

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Приложение к свидетельству

№ 41250 об утверждении типа  
средств измерений

«СОГЛАСОВАНО»  
Руководитель ЦИИС  
ФГУ «Бюро ВЭМ»  
М.М. Чужакина  
« 07 » октября 2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» - АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 45606-10 Взамен №
---	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-529, заводской №ЕМНК.466454.030-529

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» (далее АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» - коммерческий учёт электрической энергии на ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ), выполняющего функции информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК), и системы обеспечения единого времени (далее - СОЕВ).

АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИК и ИВКЭ;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИК;
- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- передача в организации – участники ОРЭ результатов измерений (1 раз в сутки);
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций - участников ОРЭ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций - участников ОРЭ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);
- синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИК и ИВКЭ (счетчик, шлюз E-422, сервер АРМ ПС, УСПД) с помощью СОЕВ, соподчиненной национальной шкале времени безотносительно к интервалу времени с погрешностью не более  $\pm 5$  с;
- автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств ИК и ИВКЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S; 0,5; 10, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S/0,5; вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – ИВКЭ включает в себя:

- шкаф технологического коммутационного устройства (далее - ТКУ), в состав которого входит два шлюза E-422, WiFi модем AWK 1100, сетевой концентратор, блоки резервного питания счетчиков, блок питания шкафа, коммутационное оборудование;
- шкаф устройства центральной коммутации (далее – ЦКУ), в состав которого входит WiFi модем AWK 1100, оптический конвертор, сетевой концентратор D-Link, спутниковая станция «SkyEdge PRO», сервер АРМ ПС;
- шкаф УСПД, в состав которого входит Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50, блок бесперебойного питания;
- устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника (в составе Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50).

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.

Для обеспечения единого времени в АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» в состав ИВКЭ входит УССВ на базе GPS приемника. УССВ осуществляет прием сигналов точного времени и синхронизацию времени в УСПД.

Контроль меток времени во всех элементах АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» осуществляется УСПД каждые 30 мин. Синхронизация (коррекция) времени в счетчиках ИК производится при расхождении времени внутренних таймеров счетчиков и

УССВ на значение более 2 с. Синхронизация времени в шлюзах Е-422 и сервере АРМ ПС производится также УССВ при расхождении значений времени в этих устройствах и УССВ на значение более 2 с.

Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» обеспечивает измерение времени в системе с погрешностью не хуже  $\pm 5$  с.

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		
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	Основная погрешность ИК, ± %				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:	
											cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10		
1	ВЛ 110 кВ ЮБ-152 "Южная - Бор-Форпост"	ТТ	КТ=0,2S	А	ТФЗМ 110Б-IVХЛ1	№ 16246	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,5%	± 1,7% ± 1,4%	
КТт=300/5			В	-	-							
26422-06			С	ТФЗМ 110Б-IVХЛ1	№ 16211							
ТН		КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1	№ 30401							
		Ктн=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1	№ 30356							
		1188-84	С	НКФ-110-83 У1	№ 61820							
Счетчик		КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080118							
		Ксч=1										
		27524-04										

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ВЛ 110 кВ ЮБ-163 "Южная - Безруковская"	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 19297	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	B	-	-					
			2793-71	C	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 19283					
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 У1	№ 61939					
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83 У1	№ 61949					
			1188-84	C	НКФ-110-83 У1	№ 61942					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080039					
Ксч=1											
27524-04											
3	ВЛ 110 кВ ЮВ-151 "Южная - Волчихинская"	ТТ	КТ=0,2S	A	ТГФ 110 П*У1	№ 485	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,5%	± 1,7% ± 1,4%
			КТТ=300/5	B	ТГФ 110 П*У1	№ 478					
			16635-05	C	ТГФ 110 П*У1	№ 479					
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 У1	№ 61939					
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83 У1	№ 61949					
			1188-84	C	НКФ-110-83 У1	№ 61942					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080347					
Ксч=1											
27524-04											
4	ВЛ 110 кВ ЮГ-148 "Южная - Горняцкая"	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 32040	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=600/5	B	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 31972					
			2793-88	C	ТФЗМ-110Б-1У1	№ 19334					
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 У1	№ 30401					
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83 У1	№ 30356					
			1188-84	C	НКФ-110-83 У1	№ 61820					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080530					
Ксч=1											
27524-04											

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
5	ВЛ 110 кВ ЮГ-153 "Южная - Потеряевская"	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М	№ 14734	44000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТ <sub>ТТ</sub> =200/5	В	-	-					
			2793-71	С	ТФНД-110М	№ 15529					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1	№ 61939					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1	№ 61949					
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1	№ 61942					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080398					
			Ксч=1								
			27524-04								
6	ВЛ 110 кВ ЮГ-154 "Южная - Гидроузел"	ТТ	КТ=10	А	ТВ-110/20	№ 1269 А	44000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
			КТ <sub>ТТ</sub> =200/5	В	ТВ-110/20	№ 1269 В					
				С	ТВ-110/20	№ 1269 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1	№ 30401					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1	№ 30356					
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1	№ 61820					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080032					
			Ксч=1								
			27524-04								
7	ВЛ 110 кВ ЮС-145 "Южная - Сельхозмаш"	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М	№ 5901	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТ <sub>ТТ</sub> =300/5	В	-	-					
			2793-71	С	ТФНД-110М	№ 5897					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1	№ 61939					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1	№ 61949					
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1	№ 61942					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080159					
			Ксч=1								
			27524-04								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
8	ВЛ 110 кВ ЮС-146 "Южная - Сельхозмаш"	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М	№ 4814	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТ <sub>ТТ</sub> =300/5	В	-	-					
			2793-71	С	ТФНД-110М	№ 5893					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1	№ 30401					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1	№ 30356					
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1	№ 61820					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080361					
			Ксч=1								
			27524-04								
9	ВЛ 110 кВ ЮТ-149 "Южная - Северная"	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М	№ 62	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТ <sub>ТТ</sub> =600/5	В	-	-					
			2793-71	С	ТФНД-110М	№ 11099					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1	№ 61939					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1	№ 61949					
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1	№ 61942					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080009					
			Ксч=1								
			27524-04								
10	ВЛ 110 кВ ЮТ-150 "Южная - Северная"	ТТ	КТ=0,5	А	ТФНД-110М	№ 5891	66000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТ <sub>ТТ</sub> =300/5	В	-	-					
			2793-71	С	ТФНД-110М	№ 5859					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1	№ 30401					
			КТ <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1	№ 30356					
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1	№ 61820					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080353					
			Ксч=1								
			27524-04								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	
11	ОВ-110	ТТ	КТ=0,5	А	ТВ-110-50	№ 1534 А	330000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=1500/5	В	ТВ-110-50	№ 1534 В					
			3190-72	С	ТВ-110-50	№ 1534 С					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 У1	№ 61939					
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 У1	№ 61949					
			1188-84	С	НКФ-110-83 У1	№ 61942					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108080072					
			Ксч=1								
			27524-04								

\* Данный канал является информационным.

**Примечания:**

- 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);
- 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  $I_{ном}$ .
- 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  $I_{ном}$ .
- 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.
- 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 однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – средняя наработка на отказ не менее 120 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- ИВКЭ – средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- шлюз E-422 – средняя наработка на отказ не менее 50 000 ч;
- УСПД - средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 24 ч;
- СОЕВ - коэффициент готовности Кг не менее 0,95, среднее время восстановления не более 168 ч.

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» используются следующие виды резервирования:

- резервирование по двум интерфейсам опроса счетчиков;
- резервирование питания счетчиков, шлюзов E-422, сервера АРМ ПС, УСПД;
- предусмотрена возможность автономного считывания измерительной информации со счетчиков и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановление данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

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 суток;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- 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 № 21 220/110/10 кВ «Южная» АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная»

#### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

#### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» 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/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/√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»;

–

– средства поверки УСПД в соответствии с документом Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2004 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 № 21 220/110/10 кВ «Южная» - АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная».

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная» - АИИС КУЭ ПС № 21 220/110/10 кВ «Южная», 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:**

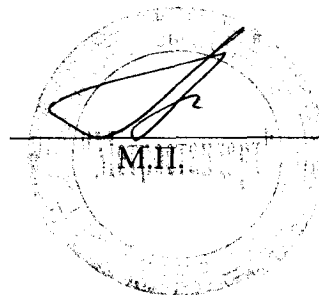
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I

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