

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Приложение к свидетельству
№ _____ об утверждении типа
средств измерений



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» -

АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ
«Холмогорская»

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный номер № 43024-09

Взамен №

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.030-686, заводской № ЕМНК.466454.030-686

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» (далее АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» - коммерческий учёт электрической энергии на ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ), информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК) и системы обеспечения единого времени (далее - СОЕВ).

АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» 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, ИВКЭ и ИВК;
- 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);
 - синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИК и ИВКЭ (счетчик, ИВК, УСПД) с помощью СОЕВ, соподчиненной национальной шкале времени безотносительно к интервалу времени с погрешностью не более ± 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 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2; 0,5; 3, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа, 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 состоит из устройства сбора и передачи данных (УСПД) и технических средств приема-передачи данных.

УСПД типа ЭКОМ-3000 обеспечивает сбор данных со счетчиков, расчет и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в ИВК ЦСОД (Центр Сбора и Обработки Данных) МЭС Западной Сибири. Полученные значения накапливаются в энергонезависимой памяти УСПД. Архивы обновляются циклически и обеспечивают хранение информации в энергонезависимой памяти. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 4 лет. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

Передача информации от электросчетчиков до УСПД осуществляется по проводным линиям связи (интерфейс RS-485), от УСПД до сервера ЦСОД МЭС Западной Сибири – по сетям спутниковой и сотовой связи.

3-й уровень системы – уровень ИВК. Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера АИИС КУЭ ЕНЭС;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники ОРЭ.

ИВК состоит из сервера АИИС КУЭ ЕНЭС (в ЗАО «Метростандарт») и сервера базы данных ЦСОД АИИС КУЭ МЭС Западной Сибири, а также аппаратуры приема-передачи данных и технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Сбор данных коммерческого учета электроэнергии осуществляется на сервер АИИС КУЭ ЕНЭС, далее с него осуществляется репликация данных на сервер ЦСОД МЭС Западной Сибири.

К уровню ИВК АИИС КУЭ относятся также автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей системы. АРМ функционируют на IBM PC совместимых компьютерах в среде Windows XP. АРМ подключаются к серверу БД через ЛВС по протоколу TCP/IP.

Для работы с системой на уровне подстанции предусматривается организация АРМ ПС.

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.

Контроль меток времени во всех элементах АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» осуществляется УСПД каждые 30 мин. Установка системы точного времени реализована на входящем в состав УСПД ЭКОМ-3000 GPS-приемнике, корректирующем системное время УСПД. Остальное оборудование АИИС КУЭ синхронизируется по УСПД. В комплект GPS-приемника входит антенна и антенный кабель.

Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» обеспечивает измерение времени в системе с погрешностью не хуже ± 4 с.

Задача 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

		Состав измерительного канала										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		Ктг·Кти·Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид электрической энергии	Основная погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10										
ВЛ 500 Сургутская ГРЭС-1-Холмогорская		Счетчик ТН	ТТ1	КТ=0,5	A	ТФ3М-500Б-ХЛ1	№ 717	5000000	Активная Реактивная	± 1,3% ± 2,8%	± 6,0% ± 3,0%								
				Ктг=1000/1	B	ТФ3М-500Б-ХЛ1	№ 3075												
					C	ТФ3М-500Б-ХЛ1	№ 3076												
		Счетчик ТН	ТТ2	КТ=0,5	A	ТФ3М-500Б-ХЛ1	№ 3042												
				Ктг=1000/1	B	ТФ3М-500Б-ХЛ1	№ 3033												
					C	ТФ3М-500Б-ХЛ1	№ 3034												
		Счетчик ТН	ТГ1	КТ=0,5	A	НКФ-500 ХЛ1	№ 2865												
				Ктг=500000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	B	НКФ-500 ХЛ1	№ 2854												
				3159-72	C	НКФ-500 ХЛ1	№ 2864												
				КТ=0,2S/0,5	EA02RAL-B-4		№ 01113117												
				Ксч=1															
				16666-97															

Таблица 1. Продолжение

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	2	ВЛ 500 Сургутская ГРЭС-2-Холмогорская							
		Счетчик	TH	TT					
		КТ=0,5	A	ТФ3М-500 Б1У1	№ 1198				
		КТ=2000/1	B	ТФ3М-500 Б1У1	№ 3606				
		3639-73	C	ТФ3М-500 Б1У1	№ 3628				
		КТ=0,5	A	ТФ3М-500 Б1У1	№ 3636				
		КТ=2000/1	B	ТФ3М-500 Б1У1	№ 3621				
		3639-73	C	ТФ3М-500 Б1У1	№ 3628				
		КТ=0,5	A	НКФ-500 ХЛ1	№ 4844				
		КТН=500000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	B	НКФ-500 ХЛ1	№ 5100				
		3159-72	C	НКФ-500 ХЛ1	№ 5082				
		КТ=0,2S/0,5							
		Kсч=1							
		16666-97							
		EA02RAL-B-4		№ 01113226					
		Счетчик	TH	TT					
		КТ=н/д	A	MR-110	№ 941AO27-01-A				
		КТ=600/5	B	MR-110	№ 941AO27-01-B				
			C	MR-110	№ 941AO27-01-C				
		КТ=0,5	A	НКФ-110-57У1	№ 1095399				
		КТН=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	B	НКФ-110-57У1	№ 4656				
		14205-94	C	НКФ-110-57У1	№ 4598				
		КТ=0,2S/0,5							
		Kсч=1							
		16666-97							
		EA02RAL-B-4		№ 01 113 338					

Таблица 1. Продолжение

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	ВЛ 110 Холмогорская - Крайняя	ВЛ 110 Холмогорская - Городская	ВЛ 110 Холмогорская - Вышка-2	4	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	$\pm 1,1\%$ $\pm 2,2\%$	$\pm 5,0\%$ $\pm 2,4\%$
				Счетчик ТН ТТ					
			KT=0,5	A ТФ3М-110Б-ИУ1	№ 58400				
			Kтт=600/5	B ТФ3М-110Б-ИУ1	№ 58456				
			26422-04	C ТФ3М-110Б-ИУ1	№ 58501				
			KT=0,5	A НКФ 110-57ХЛ1	№ 1500900				
			Kтн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	B НКФ-110-57У1	№ 1501101				
			26452-06	C НКФ-110-57-ПХЛ1	№ 5319				
			KT=0,2S/0,5						
			Kсч=1						
			16666-97						
				EA02RAL-B-4	№ 01 113 345				
5	ВЛ 110 Холмогорская - Городская	Счетчик ТН ТТ	KT=n/d	A MR-110	№ BOO3327-18-A				
			Kтт=600/5	B MR-110	№ BOO3327-18-B				
				C MR-110	№ BOO3327-18-C				
			KT=0,5	A НКФ-110-57У1	№ 1095399				
			Kтн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	B НКФ-110-57У1	№ 4656				
			14205-94	C НКФ-110-57У1	№ 4598				
			KT=0,2S/0,5						
			Kсч=1						
			16666-97						
				EA02RAL-B-4	№ 01 113 362				
4	ВЛ 110 Холмогорская - Вышка-2	Счетчик ТН ТТ	KT=n/d	A MR-110	№ BOO3327-29-A				
			Kтт=600/5	B MR-110	№ BOO3327-29-B				
				C MR-110	№ BOO3327-29-C				
			KT=0,5	A НКФ-110-57У1	№ 1095399				
			Kтн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	B НКФ-110-57У1	№ 4656				
			14205-94	C НКФ-110-57У1	№ 4598				
			KT=0,2S/0,5						
			Kсч=1						
			16666-97						
				EA02RAL-B-4	№ 01 113 380				

Таблица 1. Продолжение

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
7		ВЛ 110 Холмогорская - Летняя								
		Счетчик ТН ТТ								
		KT=0,5 Ктг=600/5 2793-88 KT=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ 26452-06 KT=0,2S/0,5 Ксч=1 16666-97	A B C A B C	ТФЗМ-110Б-ИХЛ1 ТФЗМ-110Б-ИХЛ1 ТФЗМ-110Б-ИУ1 НКФ 110-57ХЛ1 НКФ-110-57У1 НКФ-110-57-ИХЛ1	№ 35331 № 33419 № 35577 № 1500900 № 1501101 № 5319	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	$\pm 1,1\%$ $\pm 2,2\%$	$\pm 5,0\%$ $\pm 2,4\%$
8		ВЛ 110 Холмогорская - НПС								
		Счетчик ТН ТТ								
		KT=3 Ктг=600/5 19720-00 KT=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ 26452-06 KT=0,2S/0,5 Ксч=1 16666-97	A B C A B C	TB-110/20 TB-110/20 TB-110/20 НКФ 110-57ХЛ1 НКФ-110-57У1 НКФ-110-57-ИХЛ1	№ 5530-А № 5530-В № 5530-С № 1500900 № 1501101 № 5319	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
9	110	ВЛ 110 Холмогорская - ОВ-								
		Счетчик ТН ТТ								
		KT=3 Ктг=600/5 19720-00 KT=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ 14205-94 KT=0,2S/0,5 Ксч=1 16666-97	A B C A B C	TB-110/20 TB-110/20 TB-110/20 НКФ-110-57У1 НКФ-110-57У1 НКФ-110-57У1	№ 5527-А № 5527-В № 5527-С № 1095399 № 4656 № 4598	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
		EA02RAL-B-4		№ 01113393						

Таблица 1. Продолжение

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
		10	ВЛ 110 Холмогорская - Пуль-Яха	КТ=0,5 КТг=600/5 2793-71 КТ=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ 26452-06 КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 16666-97	A ТФ3М-110Б-IVХЛ1 B ТФ3М-110Б-IV-У1 C ТФ3М-110Б-IV-У1 A НКФ 110-57ХЛ1 B НКФ-110-57У1 C НКФ-110-57-ПХЛ1 EA02RAL-B-4	№ 150 № 2044 № 2162 № 1500900 № 1501101 № 5319 № 01 113 327	132000	Активная Реактивная	$\pm 1,1\%$ $\pm 2,2\%$	$\pm 5,0\%$ $\pm 2,4\%$	
		11	ВЛ 110 Холмогорская - Разряд-1	КТ=н/д КТг=600/5 КТ=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ 14205-94 КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 16666-97	A MR-110 B MR-110 C MR-110 A НКФ-110-57У1 B НКФ-110-57У1 C НКФ-110-57У1 EA02RAL-B-4	№ 941АО25-01-А № 941АО25-01-В № 941АО25-01-С № 1095399 № 4656 № 4598 № 01 113 307	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *
		12	ВЛ 110 Холмогорская - Разряд-2	КТ=н/д КТг=600/5 КТ=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ 26452-06 КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 16666-97	A MR-110 B MR-110 C MR-110 A НКФ 110-57ХЛ1 B НКФ-110-57У1 C НКФ-110-57-ПХЛ1 EA02RAL-B-4	№ BOO3327-07-А № BOO3327-07-В № BOO3327-07-С № 1500900 № 1501101 № 5319 № 01 113 324	132000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	не нормируется *	не нормируется *

Таблица 1. Продолжение

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
13	ВЛ 35 Восточная-1	KT=0,5 KT _T =200/5 3690-73 KT=0,5 KT _H =35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ 912-05 KT=0,2S/0,5 K _{cч} =1 27524-04	A	ТФН-35М	№ 1045	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%				
			B	-	-								
			C	ТФН-35М	№ 22026								
			A	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1465302								
			B	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1250203								
			C	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1145806								
			СЭТ-4ТМ. 03		№ 103060087								
14	ВЛ 35 Восточная-2	KT=0,5 KT _T =300/5 3690-73 KT=0,5 KT _H =35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ 912-70 KT=0,2S/0,5 K _{cч} =1 27524-04	A	ТФН-35М	№ 15158	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%				
			B	-	-								
			C	ТФН-35М	№ 15146								
			A	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1463857								
			B	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1463852								
			C	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1191521								
			СЭТ-4ТМ. 03		№ 103060110								
15	ВЛ 35 ЦПС-1	KT=0,5 KT _T =300/5 3690-73 KT=0,5 KT _H =35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ 912-05 KT=0,2S/0,5 K _{cч} =1 27524-04	A	ТФН-35М	№ 13258	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%				
			B	-	-								
			C	ТФН-35М	№ 13276								
			A	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1465302								
			B	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1250203								
			C	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1145806								
			СЭТ-4ТМ. 03		№ 103060162								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
16	ВЛ 35 ЦПС-2	ТТ	КТ=0,5	A ТФН-35М	№ 14037	14000	Мощность и энергия активная	$\pm 1,1\%$ $\pm 2,2\%$	$\pm 5,0\%$ $\pm 2,4\%$				
			КТт=200/5	B -	-								
			3690-73	C ТФН-35М	№ 13246								
		TH	КТ=0,5	A ЗНОМ-35-65 У1	№ 1463857		Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	$\pm 1,1\%$ $\pm 2,2\%$				
			КТн=35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$	B ЗНОМ-35-65 У1	№ 1463852								
			912-70	C ЗНОМ-35-65 У1	№ 1191521								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ - 4ТМ.03									
			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, $\pm \%$ » 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, $\pm \%$ » 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 $+35^{\circ}\text{C}$; TH - 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 ± 30) мм рт.ст.

Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и TH:

- 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°C до $+35^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{h2}$; 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 - $(40\text{-}60)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

– 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 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» как его неотъемлемая часть.

Показатели надежности АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» :

- средняя наработка до отказа ТТ и ТН не менее 300000 ч;
- средний срок службы ТТ и ТН не менее 25 лет;
- средняя наработка на отказ счетчиков электрической энергии не менее 35000 ч;
- среднее время восстановления счетчиков электрической энергии не более 168 ч;
- средняя наработка на отказ ИВКЭ не менее 35000 ч;
- среднее время восстановления ИВКЭ не более 24 ч;
- коэффициент готовности ИВКЭ и СОЕВ не меньше 0,95;
- среднее время восстановления СОЕВ не более 168 ч.

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская»

- 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:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, журнал событий – не менее 35 сут;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 сут;
- ИВК – 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 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская»

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Проверка АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» 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 $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35 \dots 330/\sqrt{3}$ 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 разделом 8 «проверка» Руководства по эксплуатации 106-АТХ-000 РЭ, согласованным с ФГУП «УНИИМ» в апреле 2005 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 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» - АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» - АИИС КУЭ ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская», 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:

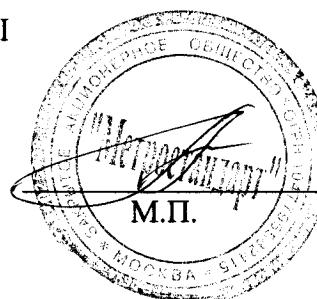
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I

Тел.: 8(495)745-21-70

Факс: 8(495) 705-97-50

Сайт: www.metrostandart.ru

Технический директор ЗАО «Метростандарт»



Л.Б. Александров