

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» марта 2022 г. № 651

Регистрационный № 84890-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Камала-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Камала-1 (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), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, 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 UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения 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 ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 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 ± 5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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 первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 1	ТФНКД-500 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 82354-21	DKF 525 кл.т 0,2 $K_{тн} = (500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325S рег. № 53722-13 УССВ-2 рег. № 54074-13
2	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 2	ТФНКД-500 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 82354-21	DKF 525 кл.т 0,2 $K_{тн} = (500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	ВЛ 220 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 I цепь (Д-209)	ТВ-220/25 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
4	ВЛ 220 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 II цепь (Д-210)	ТВ 220 I кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81882-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
5	ОВ-220 кВ	ТВ-220/25 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 $K_{тн} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81882-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Бородинская I цепь (С-909)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3190-72	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325S рег. № 53722-13 УССВ-2 рег. № 54074-13
7	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Бородинская II цепь (С-910)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 82932-21	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
8	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ГПП-1 I цепь с отпайкой на ПС ГПП-2 (С-01)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
9	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ГПП-1 II цепь с отпайкой на ПС ГПП-2 (С-02)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
10	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Камала-2 тяговая I цепь (С-63)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
11	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Камала-2 тяговая II цепь (С-64)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
12	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Насосная ЭХЗ №1 (Н-1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
13	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Насосная ЭХЗ №2 (Н-2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
14	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Сибволокно I цепь (С-133)	ТВУ-110-50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3182-72	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
15	ВЛ 110 кВ Камала-1 – Сибволокно II цепь (С-128)	ТВУ-110-50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3182-72	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ I цепь (ШП-6)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
17	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ II цепь (ШП-7)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
18	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ III цепь (ШП-15)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
19	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ IV цепь (ШП-16)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325S рег. № 53722-13
20	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ V цепь (ШП-17)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	УССВ-2 рег. № 54074-13
21	ВЛ 110 кВ Камала-1 – ЭХЗ VI цепь (ШП-18)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80606-20	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
22	ВЛ 110 кВ Канская опорная – Камала-1 I цепь с отпайкой на ПС ЗЛМК (С-811/Д-35)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
23	ВЛ 110 кВ Канская опорная – Камала-1 II цепь с отпайкой на ПС ЗЛМК (С-812/Д-36)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 I цепь (С-101)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
25	ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 II цепь (С-102)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
26	ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 III цепь (С-107)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3190-72	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
27	ВЛ 110 кВ Красноярская ГРЭС-2 – Камала-1 IV цепь (С-108)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
28	ВЛ 110 кВ Шумково-1 – Камала-1 I цепь (С-123)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325S рег. № 53722-13
29	ВЛ 110 кВ Шумково-1 – Камала-1 II цепь (С-122)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75606-19	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	УССВ-2 рег. № 54074-13
30	ОВ-1-110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3190-72	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
31	ОВ-2-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
32	ОВ-3-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
33	ЩСН-0,4 кВ, шкаф учета №1 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ в сторону ввод №1 0,4 кВ МТС (мал)	Т-0,66 У3 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	ЩСН-0,4 кВ, шкаф учета №1 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ в сторону ввод №1 0,4 кВ Ростелеком (мал)	T-0,66 М У3 кл.т 0,5 Ктт = 30/5 рег. № 17551-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08	RTU-325S рег. № 53722-13 УССВ-2 рег. № 54074-13
35	ЩСН-0,4 кВ, шкаф учета №2 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ в сторону ввод №2 0,4 кВ МТС (мал)	T-0,66 М У3 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 17551-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08	
36	ЩСН-0,4 кВ, шкаф учета №2 0,4 кВ, ф.0,4 кВ в сторону ввод №2 0,4 кВ Ростелеком (мал)	T-0,66 М У3 кл.т 0,5 Ктт = 30/5 рег. № 17551-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08	

Примечания

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.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1 – 3, 16, 17, 30 (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
4 – 7, 14, 15, 18 – 21, 26 (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
8 – 12, 24, 25, 31 (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
13, 22, 23, 27 – 29, 32 (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
33, 35 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
34, 36 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
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 – 3, 16, 17, 30 (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
4 – 7, 14, 15, 18 – 21, 26 (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
8 – 12, 24, 25, 31 (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
13, 22, 23, 27 – 29, 32 (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
33, 35 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	1,8	1,8
	0,5	2,6	2,0	1,3	1,3
34, 36 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,9	1,6	1,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 – 3, 16, 17, 30 (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
4 – 7, 14, 15, 18 – 21, 26 (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
8 – 12, 24, 25, 31 (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

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
13, 22, 23, 27 – 29, 32 (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
33, 35 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
34, 36 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 – 3, 16, 17, 30 (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
4 – 7, 14, 15, 18 – 21, 26 (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
8 – 12, 24, 25, 31 (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
13, 22, 23, 27 – 29, 32 (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
33, 35 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,6	3,3	3,3
34, 36 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,4	3,9	3,5
	0,5	-	4,1	3,4	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания					
1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков</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>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК</p>	<p>от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 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 счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее</p>	<p>120000 72 140000 2 74500 55000</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, 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>113 45 10 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	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТФНКД-500	82354-21	12
Трансформатор тока	ТВ-220/25, ТВ 220 I	3191-72	9
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3190-72	9
Трансформатор тока	ТВ	82932-21	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	45
Трансформатор тока	ТВУ-110-50	3182-72	6
Трансформатор тока	ТФЗМ	80606-20	18
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	71031-18	3
Трансформатор тока	Т-0,66	17551-06	9
Трансформатор напряжения емкостный	DKF 525	23743-02	6
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	15
Трансформатор напряжения	НКФ-220	81882-21	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	78712-20	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	75606-19	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	32
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325S	53722-13	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Устройство синхронизации системного времени (ИВКЭ)	УССВ-2	54074-13	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С014-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Камала-1», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Камала-1

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

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

