ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности Вологодской ТЭЦ ПАО «ТГК-2»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности Вологодской ТЭЦ ПАО «ТГК-2» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

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

Первичные 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 минут.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по сети Internet через интернет-провайдера, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-3, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УСВ-3 времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов ИВК. Коррекция часов ИВК проводится вне зависимости от наличия расхождения часов ИВК и времени приемника. Часы счетчиков синхронизируются с часами ИВК с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков происходит после выявления разницы во времени между ИВК и ИИК в 2 с, максимальная коррекция составляет 2 с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии 12.1. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1–Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификаторфайлов ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Текстильная-1	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл. т. 0,5 600/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 3689-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ HP ProLiant DL120 G7 E3-1240
2	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Текстильная-2	ТФМ-35 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 59533-14	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
3	Вологодская ТЭЦ, ТГ-1 (6 кВ)	ТЛШ 10 Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 11077-03	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
4	Вологодская ТЭЦ, ТГ-2 (6 кВ)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 6300/100 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
5	Вологодская ТЭЦ, ТГ-3 (6 кВ)	ТЛШ 10 Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 11077-03	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 1 с.ш., яч.3	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
7	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 1 с.ш., яч.5	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
8	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 1 с.ш., яч.7	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
9	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 1 с.ш., яч.15	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
10	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 2 с.ш., яч.4	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 2 с.ш., яч.10	ТЛК10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ HP ProLiant DL120 G7 E3-1240
12	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 2 с.ш., яч.12	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
13	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 2 с.ш., яч.14	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
14	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 3 с.ш., яч.103	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
15	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 3 с.ш., яч.105	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
16	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 3 с.ш., яч.107	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
17	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 3 с.ш., яч.113	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т.0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
18	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 3 с.ш., яч.115	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т.0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
19	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 4 с.ш., яч.110	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т.0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
20	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 4 с.ш., яч.112	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т.0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
21	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 4 с.ш., яч.114	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т.0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
22	Вологодская ТЭЦ, РП-6 кВ, 4 с.ш., яч.116	ТЛК10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т.0,5 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	Вологодская ТЭЦ, РУ-6 кВ ХВО, 1 с.ш. яч.4	ТПОЛ-10 Кл. т.0,5 75/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т.0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ HP ProLiant DL120 G7 E3-1240
24	Вологодская ТЭЦ, ХВО, щит 500 В, ф.21	Т-0,66У3 Кл. т.0,5 300/5 Рег. № 6891-85	НОС-0,5 Кл. т. 0,5 500/100 Рег. № 46784-11	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
25	Вологодская ТЭЦ, ХВО, щит 380/220 В, ф.22	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 6891-85	-	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
26	Вологодская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ, п.17, ф."Сборка общежития"	Т-0,66У3 Кл. т.0,5 100/5 Рег. № 6891-85	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т.0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
27	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ввод 1 ЭВ ТБ-2 тр-ра ТБ-2	ТАТ Кл. т. 0,2S 1000/5 Рег. № 29838-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т.0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
28	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ввод 2 ЭВ ТБ-2 тр-ра ТБ-2	ТАТ Кл. т. 0,2S 1000/5 Рег. № 29838-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т.0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
29	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ввод 1 ЭВ ТБ-1 тр-ра ТБ-1	ТАТ Кл. т. 0,2S 1000/5 Рег. № 29838-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т.0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
30	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ввод 2 ЭВ ТБ-1 тр-ра ТБ-1	ТАТ Кл. т. 0,2S 1000/5 Рег. № 29838-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т.0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
31	Вологодская ТЭЦ, ОРУ-110кВ, ввод ЭВ РТСН тр-ра РТСН	ТАТ Кл. т. 0,2S 500/5 Рег. № 29838-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т.0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
32	Вологодская ТЭЦ, Г-2 (10,5 кВ)	ТЛШ-10 Кл. т.0,2 3000/5 Рег. № 11077-07	ТЈР4 Кл. т.0,2 10500/√3/100/√3 Рег. № 17083-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т.0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
33	Вологодская ТЭЦ, Г-1 (10,5 кВ)	AON-F Кл. т. 0,2S 6500/1 Рег. № 43946-10	CTY17 Кл. т. 0,2 10500/√3/100/√3 Рег. № 45813-10	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т.0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Примечания:
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение, указанных в таблице 2, метрологических характеристик.
2 Допускается замена УСВ-3 на аналогичное утвержденного типа.
3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1,2,6-20	активная	1,51	1,9
	реактивная	2,34	2,53
3,4,5	активная	1,52	1,76
	реактивная	2,34	2,38
21,22	активная	1,42	1,9
	реактивная	2,16	2,53
23,24	активная	1,51	1,9
	реактивная	2,33	2,53
25,26	активная	0,92	1,79
	реактивная	1,25	2,32
27-31,33	активная	0,72	0,8
	реактивная	1,15	1,6
32	активная	0,72	0,9
	реактивная	1,15	1,7
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	33
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosj - температура окружающей среды, °С	 от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
- коэффициент мощности	от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$
- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С	от -40 до +70
- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С	от +15 до +35
- температура окружающей среды в месте расположения аппаратуры передачи и обработки данных, °С	от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	
- СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01, СЭТ-4ТМ.03.09,	90000
- СЭТ-4ТМ.03М.01,	140000
- СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.16	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера 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.

Регистрация событий:

– в журнале событий счётчика:
  параметрирования;
  пропадания напряжения;
  коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера БД:
  параметрирования;
  пропадания напряжения;
  коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:
– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счётчика;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера;
– защита на программном уровне:
установка пароля на счетчик;
установка пароля на сервер БД.
Возможность коррекции времени в:
– электросчетчиках (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ Вологодской ТЭЦ ПАО «ТГК-2» типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение изделия	Количество, шт.
1	2	3
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01	20
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03	3
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.09	2
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16	1
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б	2
Трансформатор тока	ТФМ-35	2
Трансформатор тока	ТЛШ-10	12
Трансформатор тока	ТЛК10	51
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66У3	8
Трансформатор тока	ТАТ	15
Трансформатор тока	AON-F	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	НОМ-6	2
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	НОС-0,5	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	TJP4	3
Трансформатор напряжения	CTY17	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP ProLiant DL120 G7 E3-1240	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР SE	1
Руководство по эксплуатации	-	1
Формуляр	-	1
Методика поверки	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 75800-19 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности Вологодской ТЭЦ ПАО «ТГК-2». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Марийский ЦСМ» 17.05.2019 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (номер в Госреестре 36697-12) – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (номер в Госреестре 36697-08) – по методике поверке ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (номер в Госреестре 27524-04) – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной I'ЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.
- УСВ-3 (номер в Госреестре 64242-16) – по методике поверки РТ-МП-3124-441-2016, утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016;
- радиосервер точного времени РСТВ-01 ПГ ±0,1 мкс (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 40586-09).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности Вологодской ТЭЦ ПАО «ТГК-2».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности Вологодской ТЭЦ ПАО «ТГК-2»

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

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

Изготовитель

Вологодская ТЭЦ ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2»
ИНН 7606053324
Адрес: 160012, Вологодская обл., г. Вологда, Советский пр-кт, 141-А,
Юридический адрес: 150003, Ярославская обл, г. Ярославль, ул. Пятницкая, д. 6
Телефон (факс): 8 (8172) 75-35-18
E-mail: vol@tgc-2.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в республике Марий Эл»
Адрес: 424006, Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3
Телефон (факс): 8 (8362) 41-20-18, 8 (8362) 41-16-94
Web-сайт: www.maricsm.ru
E-mail: gost@maricsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 16.02.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии А.В. Кулешов

М.п. « ___ » _____ 2019 г.