



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.033.A № 49203

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии ОАО "Фортум"
филиал Челябинская ТЭЦ-1**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР ДЯИМ.422231.251

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Эльстер Метроника", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52171-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

ДЯИМ.422231.251.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **12 декабря 2012 г. № 1105**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007870

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1 (далее АИИС КУЭ Челябинской ТЭЦ-1) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, измерений времени в координированной шкале времени UTC..

Полученные данные и результаты измерений используются для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ Челябинской ТЭЦ-1 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 Челябинской ТЭЦ-1 входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ Челябинской ТЭЦ-1 решает следующие задачи:

- осуществление эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля выработки и потребления электрической энергии и мощности по точкам поставки;
- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электрической энергии 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;
- регистрация параметров электропотребления;
- формирование отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Фортум» и другим смежным субъектам оптового рынка электрической энергии (ОРЭ).

АИИС КУЭ Челябинской ТЭЦ-1 включает следующие уровни:

1-й уровень состоит из 29 ИК и включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0.5;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0.5;

– счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 класса точности 0.2S/0.5, 0.5S/1;

- вторичные измерительные цепи;

2-й уровень ИВКЭ включает в себя:

- УСПД типа RTU-327L;

– технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень ИВКЭ 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 электрической энергии.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и через сегменты локальной вычислительной сети (ЛВС) поступает в УСПД, расположенный в шкафу сервера АИИС КУЭ. 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 электрической энергии 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 Челябинской ТЭЦ-1, событий в АИИС КУЭ Челябинской ТЭЦ-1;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ Челябинской ТЭЦ-1.
- 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)	АС_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				К _{ТТ} · К _{ТН} · К _{Сч}	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, ± %	
			3	4		7	8		
1	2	3	4		5	6	7	8	
1	ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-1 – ЗСО», ф. 24	ТТ	КТ=0.5	А	ТДУ-110	220000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			К _{ТТ} =1000/5	В	ТДУ-110				
			-	С	ТДУ-110				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-83У1				
			К _{ТН} =110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			К _{сч} =1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
2	ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-1 – Чурилово» ф. 28	ТТ	КТ=0.5	А	ТДУ-110	220000	Активная Реактивная	не нормирует-ся*	не нормирует-ся*
			Ктт=1000/5	В	ТДУ-110				
			-	С	ТДУ-110				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-83У1				
			$K_{тн}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
3	ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-1 – Пластмасс», ф. 18	ТТ	КТ=0.5	А	ТДУ-110	220000	Активная Реактивная	не нормирует-ся*	не нормирует-ся*
			Ктт=1000/5	В	ТДУ-110				
			-	С	ТДУ-110				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-83У1				
			$K_{тн}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
4	ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-1 – ЧТПЗ» 1 цепь, ф. 16	ТТ	КТ=0.5	А	ТВ-110/52	220000	Активная Реактивная	не нормирует-ся*	не нормирует-ся*
			Ктт=1000/5	В	ТВ-110/52				
			-	С	ТВ-110/52				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-83У1				
			$K_{тн}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	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
5	ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-1 – ЧТПЗ» 2 цепь, ф. 10	ТТ	КТ=0.5	А	ТДУ-110	220000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=1000/5	В	ТДУ-110				
			-	С	ТДУ-110				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-83У1				
			$K_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
6	ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-1 – Исаково» 1 цепь, ф. 2	ТТ	КТ=0.5	А	ТДУ-110	220000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=1000/5	В	ТДУ-110				
			-	С	ТДУ-110				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-83У1				
			$K_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В	НКФ-110-83У1				
			1188-84	С	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
7	ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-1 – Исаково» 2 цепь, ф. 6	ТТ	КТ=0.5	А	ТВ-110/52	220000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=1000/5	В	ТВ-110/52				
			-	С	ТВ-110/52				
		ТН	КТ=0.5	А	НКФ-110-83У1				
			$K_{ТН}=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	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
8	ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-1 – Южные Копи», ф. 22	ТТ	КТ=0.5	A	ТВ-110/52	220000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=1000/5	B	ТВ-110/52				
			-	C	ТВ-110/52				
		ТН	КТ=0.5	A	НКФ-110-83У1				
			КТН=110000:√3/100: √3	B	НКФ-110-83У1				
			1188-84	C	НКФ-110-83У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									
9	Отпайка от ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-1 – Южные Копи» на ПС «Насосная осветленной воды»	ТТ	КТ=0.5	A	ТФМ-110	66000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=300/5	B	ТФМ-110				
			16023-97	C	ТФМ-110				
		ТН	КТ= 0.5	A	НКФ-110-57 У1				
			КТН=110000:√3/100: √3	B	НКФ-110-57 У1				
			14205-94	C	НКФ-110-57 У1				
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									
10	ВЛ-35 кВ «ЧТЭЦ-1 – Челябинский узел» 1 цепь, ф. 14	ТТ	КТ=0.5	A	ТВ-35/25	52500	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			КТТ=750/5	B	ТВ-35/25				
			-	C	ТВ-35/25				
		ТН	КТ=0.5	A	НАМИ-35 УХЛ1				
			КТН=35000/100	B					
			19813-05	C					
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
11	ВЛ-35 кВ «ЧТЭЦ-1 – Челябинский узел» 2 цепь, ф. 16	ТТ	КТ=0.5	A	ТВ-35/25	52500	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			Ктг=750/5	B	ТВ-35/25				
			-	C	ТВ-35/25				
		ТН	КТ=0.5	A	ЗНОМ-35-54				
			Ктн=35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-54				
			-	C	ЗНОМ-35-54				
Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800							
	Ксч=1								
	31857-11								
12	КЛ-35 кВ «ЧТЭЦ-1 – ОАО «ЧМЗ»», фидер 2, яч. 20	ТТ	КТ=0.5	A	ТВДМ-35	42000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			Ктг=600/5	B	ТВДМ-35				
			-	C	ТВДМ-35				
		ТН	КТ=0.5	A	ЗНОМ-35-54				
			Ктн=35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-54				
			-	C	ЗНОМ-35-54				
Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800							
	Ксч=1								
	31857-11								
13	КЛ-35 кВ «ЧТЭЦ-1 – ОАО «ЧМЗ»», фидер 1, яч. 6	ТТ	КТ=0.5	A	ТВДМ-35	42000	Активная Реактивная	не нормируется*	не нормируется*
			Ктг=600/5	B	ТВДМ-35				
			-	C	ТВДМ-35				
		ТН	КТ=0.5	A	НАМИ-35 УХЛ1				
			Ктн=35000/100	B					
			19813-05	C					
Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800							
	Ксч=1								
	31857-11								

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
14	КЛ-10 кВ «ЧТЭЦ-1 яч. 8 – ЧГЭС»	ТТ	КТ=0.5	A	ТОЛ-10	42000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=600/5	B	-				
			7069-79	C	ТОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	A	ЗНОМ-15-63				
			КТН=10000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	C	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
15	КЛ-10 кВ «ЧТЭЦ-1 яч. 10 – ЧГЭС»	ТТ	КТ=0.5	A	ТОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=600/5	B	-				
			7069-79	C	ТОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	A	ЗНОМ-15-63				
			КТН=10000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	C	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
16	КЛ-10 кВ «ЧТЭЦ-1 яч. 18 – ЧГЭС»	ТТ	КТ=0.5	A	ТПОФ	12000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=600/5	B	-				
			518-50	C	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	A	ЗНОМ-15-63				
			КТН=10000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	C	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
17	КЛ-10 кВ «ЧТЭЦ-1 яч. 36 – ЧТЭС»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	12000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=600/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	ЗНОМ-15-63				
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									
18	КЛ-10 кВ «ЧТЭЦ-1 яч. 5 – ОАО «ФНПЦ» Стан-комаш»	ТТ	КТ= 0.5	А	ТПОФ	12000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ= 600/5	В	-				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	ЗНОМ-15-63				
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									
19	КЛ-10 кВ «ЧТЭЦ-1 яч. 38 – ОАО «ЧМЗ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			КТТ=600/5	В	ТПОЛ-10				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	ЗНОМ-15-63				
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
20	КЛ-10 кВ «ЧТЭЦ-1 яч. 40» – ОАО «ЧМЗ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	12000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			Ктт=600/5	В	ТПОЛ-10				
			1261-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	ЗНОМ-15-63				
			Ктн=10000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									
21	КЛ-10 кВ «ЧТЭЦ-1 яч. 17» – ООО УК «ТРАСТ»	ТТ	КТ= 0.5	А	ТПЛ-10	3000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			Ктт= 150/5	В	ТПЛ-10				
			1276-59	С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	ЗНОМ-15-63				
			Ктн=10000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									
22	КЛ-10 кВ «ЧТЭЦ-1 яч. 31» – ООО УК «ТРАСТ»	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОЛ-10	3000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 4,0%
			Ктт=150/5	В	ТПЛ-10 УЗ				
			ф.АС -1261-59,ф.В -1276-59	С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0.5	А	ЗНОМ-15-63				
			Ктн=10000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	С	ЗНОМ-15-63				
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
Ксч=1									
31857-11									

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
23	Т1Г	ТТ	КТ=0.5	А	ТПШФ-20	360000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=3000/5	В	ТПШФ-20				
			519-50	С	ТПШФ-20				
		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	Д2Г	ТТ	КТ=0.5	А	ТПШФ-20	40000	Активная Реактивная	не нормирует- ся*	не нормирует- ся*
			КТТ=2000/5	В	ТПШФ-20				
			519-50	С	ТПШФ-20				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10				
			КТН=10000/100	В					
			-	С					
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
25	С5Г	ТТ	КТ= 0.5	А	ТШВ 15	160000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ= 8000/5	В	ТШВ 15				
			5718-76	С	ТШВ 15				
		ТН	КТ=0.5	А	ЗНОМ-15-63				
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-15-63				
			1593-70	С	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
26	Д7Г	ТТ	КТ=0.5	А	ТПШФА	60000	Активная Реактивная	не нормирует- ся*	не нормирует- ся*
			КТТ=3000/5	В	ТПШФА				
			-	С	ТПШФА				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10				
			КТН=10000/100	В					
			-	С					
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
27	Д8Г	ТТ	КТ=0.5	А	ТПШФА-10	60000	Активная Реактивная	не нормирует- ся*	не нормирует- ся*
			КТТ=3000/5	В	ТПШФА-10				
			-	С	ТПШФА-10				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-10				
			КТН=10000/100	В					
			-	С					
		Счетчик	КТ=0.2S/0.5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
28	Д9Г	ТТ	КТ=0.5	А	ТПОФ	12000	Активная Реактивная	± 1,1% ± 2,2%	± 5,0% ± 2,4%
			КТТ=1000/5	В	ТПОФ				
			518-50	С	ТПОФ				
		ТН	КТ=0.5	А	НТМИ-6				
			КТН=6000/100	В					
			831-53	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	ЧТЭЦ-1; Щит рабочего освещения 0,4кВ, панель №8, фидер "ЦЭС"; КЛ-0,4кВ "ЧТЭЦ-1 - "ЦЭС"	ТТ	КТ=0.5	A	40	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%	
			К _{ТТ} =200/5	B					ТПШ-0.66
			15173-06	C					ТПШ-0.66
		ТН	Нет ТН						
		Счетчик	КТ=0.5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
31857-11									

* - данный канал является информационным

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, \pm %» 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, \pm %» 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°C до 25°C ; УСПД – от минус 40°C до 60°C ;

– 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°C до 35°C ;

– 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°C до 30°C ;

– 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°C до 30°C ;

– 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:

- счётчик 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 Челябинской ТЭЦ-1 как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC ± 5 с.

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 Челябинской ТЭЦ-1.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Челябинской ТЭЦ-1 приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ Челябинской ТЭЦ-1

Наименование	Тип	Количество
Измерительный трансформатор тока	ТФМ-110	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТДУ-110	15 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-110-52	9 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-35/25	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВДМ-35	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10	4 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОФ	10 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10 (ТПЛ-10 УЗ)	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПШФ-20	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТШВ 15	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПШ-0.66	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-54	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	9 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	29 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 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии– АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1. Методика поверки. ДЯИМ.422231.251.МП», утвержденный ФБУ «Пензенский ЦСМ» 10 декабря 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 ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1 и отдельных измерительных комплексов». Аттестована ФБУ «Пензенский ЦСМ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1

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

Осуществление 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

ООО «Стройиндустрия»
440003, г.Пенза, ул. Индустриальная, д.40 б.
Телефон: (8412) 930-438; Факс (8412) 930-761;

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.