

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) блоков №1, №2, №3 ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-3.

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии блоков №1, №2, №3 ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-3 (далее АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3 является трехуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

- первый – уровень измерительных каналов (далее - ИК);
- второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки;
- третий – уровень информационно-вычислительного комплекса.

В состав АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3 входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3 решает следующие задачи:

– измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC;

- автоматическое выполнение измерений;
- автоматическое ведение системы единого времени.

АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3 включает следующие уровни:

1-й уровень состоит из 34 ИК и включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2; 0,2S; 0,5
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2; 0,5;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 и ЕвроАльфа класса точности 0,2S/0,5– вторичные измерительные цепи;

2-й уровень ИВКЭ включает в себя:

- УСПД типа RTU-327L;
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень ИВК включает в себя:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- сервер базы данных «Альфа ЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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 мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электроэнергии.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков ИК №1-№20, № 23 -№ 34 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и через сегменты локальной вычислительной сети (ЛВС) поступают в УСПД, расположенный в шкафу сервера АИИС КУЭ, данные со счетчиков ИК № 21 и 22 поступают в УСПД по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и с помощью оборудования WiMAX. В УСПД осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) по сети Ethernet на уровень сервер БД уровня ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации.

Синхронизация времени осуществляется при помощи устройства синхронизации системного времени (УССВ), подключенного к УСПД и обеспечивающего прием сигналов точного времени спутниковой навигационной системы GPS. УСПД при каждом сеансе опроса счетчиков (1 раз в 30 минут) осуществляет синхронизацию времени встроенных часов счетчика со встроенными часами УСПД при расхождении времени между ними более чем на 2 с.

Регламентированный доступ к информации сервера БД АИИС КУЭ с АРМ операторов осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- испытательной коробки (специализированного клеммника);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- Сервера;
- УСПД.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача в автоматизированном режиме в ИАСУ КУ (КО), Региональное диспетчерское управление «Системный оператор – центральное диспетчерское управление Единой электрической сети» (РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС») и другим заинтересованным субъектам ОРЭ результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;

– 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 КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3, событий в АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3;

– конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

– обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
 – автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения (наименование программного модуля, наименование файла)	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-ЦЕНТР»	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Программа планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей, Amrserver.exe)	AC UE	24dc80532f6d9391dc47f5dd7aa5df37	MD5
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер ручного опроса счетчиков, Amrc.exe)		783e1ab6f99a5a7ce4c6639bf7ea7d35	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер автоматического опроса счетчиков, Amra.exe)		3408aba7e4f90b8ae22e26cd1b360e98	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер работы с БД, Cdbora2.dll)		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека шифрования пароля счетчиков, Encryptdll.dll)		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека сообщений планировщика опросов, Alphamess.dll)		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

– установкой пароля на счетчик;
 – установкой пароля на сервер;
 – установкой пароля на УСПД;
 – защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики.

Канал измерений		Состав измерительного канала				Кгг · Клн · Ксч	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		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	
1	ВЛ-220кВ Козырево 1 - ЧТЭЦ-3	ТТ	КТ=0,2S		A	ВСТ	880000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			Кгг=2000/5		B	ВСТ				
			28930-05		C	ВСТ				
		ТН	КТ=0,2		A	СРВ 245				
			Кгн=220000:√3/100:√3		B	СРВ 245				
			15853-06		C	СРВ 245				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5		ЕвроАльфа					
			Ксч=1							
			16666-97							

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
2	ВЛ-220кВ Козырево 2 - ЧТЭЦ-3	ТТ	КТ=0,2S	A	ВСТ	880000	Активная Реактив- ная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ=2000/5	B	ВСТ				
			28930-05	C	ВСТ				
		ТН	КТ=0,2	A	СРВ 245				
			КТН=220000:√3/100:√3	B	СРВ 245				
			15853-06	C	СРВ 245				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						
3	ВЛ-220кВ Новометал- лургическая 1 - ЧТЭЦ-3	ТТ	КТ=0,2S	A	ВСТ	880000	Активная Реактив- ная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ=2000/5	B	ВСТ				
			17869-05	C	ВСТ				
		ТН	КТ=0,2	A	СРВ 245				
			КТН=220000:√3/100:√3	B	СРВ 245				
			15853-06	C	СРВ 245				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	ЕвроАльфа					
			Ксч=1						
			16666-97						
4	ВЛ-220кВ Новометаллур- гическая 2 - ЧТЭЦ-3	ТТ	КТ=0,2S	A	ВСТ	880000	Активная Реактив- ная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ=2000/5	B	ВСТ				
			17869-05	C	ВСТ				
		ТН	КТ=0,2	A	СРВ 245				
			КТН=220000:√3/100:√3	B	СРВ 245				
			15853-06	C	СРВ 245				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
5	ВЛ-220кВ Новометаллургическая 3 - ЧТЭЦ-3	ТТ	КТ=0,2S	A	ВСТ	880000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ=2000/5	B	ВСТ				
			28930-05	C	ВСТ				
		ТН	КТ=0,2	A	СРВ 245				
			КТН=220000:√3/100:√3	B	СРВ 245				
			15853-06	C	СРВ 245				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						
6	ВЛ-220кВ Новометаллургическая 4 - ЧТЭЦ-3	ТТ	КТ=0,2S	A	ВСТ	880000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ=2000/5	B	ВСТ				
			28930-05	C	ВСТ				
		ТН	КТ=0,2	A	СРВ 245				
			КТН=220000:√3/100:√3	B	СРВ 245				
			15853-06	C	СРВ 245				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						
7	ЧТЭЦ-3 ОВ-220кВ	ТТ	КТ=0,2S	A	ВСТ	880000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ=2000/5	B	ВСТ				
			28930-05	C	ВСТ				
		ТН	КТ=0,2	A	СРВ 245				
			КТН=220000:√3/100:√3	B	СРВ 245				
			15853-06	C	СРВ 245				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
8	яч.13, ВЛ-110 кВ Конверторная-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV	220000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТ _{ТТ} =1000/5	В	ТФЗМ-110Б-IV				
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IV				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83У1				
			КТ _{ТН} =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
9	яч.20, ВЛ-110 кВ Лазурная	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV	220000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТ _{ТТ} =1000/5	В	ТФЗМ-110Б-IV				
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IV				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83У1				
			КТ _{ТН} =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
10	яч.1, ВЛ-110 кВ Новометаллургическая-1	ТТ	КТ=0,2S	А	ТВГ-110	66000	Активная Реактивная	± 0,8% ± 1,5%	± 1,7% ± 1,4%
			КТ _{ТТ} =300/5	В	ТВГ-110				
			22440-02	С	ТВГ-110				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-57У1				
			КТ _{ТН} =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57У1				
			14205-94	С	НКФ-110-57У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
11	яч.3, ВЛ-110 кВ Новоме- таллургическая-2	ТТ	КТ=0,2S	А	ТВГ-110	66000	Активная Реактив- ная	± 0,8% ± 1,5%	± 1,7% ± 1,4%
			КТТ=300/5	В	ТВГ-110				
			22440-02	С	ТВГ-110				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-57У1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-57У1				
			14205-94	С	НКФ-110-57У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
12	яч.15, ВЛ-110 кВ Пла- вильная-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV	220000	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/5	В	ТФЗМ-110Б-IV				
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IV				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83У1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						
13	яч.14, ВЛ-110 кВ Пла- вильная-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV	220000	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/5	В	ТФЗМ-110Б-IV				
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IV				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83У1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
14	яч.19, ВЛ-110 кВ Тепличная	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV	220000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/5	В	ТФЗМ-110Б-IV				
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IV				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83У1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
15	яч.12, ВЛ-110Кв Конверторная 1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV	220000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/5	В	ТФЗМ-110Б-IV				
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IV				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83У1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
16	Яч.3, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV	440000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=2000/5	В	ТФЗМ-110Б-IV				
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IV				
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83У1				
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
17	Г 3-1	ТТ	КТ=0,2S	A	ТШЛ-10	105000	Активная Реактив- ная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ=5000/5	B	ТШЛ-10				
			3972-03	C	ТШЛ-10				
		ТН	КТ=0,2	A	ТЈС 6				
			КТН=10500:√3/100:√3	B	ТЈС 6				
			36413-07	C	ТЈС 6				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
Ксч=1 31857-06									
18	Г 3-2	ТТ	КТ=0,2S	A	ТШЛ-20-1	252000	Активная Реактив- ная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ=8000/5	B	ТШЛ-20-1				
			21255-08	C	ТШЛ-20-1				
		ТН	КТ=0,2	A	ТЈС 6				
			КТН=15750:√3/100:√3	B	ТЈС 6				
			36413-07	C	ТЈС 6				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
Ксч=1 31857-06									
19	ТГ-1	ТТ	КТ=0,2	A	ТШ-20	315000	Активная Реактив- ная	± 0,8% ± 1,5%	± 2,2% ± 1,6%
			КТТ=10000/5	B	ТШ-20				
			8771-00	C	ТШ-20				
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОМ-15-63				
			КТН=15750:√3/100:√3	B	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	C	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
Ксч=1 31857-11									

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
20	ТГ-2	ТТ	КТ=0,2S	A	ТШЛ-20-1	315000	Активная Реактив- ная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ=10000/5	B	ТШЛ-20-1				
			21255-08	C	ТШЛ-20-1				
		ТН	КТ=0,2	A	EPR20Z				
			КТН=15750:√3/100:√3	B	EPR20Z				
			30369-05	C	EPR20Z				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						
21	яч.10-5, КЛ-10 кВ, На- сосная тепловых сетей Т1	ТТ	КТ=0,5	A	ТОЛ-10УТ2.1	6000	Активная Реактив- ная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	B	-				
			6009-77	C	ТОЛ-10УТ2.1				
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-10				
			КТН=10000/100	B					
			11094-87	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
22	яч.10-10, КЛ-10 кВ, На- сосная тепловых сетей Т2	ТТ	КТ=0,5	A	ТОЛ-10УТ2.1	6000	Активная Реактив- ная	± 0,9% ± 2,0%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	B	-				
			6009-77	C	ТОЛ-10УТ2.1				
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-10				
			КТН=10000/100	B					
			11094-87	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
23	яч.33, КЛ-6 кВ, ГРС-4	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
24	яч.7, КЛ-6 кВ, ЗАО ТЭО ввод 1 (ТП-12)	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
25	яч.22, КЛ-6 кВ, ЗАО ТЭО ввод 2 (ТП-14)	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
26	яч.18, КЛ-6 кВ, ОАО ЧЭР ввод 1	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
27	яч.16, КЛ-6 кВ, ОАО ЧЭР ввод 2	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						
28	яч.31, КЛ-6 кВ, ООО Ме- тОстПлюс	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
29	яч.14, КЛ-6 кВ, ООО Монолит	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
30	яч.20, КЛ-6 кВ, ООО Монолит	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
31	яч.38, КЛ-6 кВ, ООО Сид-Айрлайд	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			2473-00	С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
32	яч.45, КЛ-6 кВ, ООО Си-Айрлайд	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			2473-00	С	ТЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
33	яч.8, КЛ-6 кВ, ООО ЭСК (ТП-19)	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
34	яч.28, КЛ-6 кВ, ООО ЭСК (ТП-20)	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	3600	Активная Реактив- ная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,3%
			КТТ=300/5	В	-				
			1856-63	С	ТВЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66				
			КТН=6000/100	В					
			2611-70	С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) и токе ТТ, равном $I_{\text{ном}}$.

2. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{\text{ном}}$.

3. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 \div 1,02)U_{\text{ном}}$; диапазон силы тока $(1,0 \div 1,2)I_{\text{ном}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi=0,9$ инд.

– температура окружающего воздуха для счетчиков электрической энергии: от минус 40°С до 25°С; УСПД – от минус 40°С до 60°С;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном1}}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном1}}$; 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°С до 35°С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном2}}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном2}}$; 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°С до 30°С;

– относительная влажность воздуха $(40 \div 60)$ %;

– 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 °С до 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более 7 суток;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч.;

6. Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.

- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в

таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3 как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3 ± 5 с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени в АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3 ± 5 с/сут.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3 приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 Челябинской ТЭЦ-3

Наименование	Тип	Количество
Измерительный трансформатор тока	ВСТ	21 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВГ-110	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВЛМ-10	20 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10-1У3	4 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10УТ2.1	4 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IV	21 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТШ-20	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТШЛ-10	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТШЛ-20-1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	EPR20Z	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ТЭС 6	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	СРВ 245	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	Альфа А1800	32 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАльфа	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	RTU-327	1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 шт.
Методика поверки		1 шт.

Поверка

осуществляется по документу ДЯИМ.422231.234.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии – АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 21 июня 2012 года.

Рекомендуемые средства поверки:

- переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электрической энергии и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011;
- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ блоков №1, №2, №3 ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-3 и отдельных измерительных комплексов».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии блоков №1, №2, №3 ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-3

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Эльстер Метроника»
111141, Российская Федерация, г. Москва, 1-й проезд Перова Поля д.9, стр.3.
Телефон: (495) 730-0286, (495) 730-0287; Сайт: www.elster.ru

Заявитель

ЗАО «Метростандарт»
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.65, стр. 1.
Телефон: (495) 745-21-70; Факс (495) 705-97-50; Сайт: www.metrostandart.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru
Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru
Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.П.

«___» _____ 2012 г.