

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 220 кВ Мокша

Назначение средства измерений

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

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Мокша ПАО «ФСК ЕЭС».

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 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».

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.

Погрешность 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 ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»). СПО ИВК 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 ИВК 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 ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно 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	ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, яч.7 ВЛ-110 кВ "Мокша-Инсар"	ТРГ-110 П* кл.т 0,2 Ктт = 600/5 Зав. № 249А; 248В; 250С Госреестр № 26813-06	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 48735; 48728; 48703 Госреестр № 1188-84	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93947110 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
2	ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, яч.1 ВЛ-110 кВ "Мокша- Казенный Майдан"	СА 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 0911266/45; 0911266/43; 0911266/44 Госреестр № 23747-02	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 48705; 48750; 48660 Госреестр № 1188-84	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946736 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
3	ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, яч.5 ВЛ-110 кВ "Мокша - Ковылкино" 1 цепь (ВЛ-110 кВ "Мокша - Ковылкино 1")	СА 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 0911266/25; 0911266/26; 0911266/27 Госреестр № 23747-02	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 48705; 48750; 48660 Госреестр № 1188-84	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946738 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
4	ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, яч.6 ВЛ-110 кВ "Мокша - Ковылкино" 2 цепь (ВЛ-110 кВ "Мокша - Ковылкино 2")	СА 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 0911266/31; 0911266/32; 0911266/33 Госреестр № 23747-02	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 48735; 48728; 48703 Госреестр № 1188-84	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946737 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, яч.8 ВЛ-110 кВ "Мокша - Кочелаево"	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 11587; 11588; 11589 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 48705; 48750; 48660 Госреестр № 1188-84	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946735 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
6	"ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.2 ОВ-110 кВ"	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 11593; 11594; 11595 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 48705; 48750; 48660 Госреестр № 1188-84	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946739 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
7	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.10 КЛ-10 кВ "Город- 1 ТП-42"	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 15-34520; 15-34521 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 3818 Госреестр № 11094-87	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93947231 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
8	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.11 КЛ-10 кВ "Очистные, водозабор ТП-27"	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 15-34522; 15-34523 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 3818 Госреестр № 11094-87	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93947230 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
9	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ яч.12 КЛ-10 кВ «3-ий микрорайон»	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 Зав. № 15-34562; 15-34563 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 3818 Госреестр № 11094-87	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946311 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
10	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.13 КЛ-10 кВ "АБЗ Парапино"	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 15-34556; 15-34557 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 3818 Госреестр № 11094-87	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946864 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.14 КЛ-10 кВ "Ков. ЭС. ЦРП-2"	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 15-34558; 15-34559 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 3818 Госреестр № 11094-87	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946860 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
12	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.15 КЛ-10 кВ "Птицесовхоз"	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 15-34560; 15-34561 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 3818 Госреестр № 11094-87	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946863 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
13	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.16 КЛ-10 кВ ПС "И-615"	ТЛМ-10-1У3 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 3236; 1048 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 3818 Госреестр № 11094-87	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946777 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07
14	ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.2 ЛЭП-10 кВ "КЭМЗ" (резерв)	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 21684; 21617; 21559 Госреестр № 15128-96	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 3818 Госреестр № 11094-87	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 50637831 Госреестр № 22422-07	ТК16L.31 зав. № 215 Госреестр № 36643-07

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	±1,2	±1,0	±0,9
	0,9	-	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	-	±1,5	±1,2	±1,1
	0,7	-	±1,7	±1,3	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,7	±1,6
2 - 6 (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
7 - 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±4,7	±2,8	±2,0	±2,0
13, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,4	±2,8	±2,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	±3,2	±2,4	±2,3
	0,8	-	±2,5	±2,0	±1,9
	0,7	-	±2,3	±1,8	±1,7
	0,5	-	±2,1	±1,6	±1,6
2 - 6 (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
7 - 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,9	±5,7	±3,6	±2,7	±2,7
	0,8	±4,1	±2,8	±2,1	±2,1
	0,7	±3,4	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±2,7	±2,1	±1,6	±1,6
13, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,5	±3,5	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,9
	0,5	-	±2,9	±1,9	±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 В качестве характеристик относительной погрешности ИК указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

4 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 50 °С; счетчиков - от 18 до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;

- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

5 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до 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 10 до 30 °С.

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

7 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 Dialog ZMD - среднее время наработки на отказ 30 лет, 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.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТРГ-110 П*	3
Трансформатор тока	СА 123	9
Трансформатор тока	ТГФМ-110	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1У3	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ZMD402CT41.0467 S2	14
Устройство сбора и передачи данных	TK16L.31	1
Методика поверки	РТ-МП-3579-500-2016	1
Паспорт - формуляр	АУВП.411711.ФСК.004.01ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3579-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 220 кВ Мокша. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 22.09.2016 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 Dialog ZMD - по документу «Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные серии Dialog ZMD и ZFD. Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИМС 22 января 2007 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-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств 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 - по МИ 3000-2006.

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

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 220 кВ Мокша».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС ПС 220 кВ Мокша

1 ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

2 ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

3 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

Тел.: +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

Тел.: +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

Тел.: +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.

« ____ » _____ 2016 г.