

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Богучанская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Богучанская ГЭС» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 5.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325T (далее - УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР».

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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы, расположенном в центре сбора и обработки информации (далее - ЦСОИ) ПАО «Богучанская ГЭС», выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с сервера АИИС КУЭ настоящей системы.

Сервер АИИС КУЭ, установленный в ЦСОИ ПАО «Богучанская ГЭС», имеет возможность принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСПД, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, получаемым от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS. Погрешность измерения времени при синхронизации от приемника ГЛОНАСС/GPS составляет не более ± 10 мс.

Сервер АИИС КУЭ, периодически (1 раз в 30 минут) сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСПД. При наличии расхождения равного ± 2 с и более, сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электрической энергии, УСПД, сервера АИИС КУЭ отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журнале событий сервера АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: ac_metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровня ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	Богучанская ГЭС, ГГ1-вывода 15,75 кВ	JKQ 15000/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	ТЭС 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
2	Богучанская ГЭС, ГГ2-вывода 15,75 кВ	JKQ 15000/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	ТЭС 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
3	Богучанская ГЭС, ГГ3-вывода 15,75 кВ	JKQ 15000/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	ТЭС 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
4	Богучанская ГЭС, ГГ4-вывода 15,75 кВ	JKQ 15000/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	ТЭС 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
5	Богучанская ГЭС, ГГ5-вывода 15,75 кВ	JKQ 15000/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	ТЭС 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
6	Богучанская ГЭС, ГГ6-вывода 15,75 кВ	JKQ 15000/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	ТЭС 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Богучанская ГЭС, ГГ7-вывода 15,75 кВ	JKQ 15000/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	TJC 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
8	Богучанская ГЭС, ГГ8-вывода 15,75 кВ	JKQ 15000/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	TJC 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
9	Богучанская ГЭС, ГГ9-вывода 15,75 кВ	JKQ 15000/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	TJC 6-G 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
10	Богучанская ГЭС, Элегазовый токопровод 220 кВ, 1АТ	JR 0,5 2000/1 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	SU 252/B34 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
11	Богучанская ГЭС, Элегазовый токопровод 220 кВ, 2АТ	JR 0,5 2000/1 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	SU 252/B34 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
12	Богучанская ГЭС, Блок 220/15,75 кВ ГГ7-Т7, 220 кВ	JR 0,5 1500/1 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	SU 252/B34 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная
13	Богучанская ГЭС, Блок 220/15,75 кВ ГГ8-Т8, 220 кВ	JR 0,5 1500/1 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	SU 252/B34 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325T	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Богучанская ГЭС, Блок 220/15,75 кВ ГГ9-Т9, 220 кВ	JR 0,5 1500/1 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	SU 252/В34 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325Т	активная реактивная
15	Богучанская ГЭС, КРУ2-6 кВ, 1С 6 кВ яч.41 КЛ-6 кВ	ТЛП-10-6 100/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	ЗНОЛП 6300/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325Т	активная реактивная
16	Богучанская ГЭС, КРУ2-6 кВ, 2С 6 кВ яч.50 КЛ-6 кВ	ТЛП-10-6 100/5 Кл. т. 0,2S Фазы: А, В, С	ЗНОЛП 6300/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325Т	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,3	2,0	1,3	1,5	2,2

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,8	2,0	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,8	2,0	1,9
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	0,9	2,1	2,0
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	1,5	2,6	2,3

Примечания

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 1$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 35 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД, на аналогичные средства измерений утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	16
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, % от $f_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 99,7 до 100,3</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от 0 до +50</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <p>RTU-325Т</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>140000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>146116</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - график средних мощностей за интервал 30 мин, суток, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>3</p> <p>45</p> <p>3,5</p>
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Богучанская ГЭС» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	JKQ	41964-09	27
Трансформаторы тока	JR 0,5	35406-12	9
Трансформаторы тока	JR 0,5	35406-07	6
Трансформаторы тока	ТЛП-10	30709-08	6
Трансформаторы напряжения	TJC 6-G	49111-12	27
Трансформаторы напряжения	SU 252/B34	44734-10	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	23544-07	6

Окончание таблицы 6

1	2	3	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325Т	44626-10	1
Методика поверки	МП 2-2018	-	1
Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 2-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Богучанская ГЭС». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному АО ГК «Системы и Технологии» 16 февраля 2018 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»;

- 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.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;

- RTU-325Т - в соответствии с документом ДЯИМ.466215.005 МПИ1 «Устройства сбора и передачи данных RTU-325Н и RTU-325Т. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июле 2010 г.

- устройство синхронизации времени УСВ-2, измеряющее текущие значения времени и даты по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS (Рег. № 41681-10);

- термогигрометр «Ива-6А-КП-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 90 %, дискретность 0,1 % (Рег. № 46434-11);

- миллитесламетр ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 1999 мТл (Рег. № 28134-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПАО «Богучанская ГЭС» (АИИС КУЭ ПАО «Богучанская ГЭС»)), аттестованной АО ГК «Системы и Технологии», аттестат аккредитации № RA.RU.312308 от 04.10.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Богучанская ГЭС»

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

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8, помещение 59

Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Аттестат аккредитации АО ГК «Системы и Технологии» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312308 от 04.10.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.