

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Бузанская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Бузанская (далее - АИИС КУЭ ПС 110 кВ Бузанская) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 110 кВ Бузанская представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ ПС 110 кВ Бузанская включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий 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 (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 (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 (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 110 кВ Бузанская 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.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (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 специализированного 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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 110 кВ Бузанская

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВК, СОЕВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Бузанская, ОРУ-110 кВ, 1СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ 123	ТГФМ-110 УХЛ1* Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 52261-12	НКФ-110-57 У1 Коэф. тр. 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 рег. № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S//0,5 рег. № 25971-06	Контроллер терминальный ТК16L.31 рег. № 39562-08
2	ПС 110 кВ Бузанская, ОРУ-110 кВ, 2СШ 110 кВ, КВЛ 110 кВ ПГУ-235 - Бузанская (КВЛ 110 кВ 466)	ТГФМ-110 П * УХЛ1 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S рег. № 36672-08	НКФ-110-57 У1 Коэф. тр. 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 рег. № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S//0,5 рег. № 25971-06	
3	ПС 110 кВ Бузанская, ОРУ-110 кВ, 1СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ 419	ТГФМ-110 УХЛ1* Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,2S рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 Коэф. тр. 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 рег. № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S//0,5 рег. № 25971-06	
4	ПС 110 кВ Бузанская, ОРУ-110 кВ, 2СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ 420	ТГФМ-110 УХЛ1* Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,2S рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 Коэф. тр. 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 рег. № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S//0,5 рег. № 25971-06	
5	ПС 110 кВ Бузанская, ОРУ-110 кВ, 1СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ 437	ТВ-ЭК Коэф. тр. 750/5 Кл.т. 0,2S рег. № 39966-10	НКФ-110-57 У1 Коэф. тр. 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 рег. № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S//0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 110 кВ Бузанская; ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бузанская- Чертомбай с отпайкой на ПС ГНСВ (ВЛ № 441)	ТВГ-110 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,2 рег. № 22440-07	НКФ-110-57 У1 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	Контроллер терминальный TK16L.10 рег. № 39562-08
7	ПС 110 кВ Бузанская; ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Бузанская-ГНСВ (ВЛ № 443)	ТФЗМ 110Б-1 У1 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 рег. № 26420-04	НКФ-110-57 У1 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ПС 110 кВ Бузанская, ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТГФМ-110 УХЛ1* Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 14205-94	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ПС 110 кВ Бузанская, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.5, фидер 10 кВ № 5	ТОЛ-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5 рег. № 7069-07	НАМИ-10У2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,2 рег. № 11094-87	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	ПС 110 кВ Бузанская, ЗРУ-10 кВ, 2с-10 кВ, яч.10, фидер 10 кВ № 10	ТОЛ-10 Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 рег. № 7069-07	НАМИТ-10У2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 51198-12	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
11	ПС 110 кВ Бузанская, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.13, фидер 10 кВ № 13	ТОЛ-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5 рег. № 7069-07	НАМИ-10У2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,2 рег. № 11094-87	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	ПС 110 кВ Бузанская, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.15, фидер 10 кВ № 15	ТОЛ-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 рег. № 7069-07	НАМИ-10У2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,2 рег. № 11094-87	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S//0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПС 110 кВ Бузанская, ЗРУ-10 кВ, 1с-10 кВ, яч.21, фидер 10 кВ № 21	ТОЛ-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5 рег. № 7069-07	НАМИ-10У2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,2 рег. № 11094-87	EPQS 111.21.18.LL Кл.т. 0,2S//0,5 рег. № 25971-06	Контроллер терминальный TK16L.10 рег. № 39562-08
14	ПС 110/10 кВ "Бузанская", ЩСН-0,4 кВ, 2С-0,4 кВ, п.4С	ТТИ-А Коэф. тр. 30/5 Кл.т. 0,5S рег. № 28139-04	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S//0,5 рег. № 27524-04	
15	ПС 110/10 кВ "Бузанская", ЩСН-0,4 кВ, 1С-0,4 кВ, п.7С, Жилой дом Винокурова	ТТИ-А Коэф. тр. 30/5 Кл.т. 0,5S рег. № 28139-04	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S//0,5 рег. № 27524-04	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон силы тока	Границы интервала относительной основной погрешности измерений ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		cos j = 1	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 1	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1 - 5, 8 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,3	2,1	1,2	1,5	2,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
6 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,5	2,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,2	1,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
7, 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,4	2,3
9, 11 - 13 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,8	5,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,6	2,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
14, 15 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,7	2,7	5,3	1,8	2,9	5,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,7	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	0,9	1,8	0,9	1,3	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,6	0,9	1,8	0,9	1,3	1,9
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)							
Номер ИК	Диапазон силы тока	Границы интервала относительной основной погрешности измерений ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		sin j = 0,6	sin j = 0,87	sin j = 0,6	sin j = 0,87		
1	2	3	4	5	6		
1 - 5, 8 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,4	2,0	4,1	3,7		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,0	1,5	3,9	3,5		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,3	3,7	3,4		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	3,7	3,4		
6 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,4	1,7	4,1	3,6		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,7	1,4	3,7	3,4		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	3,7	3,4		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7, 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,6	2,7	5,6	4,2
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,6	1,7	4,2	3,6
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	1,5	3,9	3,5
9, 11 - 13 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,5	2,7	5,6	4,1
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,4	1,6	4,1	3,6
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,9	1,4	3,8	3,4
14, 15 (ТТ 0,5S; Сч 0,5)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,3	2,4	4,5	2,7
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,3	1,4	2,7	1,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,5	1,0	1,8	1,3
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,5	0,9	1,7	1,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5			

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 30°C.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками. Допускается замена УСПД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +40 от -40 до +60 от -40 до +60 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики EPQS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД ТК16L.31: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p>	<p>70000 90000 55000</p>
<p>Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, лет, не менее</p>	<p>35 35 3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ ПС 110 кВ Бузанская типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ПС 110 кВ Бузанская представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-110 УХЛ1*	12 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	3 шт.
Трансформатор тока	ТВГ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II * УХЛ1	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	10 шт.
Трансформатор тока	ТТИ-А	6 шт.
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НКФ-110-57У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10У2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10У2	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.21.18.LL	13 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.08	2 шт.
Контроллер терминальный	ТК16L.10	1 шт.
Методика поверки	РЭМ-2Д-04.08.2014.Ц029МП	1 экз.
Формуляр	РЭМ-2Д-04.08.2014.Ц029ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РЭМ-2Д-04.08.2014.Ц029МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Бузанская. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 17.01.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
- счетчиков EPQS - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002», утвержденному Государственной службой метрологии Литовской Республики;
- счетчика СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.41152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.41152.124 РЭ, согласованной с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- контроллер терминальный ТК16L.10 - по документу «Контроллеры терминальные ТК16L.10, ТК16L.11. Методика поверки» АВБЛ.468212.037МП, утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), рег. № 27008-04;

– термогигрометр CENTER (мод.314), рег. № 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде поверительного клейма и голографической наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Бузанская», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Бузанская

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)

ИНН 5404338740

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

Телефон: +7 (499) 750-04-06

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77; Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru; Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.