

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Владимировка

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Владимировка (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 (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Юга, 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 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. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), 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 ± 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.

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	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Владимировка- Покровка (ВЛ 110 кВ 703)	TG 145 кл.т. 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 15651-06 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН 2 110 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТК16L рег.№ 36643-07
2	ВЛ 110 кВ Владимировка- Джелга с отпайками (ВЛ 110 кВ 704)	ТФНД кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-04 ТН 1 110 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ВЛ 110 кВ Владимировка- Верхний Баскунчак с отпайкой на ПС Кочевая (ВЛ 110 кВ 740)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 52261-12 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН 2 110 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ВЛ 110 кВ Владимировка- Советская (ВЛ 110 кВ 741)	ТФНД кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-04 ТН 1 110 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ОМВ 110 кВ	ТФНД кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 64839-16 ф. А, В, С	НКФ-110 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 26452-04 ТН 1 110 ф. А, В, С НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН 2 110 ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 35 кВ №1	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 41967-09 ф. А, С	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70 ТН 1 35 ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
7	ВЛ 35 кВ №2	ТФНД кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 65722-16 ф. А, С	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70 ТН 1 35 ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ВЛ 35 кВ №4	ТФЗМ-35А-У1 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 3690-73 ф. А, С	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70 ТН 2 35 ф. А НОМ-35 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 187-49 ТН 2 35 ф. В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег.№ 36643-07
9	яч.5, фидер 6 кВ № 5	ТОЛ кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 47959-11 ф. А, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	яч.14, фидер 6 кВ № 14	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 2473-69 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
11	яч.19, фидер 6 кВ № 19	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1276-59 ф. А, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	яч.21, фидер 6 кВ № 21	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11 ф. А, В, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	фидер 6 кВ № 22	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1856-63 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
14	яч.23, фидер 6 кВ № 23	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11 ф. А, В, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
15	яч.25, фидер 6 кВ № 25	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 814-53 ф. А ТВК-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 8913-82 ф. С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
16	яч.26, фидер 6 кВ № 26	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 2473-69 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
17	яч.27, фидер 6 кВ № 27	ТОЛ кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 47959-11 ф. А, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
18	яч.28, фидер 6 кВ № 28	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1856-63 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	яч.29, фидер 6 кВ № 29	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 814-53 ф. А, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
20	яч.30, фидер 6 кВ № 30	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 2473-69 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
21	яч.31, фидер 6 кВ № 31	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 814-53 ф. А, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
22	яч.32, фидер 6 кВ № 32	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1856-63 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
23	яч.33, фидер 6 кВ № 33	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2473-69 ф. А, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
24	яч.34, фидер 6 кВ № 34	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 2473-69 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
25	яч.35, фидер 6 кВ № 35	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 25433-11 ф. А, В, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
26	яч.36, фидер 6 кВ № 36	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1856-63 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	яч.37, фидер 6 кВ № 37	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 814-53 ф. А, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег.№ 36643-07
28	яч.38, фидер 6 кВ № 38	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 2473-69 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
29	яч.40, фидер 6 кВ № 40	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1856-63 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
30	яч.41, фидер 6 кВ № 41	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1276-59 ф. А, С	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49 ТН 1-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
31	яч.42, фидер 6 кВ № 42	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1276-59 ф. А, С	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70 ТН 2-6 кВ ф. А, В, С	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

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 ($\pm\delta$), %, 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	6
1, 3, 6 (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
2, 4, 5, 7 – 11, 13, 15 – 24, 26 – 31 (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
12, 14, 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
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, 6 (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
2, 4, 5, 7 – 11, 13, 15 – 24, 26 – 31 (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
12, 14, 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3, 6 (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
2, 4, 5, 7 – 11, 13, 15 – 24, 26 – 31 (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
12, 14, 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	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, 6 (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
2, 4, 5, 7 – 11, 13, 15 – 24, 26 – 31 (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
12, 14, 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ($\pm\Delta$), с					5
<p>Примечания</p> <p>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 $I_2\%$.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p>					

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 активной и реактивной энергии</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 - для УССВ</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 +5 до +50</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 EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее</p>	<p>120000 72 70000 72 55000 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>45 45 3 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 паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	TG 145	3 шт.
Трансформатор тока	ТФНД	11 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТГМ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	9 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	10 шт.
Трансформатор тока	ТПФМ-10	7 шт.
Трансформатор тока	ТВК-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	4 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-35	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	5 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	26 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-7387-500-2020	1 экз.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ю03.152.ПС-ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-7387-500-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Владимировка. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 26.06.2020 г.

Основные средства поверки:

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

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

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 220 кВ Владимировка», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU.311703 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 220 кВ Владимировка

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

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eadit@ackye.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

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.