

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «04» апреля 2023 г. № 726

Регистрационный № 72726-18

Лист № 1  
Всего листов 10

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5**

### **Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5 (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 трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

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

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на основе контроллера многофункционального ARIS MT200, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53992-13 (Рег. № 53992-13), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК на базе сервера Hewlett-Packard с установленным серверным программным обеспечением ПО «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналаобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;

- предоставление дистанционного доступа к результатам и средствам измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

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

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

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния счетчиков электрической энергии по проводным и беспроводным линиям связи.

Сервер ИВК с периодичностью не реже одного раза в сутки производит автоматический опрос УСПД. На уровне ИВК системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

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

Сервер ИВК АИИС КУЭ один раз в сутки автоматически (или по команде оператора) формирует и передает результаты измерений в XML-формате по электронной почте в программно-аппаратный комплекс (ПАК) коммерческого оператора (АО «АТС», АО «СО ЕЭС») и организациям-участникам оптового рынка электроэнергии и мощности с электронной цифровой подписью.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени на базе GPS-приемника, входящего в состав УСПД. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более  $\pm 0,2$  с. Сличение шкалы времени ИВК и УСПД, осуществляется с периодичностью 5 мин. Корректировка шкалы времени ИВК осуществляется УСПД при расхождении часов ИВК и УСПД более  $\pm 2$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД при каждом сеансе связи, но не реже чем 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 3$  с.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений, к местам настройки (регулировки) ограничен на всех уровнях при помощи механических способов защиты (или программных методов защиты).

Заводской номер в виде цифрового обозначения указан в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

## Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входят ПО счетчиков ПО сервера ИВК, УСПД, ПО АРМ на основе специализированного программного пакета – программный комплекс «Энергосфера» (ПО «Энергосфера»).

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8 (1.1.1.1)
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Другие идентификационные данные, если имеются	pso_metr.dll

Границы интервалов допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО АИИС КУЭ «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

## Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1	ТЭЦ-5, Г-1	ТШВ15Б КТ 0,5 Ктт = 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктн = (10000/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
2	ТЭЦ-5, Г-2	ТШЛ 20-1 КТ 0,2 Ктт = 8000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктн = (10000/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
3	ТЭЦ-5, Г-3	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 Ктт = 8000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктн = (10000/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ТЭЦ-5, Г-4	ТШВ15Б КТ 0,2 Ктт = 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
5	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Пищевая 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Пищевая 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
7	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Затон 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
8	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Затон 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
9	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Ленинская	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
10	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Кировская	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
11	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Мирный 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
12	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Мирный 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
13	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Гуселка	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - ПТФ	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
15	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Водозабор	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
16	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Курдюм 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
17	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Курдюм 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
18	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Саратовская 1ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
19	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Саратовская 2ц.	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
20	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ШОВ 110 кВ	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
21	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТВ-110/50 КТ 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
22	ТЭЦ-5, T-1 Водозабор 6 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
23	ТЭЦ-5, T-2 Водозабор 6 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
24	ТЭЦ-5, сборка 0,4 кВ РТЗО № 114НК шкаф 3, АВ № 2	ТОП-0,66 КТ 0,2 Ктт = 20/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ТЭЦ-5, сборка 0,4 кВ РТЗО № 231НК шкаф 6, АВ № 8	ТОП-0,66 КТ 0,2 Ктг = 20/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
26	ТЭЦ-5, сборка № 1 0,4 кВ НПВК, АВ	ТОП-0,66 КТ 0,2 Ктг = 30/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
27	ТЭЦ-5, сборка № 2 0,4 кВ НПВК, АВ	ТОП-0,66 КТ 0,2 Ктг = 30/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
28	ТЭЦ-5, сборка № 2 0,4 кВ СХР, АВ № 5	T-0,66 М У3 КТ 0,5 Ктг = 20/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
29	ТЭЦ-5, сборка 0,4 кВ № 6 НЗС, АВ № 4	T-0,66 М У3 КТ 0,5 Ктг = 20/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Таблица 3 - Состав первого и второго уровней ИК

Номер ИК	$\cos \varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ( $\delta$ ), %, при доверительной вероятности равной 0,95		
		$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5
1, 5 – 23 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; TH 0,5)	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,9	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
2 – 4 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; TH 0,5)	1,0	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$
	0,9	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,7	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
24 – 27 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2)	1,0	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$
	0,9	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,8	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,5	$\pm 2,5$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
28, 29 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
	0,9	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
	0,8	$\pm 3,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,7	$\pm 3,7$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
Номер ИК	$\cos \varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ( $\delta$ ), %, при доверительной вероятности равной 0,95		
		$\delta_5 \%$	$\delta_{20} \%$	$\delta_{100} \%$
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 5 – 23 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	$\pm 6,5$	$\pm 3,6$	$\pm 2,7$
	0,8	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$
	0,7	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
	0,9	$\pm 3,1$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
2 – 4 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$
	0,5	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,9	$\pm 4,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$
24 – 27 (Сч. 1,0; ТТ 0,2)	0,8	$\pm 3,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$
	0,7	$\pm 2,9$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
	0,5	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
	0,9	$\pm 7,0$	$\pm 3,7$	$\pm 2,7$
28, 29 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)	0,8	$\pm 5,1$	$\pm 2,8$	$\pm 2,2$
	0,7	$\pm 4,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$
	0,5	$\pm 3,4$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ, с			$\pm 5$

Примечания:

- Погрешность измерений электрической энергии  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos \varphi = 1,0$  нормируется от  $I_1 \%$ , погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos \varphi < 1,0$  нормируется от  $I_2 \%$ .
- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °C - для счетчиков активной и реактивной энергии:	от 99 до 101 от 1 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, $\cos \varphi$ , не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мГл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М.04: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ARIS MT200: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	90 000 2 140000 2 88000
Глубина хранения информации: счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут. УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ 20-1	3
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-1	3
Трансформатор тока	ТШВ15Б	6
Трансформатор тока	ТВ-110/50	51
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока опорный	ТОП-0,66	12
Трансформатор тока	Т-0,66 М У3	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	12
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	23
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	6
Контроллер многофункциональный	ARIS MT200	1
ПО	ПО «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ЭЛ.422231-001.05.ФО	1
Методика поверки	-	1

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 2366/550-RA.RU.311703-2018 от 26.07.2018, регистрационный номер ФР.1.34.2021.40761.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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

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

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

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Агентство энергетических решений»  
(ООО «АЭР»)

ИНН 7722771911

Адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон (факс): +7 (499) 681-15-52

Web-сайт: [www.energoagent.com](http://www.energoagent.com)

E-mail: [mail@energoagent.com](mailto:mail@energoagent.com)

### **Испытательный центр**

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: [www.rostest.ru](http://www.rostest.ru)

E-mail: [info@rostest.ru](mailto:info@rostest.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

### **В части вносимых изменений:**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний им. Б.А.Дубовикова в Саратовской области» (ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А.Дубовикова»)

Адрес: 410065, г. Саратов, ул. Тверская, д. 51А

Телефон (факс): (8452) 63-26-09

Web-сайт: [www.gosmera.ru](http://www.gosmera.ru)

E-mail: [scsm@gosmera.ru](mailto:scsm@gosmera.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310663.