

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

СОГЛАСОВАНО
Зам. руководителя ГЦИ СИ
зам. директора ФГУП «УНИИМ»


Медведевских С. В.
« 30 » _____ 2008 г.

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Березниковской ТЭЦ-2 филиала ОАО «ТГК-9»

Внесена в Государственный реестр средств измерений
Регистрационный
№ 40563-09

Изготовлена по технической документации ООО «НПФ Телемеханик», заводской номер 1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Березниковской ТЭЦ-2 филиала ОАО «ТГК-9» (далее - АИИС) предназначена для измерения количества электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности, хранения и отображения полученной информации, формирования отчетов по генерации, отпуску и потреблению электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

Область применения АИИС - измерение, контроль и учет электрической энергии и мощности с целью обеспечения проведения финансовых расчетов филиала ОАО «ТГК-9» – Березниковской ТЭЦ-2 на оптовом рынке электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состояниях объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС;

- ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени).

АИИС включает в себя следующие уровни:

Первый уровень, который включает в себя 51 измерительно-информационный комплекс точек учета электроэнергии (ИИК ТУ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений:

— измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 7746;

— измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983;

— счетчиков активной и реактивной электрической энергии переменного тока статические многофункциональные типа СЭТ-4ТМ.03.

Второй уровень АИИС включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее УСПД, № 17049-04 в Государственном реестре) с GPS-приемником сигналов точного времени ACE II GPS, каналобразующая аппаратура.

Третий уровень АИИС - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных АИИС, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, каналобразующую аппаратуру.

Счетчики электрической энергии с заданной периодичностью измеряют мгновенные значения тока и напряжения, действующие на их входах, и вычисляют на основе полученных значений данные о потреблении электрической энергии и мощности за заданные промежутки времени. При этом измерения входных сигналов тока и напряжения, приведенных ко входам счетчиков с помощью измерительных трансформаторов тока и напряжения, осуществляются при помощи токовых трансформаторов (датчиков тока, входящих в состав фильтра сетевого), включенных последовательно в каждую цепь тока и резистивных делителей напряжения (датчиков напряжения, включенных в каждую параллельную цепь напряжения. Сигналы с датчиков тока и напряжения на соответствующие входы АЦП.

АЦП осуществляет измерение мгновенных значений величин пропорциональных фазным напряжениям и токам параллельно по шести каналам, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера (МК).

МК по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений активной мощности, реактивной мощности для каждой фазы сети, среднеквадратичных значений напряжений и токов по каждой фазе и среднее за период значение реактивной мощности.

По измеренным за период сети средним значениям активной и реактивной мощности формируются импульсы телеметрии на четырех конфигурируемых испытательных выходах счетчика. Сформированные импульсы подсчитываются контроллером и сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности по каждому виду энергии (мощности) и направлению свершения события. По свершению события, текущие значения энергии или мощности добавляются в соответствующие энергонезависимые регистры учета энергии и массивы профиля мощности. При этом в качестве события выступает время окончания текущего тарифа или время окончания интегрирования мощности для массива профиля, определяемое по встроенным энергонезависимым часам реального времени.

Результаты измерений передаются со счетчиков ИК на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК;
- контроль достоверности измерительной информации;
- ведение журнала событий УСПД;
- предоставление доступа к собранной информации и журналам событий;
- периодическую коррекцию (синхронизацию) времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии.

Средняя активная/реактивная электрическая мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 мин. для каждого ИИК ТУ вычисляются путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТУ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты.

ИВК АИИС выполняет следующие функции:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в НП «АТС» по электронной почте;
- заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в НП «АТС» по электронной почте;
- доступ ИАСУ КУ НП «АТС» к информации АИИС в рамках процедуры технического контроля.

В качестве программного обеспечения ИВК АИИС используется программный комплекс «Энергосфера» программно-технического измерительного комплекса «ЭКОМ», зарегистрированного в Государственном реестре средств измерений (ГР № 19542-00).

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) представляет собой функционально объединенную совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в АИИС, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемой величине времени. СОЕВ является средством измерений времени, которое выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики.

Измерение времени происходит автоматически, внутренними часами счетчиков ИИК, УСПД ИВКЭ и серверов ИВК. Нормирование величин отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации последних с единым календарным временем СОЕВ.

Синхронизация времени в ИВКЭ осуществляется по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приемник, входящего в состав УСПД «ЭКОМ-3000». GPS-приемник считывает единое астрономическое время по Гринвичу. В УСПД используется программа, корректирующая полученное время согласно часовому поясу. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков ИИК. Сличение времени сервера ИВК с временем УСПД ИВКЭ осуществляется каждые 2 мин, корректировка времени – при расхождении времени сервера и УСПД ± 2 с. Сличение времени счетчиков ИИК с временем УСПД осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени – 1 раз в сутки при расхождении с временем УСПД ± 3 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД АИИС отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств, расхождение времени в секундах между УСПД и корректирующим устройством и время на счетчике в момент времени, непосредственно предшествующий коррективке.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Перечень измерительных каналов (ИК) АИИС с указанием непосредственно измеряемой величины, типов и классов точности, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений, заводских номеров измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии, входящих в состав ИК, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень ИК АИИС

№ ИИК ТУ	№ ИК	Измеряемая энергия и мощность	Наименование объекта, наименование присоединения	Типы средств измерений, входящих в состав ИК; класс точности; коэф. трансформации; № Государственного реестра; заводские №	
1	2	3	4	5	
1	1	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ ТГ-1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061017	
	2	реактивная отдача		ТЛШ-10; 0,5S; 3000/5; № 11077-07; Зав. № 538, 555, 564	
2	3	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ ТГ-3	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0109068013	
	4	реактивная отдача		ТШЛ 10; 0,5; 4000/5; № 3972-03; Зав. № 23, 22, 21	
3	5	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ ТГ-4	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061152	
	6	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 1000/5; № 1261-59; Зав. № 19097, 18178, 19099	
4	7	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ ТГ-5	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061051	
	8	реактивная отдача		ТПШФ; 0,5; 2000/5; № 519-50; Зав. № 87182, 87181, 87012	
5	9	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ ТГ-6	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062006	
	10	реактивная отдача		ТЛШ-10; 0,5S; 1000/5; № 11077-07; Зав. № 361, 362, 377	
6	11	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ ТГ-7	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061087	
	12	реактивная отдача		ТПШФ; 5000/5; № 519-50; Зав. № 152031, 152041, 152044	
7	13	активная прием	БТЭЦ-2 110кВ яч.2 ВЛ-110 ТЭЦ2-ТЭЦ4 №1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103060175	
	14	активная отдача			
	15	реактивная прием			
	16	реактивная отдача		ТВ; 0,5S; 600/5; № 32123-06; Зав. № 73, 74, 75	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
8	17	активная прием	БТЭЦ-2 110кВ яч.4 ВЛ-110 ТЭЦ2-ТЭЦ4 №2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103061009	
	18	активная отдача		ТВ; 0,5S; 600/5; № 32123-06; Зав. № 68, 62, 70	
	19	реактивная прием			
	20	реактивная отдача			
9	21	активная прием	БТЭЦ-2 110кВ яч.8 ВЛ-110 ТЭЦ2-ТИТАН №2	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103061041	
	22	активная отдача		ТВ; 0,5S; 600/5; № 32123-06; Зав. № 56, 58, 67	
	23	реактивная прием			
	24	реактивная отдача			
10	25	активная прием	БТЭЦ-2 110кВ яч.8 ВЛ-110 ТЭЦ2-ТИТАН №1	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103060122	
	26	активная отдача		ТВ; 0,5S; 600/5; № 32123-06; Зав. № 28, 29, 30	
	27	реактивная прием			
	28	реактивная отдача			
11	29	активная прием	БТЭЦ-2 110кВ яч.11 ШСВ-110	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103061173	
	30	активная отдача		ТВ; 0,5S; 600/5; № 32123-06; Зав. № 4, 103, 25	
	31	реактивная прием			
	32	реактивная отдача			
12	33	активная прием	БТЭЦ-2 6кВ яч.2 Т1-20МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061023	
	34	активная отдача		ТПШФ; 0,5; 2000/5; № 519-50; Зав. № 149325, 148772, 149307	
13	35	активная прием	БТЭЦ-2 6кВ яч.14 Т2-40МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062172	
	36	активная отдача		ТПШФ; 0,5; 2000/5; № 519-50; Зав. № 148765, 148763, 149326	
14	37	активная прием	БТЭЦ-2 10кВ яч.5 Т3-40МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104060147	
	38	активная отдача		ТПШФ; 0,5; 3000/5; № 519-50; Зав. № 18735, 19585, 19635	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5		
15	39	активная прием	БТЭЦ-2 10кВ яч.32 Т4-40МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0102071147		НОМ-10; 0,5; 10000/100; № 363-49; Зав. № 2079, 9595, 1363
	40	активная отдача		ТПШФ; 0,5; 3000/5; № 519-50; Зав. № 15061, 152628, 152416		
16	41	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.5 Т1- 5,6МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103060200		НАМИТ-10-2 УХЛ2; 0,5; 6000/100; № 16687-02; Зав. № 1217
				ТЛШ-10; 0,5S; 1000/5; № 11077-07; Зав. № 352, 353, 354		
17	42	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.25 Т2- 5,6МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062180		НТМИ-6-66; 0,5; 6000/100; № 2611-70; Зав. № ЕХАП
				ТЛШ-10; 0,5S; 1000/5; № 11077-07; Зав. № 333, 334, 357		
18	43	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.15 Т3- 5,6МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103061200		НТМИ-6-66; 0,5; 6000/100; № 2611-70; Зав. № ЕХАП
				ТПОЛ 10; 0,5S; 800/5; № 1261-02; Зав. № 1701, 1702, 1703		
19	44	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.7 ввод КРУ 6 кВ секц.6	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103060190		НАМИТ-10-2 УХЛ2; 0,5; 6000/100; № 16687-02; Зав. № 1217
				ТПОЛ 10; 0,5S; 1000/5; № 1261-02; Зав. № 13955, 13956, 13957		
20	45	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.24 ввод КРУ 6 кВ секц.7	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103060103		НТМИ-6-66; 0,5; 6000/100; № 2611-70; Зав. № ЕХАП
				ТПОЛ 10; 0,5S; 1000/5; № 1261-02; Зав. № 13959, 13960, 13961		
21	46	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.9 Т4-5,6МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062186		НОМ-10; 0,5; 10000/100; № 363-49; Зав. № 4150, 2683, 2948
				ТПОЛ 10; 0,5S; 600/5; № 1261-02; Зав. № 14179, 14181, 14182		
22	47	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.36 Т5-5,6МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062077		ЗНОЛ-6; 0,5; 10000/100; № 3344-72; Зав. № 8635, 8363, 8808
				ТЛШ-10; 0,5S; 1000/5; № 11077-07; Зав. № 363, 364, 365		
23	48	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.8 Т6-10МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061210		НОМ-10; 0,5; 10000/100; № 363-49; Зав. № 4150, 2683, 2948
				ТЛШ-10; 0,5S; 1000/5; № 11077-07; Зав. № 330, 331, 332		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
24	49	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.25 Т7-2,5МВА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104062132	ЗНОЛ-6; 0,5; 10000/100; № 3344-72; Зав. № 8635, 8363, 8808
				ТПОЛ 10; 0,5S; 300/5; № 1261-02; Зав. № 14122, 14367, 14368	
25	50	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.1 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062193	ЗНОЛ-6; 0,5; 10000/100; № 3344-72; Зав. № 8635, 8363, 8808
	51	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 800/5; № 1261-02; Зав. № 14184, 14185, 14186	
26	52	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.2 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062137.	НОМ-10; 0,5; 10000/100; № 363-49; Зав. № 4150, 2683, 2948
	53	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 1000/5; № 518-50; Зав. № 20101, 8749	
27	54	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.3 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0102062048	НОМ-10; 0,5; 10000/100; № 363-49; Зав. № 4150, 2683, 2948
	55	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 1000/5; № 1261-59; Зав. № 1796, 1751	
28	56	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.4 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103063069	НОМ-10; 0,5; 10000/100; № 363-49; Зав. № 4150, 2683, 2948
	57	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 750/5; № 518-50; Зав. № 142918, 143274	
29	58	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.10 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103063074	ЗНОЛ-6; 0,5; 10000/100; № 3344-72; Зав. № 8635, 8363, 8808
	59	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 800/5; № 1261-02; Зав. № 14308, 14311, 14312	
30	60	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.11 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103060105	НОМ-10; 0,5; 10000/100; № 363-49; Зав. № 4150, 2683, 2948
	61	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 1000/5; № 1261-02; Зав. № 13962, 13963, 13964	
31	62	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.12 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062192	НОМ-10; 0,5; 10000/100; № 363-49; Зав. № 4150, 2683, 2948
	63	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 1000/5; № 1261-59; Зав. № 17190, 9363	
32	64	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.14 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0102061238	НОМ-10; 0,5; 10000/100; № 363-49; Зав. № 4150, 2683, 2948
	65	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 1000/5; № 1261-59; Зав. № 4918, 11877	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
33	66	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.16 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062226	
	67	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 600/5; № 1261-02; Зав. № 1292, 1293, 1294	
34	68	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.17 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062094	
	69	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 750/5; № 518-50; Зав. № 65171, 05771	
35	70	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.19 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103063173	
	71	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 800/5; № 1261-02; Зав. № 14190, 14191, 14192	
36	72	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.27 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103060198	
	73	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 800/5; № 1261-02; Зав. № 14166, 14187, 14189	
37	74	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.28 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103061076	
	75	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 1000/5; № 1261-02; Зав. № 14305, 14306, 14307	
38	76	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.29 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062093	
	77	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 1000/5; № 1261-02; Зав. № 14300, 14301, 14304	
39	78	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.30 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062107	
	79	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 1000/5; № 1261-02; Зав. № 14297, 14298, 14299	
40	80	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.34 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103062197	
	81	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 800/5; № 1261-02; Зав. № 13836, 13837, 13838	
41	82	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.35 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061159.	
	83	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 1000/5; № 1261-02; Зав. № 13958, 14295, 14296	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
42	84	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.18 БЕРАТОН	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061064	
	85	реактивная отдача		ТПОЛ-10-3; 0,5S; 800/5; № 1261-08; Зав. № 11495, 11497	
43	86	активная отдача	БТЭЦ-2 10кВ яч.37 БЕРАТОН	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061187.	
	87	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 600/5; № 1261-59; Зав. № 4536, 17378	
44	88	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.1 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103066228	
	89	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 1000/5; № 1261-02; Зав. № 14031, 7933, 14032	
45	90	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.4 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103063209	
	91	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 750/5; № 518-50; Зав. № 142932, 143272	
46	92	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.16 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061201	
	93	реактивная отдача		ТПОФ; 0,5; 750/5; № 518-50; Зав. № 142929, 142931	
47	94	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.19 АВИСМА	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0104061093	
	95	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 1000/5; № 1261-02; Зав. № 14028, 14029, 14030	
48	96	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.6 БЕРАТОН	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103060027	
	97	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 800/5; № 1261-02; Зав. № 13839, 13840, 13841	
49	98	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.17 БЕРАТОН	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103060116	
	99	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 400/5; № 1261-02; Зав. № 14764, 14765, 14766	
50	100	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.22 БЕРАТОН	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103064191	
	101	реактивная отдача		ТПОЛ 10; 0,5S; 300/5; № 1261-02; Зав. № 14922, 14923, 14924	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
51	102	активная отдача	БТЭЦ-2 6кВ яч.3 ТП-507 МУП «БТУ» 6кВ	СЭТ-4ТМ.03; 0,2S/0,5; № 27524-04; Зав. № 0103061046	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 0,5; 6000/100; № 16687-02; Зав. № 1217
	103	реактивная отдача		ТПОЛ-10; 0,5; 1000/5; № 1261-59; Зав. № 20694, 20162	
1..51	ЭКОМ-3000; ГР № 17049-04; зав. № 07061339				
Примечание: допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется в соответствии с требованиями МИ 2999-2006.					

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС представлены в таблице 2:

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Пределы допускаемого значения относительной погрешности передачи и обработки данных, %	± 0,01
Пределы допускаемого значения относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии, %	± 0,01
Пределы допускаемого значения относительной погрешности вычисления средней мощности, %	± 0,01
Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности отсчета текущего времени, с	± 5
Пределы относительной погрешности ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности при доверительной вероятности 0,95: - для активной энергии и мощности, % - для реактивной энергии и мощности, %	± 0,9*) ± 1,1*)
*) - Представленное значение получено расчетным путем на основании значений составляющих погрешности ИК в предположениях: условия эксплуатации – нормальные, измеряемые токи и напряжения равны номинальным, фазовый угол между измеряемыми током и напряжением равен 0 или $\pi/2$ при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерений от указанных, предел относительной погрешности измерения для каждого ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 36-263-2008.	

Условия эксплуатации АИИС:

- напряжение электропитания – стандартная сеть переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В;
- мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС, не более 50 Вт;
- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов и счетчиков АИИС в соответствии с эксплуатационной документацией на эти средства;
- температура окружающей среды для УСПД и АРМ АИИС от 10 до 40 °С.

Показатели надежности компонентов АИИС:

- средняя наработка на отказ счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 90 000 ч;
- средний срок службы счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 30 лет;

- средняя наработка на отказ УСПД не менее 75 000 ч;
- срок службы УСПД не менее 20 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале события счетчика: параметрирования, пропадания напряжения, коррекции времени в счетчике;
- в журнале событий УСПД: параметрирования, пропадания напряжения, коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- Механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- Защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки АИИС МП 36-263-2008.

ПОВЕРКА

Поверка производится в соответствии с документом «ГСИ. Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Березниковской ТЭЦ-2 филиала ОАО «ТГК-9». Методика поверки МП 36-263-2008», утвержденным ФГУП «УНИИМ» в декабре 2008 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216;
 - средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217;
 - средства поверки счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
 - переносный компьютер, оснащенный ОС Windows, ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», устройство сопряжения оптическое УСО-2 для считывания измерительной информации со счетчиков электрической энергии;
 - радиоприемник УКВ-диапазона для приема сигналов точного времени;
 - секундомер СОСпр-26-2, ТУ25-1894.003-90;
 - термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до 55 °С.
- 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 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

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

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22: 2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

«Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Березниковской ТЭЦ-2 филиала ОАО «ТГК-9» (АИИС КУЭ БТЭЦ-2). Техническое задание. 405.1.01.ЭТ.ТЗ», разработанное ООО «НПФ Телемеханик».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной Березниковской ТЭЦ-2 филиала ОАО «ТГК-9» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ


ООО «НПФ Телемеханик»

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Шаумяна, 83, оф.403

Телефон/факс: (343) 234-63-05, 234-63-02

Директор
ООО «НПФ Телемеханик»



 Е.П.Желобов