

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Приложение к свидетельству

№ \_\_\_\_\_ об утверждении типа  
средств измерений



«ОАО»

«ЦСМ»

«ФСК ЕЭС»

А. Данилов

2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская»

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный номер № 43085-09

Взамен №

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-506, заводской №ЕМНК.466454.030-506

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» (далее АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» - коммерческий учёт электрической энергии на ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- первичных преобразователей – трансформаторов тока и напряжения;
- средств учета – цифровых счетчиков электрической энергии;
- средств программного обеспечения счетчиков;
- устройства сбора и передачи данных;
- средств программного обеспечения УСПД;
- каналов связи между УСПД и первичными средствами учета;
- средств синхронизации системного времени.

АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» решает следующие задачи:

- измерений количества электрической энергии, получаемой и отпускаемой по коммерческим присоединениям энергообъектов ЕНЭС;
- автоматизированного сбора данных измерений;
- анализа полноты, достоверности данных измерений;
- обработки и хранения данных измерений, их передачи по необходимым уровням иерархии системы;
- расчета учетных показателей и обеспечение регламентированного доступа функциональных служб ОАО «ФСК ЕЭС» и смежных субъектов ОРЭ к данным учета

электроэнергии;

- расчетов за транспортируемую электрической энергии и приобретаемую на ОРЭ электрической энергии для компенсации потерь;
- формирования отчетных документов и передачи информации на верхние уровни (центральный сервер БД ИВК АИИС ЕНЭС, расположенный в ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД (Центр Сбор и Обработки Данных) МСК филиала ОАО «ФСК ЕЭС» Нижегородское ПМЭС) АИИС КУЭ ЕНЭС.

АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» является многоуровневой, с иерархической распределённой обработкой информации.

Система состоит из следующих уровней:

1-й уровень - ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5; 3, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2; 0,5 и счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа класса точности 0,5S/1; вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.;

2-й уровень (сбор и обработка результатов измерений, диагностика средств измерений – счетчиков и УСПД) включает информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская»;

– система обеспечения единого времени (СОЕВ).

ИИК обеспечивают автоматическое проведение измерений в точке измерений. В их состав входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.

ИВКЭ обеспечивает:

- интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии ИИК;
- автоматический сбор, обработку и хранение информации результатов измерений от ИИК;
- автоматический сбор, обработку и хранение информации о состоянии средств измерений;

– ведение «Журнала событий».

В состав ИВКЭ входят:

- специализированный контроллер (УСПД) RTU-325, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК и ИВК;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

В СОЕВ входят все средства измерений времени (входящие в состав сервера БД, УСПД, счетчиков), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, которые используются при синхронизации времени.

СОЕВ привязана к единому календарному времени.

Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» обеспечивает измерение времени в системе с погрешностью не хуже  $\pm 4$  с.

Объектами сбора первичной учетной информации являются счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа.

Все счетчики подключаются к УСПД RTU-325 по интерфейсу RS-485.

Связь УСПД RTU-325с сервером БД АИИС КУЭ ЕНЭС, установленным в ЗАО «Метростандарт» г. Москва обеспечивается по спутниковому каналу связи.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности,

которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная электрическая мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Электрическая энергия вычисляется для интервалов времени 30 мин, как интеграл от средней электрической мощности, получаемой периодически за 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение электрической мощности на интервалах времени 3 или 30 мин. В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВКЭ, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

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

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики	
									Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:	
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер	132000	Активная Реактивная	cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87	
1	2	3	4		5			6	7	8
1	ВЛ 110 кВ Бобльбская – Вад	ТТ	КТ=3	А	ТВ 110-1 У2	№ 13104 А	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			Ктт=600/5	В	ТВ 110-1 У2	№ 13104 В				
			3189-72	С	ТВ 110-1 У2	№ 13104 С				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110-57	№ 980496				
			Ктн=110000:√3/100:√3	В	НКФ 110-83-У1	№ 29423				
			1188-84	С	НКФ 110-83-У1	№ 29346				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RALX-B-4		№ 01143479				
			Ксч=1							
			16666-97							

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ВЛ 110 кВ Боблыльская – КС-6	ТТ	КТ=3	А	ТВ 110-1 У2	№ 13102 А	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			КТ <sub>ТТ</sub> =600/5	В	ТВ 110-1 У2	№ 13102 В					
			3189-72	С	ТВ 110-1 У2	№ 13102 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110-57	№ 980496					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83-У1	№ 29423					
			1188-84	С	НКФ110-83-У1	№ 29346					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RALX-B-4		№ 01143440					
			Ксч=1								
			16666-97								
3	ВЛ 110 кВ Боблыльская – Перевоз	ТТ	КТ=3	А	ТВ 110-1 У2	№ 13126 А	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			КТ <sub>ТТ</sub> =600/5	В	ТВ 110-1 У2	№ 13126 В					
			3189-72	С	ТВ 110-1 У2	№ 13126 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-83-У1	№ 29299					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83-У1	№ 29404					
			14205-94	С	НКФ-110-57 У1	№ 1489125					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RALX-B-4		№ 01143481					
			Ксч=1								
			16666-97								
4	ВЛ 110 кВ Боблыльская – Суrowатиха	ТТ	КТ=3	А	ТВ 110-1 У2	№ 13084 А	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			КТ <sub>ТТ</sub> =600/5	В	ТВ 110-1 У2	№ 13084 В					
			3189-72	С	ТВ 110-1 У2	№ 13084 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-83-У1	№ 29299					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83-У1	№ 29404					
			14205-94	С	НКФ-110-57 У1	№ 1489125					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RALX-B-4		№ 01143413					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
5	ВЛ 110 кВ Тяга-1	ТТ	КТ=3	А	ТВ 110-1 У2	№ 13105 А	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			КТ <sub>т</sub> =600/5	В	ТВ 110-1 У2	№ 13105 В					
			3189-72	С	ТВ 110-1 У2	№ 13105 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110-57	№ 980496					
			КТ <sub>н</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83-У1	№ 29423					
			1188-84	С	НКФ110-83-У1	№ 29346					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RLX-B-4		№ 01143448					
			Ксч=1								
			16666-97								
6	ВЛ 110 кВ Тяга-2	ТТ	КТ=3	А	ТВ 110-1 У2	№ 13127 А	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			КТ <sub>т</sub> =600/5	В	ТВ 110-1 У2	№ 13127 В					
			3189-72	С	ТВ 110-1 У2	№ 13127 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ110-83-У1	№ 29299					
			КТ <sub>н</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83-У1	№ 29404					
			14205-94	С	НКФ-110-57 У1	№ 1489125					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RLX-B-4		№ 01143476					
			Ксч=1								
			16666-97								
7	ОМВ-110	ТТ	КТ=3	А	ТВ 110-1 У2	№ 13103 А	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			КТ <sub>т</sub> =600/5	В	ТВ 110-1 У2	№ 13103 В					
			3189-72	С	ТВ 110-1 У2	№ 13103 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110-57	№ 980496					
			КТ <sub>н</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83-У1	№ 29423					
			1188-84	С	НКФ110-83-У1	№ 29346					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RALX-B-4		№ 01143419					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
8	СМВ-110	ТТ	КТ=3	А	ТВ 110-1 У2	№ 13106 А	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			КТТ=600/5	В	ТВ 110-1 У2	№ 13106 В					
			3189-72	С	ТВ 110-1 У2	№ 13106 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ 110-57	№ 980496					
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ110-83-У1	№ 29423					
			1188-84	С	НКФ110-83-У1	№ 29346					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RALX-B-4		№ 01143451					
			Ксч=1								
			16666-97								
9	ПС Боблыльская, ВЛ-1003	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10У3	№ 8639	3000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=150/5	В	-	-					
			1276-59	С	ТПЛ-10У3	№ 8639					
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10-У2	№ 9085					
			КТН=10000/100	В							
			11094-87	С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RLX-B-4		№ 01143511					
			Ксч=1								
			16666-97								
10	ПС Боблыльская, ВЛ-1005	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10У3	№ 8792	3000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=150/5	В	-	-					
			1276-59	С	ТПЛ-10У3	№ 8455					
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10У2	№ 2854					
			КТН=10000/100	В							
			11094-87	С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RLX-B-4		№ 01143514					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	
11	ПС Боблыльская, КЛ-10 кВ ЭЧЭ-52	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	№ 4871	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=300/5	В	-	-					
			1856-63	С	ТВЛМ-10	№ 0942					
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10-У2	№ 5379					
			КТН=10000/100	В							
			11094-87	С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RALX-B-4		№ 01143497					
			Ксч=1								
			16666-97								
12	ПС Боблыльская, ЭЧЭ-52 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТК-0,66 У3	№ 94051	80	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,0% ± 2,1%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=400/5	В	ТК-0,66 У3	№ 45237					
			6891-78	С	ТК-0,66 У3	№ 45803					
		ТН	нет ТН								
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RL-B-4		№ 01143647					
			Ксч=1								
			16666-97								

\* Данный канал является информационным.

**Примечания:**

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. В Таблице 1 в графе «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,87$  ( $\sin\varphi=0,5$ ) и токе ТТ, равном  $I_{ном}$ .
3. В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ) и токе ТТ, равном 10 % от  $I_{ном}$ .
4. Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,99 \div 1,01)U_{н}$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 \div 1,2)I_{н}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,87(0,5)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха: ТТ - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+35^\circ\text{C}$ ; ТН - от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+35^\circ\text{C}$ ; счетчиков: в части активной энергии - от  $+21^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ , в части реактивной энергии - от  $+18^\circ\text{C}$  до  $+22^\circ\text{C}$ ; УСПД - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
  - атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.



5. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $-30^\circ\text{C}$  до  $+35^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - тока  $(0,01 \div 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения -  $0,5$  мТл;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(40-60)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобьльская» как его неотъемлемая часть.

Значения показателей надежности ИВКЭ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ - не менее 35000 ч;
- среднее время восстановления - не более 24 ч (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).

Надежность ИИК, определяется как совокупность надежности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии.

- средняя наработка на отказ счетчиков электрической энергии не менее 35000 ч;
- среднее время восстановления счетчиков электрической энергии не более 7 сут (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).

Значения показателей надежности СОЕВ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- коэффициент готовности – не менее 0,95;
- среднее время восстановления – не более 168 ч (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» - не менее 20 лет.

Регистрация событий:

- журнал событий ИК:
  - отключение и включение питания;
  - корректировка времени;
  - удаленная и местная параметризация;
  - включение и выключение режима тестирования.
- журнал событий ИВКЭ:
  - дата начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - потери и восстановления связи со счётчиками;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - корректировки времени в каждом счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
  - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
  - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
  - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
  - испытательная коробка (специализированный клеммник);
  - крышки клеммных отсеков счетчиков;
  - крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
  - установка двухуровневого пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, журнал событий – не менее 35 сут;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 сут;
- Сервер АРМ ПС – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 4 лет.

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская»

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» проводится по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- счетчики ЕвроАльфа – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУП «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки.», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323–2005 (МЭК 62053-22:2003) «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425–2005 (МЭК 62053-23:2003) «Статические счетчики реактивной энергии».

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

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская».

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская» - АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бобыльская», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

#### **Изготовитель:**

ЗАО «Метростандарт»

#### **Юридический/Почтовый адрес:**

117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I

Тел.: 8(495)745-21-70

Факс: 8(495) 705-97-50

Сайт: [www.metrostandart.ru](http://www.metrostandart.ru)

Технический директор ЗАО «Метростандарт»



Л.Б. Александров