарные 3302, 3332 MRS/MRSA.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приложение к приказу Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. №3462 «Государственная поверочная схема для средств измерений твердости по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла»;

ГОСТ 8.062-85 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений твёрдости по шкалам Бринелля;

ГОСТ 8.063-2012 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений твёрдости по шкалам Виккерса;

Техническая документация OMAG di AFFRI D. S.r.l., Италия.

Изготовитель

OMAG di AFFRI D. S.r.l., Италия

Адрес: Via Monte Tagliaferro, 8 - 21056 Induno Olona- Varese - Italia

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Регистрационный № 78760-20

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Твердомеры универсальные DRM, EX, RSD и RS-SD

Назначение средства измерений

Твердомеры универсальные DRM, EX, RSD и RS-SD (далее – твердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Бринелля, Роквелла, Супер-Роквелла и Виккерса, в соответствии с ГОСТ 9012-59, ГОСТ 9013-59, ГОСТ 22975-78, ГОСТ Р ИСО 6507-1:2007.

Описание средства измерений

Принцип действия твердомеров основан:

для шкал Бринелля на статическом вдавливании шарикового наконечника с последующим измерением диаметра окружности отпечатка;

для шкал Роквелла и Супер-Роквелла на статическом вдавливании алмазного или шарикового наконечников с последующим измерением глубины внедрения наконечника;

для шкал Виккерса на статическом вдавливании алмазного пирамидального наконечника с последующим измерением длин диагоналей восстановленного отпечатка.

Твердомеры состоят из устройства приложения нагрузки, измерительного блока, программируемого логического контроллера (далее – ПЛК). По дополнительному заказу в комплектность твердомера может входить микроскоп (отсчетный или цифровой).

Твердомеры выпускаются в следующих модификациях: DRM, EX, RSD и RS-SD, которые отличаются способом приложения нагрузки, метрологическими и техническими характеристиками.

В модификациях DRM цикл испытаний запускается автоматически после контакта индентора с образцом, который достигается вращением опорного винта стола. В модификациях RSD, RS-SD нагрузка прикладывается опусканием рукоятки блока нагружения. В модификациях EX для проведения цикла испытания необходимо задать сначала предварительную нагрузку путем вращения опорного винта стола до контакта образца с индентором, а затем основную нагрузку – опусканием рукоятки блока нагружения.

Структура условного обозначения твердомеров:

$[X_1]DRM[X_2]$, где $[X_1]$ – условное обозначение различия в габаритных размерах, рабочего пространства и массы твердомеров (250); DRM – обозначение модификации твердомера; $[X_2]$ – условное обозначение различия метрологических характеристик, в том числе набора используемых шкал твердости (С).

$[X_1]EX[X_2]$, где $[X_1]$ – условное обозначение габаритных размеров, рабочего пространства и массы твердомеров (206); EX – обозначение модификации твердомера; $[X_2]$ – условное обозначение различия метрологических характеристик, в том числе набора используемых шкал твердости (2; S).

$[X_1]RSD[X_2]$, где $[X_1]$ – условное обозначение различия в габаритных размерах, рабочего пространства и массы твердомеров (206; 330; 903); RSD – обозначение модификации твердомера; $[X_2]$ – условное обозначение различия метрологических характеристик, в том числе набора используемых шкал твердости (D2; D4). Обозначение «MAG» в наименовании модификации твердомера означает наличие магнитной системы фиксации для установки непосредственно на изделии или на специально подготовленную станину; если изделие не обладает магнитными свойствами, то допустима фиксация цепным фиксирующим приспособлением.

$[X_1]RS-SD$, где $[X_1]$ – условное обозначение различия в габаритных размерах, рабочего пространства и массы твердомеров (206; 330; 903); RS-SD – обозначение модификации твердомера.

Корпус твердомеров изготавливают из металла, окрашиваемого в цвета, которые определяет изготовитель.

Нанесение знака поверки на твердомеры не предусмотрено. Заводские номера в виде цифрового обозначения, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра твердомера, наносятся гравировкой на табличку (шильд), установленную на передней панели корпуса твердомеров.

Общий вид твердомеров представлен на рисунке 1, место нанесения заводского номера – на рисунке 2.



а)



б)



в)



г)



д)



е)

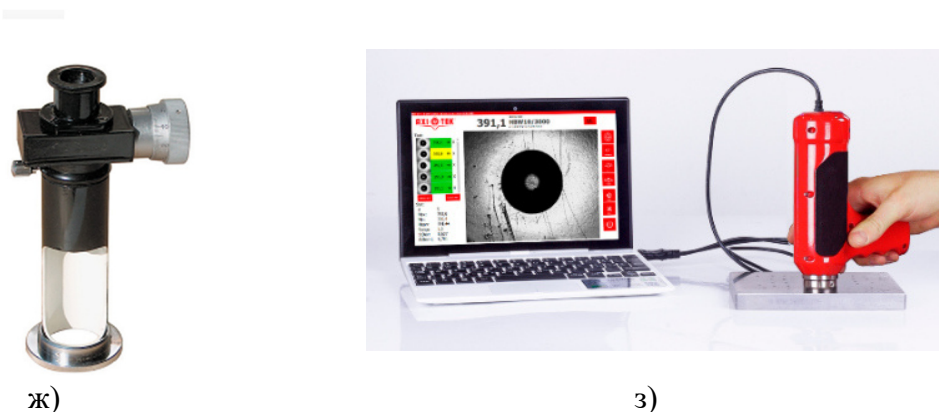


Рисунок 1 – Общий вид твердомеров
а) 250DRM, 250DRMC; б) 206EX, 206EX2, 206EXS; в) 206RSD, 206RS-SD;
г) 330RSD, 330RS-SD; д) 903RSD, 903RS-SD; е) RSD-MAG D2, RSD-MAG D4;
ж) Отсчетный микроскоп; з) Цифровой микроскоп

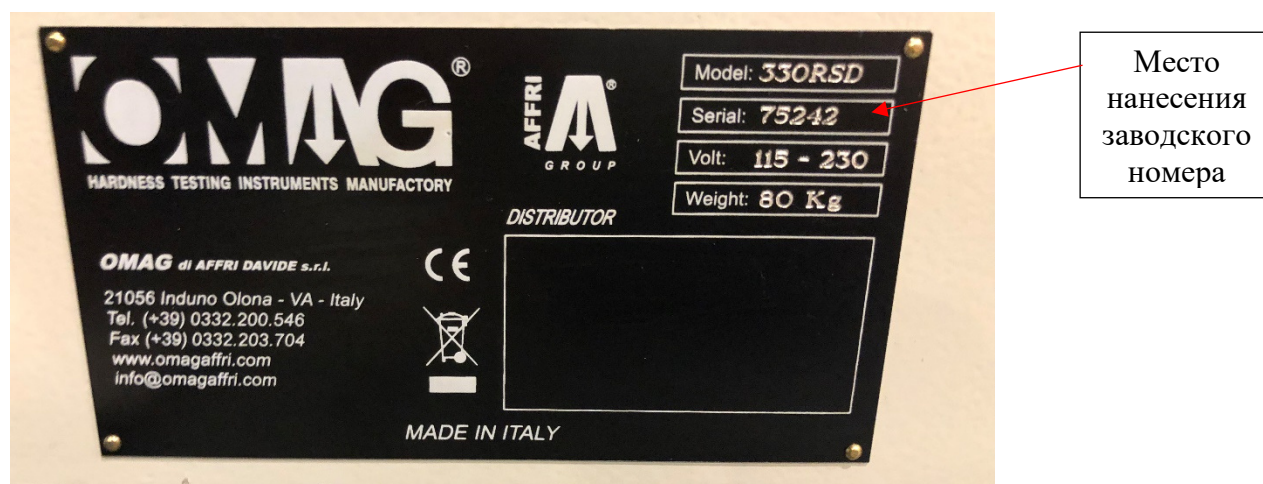


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Пломбирование твердомеров не предусмотрено.

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (ПО) твердомеров установлено в ПЛК и предназначено для управления работой твердомеров, а также для хранения, передачи и статистической обработки результатов измерений.

Внешнее ПО используется при работе с цифровым микроскопом и предназначено для измерения размеров отпечатков и получения результатов измерений твердости.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификаций			
	Встроенное			Внешнее
	DRM	EX	RSD, RS-SD	
Идентификационное наименование ПО	AFRDDRМ[XX]	AFREX[XX]	AFRRSD[XX]	HDT Nx
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V2.29	не ниже V7.21		не ниже V1.4
Цифровой идентификатор ПО	-			
* значения [XX] могут меняться в зависимости от года изготовления				

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Бринелля

Модификация твердомера	Шкала Бринелля	Испытательные нагрузки, Н	Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %
EX, EX2, RSD	1/10 HB (HBW)	98,07	±1,0
EX2, EXS, RS-SD	1/30 HB	294,2	
	1/30 HBW		
EX2, EXS, RS-SD	2,5/31,25 HB	306,5	
DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	5/62,5 HB	612,9	
	2,5/62,5 HB (HBW)		
DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	5/125 HB	1226	
DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	2,5/187,5 HB	1839	
	2,5/187,5 HBW		
DRMC, RSD, RSD-MAG D2	10/250 HB	2452*	
	5/250 HB (HBW)		

* опционально для модификаций твердомеров RSD, RSD-MAG D2

Таблица 3 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Бринелля

Модификация твердомера	Обозначение шкалы Бринелля	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Бринелля в диапазонах измерений				
		от 8 до 50 HB включ.	св. 50 до 95 HB включ.	св. 95 до 200 HB(HBW) включ.	св. 200 до 450 HB(HBW) включ.	св. 450 до 650 HBW включ.
DRMC, EX, EX2, EXS, RSD, RS-SD, RSD-MAG D2, RSD-MAG D4	5/62,5 HB	±1,5	—	—	—	—
	10/250 HB					
DRMC, EX, EX2, EXS, RSD, RS-SD, RSD-MAG D2	2,5/31,25 HB	±1,5	±2,9	—	—	—
	5/125 HB					
DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	1/10 HB (HBW)	±1,5	±2,9	±6,0	—	—
	5/250 HB (HBW)					
DRMC, EX, EX2, EXS, RSD, RS-SD, RSD-MAG D2	2,5/62,5 HB (HBW)	—	—	±6,0	±13,5	—
	1/30 HB					
	2,5/187,5 HB					
DRMC, EX, EX2, EXS, RSD, RS-SD, RSD-MAG D2	1/30 HBW	—	—	±6,0	±13,5	±19,5
	2,5/187,5 HBW					

Таблица 4 - Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла

Модификация твердомера	Испытательные нагрузки, Н		Пределы допускаемого относительного отклонения испытательных нагрузок, %	
	Предварительная	Основные	Предварительная	Основные
	Шкала Роквелла			
DRM, DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	98,07	588,4; 980,7; 1471	±2,0	±0,5
Шкала Супер-Роквелла				
DRM, DRMC, EX2, EXS, RS-SD, RSD-MAG D4	29,42	147,1; 294,2; 441,3	±2,0	±0,66

Таблица 5 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Роквелла

Модификация твердомера	Обозначение шкалы Роквелла	Диапазоны измерений твердости по шкалам Роквелла	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Роквелла
DRM, DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	HRA	от 70 до 93 HRA	±1,2 HRA
	HRB	от 25 до 100 HRB	±2,0 HRB
	HRC	от 20 до 35 HRC включ. св. 35 до 55 HRC включ. св. 55 до 70 HRC	±2,0 HRC ±1,5 HRC ±1,0 HRC

Таблица 6 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Супер-Роквелла

Модификация твердомера	Обозначение шкалы Супер-Роквелла	Диапазоны измерений твердости по шкалам Супер-Роквелла	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Супер-Роквелла
DRM, DRMC, EX2, EXS, RS-SD, RSD-MAG D4	HR15N	от 70 до 94 HR15N	±1,0 HR15N
	HR30N	от 40 до 76 HR30N включ. св. 76 до 86 HR30N	±2,0 HR30N ±1,0 HR30N
	HR45N	от 20 до 78 HR45N	±2,0 HR45N
	HR30T	от 15 до 82 HR30T	±2,0 HR30T

Таблица 7 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Виккерса

Модификация твердомера	Испытательные нагрузки, Н	Пределы допускаемой относительной погрешности испытательных нагрузок для шкал Виккерса, %
DRM, DRMC	49,03	±1,0
DRM, DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	98,07	
DRM, DRMC, EX2, EXS, RS-SD, RSD-MAG D4	294,2	
DRM, DRMC	490,3	
DRM, DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	980,7	

Таблица 8 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Виккерса

Модификация твердомера	Обозначение шкалы Виккерса	Диапазон измерения твердости по шкалам Виккерса HV			
		от 50 до 150 включ.	св. 150 до 250 включ.	св. 250 до 525 включ.	св. 525 до 1500 включ.
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений твердости по шкалам Виккерса HV			
DRM, DRMC	HV5	±4,5	±7,5	±15,8	±45,0
DRM, DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	HV10				
DRM, DRMC, EX2, EXS, RS-SD, RSD-MAG D4	HV30				
DRM, DRMC	HV50				
DRM, DRMC, EX, EX2, RSD, RSD-MAG D2	HV100				

Таблица 9 – Метрологические характеристики измерительного устройства твердомера

Наименование характеристики		Значение
Диапазон измерений, мм		от 0 до 9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений диаметров (для шкал Бринелля), мм		
- на одно миллиметровое деление		$\pm 0,01$
- на всю длину шкалы		$\pm 0,02$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений диагоналей (для шкал Виккерса), мм		
- в поддиапазоне от 0 до 0,040 мм включ.		$\pm 0,0004$
- в поддиапазоне св. 0,200 до верхнего предела измерений, мм		$\pm 0,002$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений диагоналей (для шкал Виккерса) в поддиапазоне св. 0,040 до 0,200 включ., мм, %		$\pm 1,0$

Таблица 10 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
	DRM	EX	RSD, RS-SD			RSD-MAG D2, RSD-MAG D4*
	250	206	206	330	903	
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	220 ± 20 50 ± 1					
Потребляемая мощность, В·А, не более	150					
Диаметр шарика для шкал Бринелля, мм	1,0; 2,0; 2,5; 5,0; 10,0					
Габаритные размеры твердомеров, мм, не более - ширина - высота - глубина	260 855 520	270 780 500	170 865 520	385 950 605	390 1400 610	390 500 420
Габаритные размеры рабочего пространства, мм, не менее - длина - высота	185 170	180 215	185 170	185 375	190 700	50 10
Масса, кг, не более	64	54	55	80	110	30
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 80					
Срок службы, лет, не менее	10					
* для RSD-MAG D2, RSD-MAG D4 допустимо использование с дополнительной стационарной станиной, а также цепным приспособлением для фиксации на немагнитных поверхностях объектов контроля						

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 11 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Твердомер универсальный	DRM, EX, RSD, RS-SD	1 шт.
Микроскоп отсчетный	—	1 шт.*
Цифровой микроскоп	—	1 шт.*
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.
* - по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Проведение измерения твердости»

Руководство по эксплуатации. Твердомеры стационарные 250 DRM/DRMC;

Руководство по эксплуатации. Твердомеры стационарные 206 EX/EX2/EXS/MX/MXS;

Руководство по эксплуатации. Твердомеры стационарные 206-330-903 RSD/RSSD;

Руководство по эксплуатации. Твердомеры стационарные RSD MAG D2/D4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приложение к приказу Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. №3462 «Государственная поверочная схема для средств измерений твердости по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла»;

ГОСТ 8.062-85 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений твердости по шкалам Бринелля;

ГОСТ 8.063-2012 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений твердости по шкалам Виккерса;

Техническая документация OMAG di AFFRI D. S.r.l., Италия.

Изготовитель

OMAG di AFFRI D. S.r.l., Италия

Адрес: Via Monte Tagliaferro, 8 - 21056 Induno Olona- Varese - Italia

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»
(УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
ИНН 7809022120

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Регистрационный № 62642-15

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Дивногорская».

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Дивногорская» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 1181. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

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 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.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИКАИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав ИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС - Дивногорская I цепь (Д-1)	ТВ-220/25 кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/1 Рег. № 3191-72	НКФ-220-58 кл.т 0,5 К _{тн} = 220000√3/100√3 Рег. № 73515-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10/ СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная
2	ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС - Дивногорская II цепь (Д-2)	ТВС-220-40 кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/1 Рег. № 3196-72	НКФ-220-58 кл.т 0,5 К _{тн} = 220000√3/100√3 Рег. № 73515-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
3	ВЛ 110 кВ Дивногорская - Гидростроитель I цепь с отпайками (С-273)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/1 Рег. № 75879-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000√3/100√3 Рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ 110 кВ Дивногорская - Гидростроитель П цепь с отпайками (С-274)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/1 Рег. № 75879-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = 110000√3/100√3 Рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10/ СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная
5	В 1АТ 1 сек. 10 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
6	В 1АТ 3 сек. 10 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
7	В 2АТ 2 сек. 10 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
8	В 2АТ 4 сек. 10 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	В 1ТСН 10 кВ	ТПМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTURTU-325T Рег. № 44626-10/ СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная
10	В 2ТСН 10 кВ	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
11	ф. 100-1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
12	ф. 100-10	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
13	ф. 100-11	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ф. 100-2	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{гт} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{гн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/	активная реактивная
15	ф. 100-3	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{гт} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{гн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
16	ф. 100-4	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{гт} = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{гн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
17	ф. 100-5	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{гт} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{гн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная
18	ф. 100-6	ТОЛ-10 УТ2 кл.т 0,5 К _{гт} = 100/5 Рег. № 6009-77	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{гн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
19	ф. 100-7	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 К _{гт} = 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{гн} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ф. 100-8	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S К _{тг} = 1000/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тг} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/ СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная
21	ф. 100-9	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тг} = 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тг} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
22	ОВ-220	ТВ-220/25 кл.т 0,5 К _{тг} = 2000/1 Рег. № 68628-17	НКФ-220-58 кл.т 0,5 К _{тг} = 220000√3/100√3 Рег. № 73515-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
23	яч. №9 Шинопровод II	ТШЛ-НТЗ-10 кл.т 0,5S К _{тг} = 2000/5 Рег. № 69607-17	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тг} = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	яч. №17 Шинопровод IV	ТШЛ-НТЗ-10 кл.т 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. №	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10/ СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная
25	яч. №27 Кл 10 кВ Электрокотельная-1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная
26	яч. №30 Кл 10 кВ Электрокотельная-2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная
29	ф. 100-12	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 32139-06	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		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 – Основные метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %			Границы относительной погрешности ИК 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 – 10, 12- 18, 21,22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	—	—	—	—	—	—
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
11, 20, 23- 26 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	—	—	—	—	—	—
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,9	5,5	2,2	3,2	5,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,1	3,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
29 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	2,7	4,9	2,4	3,0	5,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,7	3,1	1,7	2,1	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
1 – 10, 12- 18, 21,22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	—	—	—	—		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,6	4,5	2,7		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,5	1,6		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,2	1,9	1,4		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
11, 20, 23- 26 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	2,4	4,2	2,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	1,5	2,9	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	—	—	—	—
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,7	2,9	5,2	3,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	3,0	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	2,5	2,0
29 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,9	3,2	6,1	4,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,9	2,1	3,7	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,1	1,6	2,6	2,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	2,5	2,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ($\pm\Delta$), с		5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии 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 плюс 5 до плюс 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 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
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 - для УСПД - для СТВ-01	от 90 до 110 от 1(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{смк} от -45 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50 от -30 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - 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 ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 55000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

–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
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ-220/25	6шт.
Трансформатор тока	ТВС-220-40	3 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110/15	6 шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	15 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	2 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-НТЗ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	6 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	27 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-1	1 шт.
Формуляр	2030-022-АКУ.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Дивногорская», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

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

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
(ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
ИНН 7727061249
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН: 7444052356
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Фактический адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Регистрационный № 65893-16

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327 (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя коммуникационный сервер на базе УСПД RTU-327, сервер баз данных (далее - сервер БД), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ) УССВ-2, автоматизированные рабочие места (далее - АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Устройства третьего уровня входят в состав АИИС КУЭ Сормовской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (Рег. № 62231-15).

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

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Для ИК №№ 46, 49, 50 цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на входы GSM-модема, далее по каналу связи стандарта GSM - на входы УСПД. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи через преобразователь RS-485/Ethernet и каналу связи сети Ethernet поступает на коммутатор и далее по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) через преобразователь ВОЛС/Ethernet - на входы УСПД. В УСПД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на коммуникационный сервер по локальной вычислительной сети Дзержинской ТЭЦ. При отказе основного канала связи передача полученных данных на коммуникационный сервер выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети стандарта GSM.

Коммуникационный сервер передаёт измерительную информацию по каналу связи сети Ethernet на сервер БД, где осуществляется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, резервное копирование базы данных, оформление отчётных документов.

Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), которая осуществляется на АРМ, в филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ 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 охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение показаний часов коммуникационного сервера с УССВ осуществляется 1 раз в 3 минуты, корректировка часов коммуникационного сервера производится при расхождении с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера БД с часами коммуникационного сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов сервера БД производится при расхождении с часами коммуникационного сервера на величину более ± 1 с. Сравнение показаний часов УСПД с часами коммуникационного сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами коммуникационного сервера на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 1 с. Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до коммуникационного сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 010

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 и 4. Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование точки измерений	Состав ИК АИИС КУЭ							Вид энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД (ИБК)	УСПД (ИБКЭ)	УССВ	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Дзержинская ТЭЦ ТГ-1	ТШВ-15 К _{ТТ} =8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	НОЛ.08 К _{ТН} =6000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
2	Дзержинская ТЭЦ ТГ-2	ТШ-20 К _{ТТ} =10000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 8771-09	ЗНОЛ.06 К _{ТН} =10000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
3	Дзержинская ТЭЦ ГТУ-3	IRB-260 К _{ТТ} =12000/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 34312-07	GSE-10 К _{ТН} =10500/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 34311-07	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
4	Дзержинская ТЭЦ ТГ-4	ТШЛ-20 К _{ТТ} =8000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 36053-07	ЗНОЛПМ К _{ТН} =6000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
5	Дзержинская ТЭЦ ТГ-5	ТШЛ-20 К _{ТТ} =8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 36053-07	ЗНОЛ.06 К _{ТН} =10000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 3344-04	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
6	Дзержинская ТЭЦ ТГ -6	ТШЛ-20 К _{ТТ} =8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 36053-07	ЗНОМ-20-63 К _{ТН} =18000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51674-12	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
7	Дзержинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ Блочная-6	ТРГ-УЭТМ® К _{ТТ} =2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 53971-13	НАМИ К _{ТН} =110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	Дзержинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ Блочная	ТВ КТТ=1000/5 Кл. т 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ-110-83 У1 КТН=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССБ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
9	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 1, ВЛ-123	SB 0,8 КТТ=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТН=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
10	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ-130	SB 0,8 КТТ=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТН=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
11	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 15, ВЛ-142	SB 0,8 КТТ=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТН=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
12	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 19, ВЛ-149	SB 0,8 КТТ=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТН=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
13	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 13, ВЛ-153	SB 0,8 КТТ=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТН=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
14	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 5, ВЛ-157	SB 0,8 КТТ=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТН=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 7, ВЛ-158	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
16	Дзержинская ТЭЦ, ОВ-110	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
17.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1. сек., яч. 4, ф. 4Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
17.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 4, ф. 4Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
18.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 8, ф. 8Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
18.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 8, ф. 8Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 9, ф. 9Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
19.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, 1 сек., яч. 9, ф. 9Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
20.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 10, ф. 10Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
20.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 10, ф. 10Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 14, ф. 14Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВБ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
21.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 14, ф. 14Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
22.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 15, ф. 15Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
22.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 15, ф. 15Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
23	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 16, КЛ 6 кВ ф. 16Ш	ТПОЛ-10 Ктт=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 17, ф. 17Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСБВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
24.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 17, ф. 17Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
25.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 19, ф. 19Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
25.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 19, ф. 19Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
26	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 26, Кл 6 кВ ф. 26Ш	ТПОЛ-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
27.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 32, ф. 32Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 32, ф. 32Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
28.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 33, ф. 33Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=800/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
28.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 33, ф. 33Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=800/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
29.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 34, ф. 34Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
29.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 34, ф. 34Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
30.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 35, ф. 35Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 35, ф. 35Ш линия Б	ТЛО-10 КТТ=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
31.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 36, ф. 36Ш линия А	ТЛО-10 КТТ=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
31.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 36, ф. 36Ш линия Б	ТЛО-10 КТТ=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
32.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 37, ф. 37Ш линия А	ТЛО-10 КТТ=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 37, ф. 37Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСБВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
33.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 38, ф. 38Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
33.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 38, ф. 38Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
34.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 39, ф. 39Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 39, ф. 39Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСБВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
35.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 40, ф. 40Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
35.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 40, ф. 40Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
36.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 43, ф. 43Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
36.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 43, ф. 43Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
37	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 48, КЛ-48ША	ТВЛМ-10 КТТ=1000/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
38	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, 3 сек., яч. 50, КЛ-50ША	ТЛМ-6 КТТ=1000/5 Кл. т 0,5 Рег. № 3848-73	НОМ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
39	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 50, КЛ-50ШБ	ТВЛМ-10 КТТ=150/5 Кл. т 0,5 Рег. № 45040-10	НОМ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
40	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 64, КЛ-64ША	ТЛМ-10 КТТ=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 2473-05	НОМ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
41	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 64, КЛ-64ШБ	ТОЛ-10 КТТ=200/5 Кл. т 0,5 Рег. № 7069-07	НОМ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 КТН=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
49	Дзержинская ТЭЦ, КТП2-0,4 кВ, сек. 1, п. 3 (сред. прис.) КЛ 0,4 кВ	ТК КТТ=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1407-60	-	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
50	Дзержинская ТЭЦ КТП2-0,4 кВ, сек. 2, п. 2 (верх прис.) КЛ 0,4 кВ	ТК КТТ=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1407-60	-	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с									±5
П р и м е ч а н и я 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 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений. 5 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 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 7, 8, 23, 26, 37 - 45, 47, 48 (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	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5
2, 3, 6 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,6	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,2	1,7	2,4
4, 17.1 - 22.1, 24.1, 25.1, 25.2, 27.1 - 28.1, 29.1 - 30.1, 31.1 - 33.1, 34.1-36.1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,7	1,0	1,3	1,8
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,4	1,7	2,4
5 (ТТ 0,2; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,1	1,5	2,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,3	2,0	1,1	1,5	2,2
9 - 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,9	1,3	0,8	1,2	1,5
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,3	2,0	1,3	1,5	2,2
22.2, 24.2, 28.2, 30.2, 33.2, 36.2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,6	2,0	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,6	2,0	2,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,7	1,6	2,1	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	1,9	1,6	2,3	2,6
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,5	1,7	2,5	2,3	2,5	3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
46, 49, 50 (ТТ 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	1,0	1,8	0,9	1,3	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,6	2,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,7	5,3	1,8	2,9	5,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 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	2	3	4	5	6
1, 7, 8, 23, 26, 37 - 45, 47, 48 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,3	1,8	2,6	2,1
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,7	2,0	3,0	2,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,8	4,7	3,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	4,8	3,2
2, 3, 6 (ТТ 0,2; ТН 0,5 Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,6	2,2	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,7	2,3	2,1
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,3	1,9	2,6	2,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,5	2,1	2,8	2,4
4, 17.1 - 22.1, 24.1, 25.1, 25.2, 27.1 - 28.1, 29.1 - 30.1, 31.1 - 33.1, 34.1 - 36.1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5 Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,6	2,2	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,6	2,2	2,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,7	2,3	2,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,9	2,4	2,2
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,5	2,1	2,8	2,4

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
5 (ТТ 0,2; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,5	2,0	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,6	2,1	2,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,2	1,8	2,5	2,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,3	2,0	2,6	2,3
9 - 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2 Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,5	2,0	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,5	2,0	1,9
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,6	2,1	2,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,8	2,3	2,2
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,3	2,0	2,6	2,3
22.2, 24.2, 28.2, 30.2, 33.2, 36.2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5 Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,3	3,8	3,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,3	3,8	3,7
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,4	3,8	3,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,9	4,0	3,9
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,5	2,1	4,2	4,0
46, 49, 50 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,0	1,6	2,3	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,5	1,9	2,8	2,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,8	4,6	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	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 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до + 40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	68
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД: - 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 УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 35000 24 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	300 30 45 3,5

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчика электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТШВ-15	3
Трансформаторы тока	ТШ-20	3
Трансформаторы тока	IRB-260	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20	9
Трансформаторы тока	ТВ	3
Трансформаторы тока встроенные	SB 0,8	24
Трансформаторы тока	ТЛО-10	72
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-6	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	ТРГ-УЭТМ®	3
Трансформаторы тока стационарные	ТК	6
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	9
Трансформаторы напряжения	GSE-10	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛПМ	3
Трансформаторы напряжения однофазные	ЗНОМ-20-63	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	15
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ	3
Счётчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	68
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер БД	HP Proliant DL360 R07	1
ПО	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	АУВГ.420085.075 ПС	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 Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (АИИС КУЭ Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»)), аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г. и в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» в части измерительного канала № 7», уникальный номер записи об аккредитации № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

Филиал «Нижегородский» Публичное акционерное общество «Т Плюс»
(ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 10/16, Бокс 62
Юридический адрес: 143421, Московская обл., Красногорский р-н, автодорога «Балтия», территория бизнес-центр «Рига-Ленд»,
строение 3 Телефон/факс: (831) 257-71-11

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)
ИНН 5003113971
Адрес: 142700, Московская обл., Ленинский район, г. Видное, Промзона тер. корп. 526
Телефон: +7 (495) 278-02-48
Web-сайт: www.ic-rm.ru
E-mail: info@ic-rm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311390.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7722844084
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 в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Регистрационный № 65879-16

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная РСУ установки 35-11/300 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

Назначение средства измерений

Система измерительная РСУ установки 35-11/300 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» (далее – ИС) предназначена для измерений и контроля параметров технологического процесса в реальном масштабе времени (температуры, давления и перепада давления, массового расхода, объемного расхода, плотности, дозврывоопасных концентраций горючих газов и паров, уровня, температуры точки росы, компонентного состава (концентрации кислорода, оксида углерода, водорода)), формирования сигналов управления и регулирования, прием и обработку входных дискретных сигналов, формирование выходных дискретных сигналов; выполнение функций сигнализации по установленным пределам и противоаварийной защиты.

Описание средства измерений

ИС включает в себя подсистему управления и подсистему противоаварийной защиты. Подсистемы реализованы аппаратно и программно автономно, функционируют как независимые структуры, имеющие отдельные каналы получения информации и каналы управления исполнительными механизмами, что не исключает информационного обмена между ними.

ИС состоит из первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП), системы измерительно-управляющей ExperionPKS (контроллер С300) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 55865-13) (далее – ExperionPKS), операторских станций управления.

Сбор информации о состоянии технологического процесса и управляющие воздействия осуществляются посредством сигналов, поступающих и воспроизводимых по соответствующим измерительным каналам (далее – ИК). В состав ИС входят также ИК объемного расхода, массового расхода, плотности, давления и температуры широкой фракции лёгких углеводородов (далее – ШФЛУ) от ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» на Сосногорский газоперерабатывающий завод ООО «Газпром-переработка» (далее – СГПЗ).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в электрические сигналы силы постоянного тока (от 4 до 20 мА, HART), сигналы термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009 и сигналы термопар по ГОСТ Р 8.585–2001;

- электрические сигналы первичных ИП поступают на входы промежуточных ИП (барьеров искрозащиты);

– электрические сигналы первичных ИП промежуточных ИП (барьеров искрозащиты) поступают на входы модулей аналогового ввода ExregionPKS (часть сигналов поступает на входы модулей аналогового ввода ExregionPKS напрямую, без промежуточных ИП (барьеров искрозащиты));

– цифровые коды, преобразованные посредством модулей аналогового ввода ExregionPKS в значения физических параметров технологического процесса, и данные с интерфейсных входов представляются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируются в базу данных ИС.

Для выдачи управляющих воздействий цифровые коды преобразуются в электрические сигналы посредством модулей аналогового вывода ExregionPKS и через промежуточные ИП (барьеров искрозащиты) или напрямую поступают на исполнительные механизмы.

В составе ExregionPKS используются следующие модули аналогового ввода/вывода: СС-РАIX01, СС-РАIX02, СС-РАIH01, СС-РАIH02, СС-РАIN01.

В качестве промежуточных ИП (барьеров искрозащиты) используются преобразователи измерительные серий MTL4500, MTL4600, MTL5500 (регистрационный номер 39587-14) моделей MTL4541, MTL4544, MTL4575, MTL4576 исполнения ТНС, MTL4549 (далее – MTL4541, MTL4544, MTL4575, MTL4576-ТНС, MTL4549).

Средства измерений, используемые в качестве первичных ИП ИК:

– преобразователи термоэлектрические ТППТ (регистрационный номер 19255-10) (далее – ТППТ);

– термометры сопротивления платиновые Omnigrad модели TST310 (регистрационный номер 42895-09) (далее – TST310);

– термопреобразователи сопротивления взрывозащищенные Метран-250 (регистрационный номер 21969-11) модификаций ТСП Метран-256, ТСМ Метран-254 (далее – ТСП Метран-256, ТСМ Метран-254);

– термопреобразователи сопротивления ТСП, ТСМ (регистрационный номер 50071-12) исполнения ТСП 9201, ТСП 9203, ТСП 9204 (далее – ТСП 9201, ТСП 9203, ТСП 9204);

– термопреобразователи сопротивления ТСП 9418 (регистрационный номер 15196-06) (далее – ТСП 9418);

– термометры сопротивления платиновые ТСПТ, медные ТСМТ и их чувствительные элементы ЭЧПТ, ЭЧМТ (регистрационный номер 36766-09) модификации ТСПТ 101, ТСПТ 201, ТСПТ 301, ТСПТ 303 (далее – ТСПТ 101, ТСПТ 201, ТСПТ 301, ТСПТ 303);

– датчики температуры ТСПТ Ex, ТСМТ Ex (регистрационный номер 57176-14), тип датчика ТСПТ Ex (далее – ТСПТ Ex);

– датчики температуры ТСМТ, ТСПТ, ТСМТ Ex, ТСПТ Ex (регистрационный номер 75208-19), тип датчика ТСПТ (далее – ТСПТ);

– преобразователи термоэлектрические кабельные КТХА, КТНН, КТЖК, КТХК (регистрационный номер 36765-09) типа КТХА (далее – КТХА);

– датчики температуры КТХА Ex, КТНН Ex, КТХК Ex, КТЖК Ex, КТМК Ex (регистрационный номер 57178-14) тип датчика КТХА Ex (далее – КТХА Ex);

– датчики температуры КТХА, КТХК, КТНН, КТЖК, КТМК, КТХА Ex, КТХК Ex, КТНН Ex, КТЖК Ex, КТМК Ex (регистрационный номер 75207-19) тип датчика КТХА (далее – ДТ КТХА);

– преобразователи измерительные серии УТА (регистрационный номер 25470-03) модели УТА110 (далее – УТА110);

– преобразователи измерительные 3144Р (регистрационный номер 14683-04) (далее – 3144Р)

– преобразователи термоэлектрические ТХА Метран-200 (регистрационный номер 19985-00) модели ТХА Метран-241 (далее – ТХА Метран-241);

- преобразователи термоэлектрические ТХА 9312, ТХК 9312 (регистрационный номер 14590-95) (далее – ТХА 9312, ТХК 9312);
- преобразователи термоэлектрические ТХА 9416, ТХК 9416 (регистрационный номер 15197-96) (далее – ТХА 9416, ТХК 9416);
- преобразователи термоэлектрические ТХА 008 (регистрационный номер 13900-01) (далее – ТХА 008);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST (регистрационный номер 49519-12) модели TR88 (далее – TR88);
- преобразователи измерительные серии iTEMP TMT (регистрационный номер 57947-14) модели TMT82 (далее – TMT82);
- преобразователи давления измерительные EJA (регистрационный номер 14495-00) моделей EJA 110, EJA 120, EJA 530 (далее – ПД EJA 110, ПД EJA 120, ПД EJA 530);
- преобразователи давления измерительные EJX (регистрационный номер 28456-04) модели EJX 110 (далее – ПД EJX 110);
- преобразователи давления измерительные EJX (регистрационный номер 28456-09) модели EJX 530 (далее – EJX 530);
- преобразователи давления измерительные EJA (регистрационный номер 14495-09) моделей EJA 110, EJA 120, EJA 530 (далее – EJA 110, EJA 120, EJA 530);
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* (регистрационный номер 59868-15) модификаций EJX моделей 110, 120, 530 (далее – Yokogawa EJX 110, Yokogawa EJX 120, Yokogawa EJX 530);
- преобразователи давления измерительные Cerabar T/M/S (PMC, PMP), Deltabar M/S (PMD, FMD) (регистрационный номер 41560-09) модели Cerabar M PMP51 (далее – PMP51);
- датчик давления 1151 (регистрационный номер 13849-04) модели 1151 DP (далее – 1151 DP);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-15) модели 3051T (далее – 3051T);
- преобразователи давления измерительные 3051S (регистрационный номер 66525-17) модели 3051SAM (далее – 3051SAM);
- уровнемеры OPTIFLEX 1300 C (регистрационный номер 45408-10) (далее – OPTIFLEX 1300 C);
- уровнемеры микроимпульсные Levelflex M (регистрационный номер 26355-09) исполнения FMP45 (далее – FMP45);
- уровнемеры микроимпульсные Levelflex FMP5* (регистрационный номер 47249-11) исполнения FMP51 (далее – FMP51);
- датчики уровня буйковые цифровые ЦДУ 01 (регистрационный номер 21285-10) (далее – ЦДУ 01);
- датчики уровня буйковые цифровые ЦДУ-01 серии 12400 (регистрационный номер 47982-11) (далее – ЦДУ 01-12400);
- расходомер массовый Promass 83F (далее – Promass 83F) (регистрационный номер 15201-11);
- расходомер массовый Promass 200 с первичным преобразователем Promass F и электронным преобразователем 200 (далее – Promass F 200) (регистрационный номер 57484-14);
- расходомер-счетчик газа и пара модели GF868 (регистрационный номер 50009-12) (далее – GF868);
- расходомеры вихревые Prowirl 200 (регистрационный номер 58533-14) (далее – Prowirl 200);
- преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7826 (регистрационный номер 15642-96) (далее – 7826);

- газоанализаторы THERMOX серий WDG-IV и WDG-HPH (регистрационный номер 38307-08) серии WDG-IV (далее – WDG-IV);
- газоанализаторы X-STREAM модели X-STREAM XE (регистрационный номер 57090-14) исполнения XEFD (далее – X-STREAM XEFD);
- анализаторы влажности «Ametek» модели 5000 с системой пробоотбора 561 (регистрационный номер 15964-07) (далее – Ametek 5000);
- датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-210, ДГС ЭРИС-230 (регистрационный номер 61055-15) модификаций ДГС ЭРИС-210ИК, ДГС ЭРИС-230ИК (далее – ДГС ЭРИС-210ИК, ДГС ЭРИС-230ИК).

ИС выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и индикация 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;
- противоаварийная защита оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрация и хранение поступающей информации;
- самодиагностика;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС нанесен типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на шкафу РСУ.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС (ExperionPKS) обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ExperionPKS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 410

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК, не более	2000
Количество выходных ИК, не более	500
Температура окружающей среды, °С: а) в местах установки первичных ИП: – в обогреваемом шкафу – в открытом пространстве б) в местах установки промежуточных ИП и модулей ввода/вывода сигналов и обработки данных	от +5 до +40 от -40 до +50 от +15 до +25
Относительная влажность (без конденсации влаги), %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Параметры электропитания: – напряжение, В – частота, Гц	220 (+10 %, -15 %) 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – длина – ширина – высота	1250 1000 2400
Масса отдельных шкафов, кг, не более	380
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в технической документации на данные ИП.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС

Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
MTL4541, MTL4544	СС-РАИН01, СС-РАИН02, СС-РАИН01, СС-РАИХ02	$\gamma: \pm 0,17 \%^{1)}$
–	СС-РАИХ01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
MTL4549	СС-РАОН01	$\gamma: \pm 0,475 \%$
–	СС-РАОХ01	$\gamma: \pm 0,35 \%$
MTL4576-THC	СС-РАИН01	Для каналов, воспринимающих сигналы термодпар: $\Delta: \pm \left(\frac{0,05}{100} \cdot t_{\text{изм}} + \left(\frac{0,016}{16} + \frac{0,075}{100} \right) \cdot (t_{\text{max}} - t_{\text{min}}) + 1 \right) ^\circ\text{C},$ или $\Delta: \pm \left(\left(\frac{0,015}{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}} + \frac{0,016}{16} + \frac{0,075}{100} \right) \cdot (t_{\text{max}} - t_{\text{min}}) + 1 \right) ^\circ\text{C}$ в зависимости от того, что больше

Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
MTL4575	СС-РАIN01, СС-РАIH01	Для каналов, воспринимающих сигналы термопреобразователей сопротивления с НСХ Pt100: $\Delta: \pm \left(\left(\frac{0,08}{R_{\max} - R_{\min}} + \frac{0,011}{16} + \frac{0,075}{100} \right) \cdot (t_{\max} - t_{\min}) \right) ^\circ\text{C}.$ Для каналов, воспринимающих сигналы термопреобразователей сопротивления с НСХ 100П: $\Delta: \pm \left[\left(\frac{0,08}{R_{\max} - R_{\min}} + \frac{0,011}{16} + \frac{0,075}{100} \right) \cdot (t_{\max} - t_{\min}) + \left -4 \cdot 10^{-5} \cdot R_{\text{изм}}^2 - 0,031 \cdot R_{\text{изм}} + 3,457 \right \right] ^\circ\text{C}.$ Для каналов, воспринимающих сигналы термопреобразователей сопротивления с НСХ 100М: $\Delta: \pm \left[\left(\frac{0,08}{R_{\max} - R_{\min}} + \frac{0,011}{16} + \frac{0,075}{100} \right) \cdot (t_{\max} - t_{\min}) + \left -0,001 \cdot R_{\text{изм}}^2 - 0,03 \cdot R_{\text{изм}} + 13,25 \right \right] ^\circ\text{C}$
MTL4575	СС-РАIN01, СС-РАIH01, СС-РАIH02	Для каналов, воспринимающих сигналы термопар: $\Delta: \pm \left(\frac{0,05}{100} \cdot t_{\text{изм}} + \left(\frac{0,011}{16} + \frac{0,075}{100} \right) \cdot (t_{\max} - t_{\min}) + 1 \right) ^\circ\text{C},$ или $\Delta: \pm \left(\left(\frac{0,015}{U_{\max} - U_{\min}} + \frac{0,011}{16} + \frac{0,075}{100} \right) \cdot (t_{\max} - t_{\min}) + 1 \right) ^\circ\text{C}$ в зависимости от того, что больше
¹⁾ Для ИК, в состав которых входят первичные ИП с выходным сигналом по протоколу HART, пределы допускаемой основной погрешности вторичной части принимаются равными нулю. Примечание – Приняты следующие сокращения и обозначения: НСХ – номинальная статическая характеристика; γ – приведенная погрешность, % от диапазона измерений (воспроизведения); Δ – абсолютная погрешность, °С; R_{max} – значение сигнала термопреобразователей сопротивления, соответствующее максимальному пределу диапазона измерений (показаний) ИК температуры, Ом; R_{min} – значение сигнала термопреобразователей сопротивления, соответствующее минимальному пределу диапазона измерений (показаний) ИК температуры, Ом; R_{изм} – значение сигнала термопреобразователей сопротивления, соответствующее измеренному значению температуры, Ом; t_{max} – верхний предел диапазона измерений ИК температуры, °С; t_{min} – нижний предел диапазона измерений ИК температуры, °С; t_{изм} – измеренное значение температуры, °С; U_{max} – значение сигнала термопары, соответствующее максимальному пределу диапазона измерений (показаний) ИК температуры, мВ; U_{min} – значение сигнала термопары, соответствующее минимальному пределу диапазона измерений (показаний) ИК температуры, мВ.		

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности		Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
температуры	от 0 до +1300 °C	$\Delta: \pm 7,10 \text{ }^{\circ}\text{C}$		ТППТ (HCX S)	$\Delta: \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от 0 до +600 °C включительно); $\Delta: \pm 0,0025 \cdot t, \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше +600 до +1300 °C)	MTL4576-THC	CC-RAIN01
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 13,05 \text{ }^{\circ}\text{C}$		TSM Метран-254 (HCX 100M)	$\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,61 \text{ }^{\circ}\text{C}$		TST310 (HCX Pt100)	$\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 2,42 \text{ }^{\circ}\text{C}$		ТСП 9201 (HCX 100П)	$\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 2,35 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 4,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 6,52 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 8,69 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до 250 °C	$\Delta: \pm 1,82 \text{ }^{\circ}\text{C}$		ТСП 9201 (HCX Pt100)	$\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 4,21 \text{ }^{\circ}\text{C}$		ТСП 9203 (HCX Pt100)	$\Delta: \pm (0,15 + 0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 2,42 \text{ }^{\circ}\text{C}$		ТСП 9204 (HCX 100П)	$\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
ИК температуры	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 2,42\text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП 9418 (НСХ 100П)		$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
	от 0 до +50 °C	$\Delta: \pm 1,36\text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 2,35\text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +150 °C	$\Delta: \pm 3,37\text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 4,4\text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +250 °C	$\Delta: \pm 5,45\text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 8,69\text{ }^{\circ}\text{C}$					
ИК температуры	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП Метран-256 (НСХ Pt100)		$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
ИК температуры	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 2,35\text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ 101 (НСХ 100П)		$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
	от 0 до +150 °C	$\Delta: \pm 3,37\text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 4,4\text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 6,52\text{ }^{\circ}\text{C}$					
ИК температуры	от -50 до +200 °C	$\Delta: \pm 1,60\text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ 101 (НСХ Pt100)		$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$					CC-RAIN01
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 2,15\text{ }^{\circ}\text{C}$					CC-RAIN01
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 2,68\text{ }^{\circ}\text{C}$					CC-RAIN01
ИК температуры	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,97\text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ 201 (НСХ Pt100)		$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
ИК температуры	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 2,42\text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ 301 (НСХ 100П)		$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
ИК температуры	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ 301 (НСХ Pt100)		$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01
ИК температуры	от -50 до +150 °C	$\Delta: \pm 1,3\text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ 303 (НСХ Pt100)		$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4575	CC-RAIN01

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование		Пределы допускаемой основной погрешности		Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
Диапазон измерений		Пределы допускаемой основной погрешности		Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
ИК температуры	от -50 до +100 °C	Δ: ±1 °C		ТСПТ Ex/ ТСПТ (НСХ Pt100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °C	MTL4575	СС-РАИН01
	от -50 до +150 °C	Δ: ±1,3 °C					СС-РАИН01
	от 0 до +100 °C	Δ: ±0,97 °C					СС-РАИН01
	от 0 до +150 °C	Δ: ±1,25 °C					СС-РАИН01
	от 0 до +200 °C	Δ: ±1,54 °C					СС-РАИН01
	от 0 до +250 °C	Δ: ±1,85 °C				СС-РАИН01	
	от 0 до +300 °C	Δ: ±2,11 °C					
	от -50 до 450 °C	Δ: ±3 °C					
		Δ: ±3,1 °C					
ИК температуры	от 0 до +100 °C	Δ: ±0,91 °C		ТСПТ Ex (НСХ Pt100); 3144P (от 4 до 20 мА)	ТСПТ Ex: Δ: ±(0,3+0,005· t) °C 3144P Δ: ±(0,1+0,02 % диапазона измерений) °C	MTL4544	СС-РАИН02
ИК температуры ШФЛУ на СГПЗ	от -50 до +100 °C	Δ: ±0,35 °C		TR88 (НСХ Pt100); TMT82 (HART)	TR88: Δ: ±(0,1+0,0017· t), °C TMT82: Δ: ±0,14 °C	MTL4544	СС-РАИН01
ИК температуры	от -50 до +50 °C	Δ: ±2,95 °C		ДТ КТХА (тип К)	Δ: ±2,2 °C (от -110 до +293 °C включительно); Δ: ±0,0075· t , °C (свыше +293 до +1300 °C)	MTL4575	СС-РАИН01
	от -50 до +100 °C	Δ: ±3 °C					СС-РАИН01
	от -50 до +400 °C	Δ: ±3,98 °C					СС-РАИН01

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК		
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Первичный ИП	Вторичная часть ИК
ИК температуры	от 0 до +250 °C	$\Delta: \pm 3,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА (тип К)	$\Delta: \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +333 °C включительно); $\Delta: \pm 0,0075 \cdot t , \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше +333 до +1100 °C)	Тип барьера искрозащиты
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 3,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4576-ТНС
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 3,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4576-ТНС
	от 0 до +600 °C	$\Delta: \pm 5,55 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4575
		$\Delta: \pm 5,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4575
		$\Delta: \pm 5,55 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4576-ТНС
		$\Delta: \pm 9 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4575
	от 0 до +1000 °C	$\Delta: \pm 8,87 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4576-ТНС
		$\Delta: \pm 8,87 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4575
		$\Delta: \pm 9,85 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4576-ТНС
ИК температуры	от -40 до +1100 °C ¹⁾	$\Delta: \pm 5,98 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА Ex (тип К)	$\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °C включительно); $\Delta: \pm 0,004 \cdot t , \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше +275 до +1100 °C)	МТЛ4575
	от -40 до +600 °C	$\Delta: \pm 3,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4576-ТНС
	от 0 до +250 °C	$\Delta: \pm 2,28 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4576-ТНС
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 2,78 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4575
	от 0 до 600 °C	$\Delta: \pm 3,75 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4576-ТНС
		$\Delta: \pm 6,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$			МТЛ4544
ИК температуры	от -40 до +1100 °C ²⁾	$\Delta: \pm 2,46 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА Ex (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,05 \%$	МТЛ4544
ИК температуры	от -40 до +100 °C	$\Delta: \pm 2,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ДТ КТХА (тип К)	$\Delta: \pm 2,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -110 до +293 °C включительно); $\Delta: \pm 0,0075 \cdot t , \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше +293 до +1300 °C) УТА110: $\gamma: \pm 0,1 \%$, $\Delta_{\text{xc}}: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	МТЛ4544
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 2,51 \text{ }^{\circ}\text{C}$			
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 2,51 \text{ }^{\circ}\text{C}$			
ИК температуры	от -40 до +100 °C ²⁾	$\Delta: 3,27 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТХА Метран-241 (тип К)	$\Delta: \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	МТЛ4575
ИК температуры	от -40 до +100 °C ²⁾	$\Delta: 3,27 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТХА Метран-241 (тип К)	$\Delta: \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	МТЛ4575
ИК температуры	от -40 до +100 °C ²⁾	$\Delta: 3,27 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТХА Метран-241 (тип К)	$\Delta: \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	МТЛ4575

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
			Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности КТХА:	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
ИК температуры	от 0 до +800 °С	Δ: ±6,92 °С	КТХА (тип К); УТА110 (от 4 до 20 мА)	Δ: ±2,5 °С (от -40 до +333 °С включительно); Δ: ±0,0075· t , °С (свыше +333 до +1100 °С) УТА110: γ: ±0,1 %, Δ _{ис} : ±0,5 °С	MTL4541	СС-РАИН02
	от 0 до +1100 °С ³⁾	Δ: ±9,48 °С			MTL4544	СС-РАИН02
ИК температуры	от -40 до 600 °С ²⁾	Δ: ±7,01 °С	ТХА 9312 (тип К)	Δ: ±3,25 °С (от -40 до +333 °С включительно); Δ: ±0,00975· t °С (свыше +333 до +900 °С)	MTL4576-THC	СС-РАИН01
	от 0 до +400 °С	Δ: ±4,90 °С			MTL4575	
	от 0 до +600 °С	Δ: ±7,00 °С				
	от 0 до +900 °С ⁴⁾	Δ: ±11,31 °С				
	от 0 до +900 °С ⁴⁾	Δ: ±11,21 °С				
ИК температуры	от -40 до +100 °С	Δ: ±3,94 °С	ТХК 9312 (тип L)	Δ: ±3,25 °С (от -40 до +300 °С включительно); Δ: ±(0,91+0,0065·t), °С (свыше +300 до +600 °С)	MTL4576-THC	СС-РАИН01
	от 0 до +50 °С	Δ: ±3,90 °С				
	от 0 до +150 °С	Δ: ±3,93 °С				
	от 0 до +300 °С	Δ: ±4,10 °С				
	от 0 до +600 °С	Δ: ±5,90 °С				
ИК температуры	от 0 до +300 °С	Δ: ±4,15 °С	ТХА 9416 (тип К)	Δ: ±3,25 °С (от 0 до +333 °С включительно); Δ: ±0,00975·t, °С (свыше +333 до +900 °С)	MTL4576-THC	СС-РАИН01
	от 0 до +600 °С	Δ: ±7,00 °С				
ИК температуры	от 0 до +600 °С	Δ: ±5,65 °С	ТХА 008 (тип К)	Δ: ±2,5 °С (от 0 до +333 °С включительно); Δ: ±0,0075·t, °С (свыше +333 до +900 °С)	MTL4576-THC	СС-РАИН01

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП				Тип модуля ввода/вывода
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Вторичная часть ИК	
ИК давления и перепада давления	от 0 до 1,6 кПа	$\gamma: \pm 0,23 \%$	ПД ЕJA 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,119 \%$	MTL4541	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от -2 до 2 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$		$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от 0 до 4 кПа	$\gamma: \pm 0,21 (0,25) \%$		$\gamma: \pm 0,075 (0,15) \%$	MTL4541	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от 0 до 6 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$		$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от 0 до 29,39 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$		$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от 0 до 100 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$		$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$		$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
ИК давления и перепада давления	от 0 до 29,39 кПа	$\gamma: \pm 0,2 \%$	ЕJA 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,065 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от 0 до 50 кПа	$\gamma: \pm 0,2 \%$		$\gamma: \pm 0,065 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от 0 до 200 кПа	$\gamma: \pm 0,2 \%$		$\gamma: \pm 0,065 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
					MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
ИК давления и перепада давления	от -0,2 до 0,2 кПа	$\gamma: \pm 0,22 \%$	ПД ЕJX 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,1 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от -0,08 до 0,08 кПа	$\gamma: \pm 0,3 \%$		$\gamma: \pm 0,2125 \%$	MTL4544	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от -0,05 до 0,05 кПа	$\gamma: \pm 0,41 \%$		$\gamma: \pm 0,325 \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАIN02	СС-РАIN02
	от -0,1 до 0,1 кПа	$\gamma: \pm 0,27 \%$	ЕJX 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,175 \%$	MTL4544	СС-РАIN01	СС-РАIN01
	от -0,125 до 0,125 кПа	$\gamma: \pm 0,25 \%$		$\gamma: \pm 0,145 \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАIN02	СС-РАIN02
ИК давления и перепада давления	от -0,25 до 0,25 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$		$\gamma: \pm 0,085 \%$	MTL4544	СС-РАIN01	СС-РАIN01
	от 0 до 0,4 кПа	$\gamma: \pm 0,22 \%$	Yokogawa EJX 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,1 \%$	MTL4544	СС-РАIN01	СС-РАIN01
	от -5 до 5 кПа	$\gamma: \pm 0,2 \%$		$\gamma: \pm 0,04 \%$	MTL4544	СС-РАIN01	СС-РАIN01
	от 0 до 6 кПа	$\gamma: \pm 0,2 \%$		$\gamma: \pm 0,04 \%$	MTL4544	СС-РАIN01	СС-РАIN01
ИК давления и перепада давления	от 0 до 250 кПа	$\gamma: \pm 0,2 \%$		$\gamma: \pm 0,04 \%$	MTL4544	СС-РАIN01	СС-РАIN01

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП				Тип модуля ввода/вывода
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Вторичная часть ИК	
ИК давления и перепада давления	от -0,1 до 0,1 кПа	$\gamma: \pm 0,34 \%$	ПД ЕJA 120 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02	
	от -0,5 до 0,5 кПа	$\gamma: \pm 0,3 \%$	ЕJA 120 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,2 \%$	MTL4544	СС-РАИН02	
	от -0,2 до 0,2 кПа	$\gamma: \pm 0,3 \%$		$\gamma: \pm 0,2 \%$	MTL4544	СС-РАИН02	
	от -100 до 100 кПа	$\gamma: \pm 0,34 \%$		$\gamma: \pm 0,25 \%$	MTL4544	СС-РАИН01	
ИК давления и перепада давления	от -100 до 100 кПа	$\gamma: \pm 0,26 \%$	Yokogawa EJX 120	$\gamma: \pm 0,165 \%$	MTL4544	СС-РАИН01	
	от -150 до 150 кПа	$\gamma: \pm 0,23 \%$	(от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,115 \%$	MTL4544	СС-РАИН01	
ИК давления и перепада давления	-100 до 300 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$	ПД ЕJA 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02	
	-5 до 100 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$			MTL4544	СС-РАИН02	
	0 до 16 кПа	$\gamma: \pm 0,25 \%$		$\gamma: \pm 0,15 \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02	
	0 до 160 кПа	$\gamma: \pm 0,21 (0,24) \%$		$\gamma: \pm 0,075 (0,14) \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02	
	0 до 105,4 кПа	$\gamma: \pm 0,23 \%$			MTL4541	СС-РАИН02	
	0 до 140,6 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$		$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4544	СС-РАИН02	
	0 до 200 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$			MTL4541	СС-РАИН02	
	0 до 250 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$		$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02	
	0 до 400 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$			MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02	
	0 до 600 кПа	$\gamma: \pm 0,21 (0,23) \%$			MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02	
	0 до 630 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$		$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4544	СС-РАИН02	
	0 до 703 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$			MTL4544	СС-РАИН02	

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
ИК давления и перепада давления	от -100 до 60 кПа	$\gamma: \pm 0,29 \%$	Yokogawa E.JX 120 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,203 \%$	MTL4541	СС-РАИН02
	от -160 до 60 кПа	$\gamma: \pm 0,25 \%$		$\gamma: \pm 0,151 \%$	MTL4544	СС-РАИН02
	от -200 до 60 кПа	$\gamma: \pm 0,24 \%$		$\gamma: \pm 0,13 \%$	MTL4544	СС-РАИН02
ИК давления и перепада давления	0 до 1000 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$	ПД EJA 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02
	0 до 1 МПа				MTL4544	СС-РАИН02
	0 до 1,6 МПа				MTL4544	СС-РАИН02
	0 до 2,5 МПа				MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02
	0 до 4 МПа				MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02
ИК давления и перепада давления	0 до 6 МПа	$\gamma: \pm 0,3 \%$	EJA 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,2 \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02
	0 до 60 кПа				MTL4544	СС-РАИН02
ИК давления и перепада давления	от 0 до 25 кПа	$\gamma: \pm 0,22 \%$	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,1 \%$	MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН01 (СС-РАИН02)
	от 0 до 63 кПа				MTL4544	СС-РАИН01
	от 0 до 2 МПа				MTL4544	СС-РАИН01
	от 0 до 2,5 МПа				MTL4541	СС-РАИН02
	от 0 до 6 МПа				MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН01 (СС-РАИН02)

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
ИК давления и перепада давления	от 0 до 40 кПа	γ: ±0,28 %	Yokogawa EJX 530 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,18 %	MTL4544	СС-РАИН01
	от 0 до 25 кПа	γ: ±0,2 %			MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН01 (СС-РАИН02)
	от 0 до 100 кПа				MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН01 (СС-РАИН02)
	от 0 до 250 кПа				MTL4541	СС-РАИН02
	от 0 до 300 кПа				MTL4544	СС-РАИН02
	от 0 до 400 кПа				MTL4544	СС-РАИН02
	от 0 до 600 кПа				MTL4544	СС-РАИН02
	от -5 до 600 кПа				MTL4544	СС-РАИН02
	от 0 до 0,4 МПа				MTL4544	СС-РАИН01
	от 0 до 0,6 МПа				MTL4544	СС-РАИН01
	от 0 до 1 МПа				MTL4544	СС-РАИН01
	от 0 до 1,6 МПа				MTL4544	СС-РАИН01 (СС-РАИН02)
	от 0 до 2,5 МПа				MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН01 (СС-РАИН02)
	от 0 до 3 МПа				MTL4544	СС-РАИН01
	от 0 до 4 МПа				MTL4541 (MTL4544)	СС-РАИН02
ИК давления и перепада давления	от 0 до 6 кПа	±0,21 % диапазона измерений	1151 DP (от 4 до 20 мА)	±0,075 % диапазона измерений	MTL4544	СС-РАИН02
ИК давления и перепада давления	от 0 до 1,6 МПа	γ: ±0,25 %	PMP51 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,15 %	MTL4544	СС-РАИН02

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
				Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	
ИК давления ШФЛУ на СПЗ	от 0 до 2 МПа	γ: ±0,15 %	PMP51 (HART)	γ: ±0,15 %	MTL4544	СС-РАИН01	
ИК давления	от 0 до 100 кПа	γ: ±0,2 %	3051T (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	MTL4544	СС-РАИН02	
ИК перепада давления	от 0 до 200 кПа	γ: ±0,73 %	3051SAM (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,636 %	MTL4544	СС-РАИН02	
ИК уровня	от 0 до 2100 мм ⁵⁾	±5,2 мм	FMP45 (от 4 до 20 мА)	±3 мм	MTL4544	СС-РАИН02	
ИК уровня	от 0 до 1,5 м	±3,6 мм	FMP51 (от 4 до 20 мА)	±2 мм	MTL4544	СС-РАИН02	
	от 0 до 5200 мм ⁵⁾	±10 мм			MTL4544	СС-РАИН01	
ИК уровня	от 0 до 1600 мм ⁵⁾	±4,5 мм	OPTIFLEX 1300 C (от 4 до 20 мА)	±3 мм	MTL4544	СС-РАИН02	
	от 0 до 2100 мм ⁵⁾	±5,2 мм			MTL4541		
	от 0 до 3800 мм ⁵⁾	±7,9 мм			MTL4541		
	от 0 до 685 мм ⁵⁾	±3,6 мм			MTL4541		
ИК уровня	от 356 до 1500 мм ⁵⁾	γ: ±0,6 %	ЦДУ-01-12400 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,5 %	MTL4544	СС-РАИН01	
ИК уровня	от 356 до 1600 мм ⁵⁾ от 356 до 2000 мм ⁵⁾	γ: ±0,6 %	ЦДУ-01 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,5 %	MTL4541, MTL4544	СС-РАИН02	
ИК уровня	от 356 до 600 мм ⁵⁾ от 356 до 800 мм ⁵⁾ от 356 до 1000 мм ⁵⁾	γ: ±0,6 %	ЦДУ-01 (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,5 %			
	от 356 до 2001 мм ⁵⁾ от 356 до 2200 мм ⁵⁾	γ: ±0,6 %					

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
ИК уровня	от 356 до 520 мм ⁵⁾	$\gamma: \pm 0,6 \%$	ЦДУ-01 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,5 \%$		
	от 356 до 750 мм ⁵⁾					
	от 356 до 799 мм ⁵⁾					
	от 356 до 1005 мм ⁵⁾					
ИК расхода	от 0 до 63 т/ч	см. примечание 4	Promass 83F (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,1 \%$	MTL4544	СС-РАИН02
	от 0 до 80 т/ч				MTL4544	СС-РАИН02
	от 0 до 100 т/ч				MTL4544	СС-РАИН02
ИК расхода	от 0 до 6,3 кг/ч	см. примечание 4	Promass F 200 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,1 \%$	MTL4544	СС-РАИН02
	от 0 до 800 кг/ч				MTL4541	СС-РАИН02
	от 0 до 10 м ³ /ч				MTL4544	СС-РАИН01
ИК расхода ШФЛУ на СГПЗ	от 0,6 до 6 м ³ /ч	$\delta: \pm 0,1 \%$	Promass F 200 (HART)	$\delta: \pm 0,1 \%$	MTL4544	СС-РАИН01
	от 0,3 до 3 т/ч					
ИК расхода	от 0 до 30 м ³ /ч	см. примечание 4	Prowirl 200 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 1 \%$ (0,75 %)	MTL4541, MTL4544	СС-РАИН01, СС-РАИН02
	от 0 до 40 м ³ /ч					
	от 0 до 70 м ³ /ч					
	от 0 до 200 м ³ /ч					
	от 0 до 1400 м ³ /ч					
	от 0 до 2500 кг/ч					
ИК расхода ⁶⁾	от 404 до 30000 м ³ /ч	$\delta: \pm 16,9 \%$	GF868 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 4,4 \%$ токовый выход расходомера $\gamma: \pm 0,1 \%$	MTL4544	СС-РАИН02

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Первичный ИП	Вторичная часть ИК	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
ИК плотности	от 700 до 800 кг/м ³	Δ : $\pm 5,55$ кг/м ³ (в диапазоне от 0 до 750 кг/м ³) Δ : $\pm 2,25$ кг/м ³ (в диапазоне от 750 до 1250 кг/м ³)	7826 (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm 5,00$ кг/м ³ (в диапазоне от 0 до 750 кг/м ³) Δ : $\pm 2,00$ кг/м ³ (в диапазоне от 750 до 1250 кг/м ³)	MTL4544		СС-РАИН02
ИК концентрации кислорода	от 0 до 5 %	γ : $\pm 2,21$ % (в диапазоне от 0 до 5 %);	WDG-IV (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 2,00$ % (в диапазоне от 0 до 5 %); δ : $\pm 2,00$ % (в диапазоне свыше 5 до 100 %)	MTL4544		СС-РАИН01
	от 0 до 10 %	δ : $\pm 2,34$ % (в диапазоне свыше 5 до 100 %)			MTL4541		СС-РАИН02
	от 0 до 20 %				MTL4541	–	СС-РАИХ01
	от 0 до 21 %				MTL4541		СС-РАИН02
ИК концентрации оксида углерода	от 0 до 0,025 %	γ : $\pm 5,51$ %	WDG-IV (от 4 до 20 мА)	γ : ± 5 %	MTL4544		СС-РАИН01
	от 0 до 1 %	γ : $\pm 2,21$ %		γ : ± 2 %	–		СС-РАИХ01
ИК концентрации оксида углерода	от 0 до 200 млн ⁻¹	Δ : $\pm 44,1$ млн ⁻¹	X-STREAM XEFD (от 4 до 20 мА)	Δ : ± 40 млн ⁻¹	MTL4541		СС-РАИН02
ИК концентрации водорода	от 0 до 100 %	γ : $\pm 3,31$ %	X-STREAM XEFD (от 4 до 20 мА)	γ : ± 3 %	MTL4544		СС-РАИН02
ИК концентрации кислорода	от 0 до 21 %	Δ : $\pm 1,38$ %	X-STREAM XEFD (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm 1,25$ %	MTL4541		СС-РАИН02

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
			Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
ИК концентрации оксида азота	от 0 до 120,2 млн ⁻¹ (от 0 до 150 мг/дм ³)	$\Delta: \pm 55,1 \text{ млн}^{-1}$	X-STREAM XEFD (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 50 \text{ млн}^{-1}$	MTL4541	СС-РАIN02
ИК концентрации гексана	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\Delta: \pm 0,06 \text{ %}$ ($\pm 3,31 \text{ % НКПР}$)	ДГС ЭРИС-210ИК, ДГС ЭРИС-230ИК (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 0,05 \text{ % } (\pm 3 \text{ % НКПР})$	MTL4541, MTL4544	СС-РАIN02
ИК концентрации пропана	от 0 до 0,5 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\Delta: \pm 0,06 \text{ %}$ ($\pm 5,51 \text{ % НКПР}$)		$\Delta: \pm 0,05 \text{ % } (\pm 5 \text{ % НКПР})$	MTL4541	СС-РАIN02
ИК влажности	от 1 до 100 млн ⁻¹	$\Delta: \pm 1,12 \text{ млн}^{-1}$ (в диапазоне от 1 до 10 млн ⁻¹); $\delta: \pm 11,16 \text{ %}$ (в диапазоне от 10 до 100 млн ⁻¹)	Ametek 5000 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 1 \text{ млн}^{-1}$ (в диапазоне от 1 до 10 млн ⁻¹); $\delta: \pm 10 \text{ %}$ (в диапазоне от 10 до 100 млн ⁻¹)	MTL4544	СС-РАIN02
ИК сигналов термопреобразователей сопротивления Pt100	от 80,306 до 138,506 Ом (от -50 до +100 °C)	см. примечание 5	-		-	СС-РАIN01
	от 100 до 138,506 Ом (от 0 до +100 °C)	см. примечание 5				
	от 100 до 157,325 Ом (от 0 до +150 °C)	см. примечание 5				
	от 100 до 175,856 Ом (от 0 до +200 °C)	см. примечание 5				

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
ИК сигналов термомпар типа К	от -1,889 до 24,905 мВ (от -50 до +600 °C)	см. примечание 5	—	—	MTL4576TNC	СС-RAIN01
		см. примечание 5			MTL4575	
		см. примечание 5			MTL4576TNC	
	от 0 до 12,209 мВ (от 0 до +300 °C)	см. примечание 5	—	—	MTL4576TNC	СС-RAIN01
	от 0 до 16,397 мВ (от 0 до +400 °C)	см. примечание 5	—	—	MTL4575	СС-RAIN01
	от 0 до 24,905 мВ (от 0 до +600 °C)	см. примечание 5	—	—	MTL4576TNC	СС-RAIN01
ИК силы постоянного тока	от 0 до 41,276 мВ (от 0 до +1000 °C)	см. примечание 5	—	—	MTL4575	СС-RAIN01
ИК вос-произведе-ния аналоговых сигналов	от 4 до 20 мА	см. примечание 5	—	—	MTL4541, MTL4544	СС-RAIN01, СС-RAIN02, СС-RAIN01, СС-PAIX02
		см. примечание 5			MTL4549	СС-PAON01
		см. примечание 5			—	СС-PAOX01

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП		Вторичная часть ИК	
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода
¹⁾ Диапазон показаний ИК от 0 до 1300 °С. ²⁾ Минимальное значение диапазона показаний ИК составляет минус 50 °С, максимальное – соответствует максимальному значению диапазона измерений ИК. ³⁾ Диапазон показаний ИК от 0 до 1375 °С. ⁴⁾ Диапазон показаний ИК от 0 до 1000 °С. ⁵⁾ Диапазон показаний от 0 до 100 %. ⁶⁾ Сложный ИК расхода газа при стандартных условиях, реализующий «рТ-пересчет». Измерение давления и температуры осуществляется с помощью преобразователя давления измерительного ЕJA (регистрационный номер 14495-09) модели ЕJA 530 и термопреобразователя сопротивления ТСР 9201 (регистрационный номер 13587-01) и преобразователя измерительного RTT20 (регистрационный номер 20248-05).						
Примечания: 1 Приняты следующие обозначения и сокращения: γ – приведенная погрешность, % от диапазона измерений (воспроизведения); Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины; δ – относительная погрешность, % от измеряемой величины; Δx_c – пределы допускаемой абсолютной погрешности компенсации холодного спая; t – измеряемое значение температуры, °С; НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени; НСХ – номинальная статическая характеристика. 2 Шкала ИК давления и перепада давления, применяемых для измерения расхода на сужающих устройствах методом переменного перепада давления, установлена в ИС в единицах измерения расхода. Пределы допускаемой основной погрешности данных ИК нормированы по перепаду давления. Оценку пределов погрешности по расходу проводят на аттестованном ПО в соответствии с ГОСТ 8.586.5–2005 (значения не должны превышать ± 3 % измеряемой величины для пара, ± 4 % измеряемой величины для газа, ± 5 % измеряемой величины для жидкости). 3 Шкала ИК давления и перепада давления, применяемых для измерения уровня, установлена в ИС в единицах измерения уровня или в процентах. Пределы допускаемой основной погрешности данных ИК нормированы по перепаду давления.						

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК		
Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП		Вторичная часть ИК
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты
					Тип модуля ввода/вывода
4 Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК $\delta_{\text{ИК}}$, %, рассчитывают по формуле $\delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ПП}}^2 + \left(\gamma_{\text{ВП}} \cdot \frac{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}}{X_{\text{изм}}} \right)^2},$ где $\delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %; X_{max} – значение измеряемой величины, соответствующее выходному сигналу первичного ИП ИК 20 мА, в единицах измеряемой величины; X_{min} – значение измеряемой величины, соответствующее выходному сигналу первичного ИП ИК 4 мА, в единицах измеряемой величины; $X_{\text{изм}}$ – значение измеряемой величины, измеренное первичным ИП ИК, в единицах измеряемой величины. 5 Пределы погрешности ИК силы постоянного тока, ИК сигналов термопреобразователей сопротивления Pt100, ИК сигналов термомпар типа К, ИК воспроизведения аналоговых сигналов соответствуют пределам погрешности вторичной части данных ИК, представленным в таблице 3. 6 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации: – приводят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, абсолютная); – для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов. Пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{\text{СИ}}$ измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации рассчитывают по формуле $\Delta_{\text{СИ}} = \pm \sqrt{\Delta_0^2 + \sum_{i=1}^n \Delta_i^2},$ где Δ_0 – пределы допускаемой основной погрешности измерительного компонента; Δ_i – погрешности измерительного компонента от i-го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе n учитываемых влияющих факторов. Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью, равной 0,95, должна находиться его погрешность $\Delta_{\text{ИК}}$ в условиях эксплуатации, по формуле $\Delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{j=0}^k (\Delta_{\text{СИ}j})^2},$ где $\Delta_{\text{СИ}j}$ – пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{\text{СИ}}$ j-го измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации.					

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта по центру типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная РСУ установки 35-11/300 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП», заводской № РИФ-02	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной первичной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении Государственной поверочной схемой для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»
(ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»)

ИНН 7705514400

Юридический адрес: 115093, г. Москва, ул. Люсиновская, д.36, стр. 1

Фактический адрес: 169710, Россия, г. Усинск, ул. Комсомольская, д. 22а

Телефон/Факс: (82144) 5-62-62

Испытательный центр

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

ИНН 1655319311

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Регистрационный № 40065-08

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Кедровский угольный разрез»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Кедровский угольный разрез» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «УК «Кузбассразрезуголь», сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством локальной вычислительной сети предприятия, а также сотовой сети связи стандарта GSM 900/1800. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML формата, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера ИВК и СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером АИИС КУЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети (либо каналам связи GSM), во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера ИВК на величину равной или более 1 с.

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

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и основные метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики			Границы интервала основной погрешности (±δ), %	Границы интервала погрешности (±δ), % в рабочих условиях
1	2	3	4	6	7	8	9
01	ПС 110 кВ Черниговская тяговая, РУ-10 кВ, яч.20	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-10-66 10000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-69			2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
02	ПС 110 кВ Черниговская тяговая, РУ-10 кВ, яч.21	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-10-66 10000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-69				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,2
03	ПС 110 кВ Черниговская обогадительная, РУ-6 кВ, яч.5	ТТ	ТПОЛ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,2
04	ПС 110 кВ Черниговская обогадительная, РУ-6 кВ, яч.10	ТТ	ТПОЛ-10 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
05	ПС 110 кВ Черниговская обогагительная, РУ-6 кВ, яч.11	ТТ	ТОЛ-10 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 7069-07	СТБ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,2
06	ПС 110 кВ Черниговская обогагительная, РУ-6 кВ, яч.17	ТТ	ТПОЛ-10 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,2
07	ПС 110 кВ Черниговская обогагительная, РУ-6 кВ, яч.33	ТТ	ТПЛ-10 200/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
08	ПС 110 кВ Кедровская тяговая, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТТ	ТПОЛ-10 1000/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-10-66 10000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-69		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
09	ПС 110 кВ Кедровская тяговая, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ Т-2	ТТ	ТПОЛ-10 800/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-10-66 10000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-69		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
10	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТТ	ТПШЛ-10 3000/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1423-60		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТТ	ТПШЛ-10 3000/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1423-60	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
			ТПЛ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59				
12	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, яч.5	ТТ	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Активная	1,1	3,2
		ТН	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик					
13	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, яч.7	ТТ	ТОЛ-10 УТ2 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 6009-77		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, яч.9	ТТ	ТОЛ 10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 7069-02	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
15	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, яч.13	ТТ	ТОЛ 10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 7069-02		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
16	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, яч.19	ТТ	ТОЛ-10 УТ2 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 6009-77		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
17	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, яч.21	ТТ	ТОЛ-10 УТ2 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 6009-77	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
18	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, яч.25	ТТ	ТОЛ 10 300/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 7069-02		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
19	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, яч.28	ТТ	ТПОЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-08		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-6 кВ, яч.29	ТТ	ТОЛ 10 300/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 7069-02	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
21	ПС 35 кВ Кедровская обогагительная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТТ	ТПОЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
22	ПС 35 кВ Кедровская обогагительная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТТ	ТПОЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
23	ПС 35 кВ Кедровская обогагательная, РУ-6 кВ, яч.31	ТТ	ТОЛ-10 400/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 7069-07	СТБ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
24	ПС 35 кВ Кедровская обогагательная, РУ-6 кВ, яч.32	ТТ	ТОЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 7069-07		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
25	ПС 110 кВ Владимировская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	ТФЗМ 110Б-1 150/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 26420-08		Активная	1,1	3,2
		ТН	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
26	ПС 110 кВ Владимировская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	ТФЗМ 110Б-1 150/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 26420-08	СТБ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
		ТТ	ТПОЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59				
27	ПС 35 кВ Латышевская, РУ-6 кВ, яч.5	ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-53		Активная	1,1	3,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,2
		ТТ	ТПОЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59				
28	ПС 35 кВ Латышевская, РУ-6 кВ, яч.7	ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-53		Активная	1,1	3,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06		Реактивная	2,7	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
29	ПС 35 кВ Латышевская, РУ-6 кВ, яч.8	ТТ	ТПОЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59	СТБ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-53		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
30	ПС 35 кВ Латышевская, РУ-6 кВ, яч.10	ТТ	ТПОЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-53		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
31	ПС 35 кВ Латышевская, РУ-6 кВ, яч.12	ТТ	ТПОЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-53		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
32	ПС 35 кВ Латышевская, РУ-6 кВ, яч.22	ТТ	ТПЛ-10 600/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
		ТТ	ТВ 600/5, кл.т. 0,5S Рег.№ 64181-16				
33	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	ТН	ЗНОМ-35 35000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 912-54		Активная	1,1	3,1
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11		Реактивная	2,7	5,2
		ТТ	ТВ 600/5, кл.т. 0,5S Рег.№ 64181-16				
34	ПС 110 кВ Кедровская, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТН	ЗНОМ-35 35000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 912-54		Активная	1,1	3,1
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11		Реактивная	2,7	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
35	ПС 110 кВ АКЗ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 12	ТТ	ТПШЛ-10 3000/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1423-60	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-53		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12				
36	ПС 110 кВ АКЗ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 51	ТТ	ТПШЛ-10 3000/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1423-60		Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-53		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12				
37	ПС 110 кВ АКЗ, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 23	ТТ	ТПШЛ-10 3000/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1423-60		Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-53		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
38	ПС 110 кВ АКЗ, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 41	ТТ	ТПШЛ-10 3000/5, кл.т. 0,5 Рег.№ 1423-60	СТБ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НТМИ-6 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 831-53		Реактивная	2,7	5,2
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12				
39	ПС 110 кВ АКЗ, РУ-СН 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	ТОП 200/5, кл.т. 0,5S Рег.№ 47959-16		Активная	1,0	2,4
		ТН	-		Реактивная	2,3	3,9
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12				
40	ПС 110 кВ АКЗ, РУ-СН 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	ТОП 200/5, кл.т. 0,5S Рег.№ 47959-16		Активная	1,0	2,4
		ТН	-		Реактивная	2,3	3,9
		Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Примечания:							
1	В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.						
2	Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.						
3	Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.						
4	Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденные типов.						
5	Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).						
6	Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.						
7	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 технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	43
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83, ГОСТ 31819.23-2012	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 33-34, 39-40 - для ИК № 1-32, 35-38, 41-43 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков ИК №№ 1-43 - для СТВ-01 - для сервера	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +70 от +10 до +35 от +15 до +25 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики Альфа А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>СТВ-01:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее, - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>сервер:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	120 000 2 220 000 2 100 000 2 80 000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики Альфа А1800, СЭТ-4ТМ.03М: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счетчиков;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на сервере АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10	7
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	5
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	6
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	30
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	6
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ 10	8
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	8
Измерительный трансформатор тока	ТПШЛ-10	16
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-I	6
Измерительный трансформатор тока	ТВ	4
Измерительный трансформатор тока	ТОП	6
Измерительный трансформатор тока	ТК	6
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	Альфа А1800	37
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	6
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Сервер АИИС КУЭ	-	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	Metercat, Конфигуратор СЭТ-4ТМ	1 1
Паспорт-формуляр	ЭПК110/06-1.001.ФО.3	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) филиала ОАО «УК Кузбассразрезуголь» - «Кедровский угольный разрез» аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016 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.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания»
(ЗАО «ЭПК»)
ИНН 6661105959
Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В
Телефон: +7 (343) 251 19 96
E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГБУ «ВНИИМС»)

ИНН 9729315781

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 в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока встроенные ТВИМ-1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока встроенные ТВИМ-1 предназначены для питания приборов АСКУЭ, измерительных приборов, приборов для релейной защиты в электрических сетях переменного тока частоты 50 Гц. Используются как встроенные измерительные или защитные трансформаторы тока на вводах силовых трансформаторов и реакторов.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока встроенные ТВИМ-1 (далее - трансформаторы) состоят из тороидального магнитопровода, выполненного из трансформаторной стали или из сплавов с высокой магнитной проницаемостью. Магнитопровод изолирован. Поверх изоляции на магнитопровод уложены витки из медного провода по всей длине окружности в один или несколько слоев. На магнитопровод устанавливаются опорные накладки из изоляционного материала с целью исключения механических воздействий на медный провод. Трансформаторы имеют одну вторичную обмотку с ответвлениями, концы которой выводятся гибким проводом для подключения к выходным клеммам, расположенных на адаптерах вводов силовых трансформаторов и реакторов. По конструктивному исполнению трансформаторы разделены на пять групп в зависимости от габаритных размеров.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид трансформаторов тока встроенных ТВИМ-1 показан на рисунке 1.

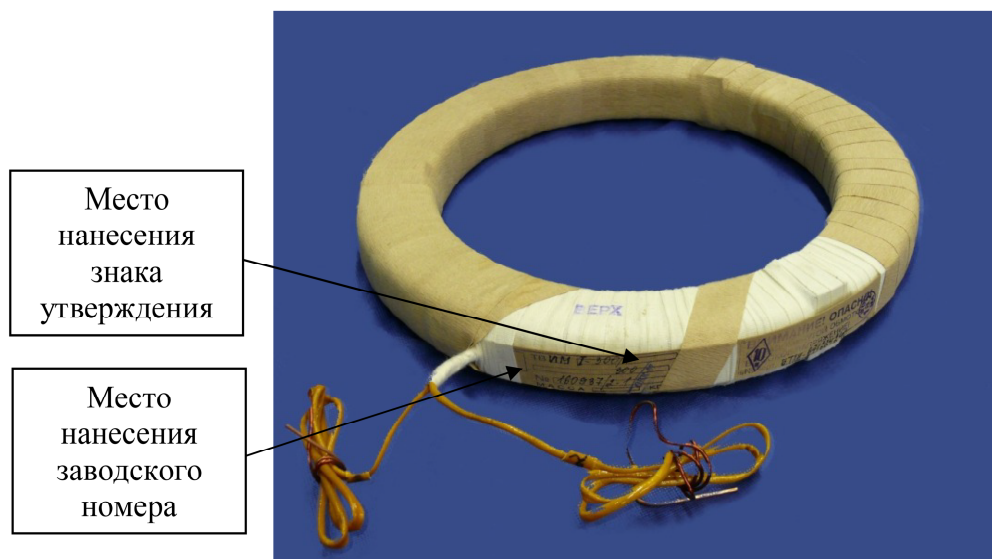


Рисунок 1 - Общий вид средства измерений

Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности трансформаторов тока для измерения по ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Класс точности трансформаторов тока для защиты - по ГОСТ 7746-2015 - по ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015	5P; 10P 10PR
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$ трансформаторов тока для измерения, В·А	5; 10; 15; 20; 25; 30; 50
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$ трансформаторов тока для защиты, В·А	от 5 до 100
Номинальный первичный ток трансформаторов тока для измерения, А	100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000
Номинальный первичный ток трансформаторов тока для защиты, А	от 50 до 12000
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Номинальное напряжение трансформатора, кВ	0,66
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,72
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный коэффициент безопасности приборов вторичных обмоток для измерений, не более	10
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты	от 2 до 100

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг	от 2 до 250
Габаритные размеры, мм - внутренний диаметр - внешний диаметр - высота	от 130 до 950 от 180 до 1000 от 30 до 250
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	О4

Знак утверждения типа наносится

на маркировочной табличке трансформатора методом трафаретной печати и титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВИМ-1	1 шт.
Паспорт	БТЛИ.671224.006 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	БТЛИ.670112.130 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Установка и подготовка к работе» руководства по эксплуатации трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Дополнительные требования к трансформаторам тока;
Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;
БТЛИ.671224.006 ТУ Трансформаторы тока серии ТВИМ-1. Технические условия.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Производственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД»
(ОАО «ПК ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД»)
ИНН 7718183890
Адрес: 107023, Россия, г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 21
Телефон: +7 (495) 777-82-05
Факс: +7 (495) 963-11-19
Web-сайт: <https://elektrozavod.ru>
E-mail: info@elektrozavod.ru, pk@elektrozavod.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
ИНН 7727061249
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
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Регистрационный № 61679-15

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 2-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 2-я 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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №№ 1-6, 8, 9 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №№ 7, 10-19 поступает на входы сервера БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее накопление, а также отображение информации по подключенным к серверу БД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ более чем на ± 1 с. УСПД обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков для ИК №№ 1-6, 8, 9 проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с. Коррекция часов счетчиков для ИК №№ 7, 10-19 проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

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

Журналы событий сервера БД и УСПД 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.

Заводской номер (№ 252.1) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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	УСПД / УССВ		Основная относительная погрешность, %	Относительная погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220 кВ Нефтезавод №303								
1	ПС 220 кВ Нефтезавод №303, ЗРУ-110 кВ, I, II СШ 110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ Нефтезавод - Красково I цепь	VIS WI Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5
2	ПС 220 кВ Нефтезавод №303, ЗРУ-110 кВ, I, II СШ 110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ Нефтезавод-Красково II цепь	VIS WI Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 220 кВ Нефтезавод №303, ЗРУ-110 кВ, I, II СШ 110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ ТЭЦ-22 - Нефтезавод I цепь	VIS WI Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,5
4	ПС 220 кВ Нефтезавод №303, ЗРУ-110 кВ, I, II СШ 110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ ТЭЦ-22 - Нефтезавод II цепь	VIS WI Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,5
5	ПС 220 кВ Нефтезавод №303, ЗРУ-110 кВ, ОСШ 110 кВ, ОВ-110 кВ	VIS WI Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,5
6	ПС 220 кВ Нефтезавод №303, ЗРУ-110 кВ, АТ-3	ТВ-ТМ-35 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 44949-10	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ПС 220 кВ Нефтезавод №303, РУ-2 6 кВ, VII с.ш. 6 кВ, яч.705	AB12 Кл. т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,5 ±2,7
ПС 220 кВ Капотня								
8	ПС 220 кВ Капотня, КРУЭ-220 кВ, яч.8, КЛ 220 кВ Чагино- Капотня №1	JK ELK CN14 Кл. т. 0,2S Ктт 600/1 Рег. № 41961-09	SU 252/B34 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 44734-10	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,5
9	ПС 220 кВ Капотня, КРУЭ-220 кВ, яч.3, КЛ 220 кВ Чагино- Капотня №2	JK ELK CN14 Кл. т. 0,2S Ктт 600/1 Рег. № 41961-09	SU 252/B34 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 44734-10	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,5
ПС 220 кВ Крекинг								
10	ПС 220 кВ Крекинг, РУ-1 6 кВ, II сш 6 кВ, яч.212	AB12 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,5 ±2,7
11	ПС 220 кВ Крекинг, РУ-1 6 кВ, IV сш 6 кВ, яч.407	AB12 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,5 ±2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 220 кВ Крекинг, РУ-1 6 кВ, III сш 6 кВ, яч.303	AB12 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±0,8	±1,5
				реактивная		реактивная	±1,8	±2,7
13	ПС 220 кВ Крекинг, РУ-1 6 кВ, I сш 6 кВ, яч.115	AB12 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,5
				реактивная		реактивная	±1,8	±2,7
14	ПС 220 кВ Крекинг, РУ-2 6 кВ, V сш 6 кВ, яч.513	AB12 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,5
				реактивная		реактивная	±1,8	±2,7
15	ПС 220 кВ Крекинг, РУ-2 6 кВ, VI сш 6 кВ, яч.611	AB12 Кл. т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,5
				реактивная		реактивная	±1,8	±2,7
16	ПС 220 кВ Крекинг, РУ-2 6 кВ, VII сш 6 кВ, яч.711	AB12 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,5
				реактивная		реактивная	±1,8	±2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ПС 220 кВ Крекинг, РУ-2 6 кВ, VIII сш 6 кВ, яч.809	AB12 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,5 ±2,7
РП-11 6 кВ								
18	РП-11 6 кВ, РУ-6 кВ, I сш 6 кВ, яч.13	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛПИИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
19	РП-11 6 кВ, РУ-6 кВ, II сш 6 кВ, яч.10	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛПИИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОВЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-19 от 0 до +40°C.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец (Правообладатель) АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ, УСПД на аналогичные утвержденные типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 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 в месте расположения ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,5 до 50,5 от -10 до +40 от -40 до +60 от -10 до +55 от -20 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.16 (рег. № 36697-08) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.16 (рег. № 36697-12) - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 2 74500 2 100000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
- при отключении питания, год, не менее	40
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, год, не менее	10
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	VIS WI	15
Трансформатор тока	AB12	27
Трансформатор тока	JK ELK CN14	6
Трансформатор тока	TB-TM-35	3
Трансформатор напряжения	SU 252/B34	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМИ-6	6
Трансформатор напряжения	CPB 123	6
Трансформатор напряжения	4MR12 ZEK	27
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	14
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1077 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 2-я очередь, аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
ИНН 7736042404
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: 8 (495) 437-55-77
Факс: 8 (495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

В части вносимых изменений

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

ИНН 3328489050

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

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» октября 2022 г. № 2603

Регистрационный № 75552-19

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 612 ППСН «Калтасы»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 612 ППСН «Калтасы» (далее по тексту - СИКН) предназначена для ведения учетно-расчетных операций в пункте приема-сдачи нефти «Калтасы».

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений по результатам измерений:

- объема нефти с помощью преобразователей расхода (далее по тексту - ПР), давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

Конструктивно СИКН состоит из входного и выходного коллекторов, блока измерительных линий (далее по тексту - БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту - БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (далее по тексту - ПУ), системы сбора и обработки информации (далее по тексту - СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

На входном коллекторе СИКН установлены следующие средства измерений (далее по тексту - СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- манометр для местной индикации давления.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линий (далее по тексту - ИЛ) и двух резервных ИЛ. На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM (регистрационный № 16128-01);
- преобразователь измерительный 644 к датчику температуры (регистрационный № 14683-00) или преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-04) или преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный № 22257-01 или 22257-05) или термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);
- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99 или 14061-04 или 14061-15);

датчик давления «Метран-100» (регистрационный № 22235-01);

- фильтр;
- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе СИКН установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь измерительный 644 к датчику температуры (регистрационный № 14683-00) или преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-04) или преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14);

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный № 22257-01 или 22257-05) или термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99 или 14061-04 или 14061-15);

- пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-2012;
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- два преобразователя плотности жидкости измерительных модели 7835 (регистрационный № 15644-01 или 15644-06);

- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827 (регистрационный № 15642-01 или 15642-06);

- два влагомера нефти поточных модели LC (регистрационный № 16308-02) или два влагомера поточных модели L (регистрационный № 25603-03 или 56767-14);

- счетчик нефти турбинный МИГ-32 для индикации расхода жидкости через БИК;

- преобразователь измерительный 644 к датчику температуры (регистрационный № 14683-00) или преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-04) или преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14);

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный № 22257-01 или 22257-05) или термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99 или 14061-04 или 14061-15);

- два пробоотборника автоматических Clif Mock для автоматического отбора проб;
- пробоотборник ручной для ручного отбора проб;
- место для подключения плотномера, пикнометрической установки и УОСГ-100;
- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (далее по тексту - КМХ) ПР и поверки установки трубопоршневой поверочной двунаправленной по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: три устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955 (регистрационный № 15645-01), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора, оснащенные монитором, клавиатурой, мышкой и печатающим устройством.

Поверку и КМХ ПР проводят с помощью установки трубопоршневой поверочной двунаправленной (регистрационный № 12888-99), на входе и выходе которой установлены следующие СИ и технические средства:

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный № 22257-01 или 22257-05) или термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13) или термопреобразователь сопротивления платиновый серии 68 (регистрационный № 22256-01) или датчик температуры Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14);

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99 или 14061-04 или 14061-15);

- преобразователь измерительный 3144 к датчику температуры (регистрационный № 14683-00);

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

- СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ($\text{м}^3/\text{ч}$);

- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);

- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости (сСт), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа);

- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- поверку и КМХ ПР по стационарной или передвижной ПУ;

- поверку стационарной ПУ по передвижной ПУ;

- автоматический отбор объединенной пробы нефти;

- ручной отбор точечной пробы нефти;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;

- защита информации от несанкционированного доступа.

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

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

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится ударным способом на шильд-табличку блок-бокса БИК.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту - ПО) СИКН разделено на два структурных уровня - верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955, обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

К ПО верхнего уровня относится ПО автоматизированного рабочего места оператора (далее по тексту - АРМ оператора), выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов, вычисления массы нетто нефти.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО устройств измерения параметров жидкости и газа модели 7955

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии ПО	2540 Iss 4.23.00
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	Dens.exe	Doc.exe	Poverka.exe	Report.exe
Номер версии ПО	-	-	-	-
Цифровой идентификатор ПО	0cddf4a9	cb83ad9f	51e48e77	d4d5092b

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 263 до 1210
Относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть товарная
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 860 до 895
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +15 до +35
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,095 до 1,000
Параметры электропитания: - напряжение питания сети, В - частота питающей сети, Гц	380±38/220±22 50±1
Габаритные размеры СИКН (ДхШхВ), мм	25 800х8 490х2 500
Масса, кг	20 550
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 60 до 95 от 84 до 106,7
Режим работы СИКН	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	25
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 612 ППСН «Калтасы», зав. № 40	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 891-2018 ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 612 ППСН «Калтасы» с изменением №1, 2. ФР.1.29.2019.33173

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Межрегиональное открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ОАО «Нефтеавтоматика»)
ИНН: 0278005403
Адрес: 450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24
Телефон: +7 (347) 228-44-36
Факс: +7 (347) 228-80-98

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.