

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы используются для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ включает в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа ЭКОМ-3000 (Госреестр СИ РФ № 17049-09, зав. № 12051144) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК обеспечивает обработку данных и их архивирование, ведение базы данных для автоматизированных рабочих мест (АРМ). В состав ИВК входит сервер, связь которого с УСПД осуществляется по локальной вычислительной сети (Ethernet) и интерфейсу RS-485.

Информация из ИВК АИИС КУЭ по основному и резервному каналам связи передается в ОАО «Фортум», а от туда, подписанная ЭЦП - в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО-ЕЭС» - Тюменское РДУ, смежным субъектам ОРЭМ по электронной почте в виде XML-файлов.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной 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, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 30 минут. Для счетчиков турбогенераторов ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3 и ТГ-4 дополнительно установлено 3 минутное время усреднения для оперативного контроля выработки активной электроэнергии.

Передача информации о результатах измерений и состоянии средств измерений (журналов событий) со счетчиков в УСПД осуществляется каждые 30 мин по запросу УСПД в цифровом виде. Накопленные значения хранятся в 30-минутных архивах УСПД. Архивы

обновляются циклически и обеспечивают энергонезависимое хранение информации как минимум за последние 35 суток. Со счетчиков турбогенераторов дополнительно передаются 3-х минутные интервалы, которые хранятся в 3-х минутных архивах УСПД.

Передача информации из УСПД в сервер ИВК осуществляется по запросу ИВК в цифровом виде. После считывания информации результаты измерений приращений активной и реактивной электроэнергии и записи журналов событий заносятся в базу данных сервера ИВК. Для ИАСУ КУ ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» филиал Тюменское РДУ» и других субъектов ОРЭ в ИВК автоматически формируется и передается коммерческая информация и информация о состоянии средств измерений.

В АИИС КУЭ Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум» синхронизация времени производится от GPS-приемника (глобальная система позиционирования). В качестве приёмника сигналов GPS о точном календарном времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к УСПД ЭКОМ-3000. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД, а от них – и счетчиков СЭТ-4ТМ.03, подключенных к УСПД. В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах и погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с. Сличение времени УСПД со временем УССВ осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УССВ на величину ± 2 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УСПД на величину ± 2 с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Программное обеспечение

Уровень ИВКЭ содержит программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПК «Энергосфера» v 6.4	Консоль администратора	adcenter.exe	6.4.63.1087	ac70f791fbddabb29b5a4023c4c84cb8	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПК «Энергосфера» v 6.4	Редактор расчетных схем	AdmTool.exe	6.4.160.5842	b81efa370fc16f8817 2180dd35514531	MD5
	Просмотр данных и тестирование ЭКОМ-3000	archiv.exe	6.4.7.244	0480edeca3e13afae6 57a3d5f202fc59	MD5
	Конфигуратор УСПД	config.exe	6.4.92.1235	f8dff06bc82b9719df 4dae3ab4f082c3	MD5
	АРМ Энергосфера	ControlAge.exe	6.4.136.1594	34f3e1ae11702f7f42 064bfdb8e28e3b	MD5
	Электро-коллектор	ECollect.exe	6.4.65.1312	e8470edd074bcf8f3d 29fb9e4c967a4a	MD5
	Центр экспорта / импорта	expimp.exe	6.4.148.2889	1b62a366722afbc78 7e95ffabb7a6bce	MD5
	Менеджер лицензий	FullCheckProsoftDongles.exe	6.4.6.57	8797a7a6540a3e643 32b6aea10f5184b	MD5
	Менеджер программ	SmartRun.exe	6.4.65.703	0577b31266b4080f9 52df81e66d77d3e	MD5
	Сервер опроса	PSO.exe	6.4.82.2220	7b38d3d7c0c56938c 4c32bbbb430769d	MD5
	Анализатор 485	spy485.exe	6.4.12.252	acddcfaa7ef6463237 d69e1dfab4fb94	MD5
	Тоннеле-прокладчик	TunnelEcom.exe	6.4.2.74	89a5eebd7abc63e88 c17e079e0d2bda2	MD5

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 нормированы с учетом ПО;
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2.

Таблица 2. Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК

№ п/п	Наименование объекта	Состав 1-го и 2-го уровня				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тюменская ТЭЦ-2								
1	Тюменская ТЭЦ-2 1Г	ТШЛ-20 Б1 УЗ 10000/5 Кл. т. 0,2	ЗНОМ-15-63 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051144	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 2,4$
		Зав.№ 68 Зав.№ 123 Зав.№ 73	Зав.№ 56263 Зав.№ 52276 Зав.№ 52247	Зав.№ 0109057037		Реактивная	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$
2	Тюменская ТЭЦ-2 2Г	ТШ-20 УХЛ3 10000/5 Кл. т. 0,2	ЗНОМ-15-63 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051144	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 2,4$
		Зав.№ 109 Зав.№ 20 Зав.№ 19	Зав.№ 55332 Зав.№ 55060 Зав.№ 55073	Зав.№ 0109056082		Реактивная	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$
3	Тюменская ТЭЦ-2 3Г	ТШ-20 УХЛ3, 10000/5 Кл. т. 0,2	ЗНОМ-15-63, 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051144	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 2,4$
		Зав.№ 87 Зав.№ 186 Зав.№ 15	Зав.№ 56264 Зав.№ 56254 Зав.№ 53769	Зав.№ 0109056233		Реактивная	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Тюменская ТЭЦ-2 4Г	ТШ-20 УХЛ3, 10000/5 Кл. т. 0,2	ЗНОМ-15 63, 15750/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 0,8	± 2,4
		Зав.№ 161 Зав.№ 549 Зав.№ 167	Зав.№ 58716 Зав.№ 58723 Зав.№ 56500	Зав.№ 0109057002		Реактивная	± 1,5	± 1,7
5	ВЛ-220 кВ Голышманово	ТФ3М-220 Б-IV ХЛ1, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-220-58 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 878 Зав.№ 337 Зав.№ 1076	Зав.№ 32922 Зав.№ 33005 Зав.№ 32942	Зав.№ 0109056244		Реактивная	± 2,3	± 2,7
6	ВЛ-220 кВ Княжево	ТВ-220-1, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-220-58, 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 3659-1 Зав.№ 3659-2 Зав.№ 3659-3	Зав.№ 32922 Зав.№ 33005 Зав.№ 32942	Зав.№ 0110051105		Реактивная	± 2,3	± 2,7
7	ВЛ-220 кВ Тюмень-1	ТВ-220-1, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-220-58, 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 3655-1 Зав.№ 3656-1 Зав.№ 3655-3	Зав.№ 32922 Зав.№ 33005 Зав.№ 32942	Зав.№ 0111050135		Реактивная	± 2,3	± 2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ВЛ-220 кВ Заводоуковск	ТФ3М-220 Б-IV ХЛ1, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-220-58, 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 5588 Зав.№ 5594 Зав.№ 5595	Зав.№ 33013 Зав.№ 32891 Зав.№ 32890	Зав.№ 0109051061		Реактивная	± 2,3	± 2,7
9	ВЛ-220 кВ Ожогино	TB-220-1, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-220-58, 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 3654-1 Зав.№ 3654-2 Зав.№ 3654-3	Зав.№ 33013 Зав.№ 32891 Зав.№ 32890	Зав.№ 0109057010		Реактивная	± 2,3	± 2,7
10	ВЛ-220 кВ Тюмень-2	TB-220-1, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-220-58, 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 3653-1 Зав.№ 3653-2 Зав.№ 3653-3	Зав.№ 33013 Зав.№ 32891 Зав.№ 32890	Зав.№ 0109052119		Реактивная	± 2,3	± 2,7
11	ВЛ-110 кВ Княжево	TB-110-2, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110-57-У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 4927A Зав.№ 4927B Зав.№ 4927C	Зав.№ 27224 Зав.№ 27143 Зав.№ 27357	Зав.№ 0109052174		Реактивная	± 2,3	± 2,7
12	ВЛ-110 кВ ТЭЦ-1-1	TB-110-2, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110-57-У1, 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 4926A Зав.№ 4926B Зав.№ 4926C	Зав.№ 27224 Зав.№ 27143 Зав.№ 27357	Зав.№ 0109052143		Реактивная	± 2,3	± 2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ВЛ-110 кВ Приозерная	TB-110-2, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110-57-У1, 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 4928A Зав.№ 4928B Зав.№ 4928C	Зав.№ 27221 Зав.№ 27209 Зав.№ 27241	Зав.№ 0109057078		Реактивная	± 2,3	± 2,7
14	ВЛ-110 кВ ТЭЦ-1-2	TB-110-2, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110-57-У1, 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 4921A Зав.№ 4921B Зав.№ 4921C	Зав.№ 27221 Зав.№ 27209 Зав.№ 27241	Зав.№ 0109056065		Реактивная	± 2,3	± 2,7
15	ОВ-220 кВ	TB-220-1, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-220-58, 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 3687-3 Зав.№ 3687-2 Зав.№ 3687-1	Зав.№ 32922/33013 Зав.№ 33005/32891 Зав.№ 32942/32890	Зав.№ 0109056213		Реактивная	± 2,3	± 2,7
16	ОВ-110 кВ	TB-110-2, 1000/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110-57-У1, 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000 Зав. № 12051144	Активная	± 1,1	± 5,5
		Зав.№ 5115A Зав.№ 5115B Зав.№ 5115C	Зав.№ 27224/27221 Зав.№ 27143/27209 Зав.№ 27357/27241	Зав.№ 0109052221		Реактивная	± 2,3	± 2,7

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm \%$ » приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\phi=0,5$ ($\sin\phi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от Іном и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 °C до 30 °C ;

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) – $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °C до 50 °C; TH- от минус 40 °C до 50 °C; счетчиков: (23 ± 2) °C ; УСПД - от 15 °C до 25 °C;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_n$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02) - 1,2)I_n$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40°C до 50°;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_n$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) $0,5-1,0 (0,6 - 0,87)$; 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 (40-60) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10°C до 30°C;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум» как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработка на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – не менее 90000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД - среднее время наработка на отказ не менее $T = 75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 24$ ч;
- сервер - среднее время наработка на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- ведение журналов событий счетчика, УСПД и сервера опроса с фиксацией следующих фактов:
 - параметрирование;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД, сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - включение и выключение УСПД и сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчёта;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – не менее 30 лет;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум» представлена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум»

Наименование (обозначение) изделия	Кол-во (шт.)
Трансформатор тока ТШЛ-20 Б1 УЗ	3
Трансформатор тока ТШ-20 УХЛ3	9
Трансформатор тока ТФЗМ-220 Б-IV	6
Трансформатор тока ТВ-220-1	15
Трансформатор тока ТВ-110-2	15
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-15-63	12
Трансформаторы напряжения НКФ-220-58	6
Трансформаторы напряжения НКФ-110-57-У1	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	16
Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Проверка

осуществляется по документу МП 53411-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2013 года.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35...330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ;

- для УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно-технический ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003МП», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2009 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум». Техническое задание».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум»

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения». «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Тюменской ТЭЦ-2 филиала ОАО «Фортум». Техническое задание»

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Фортум» филиал Тюменская ТЭЦ-2
(ОАО «Фортум» филиал Тюменская ТЭЦ-2)
625053, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Широтная, 200
Телефон/факс: (3452) 35-14-30

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энrima»
(ООО «Энrima»)
Юридический адрес:
614025, г. Пермь, улица Хлебозаводская, дом 19
Телефон/факс: (342) 249-48-38
E-mail: info@enrima.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва
ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____ 2013 г.