

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Заря

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Заря (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - 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), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), коммутационное оборудование, в состав которого входят шлюзы E-422, сетевые концентраторы, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (далее по тексту - ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

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).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК. В сервере БД 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. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Заря 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Синхронизация часов УСПД выполняется УССВ ИВКЭ, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и приемника точного времени на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Погрешность измерения системного времени АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - 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 программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ-220 кВ, СШ 220 кВ, ввод ВЛ-220 кВ Владимирская ТЭЦ-2 - Заря	AGU-245 кл.т 0,2S Ктт = 1200/1 Зав. № 11700500; 11700501; 11700502 Госреестр № 40087-08	VCU 245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 24500339; 24500340; 24500341 Госреестр № 53610-13	EPQS 113.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 587631 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227-234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
2	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Достижение I цепь с отпайкой на ПС Филино (ВЛ 110 кВ Заря - Достижение 1 с отпайкой Филино)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 847; 874; 910 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11231; 11234; 11244 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01463299 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227-234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
3	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Достижение II цепь с отпайкой на ПС Филино (ВЛ 110 кВ Заря - Достижение 2 с отпайкой Филино)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 850; 871; 936 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11212; 11225; 11236 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01463317 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227-234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
4	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Южная I цепь с отпайкой на ПС Мелехово (ВЛ 110 кВ Заря - Южная 1 с отпайкой Мелехово)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 851; 879; 913 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11231; 11234; 11244 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01463318 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227-234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Южная II цепь с отпайкой на ПС Луч (ВЛ 110 кВ Заря - Южная 2 с отпайкой Луч)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 907; 914; 919 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 11212; 11225; 11236 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01603301 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
6	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря- Ковров I цепь с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ 110 кВ Ковровская 1 с отп. Восточная)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 869; 918; 920 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 11231; 11234; 11244 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01463314 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
7	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря- Ковров II цепь с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ 110 кВ Ковровская 2 с отп. Восточная)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 855; 872; 883 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 11212; 11225; 11236 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01463311 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
8	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря- Ковров №3 (ВЛ 110 кВ Ковровская 3)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 856; 875; 906 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 11212; 11225; 11236 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01463315 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
9	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Красный Октябрь	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 858; 859; 866 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 11212; 11225; 11236 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01463310 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Шуя-1 с отпайкой на ПС Колобово (ВЛ 110 кВ Заря - Шуя)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 4464; 4404; 4380 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11231; 11234; 11244 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01463327 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
11	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, СШ 110 кВ, ОВГ 110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 865; 923; 934 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11231; 11234; 11244 Госреестр № 60353-15	EPQS 114.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01463319 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
12	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1053 ЖД	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 65417; 524317 Госреестр № 2363-68	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1990 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460939 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
13	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1054 РЭС	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 7483; 6804 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1990 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461723 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
14	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1055 Зид	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 59852; 23933 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1990 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460943 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07
15	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1056 Зид	ТПОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 16133; 18068 Госреестр № 1261-02	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1990 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461048 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 00039-227- 234-421 X11-15303 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1057 Зид	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 15-33003; 15-33004; 15- 33005 Госреестр № 30709-11	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1990 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461051 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
17	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1058 Зид	ТЛП-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 21779; 54298 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1990 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461867 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
18	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, ф. 1062 Зид	ТЛП-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 54892; 59828 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 214 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 577530 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
19	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, ф. 1063 Зид	ТЛП-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 54371; 29792 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 214 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460582 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
20	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, ф. 1064 РЭС	ТЛП-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 6884; 6826 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 214 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461047 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
21	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, ф. 1065 ЖД	ТЛП-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 9209; 8956 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 214 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461052 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
22	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, ф. 1066	ТЛП-10-М кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 3122; 3136; 3135 Госреестр № 22192-07	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 214 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461831 Госреестр № 25971-06	ТК16L зав. № 00039-227- 234-421 Х11-15303 Госреестр № 36643-07

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d _{1(2)%} ,	d _{5%} ,	d _{20%} ,	d _{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	2	3	4	5	6
1 - 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
12 - 15, 17 - 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,6	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$,	d_5 %,	d_{20} %,	d_{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 - 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,7	±2,2	±1,9	±1,9
	0,8	±2,3	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6
	0,5	±1,9	±1,8	±1,5	±1,5
12 - 15, 17 - 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,6	±3,8	±3,0
	0,8	-	±4,6	±2,8	±2,3
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±3,0	±2,0	±1,7
16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±5,9	±3,9	±3,0	±3,0
	0,8	±4,2	±2,9	±2,3	±2,3
	0,7	±3,4	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±2,7	±2,2	±1,7	±1,7
22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±3,0	±2,5	±2,3	±2,3
	0,8	±2,4	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±2,2	±2,0	±1,7	±1,7
	0,5	±2,0	±1,9	±1,6	±1,6

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 50 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,8 \cdot U_{н2}$ до $1,15 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $2 \cdot I_{н2}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от плюс 10 до плюс 30 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

- счетчики электроэнергии EPQS - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 55 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- ИВКЭ - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет.

- ИВК - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

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.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	AGU-245	3
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	30
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	14
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТЛП-10-5	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	3
Трансформатор напряжения	VCU 245	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 113.21.18LL	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 114.23.27LL	10
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.21.18.LL	11
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1
Методика поверки	РТ-МП-4249-500-2017	1
Паспорт - формуляр	АУВП.411711.ФСК.044.02ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4249-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Заря. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 17.03.2017 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков электроэнергии EPQS - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;
- для УСПД ТК16L - по документу «Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки» АВБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39937-08;
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Заря».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Заря

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 «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС» (ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»)

ИНН 7704765961

Адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д.27, стр.1

Телефон: +7 (495) 221-75-60

Заявитель

Филиал Общества с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» в г. Москве (Филиал ООО УК «РусЭнергоМир» в г. Москве)

Адрес: 123557, г. Москва, ул. Пресненский вал, д. 14, 3 этаж

Телефон: +7 (499) 750-04-06

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.