

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, каналообразующих 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 средствам измерений и результатам 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 напряжение 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 автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным и беспроводным линиям связи.

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

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

Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML. Файл с результатами измерений подписывается электронной цифровой подписью и передается в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и организациям-участникам оптового рынка электроэнергии и мощности.

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 ± 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 ± 3 с.

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
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

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	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 кл.т 0,5 Ктт = 8000/5 Пер. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Пер. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ARIS MT200, Пер. № 53992-13
2	ТЭЦ-5, Г-2	ТШЛ 20-1 кл.т 0,2 Ктт = 8000/5 Пер. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Пер. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
3	ТЭЦ-5, Г-3	ТШЛ20Б-1 кл.т 0,2 Ктт = 8000/5 Пер. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Пер. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
4	ТЭЦ-5, Г-4	ТШВ15Б кл.т 0,2 Ктт = 8000/5 Пер. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Пер. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
5	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Пищевая 2ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
6	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Пищевая 1ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Затон 2ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ARIS MT200, Пер. № 53992-13
8	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Затон 1ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
9	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Ленинская	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
10	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Кировская	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
11	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Мирный 2ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
12	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Мирный 1ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
13	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Гуселка	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
14	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - ПТФ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Водозабор	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	ARIS MT200, Пер. № 53992-13
16	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Курдюм 1ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
17	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Курдюм 2ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
18	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Саратовская 1ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
19	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-5 - Саратовская 2ц.	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
20	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ШОВ 110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
21	ТЭЦ-5, ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
22	ТЭЦ-5, Т-1 Водозабор 6 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ТЭЦ-5, Т-2 Водозабор 6 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
24	ТЭЦ-5, сборка 0,4 кВ РТЗО № 114НК шкаф 3, АВ № 2	ТОП-0,66 кл.т 0,2 Ктт = 20/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
25	ТЭЦ-5, сборка 0,4 кВ РТЗО № 231НК шкаф 6, АВ № 8	ТОП-0,66 кл.т 0,2 Ктт = 20/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
26	ТЭЦ-5, сборка № 1 0,4 кВ НПВК, АВ	ТОП-0,66 кл.т 0,2 Ктт = 30/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
27	ТЭЦ-5, сборка № 2 0,4 кВ НПВК, АВ	ТОП-0,66 кл.т 0,2 Ктт = 30/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
28	ТЭЦ-5, сборка № 2 0,4 кВ СХР, АВ № 5	Т-0,66 М У3 кл.т 0,5 Ктт = 20/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
29	ТЭЦ-5, сборка 0,4 кВ № 6 НЗС, АВ № 4	Т-0,66 М У3 кл.т 0,5 Ктт = 20/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		I ₅ % £ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % £ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % £ I _{изм} £ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5
1, 5 – 23 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
2 – 4 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	±1,2	±1,0	±0,9
	0,9	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2
	0,5	±2,4	±1,7	±1,6
24 – 27 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2)	1,0	±1,6	±1,4	±1,3
	0,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,8	±1,8	±1,5	±1,4
	0,7	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±2,5	±1,8	±1,6
28, 29 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)		±2,1	±1,6	±1,4
		±2,6	±1,7	±1,5
		±3,1	±1,9	±1,7
		±3,7	±2,2	±1,8
		±5,5	±3,0	±2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		I ₅ % £ I _{ИЗМ} < I ₂₀ %	I ₂₀ % £ I _{ИЗМ} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % £ I _{ИЗМ} £ I ₁₂₀ %
1, 5 – 23 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	±4,5	±2,5	±1,9
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6
	0,5	±2,7	±1,6	±1,4
2 – 4 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	±3,1	±2,1	±1,8
	0,8	±2,3	±1,6	±1,4
	0,7	±2,0	±1,4	±1,3
	0,5	±1,7	±1,2	±1,2
24 – 27 (Сч. 1,0; ТТ 0,2)	0,9	±4,0	±2,3	±1,9
	0,8	±3,2	±2,0	±1,8
	0,7	±2,9	±1,9	±1,8
	0,5	±2,6	±1,9	±1,8
28, 29 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)		±7,0	±3,7	±2,7
		±5,1	±2,8	±2,2
		±4,2	±2,5	±2,0
		±3,4	±2,1	±1,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ, с				±5

Примечания:

1 Погрешность измерений электрической энергии $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленный в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 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
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной и реактивной энергии: 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,87</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$, не менее - частота, Гц <p>диапазон рабочих температур окружающей среды, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,5</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от +10 до +30</p> <p>0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М.04:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД ARIS MT200:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее 	<p>90 000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>88000</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, сут, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>114</p> <p>45</p> <p>3,5</p>

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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

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 УЗ/П	5
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	12

Продолжение таблицы 3

1	2	3
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	6
Контроллер многофункциональный	ARIS MT200	1
ПО	ПО «Энергосфера»	1
Формуляр	ЭЛ.422231-001.05.ФО	1
Методика поверки	РТ-МП-3592-550-2018	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3592-550-2018 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 26.07.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- прибор комбинированный Testo 622, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53505-13.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 2366/550-RA.RU.311703-2018 от 26.07.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Саратовской ТЭЦ-5

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
E-mail: 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 проспект, д. 31
Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.