

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Латная (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 Латная 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). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера 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
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 первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ-110-7	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 748-А; 748-В; 748-С Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980278; 980334 Госреестр № 14205-94 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30317 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461194 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
2	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ-110-8	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 750-А; 750-В; 750-С Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980330; 980324; 980295 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460738 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
3	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ-110-25	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 1727-А; 1727-В; 1727-С Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980278; 980334 Госреестр № 14205-94 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30317 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460739 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ-110-26	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 1701-А; 1701-В; 1701-С Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980330; 980324; 980295 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460741 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
5	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ-110-29	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 Зав. № 10911; 10912; 10910 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980278; 980334 Госреестр № 14205-94 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30317 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460740 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
6	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ-110-30	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 Зав. № 10913; 10914; 10915 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980330; 980324; 980295 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460742 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
7	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, ОСШ 110 кВ, ОВ-110	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 Зав. № 10916; 10917; 10918 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980278; 980334 Госреестр № 14205-94 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30317 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460743 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, Ввод 110 кВ АТ-2	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 804-А; 804-В; 804-С Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980330; 980324; 980295 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472406 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
9	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, Ввод 110 кВ АТ-3	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 2433-А; 2433-В; 2433-С Госреестр № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980278; 980334 Госреестр № 14205-94 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30317 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471328 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
10	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Латная- Родина	ТВ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 Зав. № 52-А; 52-В; 52-С Госреестр № 58640-14	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980278; 980334 Госреестр № 14205-94 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 30317 Госреестр № 1188-84	EPQS 113.23.27.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01603286 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Латная- Курская I цепь	ТВ-110 кл.т 0,2S Ктт = 200/1 Зав. № 70-А; 70-В; 70-С Госреестр № 58640-14	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 980278; 980334 Госреестр № 14205-94 НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 30317 Госреестр № 1188-84	А1802RALX- Р4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01309478 Госреестр № 31857-11	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
12	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Латная- Курская II цепь	ТВ-110 кл.т 0,2S Ктт = 200/1 Зав. № 71-А; 71-В; 71-С Госреестр № 58640-14	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 980330; 980324; 980295 Госреестр № 14205-94	А1802RALX- Р4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01309479 Госреестр № 31857-11	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
13	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, КТП 10/0,4, 2 с.ш. 0,4 кВ, ТСН №4 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 29477; 29582; 72949 Госреестр № 15764-96	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0801120318 Госреестр № 36697-08	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07
14	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, 2 сек 0,4 кВ, ТСН-35-2	ТК-20 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 40002; 20008 Госреестр № 1407-60 ТШ-20 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 15002 Госреестр № 1407-60	-	СЭТ-4ТМ.03.08 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0104075152 Госреестр № 27524-04	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС 220/110/35/10 кВ Латная, 1 сек 0,4 кВ, ТСН-35-3	ТК-20 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Зав. № 15073; 80063; 60063 Госреестр № 1407-60	-	СЭТ-4ТМ.03.08 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0104075094 Госреестр № 27524-04	ТК16L.31 зав. № 00039-201- 797-824 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 - 4, 8, 9 (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
5 - 7, 10 - 12 (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
13 - 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,0	±0,8
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,5	±1,1
	0,7	-	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой 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 - 4, 8, 9 (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
5 - 7, 10 - 12 (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
13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,5	±2,6
	0,8	-	±4,5	±2,6	±2,0
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±2,9	±1,8	±1,6
14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,2	±2,2
	0,8	-	±4,4	±2,3	±1,6
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,6	±1,5	±1,2

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, счетчиков и УСПД 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;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- счетчики электроэнергии «Альфа А1800» - среднее время наработки на отказ не менее 120000 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:

- счетчик электроэнергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 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 45 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 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	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВ-110/50	18
Трансформатор тока	ТГФМ-110	9
Трансформатор тока	ТВ-110	9
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТК-20	5
Трансформатор тока	ТШ-20	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	5
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.21.18.LL	9
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 113.23.27.LL	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALX-P4GB-DW-4	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.08	2
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L.31	1
Методика поверки	РТ-МП-4418-500-2017	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.047.03ФО	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4418-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Латная. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 05.05.2017 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 счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- для счётчиков СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- для счетчиков электроэнергии «АЛЬФА» - по методике поверки «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки», согласованной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2002 г.;
- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденному в 2012 г.
- 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-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10;
- термогигрометр ИВА-6, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46434-11.

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 Латная».

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

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.