

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП "Михайловка"	Обозначение отсутствует	Е	84236-21	2425-17	Закрытое акционерное общество "Научно-инженерный центр "ИНКОМСИ-СТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИ-СТЕМ"), г. Казань	Закрытое акционерное общество "Научно-инженерный центр "ИНКОМСИ-СТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИ-СТЕМ"), г. Казань	ОС	МП 1608/1-311229-2021	1 год	Закрытое акционерное общество "Научно-инженерный центр "ИНКОМСИ-СТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИ-СТЕМ"), г. Казань	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	16.08.2021
2.	Система измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО "Газпромнефть -	Обозначение отсутствует	Е	84237-21	ПРНХ.401.250.049	Акционерное общество "Газпромнефть - Московский НПЗ" (АО "Газпромнефть-МНПЗ"), г. Москва	Акционерное общество "Газпромнефть - Московский НПЗ" (АО "Газпромнефть-МНПЗ"), г. Москва	ОС	МП-364-РА.RU.310 556-2021	2 года	Акционерное общество "Газпромнефть - Московский НПЗ" (АО "Газпромнефть-МНПЗ"), г. Москва	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	03.08.2021

	МНПЗ" на ЛПДС "Волдарская" РНПУ "Волдарское" АО "Транснефть - Верхняя Волга"												
3.	Преобразователи магнитные поплавоквые	ПМП-263	С	84238-21	29700, 29699, 32867	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "СЕНСОР" (ООО НПП "СЕНСОР"), г. Заречный, Пензенская обл.	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "СЕНСОР" (ООО НПП "СЕНСОР"), г. Заречный, Пензенская обл.	ОС	МП 208-032-2021	1 год - для преобразователей с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня жидких сред (уровня раздела сред) $\leq \pm 3$ мм (кроме рабо-	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "СЕНСОР" (ООО НПП "СЕНСОР"), г. Заречный, Пензенская обл.	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	05.10.2021

										таю- щих при избы- точ- ном давле- нии, с сжи- жен- ными газа- ми); 3 года - для преоб- разо- вате- лей с преде- лами допус- кас- мой абсо- лют- ной по- греш- ности изме- рений уровня жид- ких сред (уров- ня разде- ла сред)			
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	--	--	--

										свыше ±3 мм или для преоб- разо- вате- лей, рабо- таю- щих при избы- точ- ном давле- нии (кроме рабо- таю- щих с сжи- жен- ными газа- ми); 5 лет - для преоб- разо- вате- лей, рабо- таю- щих с сжи- жен- ными газами			
4.	Система ав- томатизиро-	Обозна- чение	Е	84239-21	406	Общество с ограниченной	Филиал "Ка- рельский"	ОС	МИ 3000- 2018	4 года	Общество с ограниченной	ФБУ "Тест-С.- Петербург", г.	20.10.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Беломорской ГЭС (ГЭС-6) филиала "Карельский" ПАО "ТГК-1"	отсутствует				ответственно-стью "ЭНЕРГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕРГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	ПАО "ТГК-1", Республика Карелия, г. Петрозаводск				ответственно-стью "ЭНЕРГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕРГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	Санкт-Петербург	
5.	Счетчики газа объемные диафрагменные	AG	C	84240-21	40010025, 40010023, 40010024, 40010021	NATEK EN-ERJİ EKİP-MANLARI SAN. VE TİC. A.Ş., Турция	NATEK EN-ERJİ EKİP-MANLARI SAN. VE TİC. A.Ş., Турция	ОС	ИЦРМ-МП-143-21	4 года	AYANE GAZ VE SU EKİP-MANLARI SAN. VE TİC. LTD. ŞTİ, Турция	ООО "ИЦРМ", г. Москва	29.01.2021
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО "ЭК "Восток" (ООО "Эйр Продактс Газ")	Обозначение отсутствует	E	84241-21	116	Акционерное общество "Энергосбытовая компания "Восток" (АО "ЭК "Восток"), г. Москва	Акционерное общество "Энергосбытовая компания "Восток" (АО "ЭК "Восток"), г. Москва	ОС	МП 26.51/115/21	4 года	Акционерное общество "Энергосбытовая компания "Восток" (АО "ЭК "Восток"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	19.10.2021
7.	Контроллеры многофункциона-	ARIS C30x	C	84242-21	ARIS C303.1 - A.3-X2S.3-J.3-Z-Z-Z-Z-PP.3-QQ.3-RR.3	Общество с ограниченной ответствен-	Общество с ограниченной ответствен-	ОС	ПБКМ.424 359.001 МП	8 лет	Общество с ограниченной ответствен-	ООО "ИЦРМ", г. Москва	23.04.2021

	нальные				зав. № 07213278, ARIS C303 - B.3-X2S.3-J.3-M.3-Z-Z-Z-Z-Z-Z-T.3-S.3-O.3 зав. № 05213275, ARIS C303.2 - B.3-B.3-X2S.3-F.3-J2.3-J2.3-U.3-M.3-M.3-S.3-T.3-QQ.3 зав. № 07213306	стью "Про-софт-Системы" (ООО "Про-софт-Системы"), г. Екатеринбург	стью "Про-софт-Системы" (ООО "Про-софт-Системы"), г. Екатеринбург				стью "Про-софт-Системы" (ООО "Про-софт-Системы"), г. Екатеринбург		
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РТ-ЭТ" для энергоснабжения ПАО "Светлана"	Обозначение отсутствует	Е	84243-21	003	Общество с ограниченной ответственностью "РТ-Энерготрейдинг" (ООО "РТ-ЭТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РТ-Энерготрейдинг" (ООО "РТ-ЭТ"), г. Москва	ОС	МП 26.51/110/21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Альфа-Энерго" (ООО "Альфа-Энерго"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	03.11.2021
9.	Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО "Мосэнерго" в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала	Обозначение отсутствует	Е	84244-21	026	Публичное акционерное общество энергетики и электрификации "Мосэнерго" (ПАО "Мосэнерго"), г. Москва	Публичное акционерное общество энергетики и электрификации "Мосэнерго" (ПАО "Мосэнерго"), г. Москва	ОС	40166302.289939190.012.МПИ.26	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ГЭХ Системы контроля" (ООО "ГЭХ Системы контроля"), г. Москва	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	20.10.2021

10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Южная	Обозначение отсутствует	Е	84245-21	C026	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-043-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	ООО "ЭнергТест", г. Москва	30.09.2021
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Т Плюс" (Пензенская ТЭЦ-1)	Обозначение отсутствует	Е	84246-21	175.1	Публичное акционерное общество "Т Плюс" (ПАО "Т Плюс"), Московская область, г.о. Красногорск	Публичное акционерное общество "Т Плюс" (ПАО "Т Плюс"), Московская область, г.о. Красногорск	ОС	МП ЭПР-440-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистема" (ООО "Энергосистема"), Нижегородская область, г. Выкса	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	15.10.2021
12.	Комплексы фоторадарные с фотофиксацией	"Лидер-Тандем"	С	84247-21	001, 002	Общество с ограниченной ответственностью "Безопасность информационных систем" (ООО "БИС"), г. Воронеж	Общество с ограниченной ответственностью "Безопасность информационных систем" (ООО "БИС"), г. Воронеж	ОС	БТКП.4021 69.006 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Безопасность информационных систем" (ООО "БИС"), г. Воронеж	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	22.10.2021
13.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	84248-21	1	Общество с ограниченной ответствен-	Публичное акционерное общество "Ря-	ОС	МП ЭПР-452-2021	4 года	Общество с ограниченной ответствен-	ООО "ЭнергоПромРесурс", Мос-	09.11.2021

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "РЭСК" (2 очередь)	отсутствует				стью "Энерго-ПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	занская энергетическая сбытовая компания" (ПАО "РЭСК"), г. Рязань				стью "Энерго-ПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	ковская обл., г. Красногорск	
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Медвеженская ВЭС АО "ВетроОГК-2"	Обозначение отсутствует	Е	84249-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "Инжиниринговый центр "ЭнергопромАвтоматизация" (ООО "ИЦ "ЭПА"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Ветроэнергетическая отдельная генерирующая компания-2" (АО "ВетроОГК-2"), г. Москва	ОС	МП ЭПР-449-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инжиниринговый центр "ЭнергопромАвтоматизация" (ООО "ИЦ "ЭПА"), г. Санкт-Петербург	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	27.10.2021
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Кайсацкая	Обозначение отсутствует	Е	84250-21	305	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-864-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	27.09.2021

16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Гумрак	Обозначение отсутствует	Е	84251-21	334	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1325-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	22.11.2021
-----	--	-------------------------	---	----------	-----	--	--	----	---------------------	--------	---	---------------------------------	------------

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84251-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Гумрак (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВКЭ УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Гумрак-Красноармейская с отп.на Волгоградскую ТЭЦ-3 (с ПС Гумрак)	TG245N кл.т. 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 30489-09	CPB 245 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 PCTB-01 рег. № 40586-09 PCTB-01 рег. № 40586-12
2	ВЛ 110 кВ №4	TG145N1 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 30489-09	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
3	ВЛ 110 кВ №6	TG145N1 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 30489-09	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	ВЛ 110 кВ №7	TG145N1 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 30489-09	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ВЛ 110 кВ №8	TG145N1 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 30489-09	CPB 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ №9	TG145N1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30489-09	СРБ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 PCTB-01 рег. № 40586-09 PCTB-01 рег. № 40586-12
7	ВЛ 110 кВ №11	TG145N1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 30489-09	СРБ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ВЛ 110 кВ №12	TG145N1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30489-09	СРБ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ВЛ 110 кВ №51	TG145N1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30489-09	СРБ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	ВЛ 110 кВ №52	TG145N1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30489-09	СРБ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
11	ВЛ 110 кВ №70*	TG145N1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30489-09	СРБ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	ПС 220 кВ Гумрак ОВВ-110 кВ	TG145N1 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 30489-09	СРБ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-06	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	ВЛ 35 кВ Орловка	ТОЛ-35 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 71707-18	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
14	ВЛ 35 кВ №32	ТОЛ-35 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ-СЭЩ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 71707-18	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	Фидер 6 кВ №1	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 PCTB-01 рег. № 40586-09 PCTB-01 рег. № 40586-12
16	Фидер 6 кВ №3	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 47959-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
17	Фидер 6 кВ №9	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
18	Фидер 6 кВ №11	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
19	Фидер 6 кВ №12	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
20	Фидер 6 кВ №13	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
21	Фидер 6 кВ №15	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
22	Фидер 6 кВ №17	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
23	Фидер 6 кВ №18	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
24	Фидер 6 кВ №19	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
25	Фидер 6 кВ №21	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{тт} = 800/5 рег. № 47959-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	Фидер 6 кВ №26	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 PCTB-01 рег. № 40586-09 PCTB-01 рег. № 40586-12
27	Фидер 6 кВ №27	ТПОФ кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
28	Фидер 6 кВ №31	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
29	Фидер 6 кВ №32	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
30	Фидер 6 кВ №34	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
31	Фидер 6 кВ №39	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
32	Фидер 6 кВ №40	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
33	Фидер 6 кВ №41	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 47959-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
34	Фидер 6 кВ №42	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
15, 17 – 24, 26 – 32, 34 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
25, 33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
15, 17 – 24, 26 – 32, 34 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
25, 33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
15, 17 – 24, 26 – 32, 34 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
25, 33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
15, 17 – 24, 26 – 32, 34 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
25, 33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

- коррекция шкалы времени.
- Защищенность применяемых компонентов:
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
 - наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.
- Возможность коррекции шкалы времени в:
- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	TG245N	3 шт.
Трансформатор тока	TG145N1	33 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6 шт.
Трансформатор тока	ТПФМ-10	14 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	8 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	4 шт.
Трансформатор тока	ТПОФ	4 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 245	3 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 123	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	34 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	2 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.045.334.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 Гумрак», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

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

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

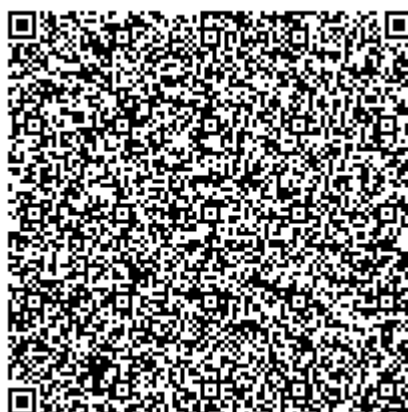
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84250-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Кайсацкая

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Кайсацкая (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, включающие сетевые концентраторы, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого уровня АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого уровня АИИС КУЭ		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайкой на ПС Светлана (ВЛ 110 кВ №242)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06
2	ВЛ 35 кВ Золотари	ТГМ-35 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06
3	ВЛ 10 кВ 5Л	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 2473-69	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06
4	ВЛ 10 кВ 6 Л	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06
5	ВЛ 10 кВ 7 Л	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
4, 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
4, 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 70000 72 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

– счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-35	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕРQS	5 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.045.305.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 110 кВ Кайсацкая», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Кайсацкая

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84249-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Медвеженская ВЭС АО «ВетроОГК-2»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Медвеженская ВЭС АО «ВетроОГК-2» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

Сервер осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента.

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью, в рамках согласованного регламента.

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

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

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении на ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Медвеженская ВЭС АО «ВетроОГК-2».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Медвеженская ВЭС, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Бакланов- ская – Дмитриев- ская (Л-276) с от- пайкой на Мед- веженскую ВЭС	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/1 Рег. № 61432-15 Фазы: А; В; С	ЗНОГ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 61431-15 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. PowerEdge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
2	Медвеженская ВЭС, КРУ-35 кВ, 1 С.Ш. 35 кВ, яч. 2, КЛ 35 кВ ВЭУ- 16 РУ 35 кВ	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5S 500/1 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
3	Медвеженская ВЭС, КРУ-35 кВ, 1 С.Ш. 35 кВ, яч. 3, КЛ 35 кВ ВЭУ- 1 РУ 35 кВ	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5S 500/1 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Медвеженская ВЭС, КРУ-35 кВ, 1 С.Ш. 35 кВ, яч. 4, Ввод Т-1	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5S 1200/1 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. PowerEdge R340	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
5	Медвеженская ВЭС, КРУ-35 кВ, 1 С.Ш. 35 кВ, яч. 5, КЛ 35 кВ ВЭУ- 24 РУ 35 кВ	ТОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5S 500/1 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03МК.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
6	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
7	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
8	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-3	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
9	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-4	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-5	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. PowerEdge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
11	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-6	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
12	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-7	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
13	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-8	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
14	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-9	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
15	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-10	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-11	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. PowerEdge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
17	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-12	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
18	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-13	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
19	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-14	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
20	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-15	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
21	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-16	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-17	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. PowerEdge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
23	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-18	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
24	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-19	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
25	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-20	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
26	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-21	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
27	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-22	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-23	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Dell inc. PowerEdge R340	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
29	Медвеженская ВЭС, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-24	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,2S 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-НТЗ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03МК Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	29
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от +10 до +35 от +10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220 000 2 35 000 2 100 000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	72
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАЛИ-НТЗ-35	28
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	СЭТ-4ТМ.03МК	29
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	Dell inc. PowerEdge R340	1
Формуляр	ЭНПР.411711.075.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Медвеженская ВЭС АО «ВетроОГК-2», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Медвеженская ВЭС АО «ВетроОГК-2»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инжиниринговый центр «ЭнергопромАвтоматизация» (ООО «ИЦ «ЭПА»)

ИНН 4706029577

Адрес: 194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 9, лит. «В», корп. 3, офис 129

Телефон: (812) 702-19-28

E-mail: office@epsa-spb.ru

Испытательный центр

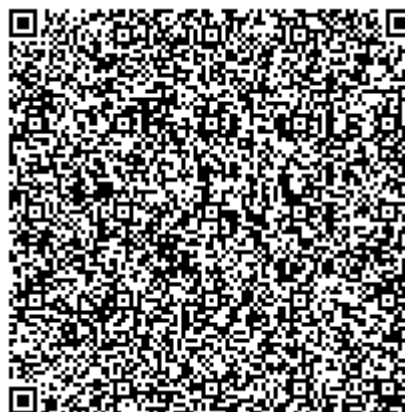
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84248-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «РЭСК» (2 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «РЭСК» (2 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, сервер, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

Далее информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) по каналу связи сети Internet.

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

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от АИИС КУЭ филиала «Рязаньэнерго» ПАО МРСК «Центра и Приволжья» и других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется во время каждого сеанса связи. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится независимо от величины расхождения.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «РЭСК» (2 очередь).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точ- ки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допуска- емой ос- новной относи- тельной погреш- ности (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Центро- лит, ГПП-10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 сек.ш. 10 кВ, яч.1, Ввод 10 кВ Т1	ТЛШ-10 УЗ Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 363-49 Фаза: А; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
2	ПС 110 кВ Центро- лит, ГПП-10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 сек.ш. 10 кВ, яч.12, Ввод 10 кВ Т2	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 363-49 Фаза: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Supermicro X9DRL- 3F/iF	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
		ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: С							

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ПС 110 кВ Центро- лит, ГПП-10 кВ, ЗРУ-10 кВ, КЛ 0,4 кВ ТСН Т-1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Supermicro X9DRL- 3F/iF	Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,6
4	ПС 110 кВ Центро- лит, ГПП-10 кВ, ЗРУ-10 кВ, КЛ 0,4 кВ ТСН Т-2	ТТИ-А Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,6
5	ПС 110 кВ Центро- лит, ГПП-10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 сек.ш. 10 кВ, яч.19, КЛ 10 кВ Ф.19	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 363-49 Фаза: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,7
6	ПС 110 кВ Центро- лит, ГПП-10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 сек.ш. 10 кВ, яч.34, КЛ 10 кВ Ф.34	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 363-49 Фаза: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,7
7	ОРУ 110 кВ ПС Парская, РУ-10 кВ, 1 сек.ш. 10 кВ, яч.4, ВЛ 10кВ №4	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,1	3,2
							Реактивная	2,2	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ОРУ 110 кВ ПС Парская, РУ-10 кВ, 2 сек.ш. 10 кВ, яч.22, ВЛ 10кВ, №22	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная	1,0 2,0	2,9 4,6
9	ПС 110 кВ Печат- ная, ЗРУ-6 кВ, 4 сек.ш. 6 кВ, яч.32, КЛ 6кВ №32	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Supermicro X9DRL- 3F/iF	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
10	ПС 110 кВ Печат- ная, ЗРУ-6 кВ, 1сек.ш. 6 кВ, яч.33, КЛ 6кВ №33	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-08 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активная Реактивная	1,0 2,0	2,9 4,7
11	ПС 110 кВ Рязань, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ ф.28	ТОЛ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	0,9 1,5	1,6 3,2
12	ПС 110 кВ Рязань, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ ф.39	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фаза: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 5,0
13	ПС 110 кВ Теат- ральная, РУ 6 кВ, 8 сек.ш. 6 кВ, Яч.86, 2 КЛ 6 кВ, ф.№86	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фаза: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,4 6,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 6, 10-13 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	13
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 6, 10-13 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 6, 10-13 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05М и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03 и ПСЧ-4ТМ.05: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	56 40
для остальных счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10 УЗ	2
Трансформаторы тока шинные	ТЛШ-10	1
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	1
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	8
Трансформаторы	НОМ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6УЗ	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Supermicro X9DRL-3F/iF	1
Паспорт-формуляр	ЭНПР.411711.078.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «РЭСК» (2 очередь)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «РЭСК» (2 очередь)

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

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

Изготовитель

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

ИНН 5024145974

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

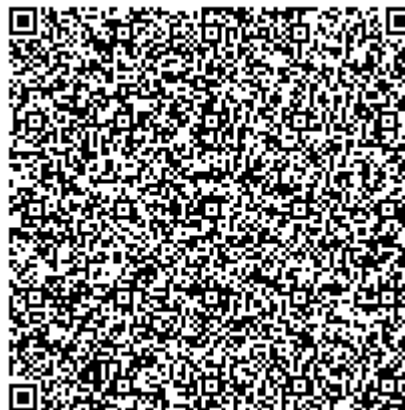
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84247-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы фоторадарные с фотофиксацией «Лидер-Тандем»

Назначение средства измерений

Комплексы фоторадарные с фотофиксацией «Лидер-Тандем» (далее – комплексы) предназначены для измерений скорости движения транспортных средств (далее – ТС) в зоне контроля и на контролируемом участке дороги в автоматическом режиме, измерений значений текущего времени, синхронизированного с национальной шкалой координированного времени UTC (SU), определения координат места расположения комплекса в плане.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на:

- измерениях скорости движения ТС по разности частот между излученным комплексом радиолокационным сигналом и сигналом, отраженным от движущихся ТС (эффект Доплера);
- определении координат места расположения комплексов по данным, полученным от встроенного в измерительный модуль (далее – ИМ) приемника глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS;
- определении времени фотофиксации ТС по значению национальной шкалы координированного времени UTC(SU), по данным, полученным от встроенного приемника глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS;
- измерениях времени, за который ТС проходит известное расстояние при измерениях скорости движения ТС на контролируемом участке.

В зависимости от выполняемых задач в состав комплексов входят один или два фоторадарных блока. Фоторадарный блок включает в себя ИМ и комплект для установки. Конструктивно ИМ выполнен в ударопрочном пылевлагозащищенном корпусе и содержит: многоцелевой радар, промышленный компьютер, видеокамеру, инфракрасные прожекторы, модуль измерения времени с установленным приемником ГЛОНАСС/GPS, систему контроля и управления модулем, аналоговые датчики измерений температуры компонентов модуля. На корпусе ИМ расположены герметичные разъемы для подключения внешних устройств и питания. В корпус встроена система климат контроля.

Фоторадарные блоки доукомплектовываются:

- при стационарном размещении кронштейном со встроенным блоком питания;
- при передвижном размещении треногой, ноутбуком и аккумуляторной батареей.

Для измерений скорости движения ТС на контролируемом участке дороги комплекс оснащается парой фоторадарных блоков (только при стационарном размещении), устанавливаемых на разнесенных рубежах. При этом в паре любой фоторадарный блок может быть «ведущим», а второй «ведомым», на участке контроля двухстороннего движения каждый из фоторадарных блоков может одновременно выполнять функции «ведущего» и «ведомого».

Общий вид фоторадарного блока и способ пломбирования комплексов приведен на рисунках 1 – 4.



Рисунок 1 – Общий вид фоторадарного блока при стационарном размещении



Рисунок 2 – Общий вид фоторадарного блока при передвижном размещении



Рисунок 3 – Способ пломбирования комплексов



Рисунок 4 – Место нанесения знака утверждения типа комплексов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) «Лидер» комплексов содержит метрологически значимую часть libdriver-smartmicro.so. Метрологически значимая часть ПО «Лидер» обеспечивает: измерения скорости движения ТС в зоне контроля и на контролируемом участке дороги в автоматическом режиме; измерения значений текущего времени, синхронизированного с национальной шкалой координированного времени UTC (SU); определение координат места расположения комплекса в плане.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	libdriver-smartmicro.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	10d56efcf4e86562e416ba4dbd611522
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч в зоне контроля на контролируемом участке дороги	от 2 до 300 от 2 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС, км/ч в зоне контроля на контролируемом участке дороги	±2 ±2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения текущего значения времени в национальной шкале координированного времени UTC (SU), с	±2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации шкал времени двух фоторадарных блоков, мс	±17
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения комплекса в плане в статическом режиме при геометрическом факторе PDOP не более 3, м	±10

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры зоны контроля, м протяженность ширина	от 10 до 50 от 3 до 16
Минимальная протяженность контролируемого участка дороги, м	400
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °C относительная влажность окружающего воздуха при температуре 25 °C, %, не более атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 98 от 60,0 до 106,7

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты по ГОСТ 14254–2015	IP65
Диапазон напряжения питания, В при стационарном размещении от сети переменного тока частотой от 49 до 51 Гц при передвижном размещении от сети постоянного тока	от 187 до 264 от 10 до 16
Потребляемая мощность, В·А (Вт), не более	80
Габаритные размеры фоторадарного блока, мм, не более при стационарном размещении длина ширина высота при передвижном размещении длина ширина высота	550 450 250 330 380 230
Масса фоторадарного блока, кг, не более при стационарном размещении при передвижном размещении	25 15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на корпус фоторадарного блока с помощью этикетки, выполненной типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность комплекса

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс фоторадарный с фотофиксацией «Лидер-Тандем»	БТКП.402169.006	1 шт.
Комплект крепления для стационарного размещения (кронштейн с встроенным блоком питания) для передвижного размещения (тренога)	—	1 – 2 шт.
Комплексы фоторадарные с фотофиксацией «Лидер-Тандем». Руководство по эксплуатации	БТКП.402169.006. РЭ	1 экз.
Комплекс фоторадарный с фотофиксацией «Лидер-Тандем». Паспорт (с формуляром)	БТКП.402169.006 ПС	1 экз.
Государственная система обеспечения единства измерений. Комплексы фоторадарные с фотофиксацией «Лидер-Тандем». Методика поверки	БТКП.402169.006 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 1.4 документа БТКП.402169.006. РЭ «Комплексы фоторадарные с фотофиксацией «Лидер-Тандем». Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам фоторадарным с фотофиксацией «Лидер-Тандем»

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

Приказ Росстандарта № 1621 от 31.07.2018 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Приказ Росстандарта № 2831 от 29.12.2018 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных измерений»

БТКП.402169.006 ТУ «Комплексы фоторадарные с фотофиксацией «Лидер-Тандем». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Безопасность информационных систем» (ООО «БИС»)

ИНН 3663073619

Адрес: 394019, г. Воронеж, ул. Краснодонская, д. 16Б

Телефон: 8 (473) 261-91-31

Телефон (факс): 8 (473) 261-91-30

Web-сайт: www.ooobis.ru

E-mail: medyani@mail.ru

Испытательный центр

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

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

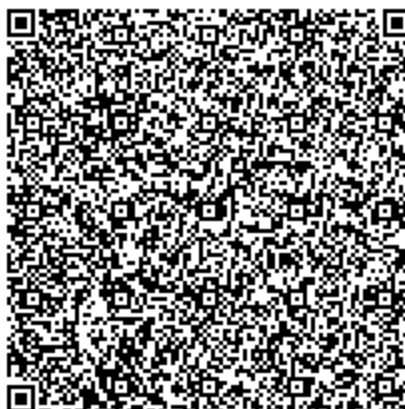
Почтовый адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский район, п/о Менделеево.

Телефон/факс: +7 (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84246-21

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Т Плюс» (Пензенская ТЭЦ-1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Т Плюс» (Пензенская ТЭЦ-1) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и базы данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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

Далее данные от сервера поступают по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленного формата на АРМ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс».

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивают коррекцию часов компонентов АИИС КУЭ по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется 1 раз в час. Корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется 1 раз в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при наличии расхождения.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Т Плюс» (Пензенская ТЭЦ-1).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	Parse-Modbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ceca41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Пензенская ТЭЦ- 1, ТГ-4	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
2	Пензенская ТЭЦ- 1, ТГ-5	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 5000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
3	Пензенская ТЭЦ- 1, ТГ-7	ТШЛ20Б-1 Кл.т. 0,2 8000/5 Рег. № 4016-74 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,1
							Реак- тивная	1,8	3,5
4	Пензенская ТЭЦ- 1, ТГ-8	ТШЛ20Б-1 Кл.т. 0,2 8000/5 Рег. № 4016-74 Фазы: А; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,0	2,1
							Реак- тивная	1,8	4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, I СШ 110 кВ, яч. 0, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Маяк I цепь	ТВ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 64181-16 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
6	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, II СШ 110 кВ, яч. 1, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Маяк II цепь	ТВ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 64181-16 Фазы: А; В; С	II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, II СШ 110 кВ, яч. 2, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Пенза-1 II цепь	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1
8	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, I СШ 110 кВ, яч. 5, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Пенза-1 I цепь	ТВ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 64181-16 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, I СШ 110 кВ, яч. 8, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Селикса тяговая	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
10	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, II СШ 110 кВ, яч. 9, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Леонидовка тяговая с отпайкой на ПС Восточная	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, I СШ 110 кВ, яч. 10, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - ЗИФ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
12	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, яч. 3, КЛ-35 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Саранская II цепь	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
14	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, яч. 7, ВЛ-35 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Радиозавод	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
							Реак- тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, яч. 5, КЛ-35 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Саранская I цепь	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,2S 800/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; С	II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	5,1
16	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, яч. 9, ВЛ-35 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Компрессорный завод	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
17	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, I сек. II СШ 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ Город-I	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 20, КЛ-6 кВ Город-II	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НРЕ DL380 Gen10	Актив-ная	1,0	2,2
							Реак-тивная	1,8	5,1
19	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 18, КЛ-6 кВ Город-III	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 30709-11 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная	1,0	2,2
							Реак-тивная	1,8	5,1
20	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, I сек. II СШ 6 кВ, яч. 19, КЛ-6 кВ Шуист-I	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная	1,0	2,2
							Реак-тивная	1,8	5,1
21	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 16, КЛ-6 кВ Шуист-II	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная	1,0	2,2
							Реак-тивная	1,8	5,1
22	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 26, КЛ-6 кВ КПД-I	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	2,2
							Реактив-ная	1,8	5,1
23	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, I сек. II СШ 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ КПД-II	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	2,2
							Реактив-ная	1,8	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, I сек. II СШ 6 кВ, яч. 21, КЛ-6 кВ ГНС	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НРЕ DL380 Gen10	Актив-ная	1,0	2,2
							Реак-тивная	1,8	4,0
25	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 22, КЛ-6 кВ ВЭМ	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	1,0	2,2
							Реактив-ная	1,8	5,1
26	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 34, КЛ-6 кВ ЧП Орлов	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив-ная	1,0	2,2
							Реак-тивная	1,8	5,1
27	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, Щит № 17, П-10, КЛ-0,4 кВ Литвинова поляна	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Активная	1,0	3,2
							Реактив-ная	2,1	5,1
28	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, РШк-204, гр. 2, КЛ-0,4 кВ ВЕЕ LINE	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив-ная	1,0	3,2
							Реак-тивная	2,1	5,1
29	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, «РШ Потребителей», яч. 3, КЛ-0,4 кВ Здоровье	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Активная	1,0	3,3
							Реактив-ная	2,1	6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, «РШ Потребителей», яч. 1, КЛ-0,4 кВ Концепт	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE DL380 Gen10	Актив-ная	1,0	3,3
							Реак-тивная	2,1	6,4
31	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, Щит освещения П 10, КЛ-0,4 кВ Новочеркасская-5	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Активная	1,0	3,3
							Реактив-ная	2,1	6,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 15, 17-26, 29-31 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	31
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 15, 17-26, 29-31 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 15, 17-26, 29-31 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 165000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 56 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛШ10	2
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	4
Трансформаторы тока	ТВ-110	9

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТВ-110/50	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВ 35-IV	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	18
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-6УТ2	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	20
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	9
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HPE DL380 Gen10	1
Формуляр	ЭНСТ.411711.175.1.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «Т Плюс» (Пензенская ТЭЦ-1), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Т Плюс» (Пензенская ТЭЦ-1)

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

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Юридический адрес: 143421, Московская область, г.о. Красногорск, автодорога «Балтия», территория 26 км бизнес-центр «Рига-Ленд», строение 3, офис 506

Адрес: 430006, респ. Мордовия, г. Саранск, Александровское шоссе, д. 13

Телефон: (495) 980-59-00; (8342) 47-01-24

Факс: (495) 980-59-08; (8342) 47-01-50

E-mail: info@tplusgroup.ru; mor-reception@tplusgroup.ru

Испытательный центр

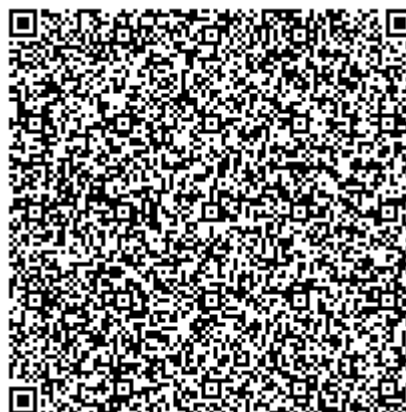
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84245-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Южная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	АТ-1 110 кВ	ТГ кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 75894-19	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10
2	АТ-2 110 кВ	ІСТВ-0,66 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 рег. № 52792-13	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	АТ-3 110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 3190-72	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ВЛ 110 кВ Южная – Бор-Форпост с отпайками (ВЛ ЮБ-152)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 26422-06 ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	УССВ-2 рег. № 54074-13
5	ВЛ 110 кВ Южная – Безруковская с отпайкой на ПС Алей (ВЛ ЮБ-163)	ТФЗМ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 79095-20	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	ВЛ 110 кВ Южная – Волчихинская с отпайками (ВЛ ЮБ-	ТГФ110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн =	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

	151)	рег. № 16635-05	$(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84		
--	------	-----------------	--	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ 110 кВ Южная – Горняцкая с отпайками (ВЛ ЮГ- 148)	ТФЗМ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 79095-20	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
8	ВЛ 110 кВ Южная – Потеряевская с отпайками (ВЛ ЮГ- 153)	ТГФ110 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 16635-05	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
9	ВЛ 110 кВ Южная – Набережная с отпайкой на ПС Гидроузел (ВЛ ЮГ- 154)	ТВ-ЭК кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ВЛ 110 кВ Южная – АСМ I цепь с отпайками (ВЛ ЮС- 145)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Южная – АСМ II цепь с отпайками (ВЛ ЮС- 146)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Южная – Приозёрная I цепь с отпайками	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 26422-06	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Южная – Приозёрная II цепь с отпайками	ТФЗМ кл.т 0,2S Ктт = 600/1 рег. № 79096-20	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
14	ОВ-110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 3190-72	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 6, 12, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
3 – 5, 7, 8, 10, 11, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 6, 12, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
3 – 5, 7, 8, 10, 11, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 6, 12, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
3 – 5, 7, 8, 10, 11, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 6, 12, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
3 – 5, 7, 8, 10, 11, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 50000 74500 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	1200 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	TG	75894-19	3
Трансформатор тока	ICTB-0,66	52792-13	3
Трансформатор тока	TB-110/50	3190-72	6
Трансформатор тока	TФЗМ 110Б-IV	26422-06	1
Трансформатор тока измерительные	TФНД-110М	2793-71	5
Трансформатор тока	TФЗМ	79095-20	5
Трансформатор тока	TГФ110	16635-05	5
Трансформатор тока	TB-ЭК	56255-14	3
Трансформатор тока	TФЗМ 110Б-IV	26422-06	2
Трансформатор тока	TФЗМ	79096-20	2
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	1188-84	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	14
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	44626-10	1
Устройство синхронизации системного времени (ИВКЭ)	УССВ-2	54074-13	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.C026-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Южная», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 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 220 кВ Южная

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

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

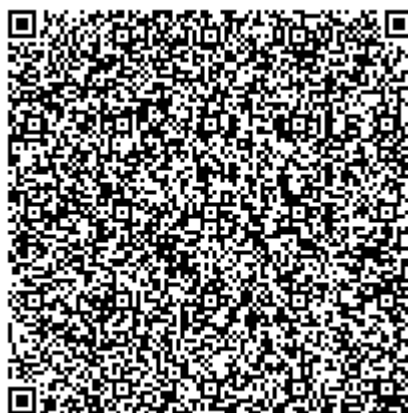
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84244-21

Лист № 1
Всего листов 34

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала

Назначение средства измерений

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала (далее – АСКУТЭ ТЭЦ-26) предназначена для измерений объемного расхода, объема, массы, температуры, разности температур, давления и количества тепловой энергии, а также времени.

Описание средства измерений

Принцип действия АСКУТЭ ТЭЦ-26 основан на измерениях параметров теплоносителя (объемный расход, объем, масса, температура, разность температур, давление) и количества тепловой энергии измерительными компонентами с последующей обработкой измерительной информации вычислительными компонентами.

АСКУТЭ ТЭЦ-26 представляет собой multifunctional, проектно-компонентную трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. АСКУТЭ ТЭЦ-26 спроектирована для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления, принимается как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации (ИС-2 согласно ГОСТ Р 8.596-2002). АСКУТЭ ТЭЦ-26 осуществляет учет тепловой энергии и параметров теплоносителя на объектах ПАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-26, КТС «Мелитопольская», РТС «Ленино-Дачное», РТС «Теплый стан», РТС «Чертаново», РТС «Южное Бутово». Перечень узлов учета (УУ) приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень УУ

Наименование			
№	ТЭЦ-26	№	ТЭЦ-26
1	Магистраль М-1 «Бирюлёво»	12	Греющая вода Д-3 Деаэратор 3
2	Магистраль М-5 «Коломенское»	13	Греющая вода Д-4 Деаэратор 4
3	Магистраль М-4 «Марьино»	14	Конденсат из ГК в хим. цех
4	Магистраль М-3 «Ясенево»	15	Конденсат из ТТЦ в ХВО
5	Магистраль М-2 «Чертаново»	16	ПТС-1 Подпиток теплосети № 1
6	Пожарное депо	17	ПТС-2 Подпиток теплосети № 2
7	Альянс-Т	18	ПТС-3 Подпиток теплосети № 3
8	ГСК-35-2	19	Аварийная подпитка Блок № 1
9	Греющая вода Д-1.2 Деаэратор 1.2	20	Холодная вода
10	Греющая вода Д-1.1 Деаэратор 1.1	21	ГСК-35-1
11	Греющая вода Д-2 Деаэратор 2	-	-

Продолжение таблицы 1

Наименование			
№	КТС «Мелитопольская»	№	РТС «Чертаново»
22	Вывод	36	Вывод 1
23	Подпиток	37	Вывод 2
24	Холодная вода	38	Вывод 3
№	РТС «Ленино-Дачное»	39	Подпитка вывода 1
25	Вывод 1	40	Подпитка выводов 2, 3
26	Вывод 2	41	Холодная вода 1
27	Вывод 3	42	Холодная вода 2
28	Подпитка	№	РТС «Южное Бутово»
29	Холодная вода	43	Вывод 1
№	РТС «Теплый стан»	44	Вывод 2
30	Вывод 1	45	Подпиток 1 очередь
31	Вывод 2	46	Подпиток 2 очередь
32	Подпиток вывода 1	47	Холодная вода 1
33	Подпиток вывода 2	48	Холодная вода 2
34	Холодная вода 1	-	-
35	Холодная вода 2	-	-

Нижний уровень включает в свой состав измерительные компоненты (средства измерений утвержденного типа (далее - СИ)), размещенные на УУ, обеспечивающие измерение и передачу полученных данных на средний уровень АСКУТЭ ТЭЦ-26. Перечень СИ, которыми укомплектованы УУ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень СИ

№ ¹	Наименование	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Кол-во
1	2	3	4
1, 2, 3,	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280Б.01 - расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-522ц) - комплект термометров сопротивления КТПТР-01 - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 28363-14 46156-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 2 шт. 2 комп. ² 2 шт.
4, 5, 25, 26, 27, 30, 31, 36, 37, 38, 43, 44	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280А.01 - расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-522ц) - комплект термометров сопротивления КТПТР-01 - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 28363-14 46156-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 2 шт. 2 комп. ² 2 шт.
6, 7, 8	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280А.01 - теплосчетчик ВИС.ТЗ исполнение ВС - комплект термометров сопротивления КТПТР-01 - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 67374-17 46156-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 комп. 1 шт.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
9 - 15, 19, 28, 32, 33, 39, 40, 45, 46	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280А.01 - теплосчетчик ВИС.Т3 исполнение ВС - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³ - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 67374-17 46155-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
16, 17, 18	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280А.01 - расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-522ц) - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³ - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 28363-14 46155-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
20	Комплекс учета энергоносителей ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280А.01 - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³ - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	48574-11 53503-13 46155-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
21	Теплосчетчик ВИС.Т модификация ТС Комплект термометров сопротивления КТПТР-01	20064-10 46156-10	1 шт. 1 шт.
22, 23, 24	Счетчик УВП-281 ⁴ , в составе: - вычислитель УВП-280А.01 - теплосчетчик ВИС.Т модификация ВС - комплект термометров сопротивления КТПТР-01 - преобразователь давления измерительный СДВ	62187-15 53503-13 20064-10 46156-10 28313-11	1 шт. 1 шт. 1 шт. 2 шт. 4 шт.
29 ⁵ , 34 ⁵ , 35 ⁵ , 41 ⁵ , 42 ⁵ , 47 ⁵ , 48 ⁵	Термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³	46155-10	1 шт.

¹ Приведена нумерация в соответствии с таблицей 1;

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

³ Вид исполнения ТПТ-1-3;

⁴ Один счетчик УВП-281, в данной комплектации, обеспечивает измерения на трех УУ (УУ22, УУ23, УУ24);

⁵ Термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 (далее - термометр) установленный на данном УУ входит в состав теплосчетчика ЭМИС-ЭСКО 2210, который осуществляет измерения на другом УУ и подключен через вычислитель УВП-280 из состава теплосчетчика, соответственно: термометр УУ 29 через вычислитель УВП-280 УУ 28; термометр УУ 34 через вычислитель УВП-280 УУ 32; термометр УУ 35 через вычислитель УВП-280 УУ 33; термометр УУ 41 через вычислитель УВП-280 УУ 39; термометр УУ 42 через вычислитель УВП-280 УУ 40; термометр УУ47 через вычислитель УВП-280 УУ45; термометр УУ48 через вычислитель УВП-280 УУ46.

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

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

АСКУТЭ ТЭЦ-26 оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ осуществляет привязку результатов измерений к меткам времени в шкале единого системного времени. СОЕВ формируется на всех уровнях АСКУТЭ ТЭЦ-26, где используются средства измерений и вычислений, подразумевающих синхронизацию времени от источника сигналов единого времени. УСПД подключены к серверам синхронизации времени типа ССВ-1Г (рег. № 39485-08), которые непрерывно обрабатывают данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковых навигационных систем. Безусловная синхронизация времени осуществляется по протоколу NTP сервером синхронизации времени ССВ-1Г и УСПД. Синхронизация часов теплосчетчиков выполняется при каждом чтении данных (не реже одного раза в час) при расхождении показаний часов на величину более чем ± 2 секунды. Функцию корректировки часов теплосчетчиков выполняет УСПД.

Допускается замена СИ из состава АСКУТЭ ТЭЦ-26 на аналогичные утвержденного типа, допущенные к применению в установленном порядке, метрологические характеристики которых обеспечивают метрологические и технические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-26, приведенные в таблицах 5 - 11. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АСКУТЭ ТЭЦ-26 как их неотъемлемая часть.

АСКУТЭ ТЭЦ-26 позволяет по цифровым интерфейсам опрашивать теплосчетчики установленные у сторонних организаций, при этом метрологические характеристики данных измерительных каналов не нормируются.

АСКУТЭ ТЭЦ-26 выполняет следующие функции:

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

Пломбирование СИ нижнего уровня, а также связующих и вычислительных компонентов среднего и верхнего уровней АСКУТЭ ТЭЦ-26, проводится в соответствии с конструкторской, технической и эксплуатационной документацией на них. Нанесение знака поверки на АСКУТЭ ТЭЦ-26 не предусмотрено. Заводской номер АСКУТЭ ТЭЦ-26 указан в формуляре.

Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-26 приведена на рисунке 1.

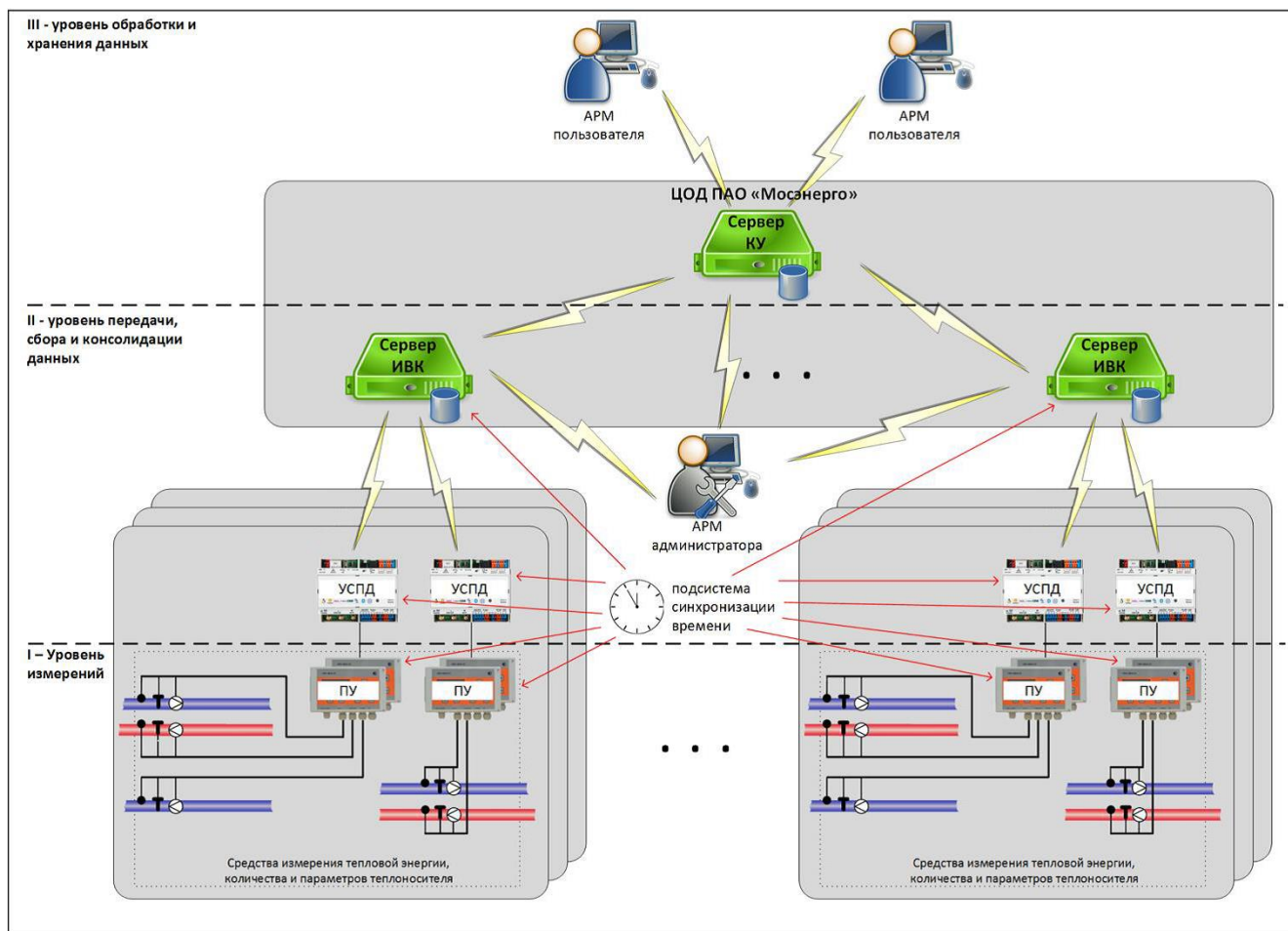


Рисунок 1 - Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-26

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) АСКУТЭ ТЭЦ-26 включает в свой состав:

- ПО нижнего уровня (НУ), данное ПО установлено в СИ, применяемых в составе АСКУТЭ ТЭЦ-26, идентификационные данные ПО НУ в соответствии с описаниями типа на данные СИ;

- ПО среднего уровня (СУ), идентификационные данные ПО СУ в соответствии с таблицей 3. ПО СУ устанавливается на сервер измерительно-вычислительного комплекса АСКУТЭ ТЭЦ-26 и реализует следующие функции:

- сбор измерительной информации с НУ;
- вычисление средневзвешенной энтальпии теплоносителя в обратных трубопроводах главных магистралей ТЭЦ-26;
- вычисление тепловой энергии в соответствии с заложенными алгоритмами;
- вычисление объема подпиточной воды;
- обеспечение работоспособности СОЕВ;
- передача измерительной информации на верхний уровень.

- ПО верхнего уровня (ВУ), идентификационные данные ПО ВУ в соответствии с таблицей 4. ПО ВУ устанавливается на сервер коммерческого учета АСКУТЭ ТЭЦ-26 размещенный в центре обработки данных (ЦОД) ПАО «Мосэнергo» и реализует следующие функции:

- сбор, хранение и обработка первичных (немодифицированных) данных об отпуске тепловой энергии и параметрах теплоносителя, полученных с нижнего и среднего уровней;
- вычисление суммарной тепловой энергии;
- формирование замещающих значений (досчетов) посредством алгоритмов, учитывающих определение количества тепловой энергии и теплоносителя при работе СИ НУ в нештатных режимах;
- формирование итоговых ведомостей, протокола и Акта отпуска тепловой энергии и расхода теплоносителей от объекта генерации;
- накопление и обработка данных в отдельном аналитическом хранилище данных, их анализ и отображение, а также предоставление регламентированной отчетности;
- мониторинг, аудит работоспособности и обработки диагностической информации от компонентов нижнего, среднего и верхнего уровней АСКУТЭ ТЭЦ-26;
- централизованное ведение паспортов по объектам коммерческого учета и справочников, используемых для обеспечения информационной совместимости функциональных подсистем ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-26;
- обмен данными с внешними и смежными информационными системами;
- настройка ролей пользователей, администрирования действий пользователей, в соответствии с разработанной и утвержденной ролевой моделью;
- мониторинг (аудит) программных модулей ПО ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-26;
- журналирование действий пользователей и работы АСКУТЭ ТЭЦ-26.

Нормирование метрологических характеристик АСКУТЭ ТЭЦ-26 проведено с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция и монтаж оборудования среднего уровня АСКУТЭ ТЭЦ-26 предусматривает полное ограничение доступа к метрологически значимой части ПО СУ и измерительной информации (отсутствие программно-аппаратных интерфейсов связи, наличие механической защиты). Ограничение доступа к метрологически значимой части ПО ВУ и измерительной информации обеспечивается логином и паролем, а также введением журнала событий, при этом доступ к оборудованию размещенному в ЦОД ПАО «Мосэнерго» ограничен механическими средствами защиты и пропускным режимом. Уровень защиты ПО в соответствии с Р 50.2.077-2014:

- для ПО НУ – в соответствии с описаниями типа на СИ входящие в состав АСКУТЭ ТЭЦ-26;
- для ПО СУ – «высокий»;
- для ПО ВУ – «высокий».

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО СУ

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

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО ВУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Модуль КУ ВУ АСКУТЭ, Филиал ТЭЦ-26
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.1.709
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	787fb325f45b43478364e4cb6c6b7fd3
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части ТЭЦ-26

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы ТЭЦ-26
1	2	3
1. Магистраль Бирюлево (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 500 до 18000 от 500 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 1,27$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 1,39$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 2,87$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
2. Магистраль Коломенское (DN1400)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 194,14 до 58796,08 от 194,14 до 58796,08	от 800 до 18000 от 800 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 1,14$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,26$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,61$ до $\pm 2,74$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
3. Магистраль Марьино (DN1200 мм)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 500 до 18000 от 500 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 1,27$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 1,39$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 2,87$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
4. Магистраль Ясенево (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 500 до 18000 от 500 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 1,27$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 1,39$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 2,87$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
5. Магистраль Чертаново (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 350 до 7500 от 350 до 7500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,50$ до $\pm 1,61$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,62$ до $\pm 1,73$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,63$ до $\pm 3,21$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
6. Пожарное депо (DN50)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий	от 0,2 до 50	от 0,2 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	$\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до + 65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,73$ до $\pm 3,60$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,6
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
7. Альянс-Т (DN100)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч - подающий	от 0,8 до 200	от 0,8 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	$\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,73$ до $\pm 3,60$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,6
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
8. ГСК-35-2 (DN80)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 0,06 до 60 от 0,06 до 60	от 0,06 до 60 от 0,06 до 60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	$\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,73$ до $\pm 3,60$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,6
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
9. Греющая вода Д-1.2 Деаэратор 1.2 (DN100)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1 до 250	от 1 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,16$ до $\pm 3,87$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,19$ до $\pm 5,31$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
10. Греющая вода Д-1.1 Деаэратор 1.1 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 3,2 до 800	от 3,2 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,16 до ±3,87
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,19 до ±5,31
11. Греющая вода Д-2 Деаэратор 2 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 3,2 до 800	от 3,2 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,16 до ±3,87
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,19 до ±5,31
12. Греющая вода Д-3 Деаэратор 3 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 3,2 до 800	от 3,2 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,16 до ±3,87
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,19 до ±5,31
13. Греющая вода Д-4 Деаэратор 4 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 3,2 до 800	от 3,2 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,16 до ±3,87
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,19 до ±5,31
14. Конденсат из ГК в хим. цех (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,5 до 125	от 0,5 до 125
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
15. Конденсат из ТТЦ в ХВО (DN100)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,2 до 50	от 0,2 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	±0,72 до ±2,12

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
16. ПТС-1 Подпиток теплосети № 1 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 8,91 до 2699,82	от 10 до 1057
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 3,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 3,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,16$ до $\pm 3,87$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,19$ до $\pm 5,31$
17. ПТС-2 Подпиток теплосети № 2 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 8,91 до 2699,82	от 20 до 770
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 1,72$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 1,84$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,16$ до $\pm 3,87$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,19$ до $\pm 5,31$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
18. ПТС-3 Подпиток теплосети № 3 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 8,91 до 2699,82	от 10 до 1057
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,46 до ±3,31	от ±0,48 до ±3,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,58 до ±3,43	от ±0,60 до ±3,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,16 до ±3,87
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,19 до ±5,31
19. Аварийная подпитка Блок № 1 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 8 до 2000	от 8 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
20. Холодная вода (DN800)		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,40 до ±1,90	от ±0,40 до ±0,60
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
21. ГСК-35-1 (DN50)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий	от 0,16 до 40	от 0,16 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема, %	от ±0,6 до ±1,85	от ±0,6 до ±1,85
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от ±0,60 до ±1,32 от ±0,60 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12 от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 149	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	от ±2,00 до ±5,08	от ±2,00 до ±3,95
СОЕВ		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.26.01 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-26. Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 6 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части КТС «Мелитопольская»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы КТС «Мелитопольская»
1	2	3
22. Вывод		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 10 до 2500 от 10 до 2500	от 50 до 1100 от 50 до 1100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 1,01$ до $\pm 3,50$	от $\pm 1,02$ до $\pm 1,50$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 1,13$ до $\pm 3,62$	от $\pm 1,14$ до $\pm 1,62$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	от $\pm 2,08$ до $\pm 6,5$	от $\pm 2,16$ до $\pm 3,10$

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 2,5 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	±2,00 ±2,00	±2,00 ±2,00
<u>23. Подпиток</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,06 до 60	от 1,5 до 21
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±1,01 до ±3,5	от ±1,03 до ±1,40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±1,13 до ±3,62	от ±1,15 до ±1,52
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	±2,00	±2,00
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +180	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,32	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±2,11 до ±2,95
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±2,11 до ±2,95
<u>24. Холодная вода</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +180	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,32	от ±0,60 до ±0,76
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	±2,00	±2,00
<u>СОЕВ</u>		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.26.02 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. КТС «Мелитопольская». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 7 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Ленино-Дачное»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Ленино-Дачное»
1	2	3
25. Вывод 1 (DN500)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 24,76 до 7499,5 от 24,76 до 7499,5	от 100 до 7499,5 от 100 до 7499,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,46$ до $\pm 1,16$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,58$ до $\pm 1,28$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,59$ до $\pm 2,76$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
26. Вывод 2 (DN500)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 24,76 до 7499,5 от 24,76 до 7499,5	от 100 до 7499,5 от 100 до 7499,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,46$ до $\pm 1,16$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,58$ до $\pm 1,28$

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от ±0,60 до ±1,32 от ±0,60 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12 от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_d), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более ±6,5	от ±1,59 до ±2,76
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90
27. Вывод 3 (DN600)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч - подающий - обратный	от 35,66 до 10799,28 от 35,66 до 10799,28	от 100 до 7500 от 100 до 7500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от ±0,46 до ±3,31	от ±0,47 до ±1,47
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,58 до ±3,43	от ±0,59 до ±1,59
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от ±0,60 до ±1,32 от ±0,60 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12 от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_d), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более ±6,5	от ±1,60 до ±3,07

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90
<u>28. Подпитка</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,2 до 50	от 0,2 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,25 до ±4,24
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±0,88 до 2,59
<u>29. Холодная вода</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
<u>СОЕВ</u>		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.26.06 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Ленино-Дачное». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 8 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Теплый Стан»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Теплый Стан»
1	2	3
30. Вывод 1 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 7500
- обратный	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 7500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 2,38$
Диапазон измерений температуры, °C		
- подающий	от 0 до +180	от +70 до +130
- обратный	от 0 до +180	от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C		
- подающий	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,1$
- обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 3,86$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа		
- подающий	от 0 до 1,6	от 0 до 1,6
- обратный	от 0 до 1,6	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %		
- подающий	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
- обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
31. Вывод 2 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 7500
- обратный	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 7500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 2,38$

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от ±0,60 до ±1,32 от ±0,60 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12 от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более ±6,5	от ±1,60 до ±3,86
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90
32. Подпитка вывода 1 (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1 до 250	от 1 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,32 до ±4,54
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,18 до 3,62

Продолжение таблицы 8

1	2	3
33. Подпитка вывода 2 (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1 до 250	от 1 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,32 до ±4,54
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,18 до 3,62
34. Холодная вода 1		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
35. Холодная вода 2		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
СОЕВ		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.26.03 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Теплый стан». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 9 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Чертаново»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Чертаново»
1	2	3
36. Вывод 1 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 8000
- обратный	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 8000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 2,38$
Диапазон измерений температуры, °C		
- подающий	от 0 до +180	от +70 до +130
- обратный	от 0 до +180	от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C		
- подающий	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от
- обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	$\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_d), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 3,86$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа		
- подающий	от 0 до 1,6	от 0 до 1,6
- обратный	от 0 до 1,6	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %		
- подающий	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
- обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
37. Вывод 2 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 8000
- обратный	от 63,39 до 19198,72	от 100 до 8000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 2,38$
Диапазон измерений температуры, °C		
- подающий	от 0 до +180	от +70 до +130
- обратный	от 0 до +180	от +40 до +65

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 3,86$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
38. Вывод 3 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 100 до 8000 от 100 до 8000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 2,38$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 3,86$

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
39. Подпитка вывода 1 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1,28 до 320	от 1,28 до 320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,23$ до $\pm 4,24$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,18$ до $\pm 3,76$
40. Подпитка выводов 2, 3 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1,28 до 320	от 1,28 до 320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,23$ до $\pm 4,24$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,18$ до $\pm 3,76$

Продолжение таблицы 9

1	2	3
<u>41. Холодная вода 1</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
<u>42. Холодная вода 2</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
<u>СОЕВ</u>		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.26.04 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Чертаново». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 10 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Южное Бутово»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Южное Бутово»
1	2	3
<u>43. Вывод 1 (DN800)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 63,39 до 19198,72	от 800 до 7000
- обратный	от 63,39 до 19198,72	от 800 до 7000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от ±0,46 до ±3,31	от ±0,49 до ±0,68
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,58 до ±3,43	от ±0,61 до ±0,80
Диапазон измерений температуры, °С		
- подающий	от 0 до +180	от +70 до +130
- обратный	от 0 до +180	от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С		
- подающий	от ±0,60 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12
- обратный	от ±0,60 до ±1,32	от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86

Продолжение таблицы 10

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 2,28$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
44. Вывод 2 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 800 до 7000 от 800 до 7000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 0,68$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 0,80$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 2,28$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$

Продолжение таблицы 10

1	2	3
45. Подпитка 1-очереди (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 0,5 до 250	от 0,5 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,25 до ±4,34
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±0,93 до ±2,42
46. Подпитка 2-очереди (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 0,5 до 250	от 0,5 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,25 до ±4,34
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±0,93 до ±2,42
47. Холодная вода 1		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76

Продолжение таблицы 10

1	2	3
48. Холодная вода 2		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.26.05 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Южное Бутово». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 11 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - напряжение питающей сети переменного тока, В - частота питающей сети переменного тока, Гц - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха при температуре +25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от 198 до 242 от 49 до 51 в соответствии с эксплуатационной документацией до 80 от 84 до 106,7
Емкость архива АСКУТЭ ТЭЦ-26, не менее: - часового - суточного - месячного (итоговые значения)	60 суток 6 месяцев 3 года
Глубина хранения результатов измерений на СКУ, лет, не менее	3,5

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 12 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала ¹	АСКУТЭ ТЭЦ-26	1 шт.

Продолжение таблицы 12

1	2	3
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части ТЭЦ-26	40166302.289939190.012.ФО.26.01	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части КТС «Мелитопольская»	40166302.289939190.012.ФО.26.02	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Теплый стан»	40166302.289939190.012.ФО.26.03	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Чертаново»	40166302.289939190.012.ФО.26.04	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Южное Бутово»	40166302.289939190.012.ФО.26.05	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Ленино-Дачное»	40166302.289939190.012.ФО.26.06	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части ТЭЦ-26	40166302.289939190.012.РЭК.26.01 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части КТС «Мелитопольская»	40166302.289939190.012.РЭК.26.02 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Теплый стан»	40166302.289939190.012.РЭК.26.03 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Чертаново»	40166302.289939190.012.РЭК.26.04 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Южное Бутово»	40166302.289939190.012.РЭК.26.05 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Ленино-Дачное»	40166302.289939190.012.РЭК.26.06 РЭ	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части ТЭЦ-26 ²	40166302.289939190.012.МВИ.26.01	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части КТС «Мелитопольская» ²	40166302.289939190.012.МВИ.26.02	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Теплый стан» ²	40166302.289939190.012.МВИ.26.03	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Чертаново» ²	40166302.289939190.012.МВИ.26.04	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Южное Бутово» ²	40166302.289939190.012.МВИ.26.05	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-26 в части РТС «Ленино-Дачное» ²	40166302.289939190.012.МВИ.26.06	1 экз.
Эксплуатационные документы и паспорта на оборудование входящие в состав АСКУТЭ ТЭЦ-26	-	1 компл.
¹ заводской № 026;		
² Полное наименования документов указано в разделе «Сведения о методиках (методах) измерений».		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- 40166302.289939190.012.МВИ.26.01 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-26. Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.26.02 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. КТС «Мелитопольская». Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.26.03 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Теплый стан». Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.26.04 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Чертаново». Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.26.05 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Южное Бутово». Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.26.06 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Ленино-Дачное». Методика измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-26 и котельных, входящих в состав филиала

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

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

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

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

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

Испытательный центр

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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311313.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84243-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-ЭТ» для энергоснабжения ПАО «Светлана»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-ЭТ» для энергоснабжения ПАО «Светлана» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «РТ-ЭТ» на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных передается на сервер ИВК, где осуществляется формирование и хранение поступающей информации и происходит оформление отчетных документов.

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РТ-ЭТ» в виде макетов XML формата 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ИВК также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-ЭТ» для энергоснабжения ПАО «Светлана».

Программное обеспечение

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

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК сервера ООО «РТ-ЭТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	РТП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч. 12, ф.103-37/83	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16, HP ProLiant DL360e Gen8
2	РТП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 6, ф.103-09	ТПЛ-10-М 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
3	РТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1, ф.103-107/157	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
4	РТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 8, ф.103-117	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
5	РТП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 9, ф.103-08/54	ТОЛ-10-I 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
6	РТП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 4, ф.103-32/78	ТОЛ-10-I 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
7	РТП-13 6 кВ, РУ-6 кВ, III с.ш. 6 кВ, яч. 12, ф.103-14	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
8	РТП-17 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 11, ф.103-15/61	ТПЛ-10-М 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
9	РТП-17 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 4, ф.103-43/89	ТПЛ-10-М 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
10	РТП-21 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1, ф.103-30/76	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	РТП-24 6 кВ, РУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч. 13, ф.103-16/62	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16, HP ProLiant DL360e Gen8
12	РТП-24 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1, ф.103- 17/63	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
13	РТП-25 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1, ф.103- 35/81	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
14	РТП-1 (РП-2710) 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 7, ф.103-34/80	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
15	РТП-1 (РП-2710) 6 кВ, РУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч. 13, ф.103-07/53	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
16	РТП-1 (РП-2710) 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 5, ф.15-11	ТПЛ-10-М 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
17	РТП-6 (РП-2772) 6 кВ, РУ-6 кВ, VII с.ш. 6 кВ, яч. 22, ф.103-113/163	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
18	РТП-6 (РП-2772) 6 кВ, РУ-6 кВ, VI с.ш. 6 кВ, яч. 21, ф.103-13/59	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
19	РТП-27 (РП-2701) 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1, ф.15-45	ТПОЛ 10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

20	РТП-31 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1, ф.103-36	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16, HP ProLiant DL360e Gen8
21	РТП-31 6 кВ, РУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч. 9, ф.103-38	ТПОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
22	РТП-34 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 11, ф.103-33/79	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
23	РТП-38 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 6, ф.103-31/77	ТОЛ-10-I 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
24	РТП-38 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 1, ф.103-112/162	ТОЛ-10-I 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
25	РТП-44 6 кВ, РУ-6 кВ, III с.ш. 6 кВ, яч. 7, ф.103-125/175	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
26	РТП-6 (РП-2772) 6 кВ, РУ-6 кВ, VII с.ш. 6 кВ, яч. 23, ф.29-82/182	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
27	РТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 3	ТЛК-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4GB-DW4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
28	РТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 12	ТОЛ 10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 7069-02	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	A1805RAL- P4GB-DW4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
29	РТП-4 0,4 кВ, ВРУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, ф. 438	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	

Продолжение таблицы 2

Примечания:	
1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.	
2. Допускается замена ТТ, ТН, 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.	
3. Допускается замена УСВ на аналогичные, утвержденных типов.	
4. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).	
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 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm$) δ , %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm$) δ , %
1-28	Активная	1,3	3,8
	Реактивная	2,1	6,5
29	Активная	1,1	3,7
	Реактивная	1,8	6,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-29 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -25°C до $+35^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	29
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от $+21$ до $+25$

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -25 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 0,95 24 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	26
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW4	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	48
	ТПЛ-10-М	12
	ТОЛ-10-I	12
	ТПОЛ-10	6
	ТЛК-10	3
	ТОЛ 10	3
	Т-0,66 У3	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	21
	ЗНОЛ.06	6
	НТМИ-6-66	1
	НТМИ-6	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProLiant DL360e Gen8	1
Документация		
Паспорт-формуляр	ГТЭС.422231.010.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-ЭТ» для энергоснабжения ПАО «Светлана», МВИ 26.51/110/21, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-ЭТ» для энергоснабжения ПАО «Светлана»

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

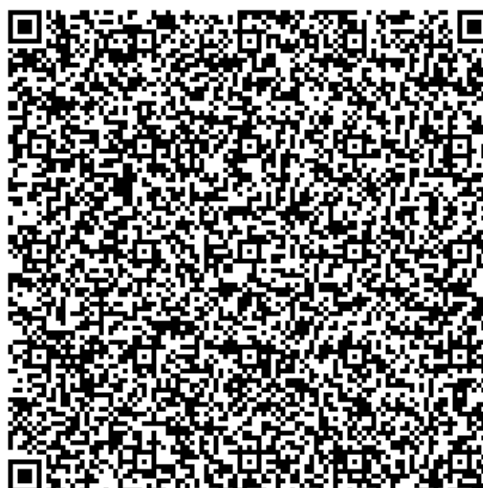
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Энерготрейдинг»
(ООО «РТ-ЭТ»)
ИНН 7729667652
Адрес: 115054, г. Москва, Стремянный переулок, д. 11
Телефон: +7 (495) 240-90-83
E-mail: office@rt-et.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Энерготестконтроль» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84242-21

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры многофункциональные ARIS C30x

Назначение средства измерений

Контроллеры многофункциональные ARIS C30x (далее – контроллеры) предназначены для измерений параметров сети переменного тока с номинальной частотой 50 Гц, измерений и учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, измерений активной, реактивной и полной фазной и трехфазной электрической мощности, измерений и регистрации показателей качества электрической энергии (далее – ПКЭ), измерений унифицированных аналоговых сигналов силы и напряжения постоянного тока, формирования собственной шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС: ГЛОНАСС) и других источников с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC (SU), учета коммутационного ресурса высоковольтных выключателей.

Описание средства измерений

Принцип действия контроллеров основан на аналого-цифровом преобразовании (далее – АЦП) входных сигналов, их обработке и хранении, с возможностью последующей передачи в информационные системы.

Основные функции, обеспечиваемые контроллерами:

- измерение и расчет параметров электрических сетей с номинальной частотой 50 Гц;
- измерение унифицированных аналоговых сигналов силы и напряжения постоянного тока;
- измерение и учет электрической энергии;
- расчет параметров показателей качества электрической энергии;
- прием и обработка сигналов от ГНСС с использованием встроенного или внешнего приемника ГНСС и его сигнала PPS, синхронизация по перечисленным сигналам собственной шкалы времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC (SU);
- прием и обработка сигналов точного времени от NTP-серверов по протоколу NTP или от систем верхнего уровня в иных протоколах обмена данными и синхронизация собственной шкалы времени со шкалами этих серверов и систем;
- прием и обработка сигналов точного времени от PTP-серверов по протоколу PTP и синхронизация собственной шкалы времени со шкалой этих серверов;
- синхронизация шкал времени цифровых измерительных устройств (далее – ЦИУ), счетчиков, микропроцессорных измерительных преобразователей (далее – МИП) с собственной шкалой времени – по проприетарным протоколам, по стандартным протоколам обмена данными МЭК 870-5-101, МЭК 870-5-104 и по протоколу NTP;
- регистрация дискретных сигналов о состоянии оборудования;
- регистрация аварийных событий;

- запись осциллограмм;
- выдача команд управления;
- выполнение пользовательских алгоритмов;
- оперативная блокировка коммутационных аппаратов;
- прием данных и команд от цифровых подстанционных устройств и систем;
- обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи со смежными устройствами и системами;
- запись и хранение результатов измерений;
- ведение «Журнала событий»;
- выполнение периодической автоматической самодиагностики с записью результатов в «Журнал событий».

Контроллеры применяются в качестве устройств для построения автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП), систем сбора и передачи информации телемеханических (ССПИ/ТМ), автоматизированных систем технического учета электроэнергии (АСТУЭ), автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), контроля и регистрации ПКЭ на электрических трансформаторных и распределительных подстанциях (ПС, ТП, РП), электростанциях, атомных станциях, объектах жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) и других объектах энергетики. На базе контроллеров могут создаваться иные автоматизированные системы и комплексы.

Конструктивно контроллеры представляют собой модульно-компоуемые устройства, изготавливаемые в едином корпусе «Евромеханика» и предназначены для размещения в электротехнических шкафах и стойках, а также для врезки в панели. Контроллеры имеют панель с интерфейсом «человек-машина» (далее – ИЧМ) на основе графического дисплея и клавиатуры.

Контроллеры выпускаются в исполнениях: ARIS C303, ARIS C303.1 и ARIS C303.2, отличающихся количеством встраиваемых модулей, метрологическими и техническими характеристиками.

Количество модулей, которые входят в состав исполнений контроллеров, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество модулей в составе исполнений контроллеров

Тип модулей	Исполнение		
	ARIS C303	ARIS C303.1	ARIS C303.2
Модуль источника питания, шт., не более	1	1	1 (2)
Процессорный модуль, шт., не более	1	1	1 (2)
Встраиваемые модули, шт., не более	14	12	10

В зависимости от назначения контроллеры включают в свой состав:

- модули процессорные с дублированными портами Ethernet с поддержкой технологии резервирования PRP;
- модули дискретных входов;
- модули дискретных выходов;
- модули коммуникационные (обеспечивающие последовательные интерфейсы RS-232, RS-485, Ethernet);
- модули измерений и осциллографирования (DM3, DM3W, DM4, DM4W);
- модули измерений унифицированных аналоговых сигналов силы и напряжения постоянного тока (AI8C, AI8V);

- модуль системы обеспечения единого времени (интегрирован в процессорный модуль);
- модули источников питания (один или два модуля с возможностью горячей замены, подключенных к разным вводам питания);
- модули приема цифровых потоков мгновенных значений токов и напряжений (SV);
- модули телеуправления.

Состав контроллеров определяется на этапе заказа.

Структура условного обозначения исполнений контроллеров:

ARIS	–	C30	a	b	c-...-c	-d
------	---	-----	---	---	---------	----

где:

«C30» – код линейки контроллеров.

«a» – исполнение по составу модулей:

3 – корпус на 16 модулей;

3.1 – корпус на 14 модулей;

3.2 – корпус на 14 модулей.

«b» – обозначение дополнительного функционала.

а) М – функционал счетчика электрической энергии (активная электрическая энергия – класс точности 0,2S, реактивная электрическая энергия – класс точности 0,5) с функцией измерения ПКЭ (класс S по ГОСТ 30804.4.30-2013), только при оснащении модулями DM3, DM4;

б) поле пустое – отсутствие дополнительного функционала.

«с» – обозначение модуля по таблице 2.

«d» – исполнение панели ИЧМ:

а) Н0 – встроенная;

б) Н1 – выносная.

в) поле пустое – при отсутствии панели ИЧМ.

Таблица 2 – Наименование, обозначение и код заказа модулей

Наименование модуля	Обозначение	Код заказа
Источник питания с номинальным напряжением 24 В постоянного тока	PS24	A.3
Источник питания с номинальным напряжением 220 В постоянного/переменного тока	PS220	B.3
Модуль ЦП, 2×Ethernet TX, 1×LIVE, 1xRS-485, PPS-485, PPS-OK	MBST	X1S.3
Модуль ЦП, 2×Ethernet TX, 1×LIVE, 1xRS-485, PPS-485, PPS-OK, GNSS	MBSST	X2S.3
Модуль ЦП, 2×Ethernet FX, 1×LIVE, 1xRS-485, PPS-485, PPS-OK	MBSF	Y1S.3
Модуль ЦП, 2×Ethernet FX, 1×LIVE, 1xRS-485, PPS-485, PPS-OK, GNSS	MBSSF	Y2S.3
Модуль интерфейсов на 8 портов RS-485	C485	F.3
Модуль интерфейсов на 2 порта RS-232	C232	GG.3
Модуль 4-х портового коммутатора Ethernet 100BaseTX	ET4	ET.3
Модуль дискретных входов с номинальным напряжением постоянного тока 24 В (8 каналов)	DI24-8	J.3

Наименование модуля	Обозначение	Код заказа
Модуль дискретных входов с номинальным напряжением постоянного тока 24 В (15 каналов)	DI24-15	J2.3
Модуль дискретных входов с номинальным напряжением переменного/постоянного тока 220 В (7 каналов)	DI220-7	K.3
Модуль дискретных входов с номинальным напряжением переменного/постоянного тока 220 В (15 каналов)	DI220-15	U.3
Модуль дискретных входов с номинальным напряжением переменного/постоянного тока 220 В (15 каналов), с функцией режекции	DI220-15 с режекцией	Ur.3
Модуль телеуправления на 4 объекта управления	TC	L.3
Модуль дискретных выходов номинальным напряжением 220 В (8 каналов)	DOH	M.3
Модуль дискретных выходов номинальным напряжением 24 В (8 каналов)	DOL	N.3
Модуль измерений и осциллографирования без входов нулевой последовательности для переменного тока до 6 А	DM3	O.3
Модуль измерений и осциллографирования без входов нулевой последовательности для силы переменного тока до 120 А	DM3W	PP.3
Модуль измерений и осциллографирования со входом нулевой последовательности для силы переменного тока до 6 А	DM4	QQ.3
Модуль измерений и осциллографирования со входом нулевой последовательности для силы переменного тока до 120 А	DM4W	RR.3
Модуль приема цифровых потоков мгновенных значений силы и напряжений переменного тока (SV) согласно МЭК 61850-9-2LE без GNSS	SVM	LE.3
Модуль измерения унифицированных аналоговых сигналов силы постоянного тока в диапазонах от 0 до 5 мА, от 4 до 20 мА, от минус 5 до плюс 5 мА, от 0 до 20 мА (8 каналов)	AI8C	S.3
Модуль измерения унифицированных аналоговых сигналов напряжения постоянного тока в диапазонах от минус 10 до плюс 10 В, от 0 до 10 В (8 каналов)	AI8V	T.3

Заводской номер наносится на маркировочную этикетку контроллеров типографским способом в виде цифрового кода.

Общий вид контроллеров с указанием мест ограничения доступа к органам настройки (регулировки) представлен на рисунках 1 – 6. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба. Варианты пломбирования: поверительная наклейка (наносится на винт крепления поверенного контроллера) и свинцовая/пластиковая поверительная пломба (наносится на клеммник подключения внешних проводов).



Рисунок 1 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS C303 (вид спереди)

Пломба с нанесением знака поверки

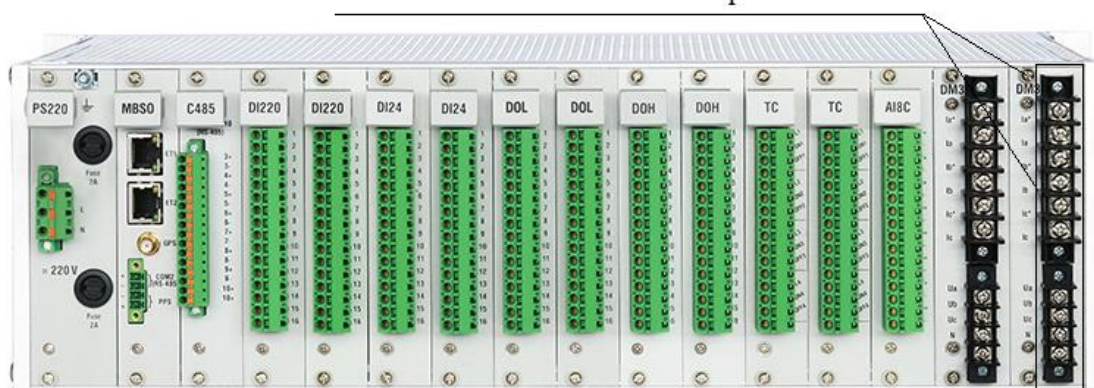


Рисунок 2 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS C303 (вид сзади)



Рисунок 3 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS C303.1 (вид спереди)

Пломба с нанесением знака поверки

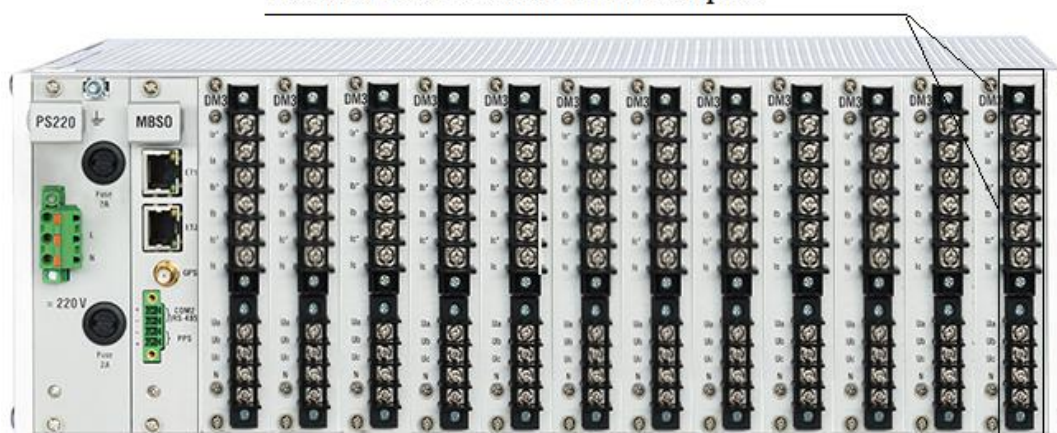


Рисунок 4 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS C303.1 (вид сзади)



Рисунок 5 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS C303.2 (вид спереди)



Рисунок 6 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS C303.2 (вид сзади, модули не установлены)

Программное обеспечение

В состав ПО контроллеров входят:

- встроенное системное программное обеспечение (далее – СПО);
- прикладное ПО: программа-конфигуратор и Web-интерфейс, предоставляющие интерфейс для конфигурирования контроллеров и просмотра текущих данных, получаемых и обрабатываемых контроллерами.

Встроенное СПО делится на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Метрологически незначимая часть СПО может допускать изменения и дополнения, не влияющие на идентификационные данные метрологически значимой части СПО. Метрологически значимая часть вынесена в специализированную библиотеку (файл).

Для защиты от преднамеренных и непреднамеренных изменений блока данных, включающего в себя параметры конфигурации и архивы, используется защита паролем.

Метрологические характеристики контроллеров нормированы с учетом влияния ПО.

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

Прикладное ПО не является метрологически значимым и предназначено для конфигурирования контроллеров и просмотра текущих данных, получаемых и обрабатываемых контроллерами.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО контроллеров приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО контроллеров

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Встроенное СПО контроллеров	libecom.so	Не ниже 1.9	9ac8d78f661e6893 3d3a40ea347d5121	MD5
Встроенное ПО модуля DM3, DM4, DM3W, DM4W	MIO_FW.bin	Не ниже 1.8	60787D32	CRC32
Встроенное ПО модуля AI8C, AI8V	ModuleDIO.bin	Не ниже 1.9	A8F02681	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Номинальные среднеквадратические значения фазного напряжения переменного тока:
 $U_{\text{ном}} = 57,7/220 \text{ В}$.

Номинальные среднеквадратические значения междуфазного напряжения переменного тока: $U_{\text{МФном}} = 100/380 \text{ В}$.

Номинальные среднеквадратические значения силы переменного тока $I_{\text{ном}} = 1/5 \text{ А}$.

Номинальное значение частоты переменного тока $f = 50 \text{ Гц}$.

Таблица 4 – Метрологические характеристики собственных часов

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемого смещения собственной шкалы времени относительно национальной шкалы времени UTC (SU) в режиме синхронизации по источнику точного времени ГНСС или NTP с использованием PPS-сигнала, мс	± 1
Пределы допускаемого смещения собственной шкалы времени относительно национальной шкалы времени UTC (SU) в режиме синхронизации по источнику точного времени РТР, мкс	± 100
Пределы допускаемой погрешности хранения собственной шкалы времени (без коррекции от источника точного времени), с/сут	± 1

Таблица 5 – Метрологические характеристики при измерении унифицированных аналоговых сигналов с помощью модулей AI8C, AI8V

Наименование характеристики	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений основной погрешности измерений, %	Средний температурный коэффициент, %/°C
Напряжение постоянного тока, В	от 0 до + 10 от - 10 до + 10	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$	0,01
Сила постоянного тока, мА	от 0 до + 5 от - 5 до + 5 от + 4 до + 20 от 0 до + 20	$\pm 0,2$ $\pm 0,2$ $\pm 0,1$ $\pm 0,1$	0,01

Таблица 6 – Метрологические характеристики при измерении параметров переменного тока по классу S (по ГОСТ 30804.4.30-2013) с помощью модулей DM3, DM4

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Частота переменного тока f , Гц	от 42,5 до 57,5	$\pm 0,01$ Гц (Δ)	-
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока U_A , U_B , U_C , В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)	0,01
Среднее среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока $U_{\text{Фср}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,35$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение фазных напряжений переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности $U_{1\text{ф}}$, $U_{2\text{ф}}$, $U_{0\text{ф}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)	0,01

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Среднеквадратическое значение междуфазного напряжения переменного тока U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} , В	от $0,05 \cdot U_{MФном}$ до $1,2 \cdot U_{MФном}$	$\pm 0,2 \% (\gamma)$	0,01
Среднее среднеквадратических значений междуфазного напряжения переменного тока $U_{MФср}$, В	от $0,05 \cdot U_{MФном}$ до $1,2 \cdot U_{MФном}$	$\pm 0,35 \% (\gamma)$	0,01
Среднеквадратическое значение междуфазных напряжений переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности $U_{1МФ}, U_{2МФ}, U_{0МФ}$, В	от $0,05 \cdot U_{MФном}$ до $1,2 \cdot U_{MФном}$	$\pm 0,2 \% (\gamma)$	0,01
Среднеквадратическое значение силы переменного тока I_A, I_B, I_C , А	от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,5 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,2 \% (\gamma)$	0,01
Среднее среднеквадратических значений силы переменного тока $I_{Фср}$, А	от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,5 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,35 \% (\gamma)$	0,01
Среднеквадратическое значение силы переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности I_1, I_2, I_0 , А	от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,5 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,2 \% (\gamma)$	0,01
Активная фазная и трехфазная электрическая мощность P_A, P_B, P_C, P , Вт	от $0,05 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$ от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,5 \cdot I_{ном}$ $0,25 \leq \cos\varphi \leq 1$	$\pm 0,4 \% (\delta)$ для $0,01 \cdot I_{ном} \leq I < 0,05 \cdot I_{ном}$ $0,8 < \cos\varphi \leq 1$ $\pm 0,2 \% (\delta)$ для $0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{ном}$ $0,8 < \cos\varphi \leq 1$ $\pm 0,5 \% (\delta)$ для $0,02 \cdot I_{ном} \leq I < 0,1 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \cos\varphi \leq 0,8$ $\pm 0,3 \% (\delta)$ для $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \cos\varphi \leq 0,8$ $\pm 0,5 \% (\delta)$ для $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{ном}$ $0,25 \leq \cos\varphi < 0,5$	0,02

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Реактивная фазная и трехфазная электрическая мощность Q_A , Q_B , Q_C , Q , вар	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \sin\varphi \leq 1$	$\pm 0,75\%$ (δ) для $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \sin\varphi \leq 1$ $\pm 0,5\%$ (δ) для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \sin\varphi \leq 1$ $\pm 0,75\%$ (δ) для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ $\pm 0,5\%$ (δ) для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin\varphi \leq 0,8$ $\pm 0,75\%$ (δ) для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \sin\varphi < 0,5$	0,02
Полная фазная и трехфазная электрическая мощность S_A , S_B , S_C , S , В·А	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,75\%$ (δ) для $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $\pm 0,5\%$ (δ) для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	0,02
Угол фазового сдвига между током и напряжением основной гармоники $\varphi_{UIA(1)}$, $\varphi_{UIB(1)}$, $\varphi_{UIC(1)}$, °	от - 180 до + 180	$\pm 0,2^\circ$ (Δ)	-
Коэффициент мощности фазный $\cos\varphi_A$, $\cos\varphi_B$, $\cos\varphi_C$	от - 1,0 до + 1,0	$\pm 0,01$ (Δ)	-
¹⁾ Применим термин «пределы допускаемой основной погрешности измерений» – при нормировании среднего температурного коэффициента для конкретной метрологической характеристики.			

Таблица 7 – Метрологические характеристики при измерении параметров переменного тока по классу S (по ГОСТ 30804.4.30-2013) с помощью модулей DM3W, DM4W

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Частота переменного тока f , Гц	от 42,5 до 57,5	$\pm 0,01$ Гц (Δ)	-

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока U_A , U_B , U_C , В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2 \% (\gamma)$	0,01
Среднее среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока $U_{\text{Фср}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,35 \% (\gamma)$	0,01
Среднеквадратическое значение фазных напряжений переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности $U_{1\text{Ф}}$, $U_{2\text{Ф}}$, $U_{0\text{Ф}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2 \% (\gamma)$	0,01
Среднеквадратическое значение междуфазного напряжения переменного тока U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} , В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,2 \% (\gamma)$	0,01
Среднее среднеквадратических значений междуфазного напряжения переменного тока $U_{\text{МФср}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,35 \% (\gamma)$	0,01
Среднеквадратическое значение междуфазных напряжений переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности $U_{1\text{МФ}}$, $U_{2\text{МФ}}$, $U_{0\text{МФ}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,2 \% (\gamma)$	0,01
Среднеквадратическое значение силы переменного тока I_A , I_B , I_C , А	от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ включ. св. $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ до $24 \cdot I_{\text{ном}}$ включ.	$\pm 2,5 \% (\gamma)$ $\pm 2,5 \% (\delta)$	0,1 0,1
Среднее среднеквадратических значений силы переменного тока $I_{\text{Фср}}$, А	от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ включ. св. $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ до $24 \cdot I_{\text{ном}}$ включ.	$\pm 3,5 \% (\gamma)$ $\pm 3,5 \% (\delta)$	0,1 0,1
Среднеквадратическое значение силы переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности I_1 , I_2 , I_0 , А	от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ включ. св. $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ до $24 \cdot I_{\text{ном}}$ включ.	$\pm 2,5 \% (\gamma)$ $\pm 2,5 \% (\delta)$	0,1 0,1

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Активная фазная и трехфазная электрическая мощность P_A, P_B, P_C, P , Вт	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 4,0 \%$ (δ) для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \cos \varphi \leq 1$ $\pm 2,0 \%$ (δ) для $0,5 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \cos \varphi \leq 1$ $\pm 5,0 \%$ (δ) для $0,2 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$ $\pm 3,0 \%$ (δ) для $1,0 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$ $\pm 5,0 \%$ (δ) для $1,0 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \cos \varphi < 0,5$	0,1
Реактивная фазная и трехфазная электрическая мощность Q_A, Q_B, Q_C, Q , вар	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 7,5 \%$ (δ) для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \sin \varphi \leq 1$ $\pm 5,0 \%$ (δ) для $0,5 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \sin \varphi \leq 1$ $\pm 7,5 \%$ (δ) для $0,5 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 1,0 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 0,8$ $\pm 5,0 \%$ (δ) для $1,0 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 0,8$ $\pm 7,5 \%$ (δ) для $1,0 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \sin \varphi < 0,5$	0,02
Полная фазная и трехфазная электрическая мощность $S_A,$ S_B, S_C, S , В·А	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 7,5 \%$ (δ) для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $\pm 5,0 \%$ (δ) для $0,5 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	0,02

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Угол фазового сдвига между током и напряжением основной гармоники $\varphi_{UIA(1)}$, $\varphi_{UIB(1)}$, $\varphi_{UIC(1)}$, °	от -180 до +180	$\pm 0,2^\circ$ (Δ)	-
Коэффициент мощности фазный $\cos\varphi_A$, $\cos\varphi_B$, $\cos\varphi_C$	от -1,0 до +1,0	$\pm 0,01$ (Δ)	-
¹⁾ Применим термин «пределы допускаемой основной погрешности измерений» – при нормировании среднего температурного коэффициента для конкретной метрологической характеристики.			

Таблица 8 – Метрологические характеристики при измерении ПКЭ по классу S (по ГОСТ 30804.4.30-2013) с помощью модулей DM3, DM4

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ), относительной (δ) погрешности измерений
Отклонение частоты Δf_{10} , Гц	от - 7,5 до + 7,5	$\pm 0,01$ Гц (Δ)
Положительное отклонение фазного напряжения переменного тока $\delta U_{Ay(+)}$, $\delta U_{By(+)}$, $\delta U_{Cy(+)}$, %	от 0 до 20	$\pm 0,2$ % (Δ)
Отрицательное отклонение фазного напряжения переменного тока $\delta U_{Ay(-)}$, $\delta U_{By(-)}$, $\delta U_{Cy(-)}$, %	от 0 до 20	$\pm 0,2$ % (Δ)
Установившееся отклонение фазных напряжений переменного тока δU_{Ay} , δU_{By} , δU_{Cy} , %	от - 20 до + 20	$\pm 0,2$ % (Δ)
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U (при $K_U \geq 1,0$), %	от 1 до 45	± 5 % (δ)
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U (при $K_U < 1,0$), %	от 0 до 1	$\pm 0,3$ % (Δ)
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{Usg,n}$ (при $K_{Usg,n} \geq 1,0$), где $n = 2 \dots 40$, %	от 1 до 30	± 5 % (δ)
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{Usg,n}$ (при $K_{Usg,n} < 1,0$), где $n = 2 \dots 40$, %	от 0 до 1	$\pm 0,3$ % (Δ)
Коэффициент m -й интергармонической составляющей напряжения $K_{Uisg,m}$ (при $K_{Uisg,m} \geq 1,0$), где $m = 2 \dots 39$, %	от 1 до 30	± 5 % (δ)
Коэффициент m -й интергармонической составляющей напряжения $K_{Uisg,m}$	от 0 до 1	$\pm 0,3$ % (Δ)

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ), относительной (δ) погрешности измерений
(при $K_{U_{\text{исг},m}} < 1,0$), где $m = 2 \dots 39$, %		
Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока K_I (при $K_I \geq 1,0$), %	от 1 до 45	$\pm 5 \%$ (δ)
Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока K_I (при $K_I < 1,0$), %	от 0 до 1	$\pm 0,3 \%$ (Δ)
Коэффициент n -й гармонической составляющей силы переменного тока $K_{\text{исг},n}$ порядка (при $K_{\text{исг},n} \geq 1,0$), где $n = 2 \dots 40$, %	от 1 до 30	$\pm 5 \%$ (δ)
Коэффициент n -й гармонической составляющей силы переменного тока $K_{\text{исг},n}$ (при $K_{\text{исг},n} < 1,0$), где $n = 2 \dots 40$, %	от 0 до 1	$\pm 0,3 \%$ (Δ)
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , %	от 0 до 20	$\pm 0,2 \%$ (Δ)
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , %	от 0 до 20	$\pm 0,2 \%$ (Δ)
Длительность провала (прерывания) напряжения переменного тока $t_{\text{пров}}$, с	от 0,02 до 60	$\pm 0,02$ с (Δ)
Длительность перенапряжения $t_{\text{пер}}$, с	от 0,02 до 60	$\pm 0,02$ с (Δ)
Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}}$, отн.ед.	от 0,01 до 30	$\pm 1 \%$ (δ)
Глубина провала напряжения $\delta U_{\text{пров}}$, %	от 10 до 95	$\pm 1 \%$ (δ)

Таблица 9 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления с симметричными нагрузками для контроллеров класса точности 0,2S (дополнительный функционал М)

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений, %
$0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 0,4$
$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$		$\pm 0,2$
$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{ном}}$	0,5 (инд.)	$\pm 0,5$
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	0,8 (емк.)	$\pm 0,3$
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	0,25 (инд.) 0,5 (емк.)	$\pm 0,5$

Таблица 10 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления для однофазной нагрузки при симметрии многофазных напряжений для контроллеров класса точности 0,2S (дополнительный функционал М)

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений, %
$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,0	$\pm 0,3$
$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,5 (инд.)	$\pm 0,4$

Таблица 11 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления с симметричными нагрузками для контроллеров класса точности 0,5 (дополнительный функционал М)

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений, %
$0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1	$\pm 0,8$
$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$		$\pm 0,5$
$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,5	$\pm 0,8$
$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$		$\pm 0,5$
$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,25	$\pm 0,8$

Таблица 12 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления для однофазной нагрузки при симметрии многофазных напряжений для контроллеров класса точности 0,5 (дополнительный функционал М)

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений, %
$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,0	$\pm 0,8$
$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,5 (инд./емк.)	

Таблица 13 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллеров класса точности 0,2S при изменении напряжения питания (дополнительный функционал М)

Значение напряжения питания, В	Значение силы переменного тока при симметричной нагрузке, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений, %
от $0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,15 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,0	$\pm 0,1$
от $0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,15 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,5 (инд.)	$\pm 0,2$

Таблица 14 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллеров класса точности 0,2S при изменении частоты питания (дополнительный функционал M)

Значение частоты питания, Гц	Значение силы переменного тока при симметричной нагрузке, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений, %
от 47,5 до 52,5	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,0	$\pm 0,1$
от 47,5 до 52,5	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,5 (инд.)	

Таблица 15 – Средний температурный коэффициент измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллеров класса точности 0,2S (дополнительный функционал M)

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Средний температурный коэффициент, %/°C
$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,01
$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,5 (инд.)	0,02

Таблица 16 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллеров класса точности 0,5 при изменении напряжения питания (дополнительный функционал M)

Значение напряжения питания, В	Значение силы переменного тока при симметричной нагрузке, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений, %
от $0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,15 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,0	$\pm 0,3$
от $0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,15 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,5 (инд./емк.)	$\pm 0,5$

Таблица 17 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллеров класса точности 0,5 при изменении частоты питания (дополнительный функционал M)

Значение частоты питания, Гц	Значение силы переменного тока при симметричной нагрузке, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений, %
от 47,5 до 52,5	$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,0	$\pm 0,8$
от 47,5 до 52,5	$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,5 (инд.)	

Таблица 18 – Средний температурный коэффициент измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллеров класса точности 0,5 (дополнительный функционал М)

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\sin\phi$	Средний температурный коэффициент, %/°С
$0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,03
$0,10 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,5 (инд./емк.)	0,05

Таблица 19 – Общие технические характеристики контроллеров

Наименование характеристики	Значение
Стартовый ток (чувствительность) для контроллеров с дополнительным функционалом «М», А	$0,001 \cdot I_{\text{НОМ}}$
Параметры сети питания ¹⁾ : - напряжение переменного тока при частоте от 47 до 63 Гц, В - напряжение постоянного тока, В	от 176 до 264 от 176 до 264, от 18 до 36
Мощность потребления по цепи питания, Вт ($\text{В} \cdot \text{А}$), не более	120
Мощность потребления по цепям измерения напряжения, $\text{В} \cdot \text{А}$, не более	0,1
Мощность потребления по цепям измерения тока, $\text{В} \cdot \text{А}$, не более	0,1
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015	IP20
Габаритные размеры (высота×ширина×глубина), мм, не более	483×242×132
Масса, кг, не более	10,0
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более - высота над уровнем моря, м, не более	от + 15 до + 35 80 1000
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - допустимая относительная влажность воздуха при эксплуатации при температуре + 25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа - высота размещения над уровнем моря, м, не более	от - 40 до + 50 80 от 66,0 до 106,7 3000
Среднее время наработки на отказ, ч	130000
Средний срок службы, лет	20
¹⁾ Параметры сети питания определяются используемым модулем источника питания.	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и формуляра и на лицевую панель контроллеров в виде наклейки любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 20 – Комплектность контроллеров

Наименование	Обозначение	Количество
Контроллер многофункциональный ARIS C30x	ПБКМ.424359.001	1 шт.
Помехозащищенный фильтр	PF24 100 W	1 или 2 шт. ¹⁾
Помехозащищенный фильтр	PF220 100 W	1 или 2 шт. ¹⁾
Документация на CD-диске в составе: Ведомость эксплуатационных документов Руководство по эксплуатации Методика поверки Копия сертификата об утверждении типа СИ Копия описания типа	ПБКМ.424359.001 ВЭ ПБКМ.424359.001 РЭ ПБКМ.424359.001 МП - -	1 экз. ²⁾ 1 экз. ²⁾ 1 экз. ^{2) 5)} 1 экз. ^{2) 5)} 1 экз. ^{2) 5)}
Формуляр	ПБКМ.424359.001 ФО	1 экз.
Антенна ГНСС	-	1 или 2 шт. ³⁾
Антенный кабель (для антенны ГНСС), бухта 30 м	-	1 или 2 шт. ³⁾
Транспортная тара	-	1 шт.
Запасные части и инструментальные принадлежности по ведомости ЗИП	-	1 комплект ⁴⁾
¹⁾ При заказе контроллера с одним или двумя вводами питания. ²⁾ На партию контроллеров поставляется один CD-диск. ³⁾ Антенна и антенный кабель поставляются при заказе процессорного модуля с ГНСС. ⁴⁾ Состав комплекта ЗИП определяется по согласованию с Заказчиком. ⁵⁾ Поставляется по требованию Заказчика.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 2.8 ПБКМ.424359.001 РЭ «Контроллеры многофункциональные ARIS C30x. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к контроллерам ARIS C30x

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

ГОСТ 30804.4.7-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств»

ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»

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

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

ГОСТ 32145-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

ГОСТ Р 8.655-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования»

ГОСТ 8.551-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 октября 2018 года № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 03 сентября 2021 года № 1942 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 мая 2015 года № 575 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»

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

ПБKM.424359.001 ТУ «Контроллер многофункциональный ARIS C30х. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»
(ООО «Прософт-Системы»)

Адрес деятельности: 620085, г. Екатеринбург, ул. Дорожная, 37

Место нахождения и адрес юридического лица: 620102, г. Екатеринбург,
ул. Волгоградская, 194а

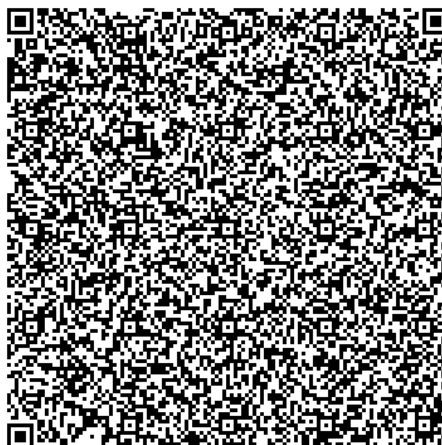
ИНН 6660149600

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд,
д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84241-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК «Восток» (ООО «Эйр Продактс Газ»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК «Восток» (ООО «Эйр Продактс Газ») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее - СБД), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

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

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

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и передача измерительной информации. ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональные филиалы АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ-3 осуществляется во время сеанса связи с УСВ-3. При расхождении ± 1 с и более сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже 1 раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наноситься на свидетельство о поверке. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК «Восток» (ООО «Эйр Продактс Газ»).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа ЦЕНТР», в которое входит модуль синхронизации времени «АС Time» с устройствами ГЛОНАСС. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ А-26, РУ-10 кВ, 4 с. ш., яч. 25	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт = 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 16687-07	Альфа А 1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857–20	УСВ-3, рег. № 64242-16/ Сервер баз данных

Примечания:

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

2. Допускается замена УСВ на аналогичные средства измерений утвержденного типа.

3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1	Активная Реактивная	1,0 1,6	2,8 4,5
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 1(2) % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до $+35^{\circ}\text{C}$			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 99 до 101 от 100 до 120 50 0,8 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, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, $^{\circ}\text{C}$ магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 1 емк. от -40 до $+40$ от 0 до $+35$ 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: Альфа А 1800 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер ИБК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 70000 1 45000 1

Глубина хранения информации	
Счетчики:	
Альфа А 1800	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	170
- при отключении питания, лет, не менее	3,5
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

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

- журнал сервера:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК (серверного шкафа);

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК «Восток» (ООО «Эйр Продактс Газ») типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А 1802	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Программное обеспечение	ПО «Альфа ЦЕНТР»	1
Формуляр	ФО 26.51./115/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК «Восток» (ООО «Эйр Продактс Газ») МВИ 26.51/115/21, аттестованном ООО "Энерготестконтроль", аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК «Восток» (ООО «Эйр Продактс Газ»)

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

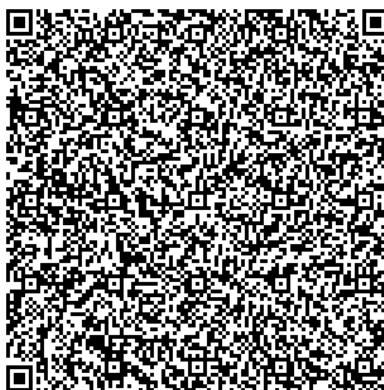
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания «Восток»
(АО «ЭК «Восток»)
ИНН 7705424509
Адрес: 119121, Россия, г. Москва, ул. Бурденко, д. 22
Телефон: +7 495 775-24-97
E-mail: info@vostok-electra.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1
Телефон: +7 910 403 02 89
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Энерготестконтроль» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84240-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа объемные диафрагменные AG

Назначение средства измерений

Счетчики газа объемные диафрагменные AG (далее также – счетчики) предназначены для измерений объема газа при рабочих условиях, а также объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на преобразовании перепада давлений газа, проходящего через счетчики, в возвратно-поступательное движение диафрагм измерительного механизма, которое через рычажный механизм преобразуется во вращательное движение и через приводной вал передается на отсчетное устройство.

Конструктивно счетчики состоят из корпуса, измерительного механизма со встроенными мембранами и отсчетного устройства. Показания отсчетного устройства отградуированы в м³. Счетчики оснащены механизмом, препятствующим обратному ходу отсчетного устройства. Счетчики выпускаются с левым и правым направлениями потока газа.

Структура условного обозначения модификаций счетчиков:

AGX₁X₂

X₁ – индекс, обозначающий номинальный объемный расход газа, может принимать следующие значения:

2,5 – номинальный объемный расход газа 2,5 м³/ч;

4 – номинальный объемный расход газа 4 м³/ч;

6 – номинальный объемный расход газа 6 м³/ч.

X₂ – индекс, обозначающий наличие/отсутствие механического температурного компенсатора, обеспечивающего приведение объема газа, измеренного счетчиками в диапазоне температур рабочей среды, к объему при температуре плюс 20 °С. Данный индекс может принимать следующие значения:

индекс отсутствует – для счетчиков, не имеющих механический температурный компенсатор;

ТС – для счетчиков, имеющих механический температурный компенсатор.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.



а) модификации AG2,5X₂, AG4X₂

б) модификация AG6X₂

Рисунок 1 – Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации		
	AG2,5X ₂	AG4X ₂	AG6X ₂
Объемный расход газа, м ³ /ч:			
– минимальный (Q _{мин})	0,025	0,040	0,060
– переходный (Q _t)	0,250	0,400	0,600
– номинальный (Q _{ном})	2,500	4,000	6,000
– максимальный (Q _{макс})	4,000	6,000	10,000
Порог чувствительности, м ³ /ч	0,005	0,005	0,008
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа при рабочих условиях, а также объема газа, приведенного к температуре +20 °С, %:			
– Q _{мин} ≤ Q < Q _t	±3,0		
– Q _t ≤ Q ≤ Q _{макс}	±1,5		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации		
	AG2,5X ₂	AG4X ₂	AG6X ₂
Рабочая среда	Сжиженный углеводородный газ, природный газ, а также другие сухие неагрессивные газы		
Температура измеряемой среды, °C	от -25 до +40		
Максимальное рабочее избыточное давление, кПа	50		
Потеря давления при расходе Q _{макс} , Па, не более	200	200	200
Циклический объем измерительных камер V, дм ³ , не менее	1,2		2,4
Наименьшая значащая цифра счетного механизма, м ³	0,001		
Емкость счетного механизма, м ³	99999,999		
Габаритные размеры, мм, не более:			
– длина	193	193	334
– высота	200	200	263
– ширина	162	162	158
Масса, кг, не более	1,7	1,7	3,4
Рабочие условия измерений:			
– температура окружающей среды, °C	от -25 до +55		
– относительная влажность, %	от 30 до 80		
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7		
Средняя наработка на отказ, ч	100000		
Средний срок службы, лет	10		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус счетчиков любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик газа объемный диафрагменный AG	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «ОПИСАНИЕ И РАБОТА» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к счетчикам газа объемным диафрагменным AG

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

Изготовитель

NATEK ENERJİ EKİPMANLARI SAN. VE TİC. A.Ş., Турция

Адрес деятельности: İkitelli OSB, Başak Bulvarı, Başakşehir Sanayi Sitesi C Blok No:10-12, Başakşehir, İstanbul, Turkey

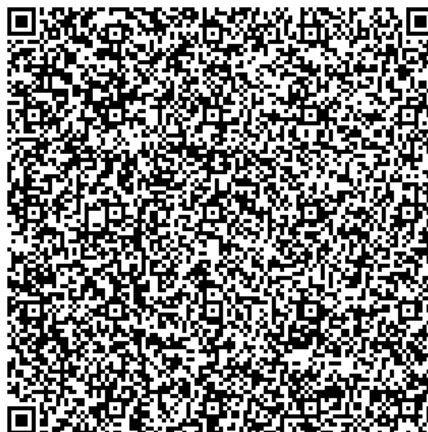
Место нахождения и адрес юридического лица: İkitelli OSB, Başak Bulvarı, Başakşehir Sanayi Sitesi C Blok No:10-12, Başakşehir, İstanbul, Turkey

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Беломорской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Беломорской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электрической энергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);

- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ; конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение (далее – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранение полученной информации, передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК) и организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, в том числе в ПАК КО АО «АТС», производится с сервера БД уровня ИВК по сети Internet с электронной подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, УСПД ИВКЭ, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный № 37328-15), синхронизирующий собственную шкалу времени с шкалой национального координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД ИВК синхронизирует собственную шкалу времени по сигналам, получаемым непосредственно от блока коррекции времени ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду (настраиваемый параметр);

- сервер БД ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД уровня ИВКЭ, если поправка часов УСПД относительно шкалы времени сервера БД ИВК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов УСПД;

- УСПД уровня ИВКЭ каждые 30 минут опрашивают счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ Беломорской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера» .

ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер/БКВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г-1	ТПОЛ 10 800/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-02	UGE 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	2,8 4,3	2,9 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Г-2	ТПОЛ 10 800/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-02	UGE 10000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,8	2,9
							Реактивная	4,3	4,5
3	Г-3	ТПОЛ 10 800/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-02	UGE 10500/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,8	2,9
							Реактивная	4,3	4,5
4	ВЛ-110 кВ Л-104	TG145-420 400/5 0,2 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 15651-96	ОТЕФ 110000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,3	1,4
							Реактивная	2,0	2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ВЛ-110 кВ Л-113	ТРГ-110 II* 400/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 26813-04	ОТЕФ 110000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
6	Л-0,4 кВ к Т-3 (8-ми квар- тирный дом)	Т-0,66 У3 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 26198-03	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7
7	ТСН-1	ТАТ 600/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 45806-10	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	TCH-3	TAT 600/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 45806-10	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7
9	TCH-2-1	TAT 600/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 45806-10	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7
10	TCH-2-2	TAT 600/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 45806-10	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии – 0,5 ГОСТ Р 52323-2005, Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7

Продолжение таблицы 2

П р и м е ч а н и я

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °C	От 99 до 101 От 2(5) до 120 От 49,85 до 50,15 0,87 От плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, УСПД, сервера, БКВ, °C	От 90 до 110 От 2(5) до 120 От 0,5 инд. до 0,8 емк. От 49,6 до 50,4 От минус 40 до плюс 40 От плюс 10 до плюс 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТТ и ТН: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	219000 120000 125000 24 35000 80000 24
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Беломорской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	9 шт.
Трансформатор тока	TG145-420	3 шт.
Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	3 шт.
Трансформатор тока	T-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТАТ	12 шт.
Трансформатор напряжения	UGE	9 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	ОТЕФ	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ARIS-2805	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	10 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт	ЭС-180-12/2021-6.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-180-12/2021-6.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Беломорской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 11-RA.RU.311468-2021 от 27.05.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Беломорской ГЭС (ГЭС-6) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»
(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

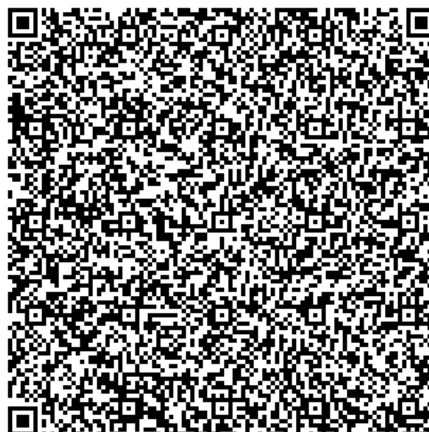
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи магнитные поплавковые ПМП-263

Назначение средства измерений

Преобразователи магнитные поплавковые ПМП-263 (далее по тексту – преобразователи) предназначены для измерения уровня и уровня раздела жидких сред в емкостях и резервуарах и преобразования измеренных значений в унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА и (или) цифровой кодированный сигнал на базе протокола HART.

Описание средства измерений

Преобразователь состоит из оболочки, расположенного в ней электронного блока, устройства крепления, поплавков и ограничителей хода поплавков. Оболочка преобразователя имеет корпус и цилиндрическую направляющую, на которой устанавливается устройство крепления, поплавки и ограничители хода поплавков. Электронный блок преобразователя состоит из блока датчиков и блока обработки сигналов. Блок датчиков расположен внутри направляющей и содержит магниточувствительные элементы. Блок обработки сигналов расположен внутри корпуса оболочки преобразователя. Поплавки преобразователя содержат магниты.

Принцип действия преобразователя основан на магнитострикционном эффекте. Принцип измерения уровня следующий. Поплавки с магнитами и магниточувствительные элементы блока датчиков образуют датчики уровня. Поплавки в рабочем состоянии свободно скользят по поверхности направляющей и принимают положение по её длине в зависимости от уровня жидкости и уровня раздела сред. Диапазон перемещения поплавков ограничивается ограничителями хода поплавков. Магниты, находящиеся в поплавках, воздействуя на магниточувствительные элементы, генерируют в них сигналы, соответствующие положению поплавков, т.е. соответствующие уровню жидкости и (или) уровню раздела сред.

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

ПМП-263А-В-С-D-E-LF G-H-J,

- где А – код варианта исполнения корпуса преобразователя;
В – код, определяющий количество и вариант исполнения (тип) кабельных вводов корпуса;
С – код комплекта монтажных частей (варианта исполнения) кабельных вводов;
D – код, определяющий материал и покрытие элементов корпуса преобразователя;
Е – код варианта исполнения устройства крепления преобразователя;
LF – код, определяющий длину направляющей преобразователя;
G – код варианта исполнения датчика уровня преобразователя;
H – код поплавка уровня;
J – код поплавка раздела сред.

Примечание – Коды вариантов исполнений по умолчанию не указываются

Общий вид преобразователя показан на рисунке 1.

В зависимости от варианта исполнения преобразователя конструкция корпуса, устройства крепления, поплавков, ограничителей хода поплавков может отличаться от представленной на рисунке 1

Сокращённое условное обозначение и заводской номер преобразователя наносятся на информационную табличку, размещённую на корпусе преобразователя.



Рисунок 1 - Общий вид преобразователя

Пломбирование преобразователей не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже А400
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Верхний предел измерений уровня, м	до 6
Пределы допускаемой основной погрешности измерений уровня жидких сред*: - цифровой кодированный сигнал на базе протокола HART - унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА	± 1 мм ± 1 мм или $\pm 0,05$ % от диапазона измерений (принимается большее значение)
Пределы допускаемой основной погрешности измерений уровня раздела сред по цифровому кодированному сигналу на базе протокола HART, мм**	$\pm 1,5$
Вариация показаний измерений уровня жидких сред, уровня раздела сред	не превышает пределов допускаемой основной погрешности
Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений уровня жидких сред на каждые 10 °С изменения температуры окружающей или температуры контролируемой среды от температуры нормальных условий (20 °С)***, %: - цифровой кодированный сигнал на базе протокола HART - унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА	$\pm 0,02$ от диапазона измерений $\pm 0,05$ от диапазона измерений
Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений уровня раздела сред по цифровому кодированному сигналу на базе протокола HART на каждые 10 °С изменения температуры окружающей или температуры контролируемой среды от температуры нормальных условий (20 °С)***, %	$\pm 0,02$ от диапазона измерений
* – при поверке на месте эксплуатации пределы допускаемой основной погрешности измерений уровня жидких сред равны: - ± 3 мм или ± 4 мм для цифрового кодированного сигнала на базе протокола HART (конкретное значение определяется заказом и записывается в паспорте на преобразователь); - ± 3 мм, ± 4 мм или $\pm 0,05$ % от диапазона измерений (принимается большее значение) для унифицированного токового сигнала (4 – 20) мА (конкретное значение определяется заказом и записывается в паспорте на преобразователь). ** – при поверке на месте эксплуатации пределы допускаемой основной погрешности измерений уровня раздела сред равны ± 3 мм или ± 4 мм (конкретное значение определяется заказом и записывается в паспорте на преобразователь). *** – рассчитывается по наибольшему значению отклонения температуры.	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температур окружающей среды, °С	от –50 до +60
Диапазон температур контролируемой среды, °С	от –50 до +80
Напряжение питания постоянного тока, В	от 9 до 42
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Степень защиты от проникновения пыли, посторонних тел и воды	IP66
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
Рабочее давление контролируемой среды, МПа, не более*	2,5
Маркировка взрывозащиты	Ga/Gb Ex db IIB T3
*– конкретное значение определяется заказом и записывается в паспорте на преобразователь	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность уровнемера

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь магнитный поплавковый	ПМП-263	1 шт.
Паспорт	СЕНС.421411.XXXПС*	1 экз.
Руководство по эксплуатации	СЕНС.421411.XXXРЭ*	1 экз.**
Методика поверки	МП 208-032-2021	
Комплект монтажных частей	–	1 или 2 компл.***
* – числовой шифр XXX определяется заказом; ** – на партию преобразователей, поставляемую в один адрес, и дополнительно – по требованию заказчика; *** – определяется заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Устройство и принцип работы» руководства по эксплуатации преобразователя.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям магнитным поплавковым ПМП-263

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

СЕНС.421411.001ТУ1 Преобразователи магнитные поплавковые «ПМП». Технические условия.

Изготовитель

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

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

E-mail: info@nppsens.ru

Web-сайт: www.nppsens.ru

ИНН 5838002196

Испытательный центр

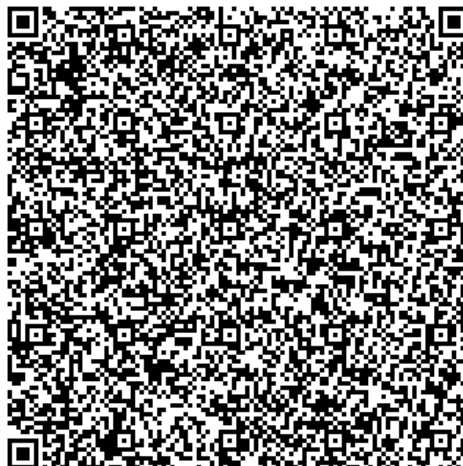
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84237-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга» (далее – СКУН-3М) предназначена для измерений массы светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга».

Описание средства измерений

Принцип действия СКУН-3М основан на прямом методе динамических измерений по ГОСТ 8.587-2019 с применением преобразователей массового расхода. Выходные сигналы преобразователей расхода, избыточного давления и температуры по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы по реализованному в ней алгоритму.

СКУН-3М представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СКУН-3М осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационной документацией ее компонентов.

Конструктивно СКУН-3М состоит из трех блоков измерительных линий (далее - БИЛ) с двумя измерительными линиями (рабочей и контрольно-резервной) в каждом блоке и системы сбора и обработки информации (далее - СОИ), предназначенной для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

В состав СКУН-3М входят средства измерений утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СКУН-3М

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Блок измерительных линий	
Расходомеры массовые Promass первичный преобразователь Promass F, электронный преобразователь 83	15201-11
Датчики давления Метран-150 модель 150TGR	32854-13
Датчики температуры ТСПТ Ex	57176-14
Система обработки информации	
Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К, модель KFD2-STC4-Ex1.20	22153-14
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» исполнение по ТУ ИнКС.4252010.003	52866-13

СКУН-3М обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы светлых нефтепродуктов;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- контроль нарушения предупредительных границ и аварийных значений;
- отображение на АРМ оператора мгновенных и рассчитанных значений, архивных данных учета, диагностической информации системы в виде мнемосхем, трендов;
- разграничение доступа к данным для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств СКУН-3М;
- долговременное автоматическое архивирование и хранение измерительной информации;
- формирование на основе архивных данных различного вида и назначения установленных форм отчетных документов.

Пломбирование системы не предусмотрено. Для исключения возможности непреднамеренных и преднамеренных изменений измерительной информации, средства измерений, входящие в состав СКУН-3М, пломбируются в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы, обеспечивающее реализацию функций системы, состоит из ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» и АРМ оператора.

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

Метрологически значимым ПО является встроенное программное обеспечение комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» реализующее обработку входных данных (измеренных значений) в соответствии с заложенными алгоритмами.

Идентификационные признаки метрологически значимого ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

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

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы за час, т	
– БИЛ №1	от 80 до 800
– БИЛ №2	от 80 до 800
– БИЛ №3	от 80 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	±0,25

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда:	
– БИЛ №1	дизельное топливо по ГОСТ 32511–2013
– БИЛ №2	бензин по ГОСТ 32513–2013
– БИЛ №3	топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227–86
Температура измеряемой среды, °С	
– БИЛ №1	от -5 до +30
– БИЛ №2	от -5 до +60
– БИЛ №3	от -5 до +40
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	
– БИЛ №1	от 0,5 до 2,5
– БИЛ №2	от 0,5 до 2,5
– БИЛ №3	от 0,5 до 2,5
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	$380^{+38}_{-57}/220^{+22}_{-33}$
- частота переменного тока, Гц	от 49 до 51
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	
– в месте установки БИЛ	от -35 до +35
– в месте установки СОИ	от +15 до +25
- относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга»	-	1 шт. зав. № ПРНХ.401.250.049
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП-364- RA.RU.310556-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 1102-RA.RU.311735-2021 «ГСИ. Масса светлых нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга», аттестованной Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», аттестат аккредитации № RA.RU.311735 от 27.06.2016 г. Свидетельство об аттестации № 1102-RA.RU.311735-2021.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров светлых нефтепродуктов, отгружаемых с АО «Газпромнефть – МНПЗ» на ЛПДС «Володарская» РНПУ «Володарское» АО «Транснефть – Верхняя Волга»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Газпромнефть - Московский НПЗ» (АО «Газпромнефть-МНПЗ»)

ИНН 7723006328

Адрес: Российская Федерация, 109429, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Капотня, кв-л Капотня 2-й, д. 1, к. 3

Телефон: +7 (495) 734 92 00

Факс: +7 (495) 355 62 52

E-mail: MNPZ@gazprom-neft.ru

Испытательный центр

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

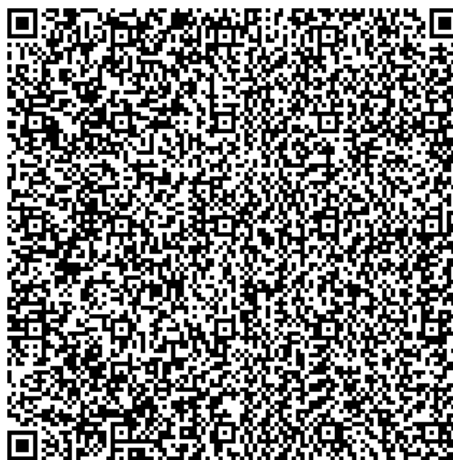
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 01.03.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» декабря 2021 г. № 3015

Регистрационный № 84236-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Михайловка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Михайловка» предназначена для измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Михайловка» (далее – СИКН) основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от преобразователей массы, давления, температуры, плотности, влагосодержания.

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

СИКН состоит из:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из двух рабочих измерительных линий (далее – ИЛ), DN150, и 1 резервная ИЛ, DN150;
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- блок поверочной установки (далее – БПУ);
- СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 45115-16), модель CMF с электронным преобразователем 2700 (далее – МПР);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-15), модель 3051T;
- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный номер 53211-13);
- преобразователи измерительные Rosemount 644 (регистрационный номер 56381-14);

- преобразователь плотности и расхода CDM (регистрационный номер 63515-16), модификация CDM100P;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-10), модификация УДВН-1пм;
- расходомер–счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 57762-14), исполнение OPTISONIC 3400C HV;
- установка поверочная СР (регистрационный номер 27778-15);
- контроллеры измерительно–вычислительные OMNI 3000/6000 (регистрационный номер 15066-09), модель OMNI 6000 (далее – ИВК);
- барьеры искробезопасности БИА-101 (регистрационный номер 32483-09).

В состав СОИ так же входит автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора).

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефти в рабочих диапазонах массового расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- автоматическое измерение влагосодержания;
- измерение объемной доли воды в нефти;
- вычисление массовой доли воды в нефти;
- контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочих и резервного МПР по передвижной поверочной установке;
- КМХ и поверка МПР по поверочной установке на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН нанесен лазерной гравировкой на маркировочную табличку, установленную на блок-боксе СИКН и типографским способом в паспорте СИКН.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) включает встроенное ПО ИВК, а также ПО АРМ оператора, и обеспечивает реализацию функций СИКН. Защита ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля) и идентификации, а также ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи и ведением журнала событий.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой уровней доступа.

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

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН. ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО ИВК А1	ПО ИВК А2	ПО ИВК А3
Идентификационное наименование ПО	—	—	—
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.62.60	1.61.60	1.62.0
Цифровой идентификатор ПО	64EO	64EO	9111
Цифровой идентификатор конфигурации ПО	CRC16	CRC16	CRC16

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН. ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	mDLL.dll
Цифровой идентификатор ПО	EF9F814FF4180D55BD94D0DEBD230D76
Цифровой идентификатор конфигурации ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 36 до 260
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Пределы допускаемой приведенной погрешности* при преобразовании сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, % от диапазона измерений, не более	±0,14
* За нормирующее значение приведенной погрешности принята разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений входного аналогового сигнала силы постоянного тока.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Температура нефти, °С	от +5 до +30
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,40 до 3,51
Физико-химические показатели нефти: – плотность, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ , не более – массовая доля серы, %, не более	от 890 до 930 0,5 0,05 100 6,0 100 5,0

Наименование характеристики	Значение
– массовая доля метил-, этил-меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , не более	100
– содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇
– частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
а) температура окружающей среды, °С:	
– в месте установки БИЛ, БИК и БПУ	от +5 до +35
– в месте установки СОИ	от +15 до +25
б) относительная влажность, %	от 30 до 80, без конденсации
в) атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, установленную на СИКН методом шелкографии, на титульный лист паспорта типографским способом и на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Михайловка», заводской № 2425–17	–	1 шт.
Паспорт		1 экз.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	МП 1608/1-311229-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Михайловка», регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2018.32095.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Михайловка»

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

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года «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

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр
«ИНКОМСИСТЕМ» (ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Адрес: 420029, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань
ул. Пионерская, 17

Телефон (факс): (843) 212-50-10, (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://www.incomsystem.ru>

E-mail: mail@incomsystem.ru

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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

