

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 1620 от 25.07.2017 г.,
№ 1437 от 18.07.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП города Хабаровска «Водоканал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП города Хабаровска «Водоканал» (далее по тексту - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения передачи и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, установленные на объектах АИИС КУЭ

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, созданный на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) типа УСПД RTU-327LV и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (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 преобразуют 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.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии, осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Результаты измерений передаются с сервера МУП города Хабаровска «Водоканал» в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0. Отправка электронных документов в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ и смежным субъектам ОРЭ осуществляется с сервера МУП города Хабаровска «Водоканал».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройства синхронизации времени УССВ-2 на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS/ГЛОНАСС). Сличение времени часов ИВК с часами УССВ-2 происходит каждые два часа, коррекция проводится при расхождении времени более чем на ± 1 с. Часы УСПД синхронизируются от часов УССВ-2 каждый час, коррекция проводится при расхождении времени более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО ИВКЭ, ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «АльфаЦЕНТР». Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1.0.0
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Уровень защиты ПО – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2 и 3.

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

Канал измерений		Состав АИИС КУЭ				К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{СЧ}	УСПД	СОЕВ	Метрологические характеристики ИК			
Номер ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип					Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК (± δ), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (± δ), %	
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
1	ВНС Лермонтова, 33 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 17	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/1 Рег. № 55016-13	A	GSA	24000	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УСЦБ-2 Рег. № 54074-13	Активная	1,2	5,8	
				B	GSA							
				C	GSA							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 55131-13	A	VRU1/S2							5,0
				B	VRU1/S2							
				C	VRU1/S2							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.17								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10				
2	ВНС Лермонтова, 33 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 15	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/1 Пер. № 55016-13	A	GSA	24000	RTU-327LV Пер. № 41907-09	УССБ-2 Пер. № 54074-13	Активная	1,2	5,8				
				B	GSA										
				C	GSA										
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 55131-13	A	VRU1/S2										
				B	VRU1/S2										
				C	VRU1/S2										
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Пер. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.17													
		3	ВНС Лермонтова, 33 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/1 Пер. № 55016-13	A			GSA	24000	RTU-327LV Пер. № 41907-09	УССБ-2 Пер. № 54074-13	Активная	1,2	5,8
						B			GSA						
C	GSA														
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 55131-13			A	VRU1/S2										
				B	VRU1/S2										
				C	VRU1/S2										
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Пер. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.17													
		4	ВНС Лермонтова, 33 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 18	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/1 Пер. № 55016-13	A	GSA	24000	RTU-327LV Пер. № 41907-09	УССБ-2 Пер. № 54074-13			Активная	1,2	5,8
						B	GSA								
C	GSA														
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 Пер. № 55131-13			A	VRU1/S2										
				B	VRU1/S2										
				C	VRU1/S2										
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Пер. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.17													

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
5	РП-6 (КТПн 2х630 кВа) 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ,	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 64182-16	A	ТШП-0,66	120	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная	1,0	5,7
				B	ТШП-0,66						
				C	ТШП-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09									
6	Ввод 2 0,4 кВ РП-6 (КТПн 2х630 кВа) 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ,	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 64182-16	A	ТШП-0,66	120	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная	1,0	5,7
				B	ТШП-0,66						
				C	ТШП-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09									
7	Ввод 1 0,4 кВ ОСГВ п.Березовка 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.9	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	2400	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная	1,2	5,8
				B	-						
				C	ТОЛ-10-I						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6						
				B	ЗНОЛ.06-6						
				C	ЗНОЛ.06-6						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
8	ОСГВ п.Березовка 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.6	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	2400	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,8 5,0
				B	-						
				C	ТОЛ-10-I						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6						
				B	ЗНОЛ.06-6						
				C	ЗНОЛ.06-6						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
9	ТП-3106 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.2	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 47957-11	A	ТШП-0,66	120	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная	1,0 2,1	5,7 7,2
				B	ТШП-0,66						
				C	ТШП-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09									
10	ТП-3106 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.5	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 47957-11	A	ТШП-0,66	120	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная	1,0 2,1	5,7 7,2
				B	ТШП-0,66						
				C	ТШП-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	ТП-3103 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.2	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 47957-11	A	ТШП-0,66	120	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная	1,0 2,1	5,7 7,2
				B	ТШП-0,66						
				C	ТШП-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09									
12	ТП-3103 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.6	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 47957-11	A	ТШП-0,66	120	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная	1,0 2,1	5,7 7,2
				B	ТШП-0,66						
				C	ТШП-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09									
13	ТП-31 6/0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47957-11	A	ТШЛ-0,66	80	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная	1,0 2,1	5,7 7,2
				B	ТШЛ-0,66						
				C	ТШЛ-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
14	ТП-31 6/0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47957-11	A	ТШЛ-0,66	80	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная	1,0	5,7
				B	ТШЛ-0,66						
				C	ТШЛ-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09							
15	ТП-7 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч. КЛ-0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 47957-11	A	ТШП-0,66	60	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная	1,0	5,7
				B	ТШП-0,66						
				C	ТШП-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09							
16	КТПН-27 6/0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47957-11	A	ТШЛ-0,66	80	RTU-327LV Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная	1,0	5,7
				B	ТШЛ-0,66						
				C	ТШЛ-0,66						
		ТН	-	A	-						
				B	-						
				C	-						
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09							
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с									±5		

Примечания:

1 В таблице 2 в графе «Относительная 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 1(2) % от $I_{\text{ном}}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 30 до плюс 30 °С .

2 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.

3 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

4 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 - ГОСТ 26035-83	- от 99 до 101 - от 100 до 120 0,87 23±2 23±2 20±2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УССВ	- от 90 до 110 - от 1(2) до 120 - от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -60 до +60 от -40 до +65 от -20 до +50 от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут УСПД RTU-327LV: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 7 90000 7 35000 1 35000 24

Продолжение таблицы 3

1	2
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не более ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

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;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, 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:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована);

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	GSA	12 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66	9 шт.
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	21 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	VRU1/S2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	12 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327LV	8 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	9 шт.
Методика поверки	МП 206.1-261-2016	1 экз.
Паспорт – Формуляр	ТДВ.411711.055 ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-261-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП города Хабаровска «Водоканал». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13.12.2016 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;
- 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 ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145 РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02.М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- устройств сбора и передачи данных RTU-327LV – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- устройств синхронизации системного времени УССВ-2 – в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ФБУ «Ростест-Москва» 17.05.2013 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314) рег. № 22129-09.

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) МУП города Хабаровска «Водоканал», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП города Хабаровска «Водоканал»

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

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ» (ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская 60а, оф. 1

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

В части вносимых изменений:

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.

(Редакция приказа Росстандарта № 1437 от 18.07.2019 г.)

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.