

Приложение № 12  
к сведениям о типах средств  
измерений, прилагаемым  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «31» декабря 2020 г. № 2334

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Сергач»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Сергач» (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), 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 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 сервере 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 «Сергач» 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 в системе в состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем  $\pm 1$  с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации из счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и в случае расхождения более чем  $\pm 2$  с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

### 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	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Сергач-Бутурлино	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 Ктт=110000/√3/100/√3 рег.№ 78712-20	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T рег.№ 44626-10/  PCTB-01-01 рег. № 40586-12	активная реактивная
2	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Сергач-Возрождение	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 Ктт=110000/√3/100/√3 рег.№ 78712-20	A1802RALXQ-4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная
3	ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Сергач-Андреевская	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктт=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная
4	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Сергач-Салганы	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктт=110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	A1802RALXQ-4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Сергач- Строительная	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 Ктт=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 78712-20	A1802RALXQ-4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T рег.№ 44626-10/  PCTB-01-01 рег. № 40586-12	активная  реактивная
6	ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сергач - Ачка	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктт=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная
7	ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сергач-Тяговая 1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 300/5 рег.№ 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктт=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная
8	ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сергач-Тяговая 2	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт=300/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 Ктт=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 78712-20	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная
9	ОРУ 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт=600/5 рег.№ 52261-12	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 Ктт=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 78712-20	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ОРУ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Сергач-Лопатино	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5S Ктт=100/5 рег.№ 59982-15	НОМ-35-66 У1 кл.т. 0,5 Ктт=35000/100 рег.№ 187-70	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T рег.№ 44626-10/  PCTB-01-01 рег. № 40586-12	активная  реактивная
11	ОРУ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Сергач-Сахарный завод	ТФЗМ 35А-У1 кл.т. 0,5 Ктт=100/5 рег.№ 79095-20	НОМ-35-66 У1 кл.т. 0,5 Ктт=35000/100 рег.№ 187-70	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная
12	КРУН-10 кВ, 4 секция, ВЛ-1002	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт= 200/5 рег.№ 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктт=10000/100 рег.№ 11094-87	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная
13	КРУН-10 кВ, 3 секция, ВЛ-1003	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт= 300/5 рег.№ 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктт= 10000/100 рег.№ 831-69	A1802RALXQ-4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная
14	КРУН-10 кВ, 3 секция, ВЛ-1004	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт= 200/5 рег.№ 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктт= 10000/100 рег.№ 831-69	A1802RALXQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	КРУН-10 кВ, 3 секция, ВЛ-1006	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт= 200/5 рег.№ 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктт= 10000/100 рег.№ 831-69	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325T рег.№ 44626-10/  PCTB-01-01 рег. № 40586-12	активная  реактивная
16	КРУН-10 кВ, 3 секция, ВЛ-1007	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт= 200/5 рег.№ 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктт= 10000/100 рег.№ 831-69	A1802RALXQ-4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная
17	КРУН-10 кВ, 4 секция, ВЛ-1008	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт= 150/5 рег.№ 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктт= 10000/100 рег.№ 11094-87	A1802RALXQ-4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная
18	КРУН-10 кВ, 4 секция, ВЛ-1009	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт= 150/5 рег.№ 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктт= 10000/100 рег.№ 11094-87	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная
19	КРУН-10 кВ, 3 секция, ВЛ-1001	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт= 100/5 рег.№ 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктт= 10000/100 рег.№ 831-69	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11		активная  реактивная

## Примечания к таблице 2:

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, 2, 5, 8, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
3, 4, 6, 7 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
10, 13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
11, 14 – 16, 19 (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
12 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,7	2,5	4,7	1,8	2,5	4,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,5	2,8	1,1	1,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
17, 18 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,8	5,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,6	2,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0

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, 2, 5, 8, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,0	1,6	2,4	2,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,6	1,1	2,1	1,7
3, 4, 6, 7 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,0	1,9	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,0	1,9	1,6
10, 13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	2,4	4,2	2,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	1,5	2,9	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
11, 14 – 16, 19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,5	4,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,8	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
12 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	3,8	2,4	4,1	2,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,4	1,4	2,7	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,1	2,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,1	2,1	1,6
17, 18 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,3	2,5	4,5	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,2	1,4	2,6	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,0	2,1	1,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с				±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°С.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math> температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,8  от +21 до +25 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для УССВ</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub>  от -45 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50 от -10 до +55</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325Т: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более РСТВ-01-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>120000 72  55000 24  55000 24  0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45  45 5  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 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	ТГФМ-110	27 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-35 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	12 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110-УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-35-66 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	19 шт.
УСПД	RTU-325T	1 шт.
РСТВ	РСТВ-01-01	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-062-2020	1 экз.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.060.216.ПС-ФО	1 экз.

**Поверка**

осуществляется по документу МП 206.1-062-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Сергач». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 16.10.2020 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  $6/\sqrt{3}...35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $35...330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

– счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-11) – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;

– для УСПД RTU-325T (рег. № 44626-10) - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

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

– 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 220 кВ «Сергач», 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 ПС 220 кВ «Сергач»**

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.