

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750 кВ Ленинградская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750 кВ Ленинградская (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), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

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); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным 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.

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 750 кВ Ленинградская 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. Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически с помощью приемника точного времени, принимающего сигналы точного времени от навигационной спутниковой системы GPS, 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.

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

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 750кВ Ленинградская, ОРУ-750кВ, ВЛ-750 кВ Калининская АЭС- Ленинградская	СА 765 кл.т 0,2S Ктт = 3000/1 рег. № 25570-03	НДЕ-М-750-У1 кл.т 0,2 Ктн = (750000/√3)/(100/√3) рег. № 41506-09	EA02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	RTU-325 рег.№ 37288-08
2	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ-750кВ, ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС - Ленинградская	СА 765 кл.т 0,2S Ктт = 3000/1 рег. № 45979-10	НДЕ-М-750-У1 кл.т 0,2 Ктн = (750000/√3)/(100/√3) рег. № 41506-09	EA02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
3	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ-330кВ, КВЛ 330 кВ Ленинградская - Кингисеппская	СТН 420 кл.т 0,2S Ктт = 2500/1 рег. № 31824-06	CCV 362 кл.т 0,2 Ктн = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 23348-02	EA02RAL-P3B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
4	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ-330кВ, ВЛ 330 кВ Ленинградская - Чудово	СТН 420 кл.т 0,2S Ктт = 2500/1 рег. № 31824-06	CCV 362 кл.т 0,2 Ктн = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 23348-02	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
5	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 1С 110 кВ, ВЛ 110кВ Ленинградская - Ленинградская картонная фабрика (ВЛ 110 кВ Антропшинская-3)	SAS 123/3G кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 25121-03	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	EA02RAL-P3B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 2С 110 кВ, ВЛ 110кВ Ленинградская - Павловск (ВЛ 110 кВ Антропшинская-2)	SAS 123/3G кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 25121-03	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	EA02RAL-P3B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	RTU-325 рег.№ 37288-08
7	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 1С 110 кВ, ВЛ 110кВ Ленинградская - РЦ-11 (ВЛ 110кВ Форносовская-2)	SAS 123/3G кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 25121-03	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	EA02RAL-P3B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
8	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 2С 110 кВ, ВЛ 110кВ Ленинградская - Тосно-новая II Цепь (ВЛ 110 кВ Форносовская-3)	SAS 123/3G кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 25121-03	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	EA02RAL-P3B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
9	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 1С 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ленинградская - Тосно-новая I Цепь (ВЛ 110 кВ Форносовская-1)	SAS 123/3G кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 25121-03	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	EA02RAL-P3B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
10	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 2С 110 кВ, ВЛ 110кВ Ленинградская - Никольское ЛСР	SAS 123 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 25121-03	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	EA02RAL-P3B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
11	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 2С 110 кВ, КВЛ 110кВ Ленинградская - Восток I цепь	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 44640-10	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 1С 110 кВ, КВЛ 110кВ Ленинградская - Восток II цепь	ТОГФ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 44640-10	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 1С 110кВ, КВЛ 110кВ Ленинградская - Новолисино-тяговая (КВЛ 110 кВ Форносовская-7)	TG 145 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 15651-06	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325 рег.№ 37288-08
14	ПС 750 кВ Ленинградская, ОРУ 110кВ, 2С 110кВ, КВЛ 110кВ Ленинградская - Гатчина-тяговая (КВЛ 110 кВ Форносовская-6)	TG 145 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 15651-06	CCV 123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 30089-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
15	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 5 секция, ячейка № 505, ВЛ 6 кВ ТП-1	ТОЛ-10-1 кл.т 0,2S Ктт = 800/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-07	EA02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
16	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 5 секция, ячейка № 503, ВЛ 6 кВ ВТК-1	ТОЛ-10-1 кл.т 0,2S Ктт = 800/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-07	EA02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
17	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 3 секция, ячейка № 304, ВЛ 6 кВ ВТК-2	ТОЛ-10-1 кл.т 0,2S Ктт = 800/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-07	EA02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
18	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 3 секция, ячейка № 302, ВЛ 6 кВ ТП-2	ТОЛ-10-1 кл.т 0,2S Ктт = 800/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-07	EA02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
19	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 5 секция, ячейка № 502, КЛ 6 кВ Стекольное	ТОЛ-10-1 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-07	EA02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
20	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 5 секция, ячейка № 504	ТОЛ-10-1 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-07	EA02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
21	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 6 секция, ячейка № 603	ТОЛ-10-1 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-07	EA02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 3 секция, ячейка № 303	ТОЛ-10-1 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 16687-07	ЕА02RALX-P2B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	RTU-325 рег.№ 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (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	2	3	4	5	6
1, 2, 5 - 10 (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
3, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,1	±1,1
11, 12 (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
13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,1	±1,1
15 - 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 допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (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	2	3	4	5	6
1, 2, 5 - 10 (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
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±3,6	±2,1	±1,4	±1,3
	0,8	±2,8	±1,7	±1,2	±1,1
	0,7	±2,4	±1,5	±1,1	±1,1
	0,5	±2,1	±1,4	±1,0	±1,0
11, 12 (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
13, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±3,6	±2,1	±1,4	±1,3
	0,8	±2,8	±1,7	±1,2	±1,1
	0,7	±2,4	±1,5	±1,1	±1,1
	0,5	±2,1	±1,4	±1,0	±1,0
15 - 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
Погрешность системного времени АИИС КУЭ, с				±5	

Примечания:

1 Погрешность измерений электрической энергии δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cosφ=1,0 нормируется от I_{1%}, погрешность измерений δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cosφ<1,0 нормируется от I_{2%}.

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

3 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем указанные в настоящем описании типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающего воздуха, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-97): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000 72 50000 72 80000 72 100000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сутки, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

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

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	СА 765	6
Трансформатор тока	СТН 420	6
Трансформатор тока	SAS 123/3G	15
Трансформатор тока	SAS 123	3
Трансформатор тока	ТОГФ-110	6
Трансформатор тока	TG 145	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	16
Трансформатор напряжения	НДЕ-М-750-У1	9
Трансформатор напряжения	CCV 362	6
Трансформатор напряжения	CCV 123	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	18
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	4

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Методика поверки	РТ-МП-5044-500-2017	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.017.02.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5044-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750 кВ Ленинградская. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 17.11.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными 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;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- 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 электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750 кВ Ленинградская». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений RA.RU.311298/050-2017 от 25.09.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750 кВ Ленинградская

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

Заявитель

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

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

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. « ____ » _____ 2018 г.