

В ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Тобольская ТЭЦ» (ООО «ТТЭЦ»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Тобольская ТЭЦ» (ООО «ТТЭЦ») (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.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ состоят из следующих уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, указанные в таблице 2, соединяющие их вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включает в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа ЭКОМ-3000М, технические средства приема-передачи данных и обеспечения электропитания.

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, технические средства обеспечения электропитания.

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.

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 45 суток. Со счетчиков турбогенераторов дополнительно передаются 3-минутные интервалы, которые хранятся в 3-х минутных архивах УСПД.

Передача информации из УСПД в сервер ИВК осуществляется по запросу ИВК в цифровом виде. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в

организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

В АИИС КУЭ реализована возможность предоставления по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии

В АИИС КУЭ синхронизация времени производится от GPS-приемника точного времени глобальной системы позиционирования. В качестве приёмника сигналов GPS о точном календарном времени используется внешний GPS-приемник, производства ООО «Прософт-Системы», подключенный через преобразователь интерфейса RS-232/RS-485. Сличение времени УСПД со временем GPS-приемника осуществляется непрерывно, корректировка времени осуществляется при расхождении времени УСПД со временем GPS-приемника на величину более ± 1 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении времени счетчиков со временем УСПД на величину ± 2 с.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах и погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 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

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программных обеспечений (ПО).

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

ПО АИИС КУЭ на базе ПК «Энергосфера» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение инженерного пульта;
- программное обеспечение УСПД ИВКЭ;
- программное обеспечение АРМ персонала.

ПК «Энергосфера» предназначен для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счётчиков электроэнергии и УСПД ИВКЭ, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами. Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является программный модуль сервера опроса «Библиотека» с наименованием файла pso_metr.dll. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«ПК Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО pso_metr.dll	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические и технические ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета,	Состав ИК АИИС КУЭ				К _{ТТ} · К _{ТН} · К _{СЧ}	Вид энергии	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег. № СИ		Обозначение, тип				УСПД	Границы основной погрешности ИК, (± δ) %	Границы погрешности ИК в рабочих условиях, (± δ) %
1	2	3		4		5	6	7	8	9
1	Турбогенератор 1Г	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =8000/5 № 4016-74	A	ТШЛ20Б-1	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09,	288000	активная реактивная	0,8 1,5	2,7 2,5
				B	ТШЛ20Б-1					
				C	ТШЛ20Б-1					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =18000/√3/100/√3 № 51674-12	A	ЗНОМ-20-63					
				B	ЗНОМ-20-63					
				C	ЗНОМ-20-63					
Счет-чик	К _Т =0,2S/0,5 К _{СЧ} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								
2	Турбогенератор 2Г	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =10000/5 № 4016-74	A	ТШЛ20Б-1	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09,	315000	активная реактивная	0,8 1,5	2,7 2,5
				B	ТШЛ20Б-1					
				C	ТШЛ20Б-1					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =15750/100 № 1593-70	A	ЗНОМ-15-63					
				B	ЗНОМ-15-63					
				C	ЗНОМ-15-63					
Счет-чик	К _Т =0,2S/0,5 К _{СЧ} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
3	Турбогенератор 3Г	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =8000/5 № 36053-07	A	ТШЛ-20	УСПД ЭКОМ-3000 Per. № СИ 17049-09,	168000	активная реактивная	0,8 1,6	2,5 2,8	
				B	ТШЛ-20						
				C	ТШЛ-20						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10500/√3/100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06						
				B	ЗНОЛ.06						
				C	ЗНОЛ.06						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03.М									
4	Турбогенератор 4Г	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =8000/5 № 4016-74	A	ТШЛ20Б-1		УСПД ЭКОМ-3000 Per. № СИ 17049-09,	288000	активная реактивная	0,8 1,5	2,7 2,5
				B	ТШЛ20Б-1						
				C	ТШЛ20Б-1						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =18000/√3/100/√3 № 51674-12	A	ЗНОМ-20-63						
				B	ЗНОМ-20-63						
				C	ЗНОМ-20-63						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03									
5	Турбогенератор 5Г	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =8000/5 № 41964-09	A	JKQ	УСПД ЭКОМ-3000 Per. № СИ 17049-09,		168000	активная реактивная	0,8 1,6	2,5 2,8
				B	JKQ						
				C	JKQ						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10500/√3/100/√3 № 49111-12	A	TJC 6-G						
				B	TJC 6-G						
				C	TJC 6-G						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03.М									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9					
6	Тобольская ТЭЦ; ОРУ-220 кВ; яч.2; ВЛ-220кВ Тобольская ТЭЦ-Иргыш 2 цепь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =2000/5 № 29838-05	A	ТАТ	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	88000	активная реактивная	0,5	2,3					
				B	ТАТ										
				C	ТАТ										
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1										
				B	НАМИ-220 УХЛ1										
				C	НАМИ-220 УХЛ1										
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03.М											
		7	Тобольская ТЭЦ; ОРУ-220 кВ; яч.3; ВЛ-220кВ Тобольская ТЭЦ-Иргыш 1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =2000/5 № 29838-05				A	ТАТ	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	88000	активная реактивная	0,5	2,3
									B	ТАТ					
C	ТАТ														
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 № 20344-05			A	НАМИ-220 УХЛ1										
				B	НАМИ-220 УХЛ1										
				C	НАМИ-220 УХЛ1										
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 36697-08			СЭТ-4ТМ.03.М											
8	Тобольская ТЭЦ; ВРУ-110кВ; СШ 110кВ яч.18 ВЛ-110кВ «Иргыш 1»			ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/1 № 25477-03	A	GSR	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	110000	активная реактивная				0,8	2,5
						B	GSR								
		C	GSR												
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1										
				B	НКФ-110-57 У1										
				C	НКФ-110-57 У1										
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9		
9	Тобольская ТЭЦ; ЗРУ-110кВ; СШ 110кВ яч.17; ВЛ-110кВ «Иртыш 2»	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/1 № 25477-06	A	GSR	УСПД ЭКОМ-3000 Per. № СИ 17049-09	110000	активная реактивная	0,8 1,5	2,5 3,6		
				B	GSR							
				C	GSR							
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1							
				B	НКФ-110-57 У1							
				C	НКФ-110-57 У1							
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								
		10	Тобольская ТЭЦ; ЗРУ-110кВ; СШ 110кВ яч.9; ВЛ-110кВ «Иртыш 3»	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/1 № 25477-03						A	GSR
											B	GSR
C	GSR											
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 14205-94			A	НКФ-110-57 У1							
				B	НКФ-110-57 У1							
				C	НКФ-110-57 У1							
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03								
11	Тобольская ТЭЦ; ЗРУ-110кВ; СШ 110кВ яч.8; ВЛ-110кВ «Тобольская»			ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/1 № 25477-03	A	GSR					
						B	GSR					
		C	GSR									
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1							
				B	НКФ-110-57 У1							
				C	НКФ-110-57 У1							
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9							
12	Тобольская ТЭЦ; ЗРУ-110кВ; СШ 110кВ яч.6; ВЛ-110кВ «Бегишево»	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/1 № 25477-03	A	GSR	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	1100000	активная реактивная	0,8 1,5	2,5 3,6							
				B	GSR												
				C	GSR												
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1												
				B	НКФ-110-57 У1												
				C	НКФ-110-57 У1												
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03													
		13	Тобольская ТЭЦ; ЗРУ-110кВ; СШ 110кВ яч.5; ВЛ-110кВ «ГПП-3»	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/1 № 25477-03						A	GSR	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	1100000	активная реактивная	0,8 1,5	2,5 3,6
											B	GSR					
C	GSR																
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 14205-94			A	НКФ-110-57 У1												
				B	НКФ-110-57 У1												
				C	НКФ-110-57 У1												
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03													
14	Тобольская ТЭЦ; ЗРУ-110кВ; СШ 110кВ яч.7; ОВ-110кВ			ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1500/1 № 2793-71	A	ТФНД-110М	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	1650000	активная реактивная	1,1 2,3	5,6 3,3					
						B	ТФНД-110М										
		C	ТФНД-110М														
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1												
				B	НКФ-110-57 У1												
				C	НКФ-110-57 У1												
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03													

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9							
15	Тобольская ТЭЦ; ГРУ-10кВ; 1СШ 10кВ; яч.б; (фидер Полимер ввод 1) КЛ-10кВ ЦРП ввод 1	ТТ	К _Т =0,2S	А	ТПЛ	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	80000	активная реактивная	0,8 1,6	2,5 2,8							
			К _{ТТ} =4000/5	В	ТПЛ												
			№ 47958-11	С	ТПЛ												
		ТН	К _Т =0,5	А	НТМИ-10-66												
			К _{ТН} =10000/100	В													
			№ 831-69	С													
		Счет чик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03.М													
		16	Тобольская ТЭЦ; ГРУ-10кВ; 2СШ 10кВ; яч.30 (фидер Полимер ввод 2) КЛ-10кВ ЦРП ввод 2	ТТ	К _Т =0,2S						А	ТПЛ	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	80000	активная реактивная	0,8 1,6	2,5 2,8
					К _{ТТ} =4000/5						В	ТПЛ					
№ 47958-11	С				ТПЛ												
ТН	К _Т =0,5			А	НТМИ-10-66												
	К _{ТН} =10000/100			В													
	№ 831-69			С													
Счет чик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 36697-08			СЭТ-4ТМ.03.М													
17	Тобольская ТЭЦ; ГРУ-10кВ; 1СШ 10кВ; яч.4; КЛ-10кВ РП-106 ввод 1			ТТ	К _Т =0,5S	А	ТОЛ 10-1	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	16000	активная реактивная	1,1 2,3	5,0 3,4					
					К _{ТТ} =800/5	В	-										
		№ 15128-03	С		ТОЛ 10-1												
		ТН	К _Т =0,5	А	НТМИ-10-66У3												
			К _{ТН} = 10000/100	В													
			№ 831-69	С													
		Счет чик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03.М													

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
18	Тобольская ТЭЦ; ГРУ-10кВ; 1СШ 10кВ; яч.9; КЛ-10кВ РП-102 ввод 1	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =800/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-1	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	16000	активная реактивная	1,1 2,3	5,0 4,1
				B	-					
				C	ТОЛ 10-1					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66У3					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								
19	Тобольская ТЭЦ; ГРУ-10кВ; 1СШ 10кВ; яч.9; КЛ-10кВ РП-106 ввод 2	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =800/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-1	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	16000	активная реактивная	1,1 2,3	5,0 4,1
				B	---					
				C	ТОЛ 10-1					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66У3					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								
20	Тобольская ТЭЦ; ГРУ-10кВ; 2СШ 10кВ; яч.28; КЛ-10кВ РП-102 ввод 2	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =800/5 № 15128-03	A	ТОЛ 10-1	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	16000	активная реактивная	1,1 2,3	5,0 4,1
				B	-					
				C	ТОЛ 10-1					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66У3					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9							
21	Тобольская ТЭЦ; ГРУ-10кВ; 2СШ 10кВ; яч.24; КЛ-10кВ РП-101 ввод 2	ТТ	К _Т =0,5S	А	ТОЛ 10-1	УСПД ЭКОМ-3000 Пер. № СИ 17049-09	16000	активная реактивная	1,1 2,3	5,0 4,1							
			К _{ТТ} =800/5 № 15128-03	В	-												
				С	ТОЛ 10-1												
		ТН	К _Т =0,5	А	НТМИ-10-66У3												
			К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	В													
				С													
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03													
		22	Тобольская ТЭЦ; ГРУ-10кВ; 1СШ 10кВ; яч.3; КЛ-10кВ РП-101 ввод 1	ТТ	К _Т =0,5S						А	ТОЛ 10-1	УСПД ЭКОМ-3000 Пер. № СИ 17049-09	16000	активная реактивная	1,1 2,3	5,0 4,1
					К _{ТТ} =800/5 № 15128-03						В	-					
	С				ТОЛ 10-1												
ТН	К _Т =0,5			А	НТМИ-10-66У3												
	К _{ТН} = 10000/100 № 831-69			В													
				С													
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03													
23	Тобольская ТЭЦ; ГРУ-10кВ; 2СШ 10кВ; яч.22; ТКП-1 (ШМ-1)			ТТ	К _Т =0,5S	А	ТШЛ-10	УСПД ЭКОМ-3000 Пер. № СИ 17049-09	40000	активная реактивная	1,1 2,3	5,0 4,1					
					К _{ТТ} =2000/5 № 3972-03	В	-										
			С		ТШЛ-10												
		ТН	К _Т =0,5	А	НТМИ-10-66У3												
			К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	В													
				С													
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03													

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
24	Тобольская ГЭЦ; ГРУ-10кВ; 1СШ 10кВ; яч.2; ТКП-2 (ШМ-2)	ТТ	КТ=0,5S	А	ТШЛ-10	УСПД ЭКОМ-3000 Рег. № СИ 17049-09	40000	активная реактивная	1,1	5,0
			КТТ=2000/5	В	-					
			№ 3972-03	С	ТШЛ-10					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66У3					
			КТН= 10000/100	В						
			№ 831-69	С						
		Счет чик	КТ=0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03						
		Ксч=1								
		№ 27524-04								

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе 9 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm\delta$ %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{н\text{ом}}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 30 до плюс 30 °С;

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50\pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - напряжение от $0,99 \cdot U_{н}$ до $1,01 \cdot U_{н}$; ток от $1,0 \cdot I_{н}$ до $1,2 \cdot I_{н}$; $\cos j = 0,87$ инд.; частота - $(50\pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 до плюс 50 °С; ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков: в части активной энергии (23 ± 2) °С согласно ГОСТ 30206-94, в части реактивной энергии (20 ± 2) °С согласно ГОСТ 26035-83 и (23 ± 2) °С согласно ГОСТ 52425-2005; УСПД – от плюс 15 до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. $((100\pm 4)$ кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы вторичного тока от $0,01 \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50\pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 50 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н2}$ до $1,1 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $1,2 \cdot I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50\pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 % при температуре 30 °С;
- атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа.

Для УСПД температура окружающего воздуха от минус 10 до плюс 50 °С; для сервера от плюс 15 до плюс 35 °С;

параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- относительная влажность воздуха до 90 % при температуре 30 °С;
- атмосферное давление от 84 до 106,7 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 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и компонентов АИИС КУЭ электроэнергии на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками приведенными в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – не менее 90000 часов, СЭТ-4ТМ.03М - не менее 140 000 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков электроэнергии $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.
- для УСПД $T_v \leq 24$ часа

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М – 114 суток;

- УСПД – 45 суток
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства 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) Общества с ограниченной ответственностью «Тобольская ТЭЦ» (ООО «ТТЭЦ») типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ Общества с ограниченной ответственностью «Тобольская ТЭЦ» (ООО «ТТЭЦ») представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ Общества с ограниченной ответственностью «Тобольская ТЭЦ» (ООО «ТТЭЦ»)

Наименование (обозначение) изделия	Кол-во (шт.)
Трансформаторы тока ТШЛ-20	3
Трансформаторы тока ТШЛ20Б-1	9
Трансформаторы тока JKQ	3
Трансформаторы тока ТАТ	6
Трансформаторы тока GSR	18
Трансформаторы тока ТФНД-110М	3
Трансформаторы тока ТПЛ	6
Трансформаторы тока ТОЛ 10-1	12
Трансформаторы тока ТШЛ-10	2
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-20-63	6
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-15-63	3
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения ТЭС 6-Г	3
Трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения НТМИ-10-66	4
Счетчики электрической энергии трехфазные статические СЭТ-4ТМ.03М	7
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

Поверка

осуществляется по документу МП 64518-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Тобольская ТЭЦ» (ООО «ТТЭЦ»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 17.05.2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. 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. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- для УСПД ЭКОМ-3000М – 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 «TESTO» (мод. 608-H1): диапазон измерений температуры от 0 до + 50 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 15 до 80 %, дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Тобольская ТЭЦ» (ООО «ТТЭЦ») с изменением №1. Внесена в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений под № ФР.1.34.2012.11561

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Общества с ограниченной ответственностью «Тобольская ТЭЦ» (ООО «ТТЭЦ»)

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тобольская ТЭЦ»
(ООО «ТТЭЦ»)

ИНН 7206048859

Юридический адрес:

626150, Тюменская область, г Тобольск, Северо-Восточный промышленный узел

Телефон/факс: (3456) 39-53-59

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энрима»
(ООО «Энрима»)

Юридический адрес:

614017, г. Пермь, ул. Уральская, д. 93

Телефон/факс: (342) 249-48-38

E-mail: info@enrima.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон/факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2016 г.