

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Костроме

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Костроме (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер приложений и баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределённой среде виртуализации VMware vSphere High Availability, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации каналов приёма-передачи информации и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика 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.

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

Цифровой сигнал с выходов счётчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение и передача измерительной информации, а также отображение информации на АРМ.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи в сети интернет в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым системным временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и транслирующего шкалу времени в цифровой форме по последовательному порту по протоколу NMEA 0183 на сервер. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется один раз в сутки при расхождении времени часов сервера и системы глобального позиционирования более ± 1 с. Сличение времени часов счётчиков АИИС КУЭ с временем часов сервера происходит при каждом опросе, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени встроенных часов счётчика осуществляется автоматически один раз в сутки, при расхождении времени часов счётчиков с временем часов сервера более ± 2 с. От сервера также обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ АИИС КУЭ.

Журналы событий счётчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. 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 «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac_metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	КРУ-6 кВ БНС Костромской ТЭЦ-2, 1 с.ш. 6 кВ, яч.3	ТВЛМ-10 Кт = 0,5 Ктт = 1000/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 1856-63	НТМИ-6 Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кт = 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
2	КРУ-6 кВ БНС Костромской ТЭЦ-2, 2 с.ш. 6 кВ, яч.15	ТВЛМ-10 Кт = 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 Кт = 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
3	КРУ-6 кВ БНС Костромской ТЭЦ-2, 2 с.ш. 6 кВ, яч.10	ТВЛМ Кт = 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 45040-10	НТМИ-6 Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 Кт = 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСВ-3 Рег. № 64242-16/
4	КРУ-6 кВ ПНС-1, 1с.ш. 6 кВ, яч.11	ТВЛМ-10 Кт = 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 Кт = 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	WMware vSphere High Availability
5	КРУ-6 кВ ПНС-1, 2с.ш. 6 кВ, яч.14	ТВЛМ-10 Кт = 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 Кт = 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
6	КРУ-6 кВ ПНС-2, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7	ТЛМ-10 Кт = 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 Кт = 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
7	КРУ-6 кВ ПНС-2, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14	ТЛМ-10 Кт = 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кт = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
8	КРУ-6 кВ ПНС-3, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1	ТЛМ-10 Кт = 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кт = 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 Кт = 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	КРУ-6 кВ ПНС-3, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 15	ТЛМ-10 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 К _Т = 0,2 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2-14 К _Т = 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ WMware vSphere High Availability
10	КРУ-6 кВ Районной котельной №2, 1 с.ш., яч.1	ТПОЛ-10 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 К _Т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
11	КРУ-6 кВ Районной котельной №2, 1 с.ш., яч.4	ТВЛМ-10 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 К _Т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
12	КРУ-6 кВ Районной котельной №2, 2 с.ш., яч.18	ТПОЛ-10 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 К _Т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
13	КРУ-6 кВ Районной котельной №2, 2 с.ш., яч.16	ТПОЛ-10 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 К _Т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
14	Сборка 0,4 кВ аварийного освещения Районной котельной №2, ввод аварийного освещения 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05Д.03 К _Т = 1,0/- Рег. № 39616-08	
15	ТП-6/0,4 кВ обменного парка КТЭЦ-2, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	Т-0,66 У3 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-3ТМ.05М.03 К _Т = 1,0/- Рег. № 36354-07	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утверждённых 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

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

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 – 7, 10 – 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	2,3	2,9	3,2	5,7
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	1,7	2,0	2,2	3,4
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
8, 9 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,5	2,9	5,4	2,2	2,8	3,2	5,6
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,4	1,5	2,8	1,7	1,9	2,1	3,2
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,0	1,2	2,0	1,5	1,7	1,8	2,5
14 (ТТ -; ТН -; Сч 1,0)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,1I_{н1}$	1,7	-	-	-	3,1	-	-	-
	$0,1I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,1	1,2	1,3	1,7	2,7	2,9	3,0	3,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,1	1,1	1,1	2,8	2,9	2,9	3,1
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,1	1,1	1,1	1,1	2,8	2,9	2,9	3,1
15 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 1,0)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,1I_{н1}$	2,3	-	-	-	3,5	-	-	-
	$0,1I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,3	2,6	4,7	3,0	3,5	3,8	5,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,4	1,6	1,7	2,8	2,9	3,1	3,2	4,1
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,2	1,3	1,4	2,1	2,9	3,0	3,1	3,6
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %				
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6	7	8		
1 – 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	5,8	4,7	2,9	6,3	5,2	3,5		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	3,2	2,6	1,8	3,6	3,0	2,3		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,5	2,1	1,5	2,8	2,5	2,1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
7, 10 – 13	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	5,7	4,6	3,0	6,6	5,6	4,3
(ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	3,2	2,6	1,8	4,5	4,1	3,5
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,5	2,1	1,5	4,1	3,8	3,4
8, 9	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	5,7	4,6	2,8	6,2	5,1	3,4
(ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	3,0	2,5	1,7	3,4	2,9	2,2
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,2	1,9	1,4	2,6	2,3	2,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ($\pm\Delta$), с		5					
<p>Примечания</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.</p>							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счётчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ 30206-94 - для счётчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности <p>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счётчиков - для УСВ-3 	<p>от 90 до 110 от 5(10) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от -45 до +35 от -40 до +55 от -25 до +60</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчётчики СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Электросчётчики СЭТ-4ТМ.02:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Электросчётчики СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-08), ПСЧ-3ТМ.05Д, ПСЧ-3ТМ.05М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Электросчётчики СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-12):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Устройство синхронизации времени УСВ-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>90 000</p> <p>2</p> <p>90 000</p> <p>72</p> <p>140 000</p> <p>2</p> <p>165 000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>24</p> <p>0,99</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчётчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счётчика и сервера фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счётчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счётчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- 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 типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	1 шт.
Счётчики активной и реактивной энергии переменного тока, статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02.2-14	7 шт.
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.03	5 шт.
Счётчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05Д.03	1 шт.
Счётчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М.03	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер на базе виртуальной машины	VMware vSphere High Availability	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-068-2019	1 экз.
Формуляр	ГДАР.411711.057 ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-068-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Костроме. Методика поверки», утверждённому ООО «Энергокомплекс» 21.08.2019 г.

Основные средства 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 и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- электросчётчиков СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- электросчётчиков СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом «Счётчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки». Методика поверки согласована ФБУ «Нижегородский ЦСМ»;
- электросчётчиков СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-08) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- электросчётчиков СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-12) – в соответствии с документом «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- электросчётчиков ПСЧ-3ТМ.05Д - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.159РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-3ТМ.05Д. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованным с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 26.12.2008 г.;
- электросчётчиков ПСЧ-3ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.138РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.138РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Костроме», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Костроме

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

Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания №2» (ПАО «ТГК-2»)

ИНН 7606053324

Адрес: 150003, г. Ярославль, ул. Пятницкая, д.6

Телефон: +7 (4852) 79-70-86

E-mail: energy@tgc-2.ru

Заявитель

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

ИНН 7725766980

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9

Телефон/факс: +7 (499) 753-06-78

E-mail: info@rusenprom.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.