

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «22» ноября 2021 г. № 2621

Регистрационный № 83778-21

Лист № 1  
Всего листов 12

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Балашовская

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Балашовская (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), 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), 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.

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, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем 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  $\pm 5$  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)	DataServer.exe, DataServer_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 ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС	СА 525 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
2	ВЛ 110 кВ Хопёр-2 тяговая – Балашовская с отпайкой на ПС Родничок	ТФМ-110 кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 16023-97	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино -2)	ІМВ 123 кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 32002-06	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-300 рег. № 19495-03
4	ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево-тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево)	СА 123 кл.т. 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 23747-02	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	РСТВ-01 рег. № 40586-12
5	ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7 с отпайкой на ПС Новохоперск. (ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Балашовская – Урюпинская №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ №601)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
7	ВЛ 110 кВ Балашовская – Урюпинская №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ №602)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
8	ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино -3)	ТФЗМ кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 68640-17	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
9	ВЛ 110 кВ Балашовская – Бубновская-2 №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ №606)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-300 рег. № 19495-03
10	ВЛ 110 кВ Балашовская – Бубновская-2 №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ №605)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	РСТВ-01 рег. № 40586-12
11	ВЛ 110 кВ Балашовская- Заводская (ВЛ 110 кВ №651)	ТФЗМ кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 80022-20	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
12	ВЛ 110 кВ Балашовская – Ярыженская с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ №660)	ТФЗМ 110Б кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 76918-19	ф. А СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 47844-11 ф. В, С СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ВЛ 110 кВ Балашовская – Киквидзе-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ №650)	ТФЗМ 110Б-III кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 26421-04	ф. А СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11 ф. В, С СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
14	ВЛ 110 кВ Балашовская – Кардаильская с отпайкой на ПС Двойновая (ВЛ 110 кВ №649)	ТФЗМ 110Б-III кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 26421-04	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
15	ОВВ-110 кВ 1 секции	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80015-20 ф. А СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11 ф. В, С СРВ 123 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-300 рег. № 19495-03  РСТВ-01 рег. № 40586-12
16	ОВВ-110 кВ 2 секции	ТФЗМ кл.т. 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 80022-20	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. № 31857-20	
17	ВЛ 10 кВ Алексиково-1	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ВЛ 10 кВ Алексиково-2	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-300 рег. № 19495-03  PCTB-01 рег. № 40586-12
19	ф. 0,4 кВ - Мегафон	ТТН-Ш кл.т. 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
20	КЛ 0,4 кВ Жилые дома	Т-0,66У3 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 6891-78	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
<p><b>Примечания</b></p> <p>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.</p> <p>2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.</p>					

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	
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, 3, 8, 11, 14, 16 (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 – 7, 9, 10, 15 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
12, 13, 17, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
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, 3, 8, 11, 14, 16 (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 – 7, 9, 10, 15 (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
12, 13, 17, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
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 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
2, 3, 8, 11, 14, 16 (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 – 7, 9, 10, 15 (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
12, 13, 17, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
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, 3, 8, 11, 14, 16 (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 – 7, 9, 10, 15 (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
12, 13, 17, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6



Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	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
<p>Примечания</p> <p>1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности <math>\delta_{1(2)\%P}</math> для <math>\cos\varphi=1,0</math> нормируются от <math>I_{1\%}</math>, границы интервала допускаемой относительной погрешности <math>\delta_{1(2)\%P}</math> и <math>\delta_{2\%Q}</math> для <math>\cos\varphi&lt;1,0</math> нормируются от <math>I_{2\%}</math>.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p>					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии</p>	<p>от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25</p>
<p>Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц</p>	<p>от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4</p>
<p>диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ</p>	<p>от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-300: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее</p>	<p>120000 72 40000 55000</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее</p> <p>ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45</p> <p>45</p> <p>3</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;
  - 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	СА 525	6 шт.
Трансформатор тока	ТФМ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ІМВ 123	3 шт.
Трансформатор тока	СА 123	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	18 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ	9 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-ІІІ	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТТН-ІІІ	3 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66У3	3 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 123	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	20 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-300	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ю07.320.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 500 кВ Балашовская», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Балашовская

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](http://www.fsk-ees.ru)

E-mail: [info@fsk-ees.ru](mailto: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](http://www.rostest.ru)

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

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

