

Приложение № 25  
к сведениям о типах средств  
измерений, прилагаемым  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «15» декабря 2020 г. № 2120

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Пенза-2»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Пенза-2» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Пенза-2» ПАО «ФСК ЕЭС».

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

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

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

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

### Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

**Метрологические и технические характеристики**

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД /УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ-110 кВ Пенза-2 - ВЛ-110 кВ ЗТП	ТФНД-110М II рег.№ 64839-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325 рег.№ 19495-03/  PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная  реактивная
2	ВЛ-110 кВ Пенза-2 - Водозабор	ТФНД-110М рег.№ 64839-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная
3	ВЛ-110 кВ Пенза-2 - ВЛ-110 кВ ГПЗ-24 Цепь	ТФНД-110М II рег.№ 64839-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ-110 кВ Пенза-2 - ГПЗ-24 Пцель	ТФНД-110М II рег.№ 64839-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325 рег.№ 19495-03/  PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная  реактивная
5	ВЛ-110 кВ Пенза-2 - ТПА	ТФНД-110М II рег.№ 65722-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная
6	ВЛ-110 Юбилейная	ТФНД-110М II рег.№ 65722-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная
7	ВЛ-110 кВ Телегино	ТФЗМ 110Б-III рег.№ 26421-04 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ВЛ-110 кВ Кривозеровка тяговая	ТФНД-110М II рег.№ 64839-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325 рег.№ 19495-03/  PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная  реактивная
9	ВЛ-110 кВ Пенза-2 - Ардым	ТФНД-110М II рег.№ 65722-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная
10	ВЛ-110 кВ Пенза-2 - Новозападная	ТФНД-110М II рег.№ 64839-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная
11	ОВВ-110 кВ	ТФНД-110М II рег.№ 64839-16 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ВЛ-110 кВ Пенза-2 - Прогресс	ТФЗМ 110Б-III рег.№ 26421-04 кл.т. 0,5 Ктт=750/1	НКФ 110-57 рег.№ 78712-20 кл.т. 0,5 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$	EA02RAL-P4B-4W рег.№ 16666-07 кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325 рег.№ 19495-03/ PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная реактивная
13	яч. №9 ВЛ 10 кВ Ардым-1	ТВЛМ-10 рег.№ 1856-63 кл.т. 0,5 Ктт=400/5	НТМИ-10-66У3 рег.№ 831-69 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная реактивная
14	яч. №27 ВЛ 10 кВ Ардым-2	ТВЛМ-10 рег.№ 1856-63 кл.т. 0,5 Ктт=400/5	НТМИ-10-66У3 рег.№ 831-69 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная реактивная
15	яч. №15 ВЛ 10 кВ Дубки	ТЛО-10 рег.№ 25433-08 кл.т. 0,5S Ктт=400/5	НТМИ-10-66У3 рег.№ 831-69 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная реактивная
16	яч. №5 ВЛ 10 кВ Константиновская	ТВЛМ-10 рег.№ 1856-63 кл.т. 0,5 Ктт=400/5	НТМИ-10-66У3 рег.№ 831-69 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100	A1802ALX-P4GB- DW-4 рег.№ 31857-06 кл.т. 0,2S/0,5		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	яч. №29 ВЛ 10 кВ Николаевская	ТЛО-10 рег.№ 25433-08 кл.т. 0,5S Ктт=75/5	НТМИ-10-66У3 рег.№ 831-69 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325 рег.№ 19495-03/  PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная  реактивная
18	яч. №28 ВЛ 10 кВ Оросительная	ТВЛМ-10 рег.№ 1856-63 кл.т. 0,5 Ктт=600/5	НТМИ-10-66У3 рег.№ 831-69 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100	A1802RALX-P4GB- DW-4 рег.№ 31857-06 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная
19	яч. №11 ВЛ 10 кВ Сурские зори	ТЛО-10 рег.№ 25433-08 кл.т. 0,5S Ктт=400/5	НТМИ-10-66У3 рег.№ 831-69 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная
20	яч. №31 ВЛ 10 кВ ТУСМ-1	ТЛО-10 рег.№ 25433-11 кл.т. 0,5S Ктт=100/5	НТМИ-10-66У3 рег.№ 831-69 кл.т. 0,5 Ктн=10000/100	EA02RAL-P4B-4 рег.№ 16666-97 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	Евротел-2	ТОП 0,66 рег.№ 40110-08 кл.т. 0,5S Ктт=30/5	-	EA02RAL-P4B-4W рег.№ 16666-07 кл.т. 0,2S/0,5 зав.№ 01186930	RTU-325 рег.№ 19495-03/  PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная  реактивная
22	Евротел-1	ТОП 0,66 рег.№ 40110-08 кл.т. 0,5S Ктт=30/5	-	EA02RAL-P4B-4W рег.№ 16666-07 кл.т. 0,2S/0,5		активная  реактивная
23	ТСН-3	Т-0,66 рег.№ 22656-02 кл.т. 0,5 Ктт=1500/5	-	A1805RALX-P4GB- DW-4 рег.№ 31857-06 кл.т. 0,5S/1,0		активная  реактивная

## Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.



Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ( $\pm\delta$ ), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ( $\pm\delta$ ), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1-14, 16, 18 (ТТ 0,5; ТН 0,5 Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
15, 17, 19, 20 (ТТ 0,5S; ТН 5,0; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
21. 22 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,7	2,4	4,6	1,8	2,5	4,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,0	1,5	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	0,9	1,8	0,8	1,1	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,6	0,9	1,8	0,8	1,1	1,9
23 (ТТ 0,5; ТН - Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,4	2,1	3,1	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,0	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ( $\pm\delta$ ), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ( $\pm\delta$ ), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )	$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )
1	2	3	4	5	6
1-11, 13, 14, 16, 18 (ТТ 0,5; ТН 0,5 Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,7	2,9	5,1	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	2,9	2,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	2,4	2,0
12 (ТТ 0,5; ТН 0,5 Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,6	3,0	5,5	4,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	4,0	3,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
15, 17, 19, 20 (ТТ 0,5S; ТН 5,0; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,9	3,2	5,9	4,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,0	2,1	3,6	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,1	1,5	2,5	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	2,4	2,0
21. 22 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	2,4	5,0	3,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,6	1,7	4,0	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,3	3,6	3,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	3,6	3,3
23 (ТТ 0,5; ТН - Сч 1,0)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,5	2,8	5,0	3,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,6	2,7	2,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	2,2	1,8
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		$\pm 5$			
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности <math>P=0,95</math>.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°C.</p>					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></li> </ul> <p>температура окружающей среды °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005</li> <li>- для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-011-29056091-05</li> </ul>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,8</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> </ul> <p>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ, ТН</li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для УСПД</li> <li>- для РСТВ</li> </ul>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub></p> <p>от -40 до +40 от -40 до +65 от 0 до +75 от +5 до +50</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электрической энергии ЕвроАЛЬФА (рег.№ 16666-97):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <p>счетчики электрической энергии ЕвроАЛЬФА (рег.№ 16666-07):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <p>счетчики электрической энергии Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <p>УСПД RTU-325:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <p>РСТВ-01-01:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- коэффициент готовности, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul>	<p>50000 72</p> <p>80000 72</p> <p>120000 72</p> <p>40000 24</p> <p>55000 24</p> <p>0,99 1</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

**Надежность системных решений:**

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

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

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

–параметрирования;

–пропадания напряжения;

–коррекция времени.

**Защищенность применяемых компонентов:**

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

–счетчика;

–промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

–испытательной коробки;

–УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

–пароль на счетчике;

–пароль на УСПД;

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

Возможность коррекции времени в:

–счетчиках (функция автоматизирована);

–УСПД (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

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

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТФНД-110М II	27 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-III	6 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	8 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТОП 0,66	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2 шт.
Счётчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	20 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	3 шт.
УСПД	RTU-325	1 шт.
РСТВ	РСТВ-01-01	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-074-2020	1 экз.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.007.172.ПС-ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-074-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Пенза-2». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 07.09.2020 г.

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

– трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

– счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (рег.№ 16666-97) - по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;

– счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (рег.№ 16666-07) – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ФБУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;

– счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г. (рег.№ 31857-06);

– для УСПД RTU-325H - по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г. (рег.№ 19495-03);

– для радиосервера точного времени РСТВ-01-01 – по документу «Радиосервер точного времени РСТВ-01. Методика поверки» ПЮЯИ.468212.039МП, утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.2011 г. (рег. № 40586-12);

– блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15;

– термогигрометр CENTER (мод.315), рег. № 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Пенза-2», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС 500 кВ «Пенза-2»**

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 «Инженерный центр

«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

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

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

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

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

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