



Руководитель ИИ СИ-
директор ВНИИС "Томский ЦСМ"
В.В. Вагин

2006 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Тобольской ТЭЦ филиал ОАО "ТГК-10"	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35159-04</u>
---	--

Изготовлена ООО "Научно-производственная фирма "Прософт-Е" для коммерческого учета электроэнергии на объектах Тобольской ТЭЦ филиал ОАО "ТГК-10" по проектной документации ООО "Научно-производственная фирма "Прософт-Е", заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (далее АИИС КУЭ), установленная на Тобольской ТЭЦ, предназначена для измерения 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 КУЭ – измерение, контроль и учет электрической энергии и мощности с целью обеспечения проведения финансовых расчетов филиала ОАО «ТГК-10» - Тобольской ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение значений приращений потребляемой активной и реактивной электрической энергии (1 раз в 30 минут, со счетчиков турбогенераторов – 1 раз в 3 минуты);
- автоматический сбор информации об измеренных значениях приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии и информации о состоянии средств измерений;
- формирование архива измеренных величин и диагностической информации;

- хранение собранной информации в памяти устройства сбора и передачи данных (УСПД) и в базе данных сервера информационно-вычислительного комплекса (ИВК);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, электронным и печатным данным;
- измерение времени в подсистемах АИИС КУЭ, генерация эталонных сигналов времени, синхронизация времени в подсистемах АИИС КУЭ;
- защита от несанкционированного доступа на изменение параметров и данных в УСПД.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2; 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (32 точки измерений).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера "ЭКОМ 3000".

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в сигналы переменного тока низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Период измерения для счетчиков составляет 0,02 с.

Приращение электрической энергии, как интеграл по времени от средней за период мощности, вычисляется для интервалов времени, установленных для каждого измерительного канала (ИК).

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения, установленного для каждого ИК.

Данные профиля нагрузки формируются из рассчитанных значений электроэнергии и мощности в определенные моменты времени и автоматически записываются в память счетчика. В процессе работы счетчика постоянно ведется контроль событий.

В журнале событий нижнего уровня ведется регистрация даты и времени следующих событий:

- перерывов питания по всем трем фазам;
- перерывов питания по каждой фазе в отдельности;
- суммарной продолжительности всех перерывов питания;
- время открытия/закрытия защитной крышки;
- корректировки времени;
- ручного сброса мощности;
- включения и выключения режима тестирования;

фактов связи со счетчиком, приведшие к изменению настроек конфигурации счетчика.

В счетчике происходит формирование архива результатов измерений и архива данных о состоянии счетчика.

Формирование архива результатов измерений в счетчике включает в себя:

формирование профиля нагрузки;

хранение профиля нагрузки (с временем интегрирования 30 минут) в памяти счетчика не менее 35 суток.

Каждый счетчик ведет два четырехканальных независимых массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 3 до 30 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления. При времени интегрирования 30 минут глубина хранения массива профиля составляет 2730 часов или 113,7 суток.

Формирование архива данных о состоянии средств измерений включает в себя:

регистрацию события с привязкой к системному времени;

формирование и хранение в памяти счетчика соответствующей записи.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Передача измеренных данных со счетчиков в УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут (со счетчиков турбогенераторов – 1 раз в 3 минуты) по запросу, поступающему из УСПД. Коммуникационное оборудование УСПД осуществляет доставку запроса на передачу данных в соответствующий счетчик и передачу данных обратно в УСПД. Номер опрашиваемого счетчика и перечень запрашиваемых данных указываются в запросе, поступившем из УСПД.

В УСПД ведется архив измеренных данных, архив диагностической информации по каждому счетчику, архив событий.

Архив измеренных величин формируется программным обеспечением (ПО), установленным в УСПД. Формирование архива измеренных величин включает в себя:

накопление результатов измерений из памяти счетчика с указанием времени проведения измерения;

сбор измеренных величин в УСПД;

запись измеренных величин в память УСПД с указанием времени проведения измерения и времени записи информации в память;

хранение измеренных величин в памяти УСПД.

Все результаты измерений по учету электроэнергии в УСПД и диагностическая информация о состоянии средств измерений хранится в энергонезависимой памяти УСПД. Объем внутренней памяти УСПД обеспечивает хранение данных не менее чем за 35 суток.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Данные, предоставляемые по интерфейсам передачи коммерческой и технологической информации, передаются по электронной почте с использованием средств криптографической защиты (электронная цифровая подпись). При этом в качестве почтового клиента можно использовать любую почтовую программу, поддерживающую набор правил S/MIME (например, Outlook Express и The Bat).

Вся накопленная информация по учету электроэнергии и журнал событий передаются в ИВК АИИС КУЭ. Информация передается автоматически по запросу ИВК 1 раз в 30 минут (для генераторов – 1 раз в 3 минуты). Запрос включает в себя временной интервал, за который считывается информация, и состав запрашиваемой информации.

В качестве канала передачи информации используется локальная вычислительная сеть.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени и обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС. с погрешностью не более $\pm 5,0$ с/сут.

Измерение времени происходит автоматически, внутренними таймерами счетчиков, УСПД и сервера ИВК.

Синхронизация времени УСПД и ИК обеспечивается от устройства синхронизации системного времени (УССВ), входящего в состав УСПД. УССВ реализовано на приемнике GPS, принимающем сигналы точного времени.

Нормирование величин отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации последних с единым календарным временем.

Синхронизация времени в сервере ИВК осуществляется автоматически по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приемник, который является частью УСПД. Синхронизация времени в счетчиках происходит в каждый сеанс связи, при этом выполняется контроль расхождения времени счетчика и времени УСПД.

Наличие факта коррекции времени в счетчике фиксируется в архиве событий УСПД.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики ИК

Наименование присоединения	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Турбогенератор ТГ -1	ТШЛ-20, 8000/5 Кл. т. 0,2	ЗНОМ-20-63, 18000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1	± 1,1
	Зав.№ 4546 Зав.№ 98 Зав.№ 341	Зав.№ 98 Зав.№ 55165 Зав.№ 42378	Зав.№ 111050023			± 1,6	± 1,7
2. Турбогенератор ТГ - 2	ТШЛ-20, 10000/5 Кл. т. 0,2	3×ЗНОМ-15-63, 15750/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1	± 1,1
	Зав.№ 554 Зав.№ 794 Зав.№ 512	Зав.№ 56511 Зав.№ 134 Зав.№ 135	Зав.№ 111050157			± 1,6	± 1,7

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
3. Турбогенератор ТГ - 4	ТШЛ-20, 8000/5 Кл. т. 0,2	3×3НОМ-20-63, 18000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1	± 1,1
	Зав.№ 372 Зав.№ 383 Зав.№ 391	Зав.№ 55167 Зав.№ 54037 Зав.№ 52899	Зав.№ 109067244			± 1,6	± 1,7
4. Раб.ввод секц. 1ВГ-6 кВ яч.52	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 26622 Зав.№ 26650 Зав.№ 26570	Зав.№ 7477 Зав.№ 7913	Зав.№ 103066211			± 2,5	± 2,2
5. Раб.ввод секц. 2ВГ-6 кВ яч.84	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 25963 Зав.№ 26847 Зав.№ 26662	Зав.№ 8288 Зав.№ 8474	Зав.№ 103061107			± 2,5	± 2,2
6. Раб.ввод секц. 3ВГ-6 кВ яч.104	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 25961 Зав.№ 26848 Зав.№ 26607	Зав.№ 2312 Зав.№ 1432	Зав.№ 103060225			± 2,5	± 2,2
7. Раб.ввод секц. 4ВГ-6 кВ яч.126	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 26234 Зав.№ 26606 Зав.№ 26849	Зав.№ 2393 Зав.№ 2411	Зав.№ 103066098			± 2,5	± 2,2
8. Раб.ввод секц. 7ВГ-6 кВ яч.188	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 26077 Зав.№ 26128 Зав.№ 26470	Зав.№ 2004 Зав.№ 1913	Зав.№ 103065023			± 2,5	± 2,2
9. Раб.ввод секц. 8ВГ-6 кВ яч.204	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 26765 Зав.№ 26130 Зав.№ 26472	Зав.№ 1936 Зав.№ 5211	Зав.№ 303062231			± 2,5	± 2,2
10. Раб.ввод секц. 5ВГ-6 кВ яч.150	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная реактивная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 26131 Зав.№ 26763 Зав.№ 25958	Зав.№ 4254	Зав.№ 103060026			± 2,5	± 2,2

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
11. Раб.ввод секц. 6ВГ-6 кВ яч.168	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 25962 Зав.№ 26074 Зав.№ 26498	Зав.№ 6912	Зав.№ 103066091				
12. Ввод Т01 ГРУ-10 кВ яч.1	ТШЛ-10, 2000/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10, 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 2081 Зав.№ 477	Зав.№ 3585	Зав.№ 109067195				
13. Раб.ввод секц. 1ВГ-6 кВ яч.48	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 26764 Зав.№ 25959 Зав.№ 26496	Зав.№ 7477 Зав. № 7913	Зав.№ 103060091				
14. Раб.ввод секц. 3ВГ-6 кВ яч.100	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НОМ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 26497 Зав.№ 26569 Зав.№ 26661	Зав.№ 2312 Зав.№ 1432	Зав.№ 103066199				
15. Раб.ввод секц. ВН03-6 кВ яч.19	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 26471 Зав.№ 26608 Зав.№ 26648	Зав.№ 4254	Зав.№ 103066105				
16. НХК ГРУ-10 кВ яч.4	ТОЛ-10-1, 800/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10, 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 3199 Зав.№ 3201	Зав.№ 3576	Зав.№ 103061117				
17. НХК ГРУ-10 кВ яч.9	ТОЛ-10-1, 800/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10, 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 3198 Зав.№ 3204	Зав.№ 3550	Зав.№ 103066220				
18. НХК ГРУ-10 кВ яч.19	ТОЛ-10-1, 800/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10, 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 3207 Зав.№ 3205	Зав.№ 3594	Зав.№ 103066207				
19. НХК ГРУ-10 кВ яч.28	ТОЛ-10-1, 800/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10, 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 3196 Зав.№ 3200	Зав.№ 3588	Зав.№ 109051083				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
20. НХК ГРУ-10 кВ яч.24	ТОЛ-10-1, 800/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10, 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 3197 Зав.№ 3202	Зав.№ 3588	Зав.№ 103063213			± 2,5	± 2,2
21. НХК ГРУ-10 кВ яч.3	ТОЛ-10-1, 800/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10, 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 3203 Зав.№ 3206	Зав.№ 3550	Зав.№ 109056111			± 2,5	± 2,2
22. НХК ГРУ-10 кВ яч.2	ТОЛ-10-1, 800/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10, 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 202 Зав.№ 201	Зав.№ 3576	Зав.№ 109057005			± 2,5	± 2,2
23. НХК ГРУ-10 кВ яч.22	ТОЛ-10-1, 800/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-10, 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1	± 1,4
	Зав.№ 203 Зав.№ 204	Зав.№ 3588	Зав.№ 109056225			± 2,5	± 2,2
24. ВЛ-110 кВ ТобТЭЦ - ПС ГПП-3	SB 0.8, 300/1 Кл. т. 0,2S	НКФ-110, 110000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1	± 1,1
	№ 06-32573 № 06-32574 № 06-32575	Зав.№ 4394 Зав.№ 4323 Зав.№ 4360	Зав.№ 111050002			± 2,5	± 1,7
25. ВЛ-110 кВ ТобТЭЦ - Иртыш-1	SB 0.8, 1000/1 Кл. т. 0,2S	НКФ-110, 110000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1	± 1,1
	№ 06-32561 № 06-32562 № 06-32563	Зав.№ 4275 Зав.№ 4382 Зав.№ 4157	Зав.№ 111050109			± 2,5	± 1,7
26. ВЛ-110 кВ ТобТЭЦ - Иртыш-2	SB 0.8, 1000/1 Кл. т. 0,2S	НКФ-110, 110000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1	± 1,1
	№ 06-32564 № 06-32565 № 06-32566	Зав.№ 4394 Зав.№ 4323 Зав.№ 4360	Зав.№ 103063199			± 2,5	± 1,7
27. ВЛ-110 кВ ТобТЭЦ - Иртыш-3	SB 0.8, 1000/1 Кл. т. 0,2S	НКФ-110, 110000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1	± 1,1
	№ 06-32567 № 06-32568 № 06-32569	Зав.№ 4275 Зав.№ 4382 Зав.№ 4157	Зав.№ 103066233			± 2,5	± 1,7
28. ВЛ-110 кВ ТобТЭЦ - Тобольская	SB 0.8, 1000/1 Кл. т. 0,2S	НКФ-110, 110000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1	± 1,1
	№ 06-32570 № 06-32571 № 06-32560	Зав.№ 4257 Зав.№ 4382 Зав.№ 4157	Зав.№ 111050144			± 2,5	± 1,7

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
29. ВЛ-110 кВ ТобТЭЦ - Бегишево	SB 0,8, 1000/1 Кл. т. 0,2S	НКФ-110, 110000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,1 ± 1,7
	№ 06-39013 № 06-39014 № 06-39015	Зав.№ 4394 Зав.№ 4323 Зав.№ 4360	Зав.№ 103061170				
	ТФНД-110, 1500/1 Кл. т. 0,2S	НКФ-110, 110000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				
30. ОВ-110 кВ	Зав.№ 7619 Зав.№ 7356 Зав.№ 7626	мен. по ТН 1СШ 2СШ	Зав.№ 111050102	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,1 ± 1,7
	ТОЛ-10-1, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				
	Зав.№ 26075 Зав.№ 26076 Зав.№ 26621	Зав.№ АВХ	Зав.№ 103061146				
32. ПС «Строительст во ТЭЦ» ввод 6 кВ 2Т	ТОЛ-10-1-8, 1500/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-6, 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051075	Активн ая реактив ная	± 1,1 ± 2,5	± 1,4 ± 2,2
	Зав.№ 25960 Зав.№ 26766 Зав.№ 26649	Зав.№ 1846	Зав.№ 109057058				

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая, для генераторов 3 мин);

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Uном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, cos φ = 0,9 инд.;

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Uном; ток (0,05 ÷ 1,2) Iном, cos φ = 0,8 инд.;

- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 40 °С, для счетчиков от + 5 до + 40 °С, для сервера от + 10 до + 40 °С; для УСПД от + 15 до + 35 °С;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на Тобольской ТЭЦ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:

средняя наработка до отказа – не менее 300000 часов;

средний срок службы – не менее 25 лет,

б) для счетчиков электроэнергии:

средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;

среднее время восстановления – не более 7 суток (168 часов),

- в) для УСПД:
средняя наработка на отказ –не менее 35000 часов;
среднее время восстановления –не более 24 часов,
- г) для информационно-вычислительного комплекса:
коэффициент готовности –не ниже 0,99;
среднее время восстановления –не более 1 часа,
- д) для системы обеспечения единого времени:
коэффициент готовности –не ниже 0,95;
среднее время восстановления –не более 168 часов,
- е) для каналов передачи данных:
- коэффициент готовности –не ниже 0,95.

Защита от несанкционированного доступа обеспечивается через программные и аппаратные средства защиты.

Аппаратные средства защиты.

Для защиты от несанкционированного доступа пломбируются (или маркируются) электросчетчики и их клеммные колодки, промежуточные клеммы в токовых цепях, автоматические выключатели во вторичных цепях (цепях учета) измерительных трансформаторов напряжения, кроссовый отсек и корзина УСПД "ЭКОМ-3000М".

Информационные цепи выполняются кабелями, не имеющими повреждений изоляции и экрана.

Ввод кабелей от счетчиков и других устройств обеспечивается через специальные вводные сальники, расположенные в нижней части приборных шкафов АИИС КУЭ.

Сервер баз данных и оборудование ИВК размещается в специализированном серверном шкафу, закрываемом на замок, с возможностью пломбирования. Серверный шкаф расположен в помещении ГЩУ станции, доступ в которое ограничен списком допущенных лиц.

Программные средства защиты.

Сервер ИВК защищается от несанкционированного доступа средствами разграничения доступа ОС Windows 2000.

Каждый пользователь АИИС КУЭ имеет индивидуальный пароль. Система сконфигурирована так, что позволяет обеспечить доступ к каждой задаче только с определенных рабочих мест.

В АИИС КУЭ Тобольской ТЭЦ обеспечено:

- обязательная идентификация всех пользователей при входе в систему, обращении к устройствам, программам и данным, сопровождаемая проверкой подлинности пользователя с помощью пароля;
- идентификация устройств по логическим именам и адресам;
- протоколирование процедур регистрации пользователя в системе и выхода из нее с указанием даты, времени, имени пользователя, результата проверки подлинности;
- защита протоколов процедур и обращений от корректировки пользователями;
- предоставление права просмотра протоколов определенной категории пользователей;
- наличие средств восстановления, ведение периодического резервного копирования, контроль работоспособности копий;

- порядок проведения резервного копирования и восстановления данных, откат системы до предыдущего работоспособного состояния.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносят на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность технических средств и документации приведена в Техническом Проекте 50306307.422222.100 АИИС КУЭ Тобольской ТЭЦ филиал ОАО "ТГК-10".

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится в соответствии с документом по поверке "Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии Тобольской ТЭЦ филиал ОАО "ТГК-10". Методика поверки", утвержденным ФГУ "Тюменский ЦСМ" 30 ноября 2007 г.

Межповерочный интервал – 4 года.

Примечание - Средства измерений, входящие в состав системы, должны проходить поверку с периодичностью, указанной в нормативной документации на них.

В перечень поверочного оборудования входят:

- средства измерений и вспомогательное оборудование по ГОСТ 8.259-2004, ГОСТ 8.217-2003, ГОСТ 8.216-88;

- вспомогательный компьютер (ноутбук) с GPS-приемником GlobalSat BU-353.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р 8.596-2002 "Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. основные положения".

ГОСТ 7746-2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".

ГОСТ 1983-2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".

ГОСТ Р 52323-2005 "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 "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Тобольской ТЭЦ филиала ОАО "ТГК-10" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Наименование: ООО "Научно-производственная фирма "Прософт-Е".

Юридический адрес: 620049, г. Екатеринбург, ул. Комсомольская, 18

Телефон: (343) 376-28-20, факс: (343) 376-28-30

Директор департамента САУ
ООО НПФ "Прософт-Е"



С.М. Тюков