



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.056.A № 43584

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП "ВОДОКАНАЛ"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **052**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Открытое акционерное общество "Концерн Энергомера"
(ОАО "Концерн Энергомера"), г. Ставрополь**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47514-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 47514-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **15 августа 2011 г. № 4556**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001557

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной мощности и электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электрической мощности усредненной на 30-минутных интервалах времени;
- измерение календарного времени, интервалов времени;
- учёт активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом за сутки и месяц;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача накопленных данных в информационные системы организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5S по ГОСТ 7746, напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии ЦЭ6850М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и 1.0 по ГОСТ Р 52425 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных УСПД 164-01К1;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации сис-

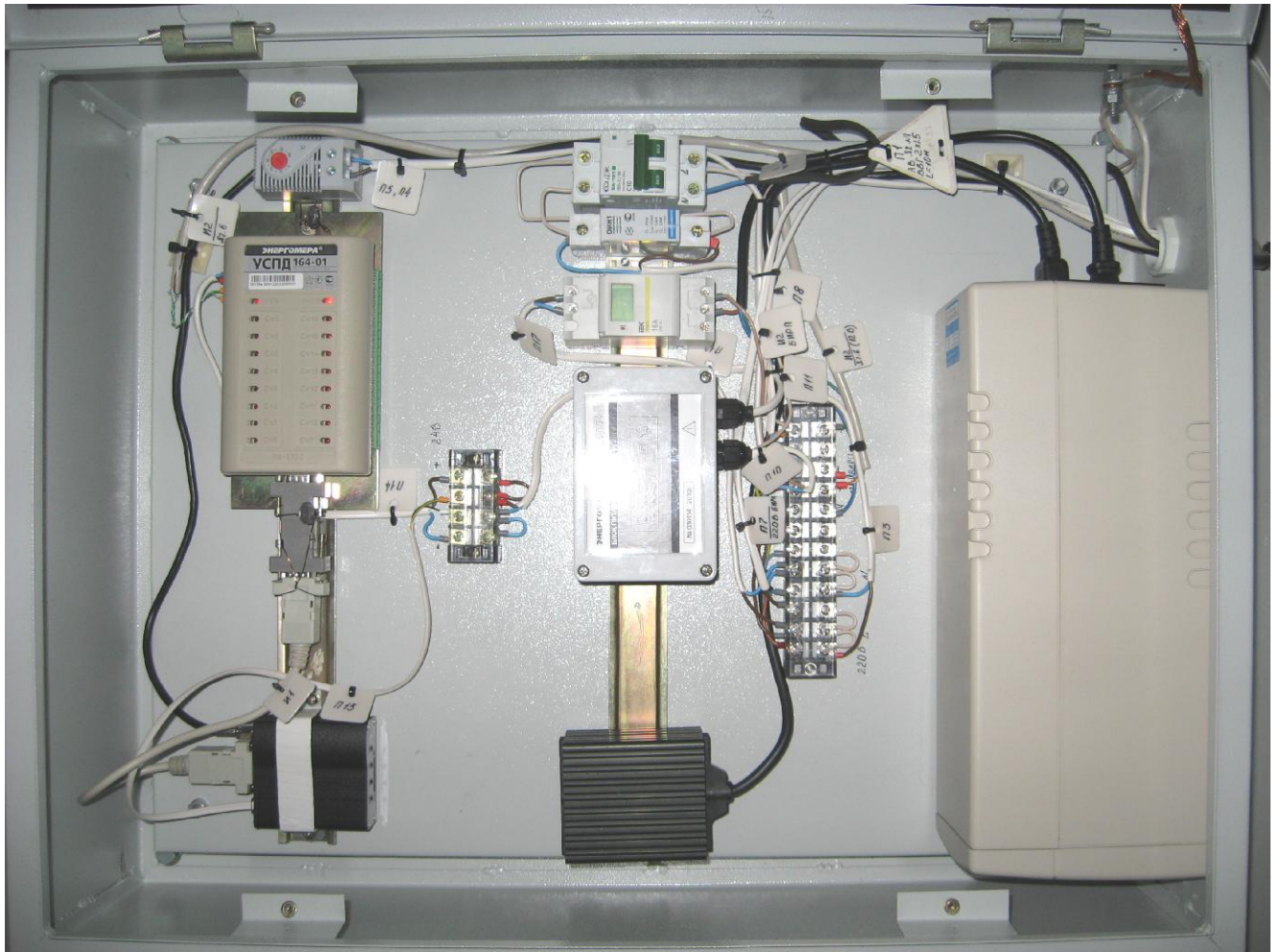
темного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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 хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на уровне ИВКЭ по каналам передачи данных стандарта GSM с использованием терминалов сотовой связи Teleofis RX100 (скорость передачи данных 9,6 кбит/с) в центр сбора и обработки информации МУП «Водоканал». На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, если они не учтены в счётчике, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, а также передача накопленных данных в информационные системы организаций – участников оптового рынка электроэнергии. Передача информации организациям – участникам оптового рынка электроэнергии осуществляется по выделенному каналу передачи данных через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации времени УСВ-1 на базе GPS-приемника, которое синхронизирует с установленной периодичностью время сервера АИИС КУЭ, погрешность синхронизации не более 0,01 с. Синхронизация времени УСПД со временем сервера АИИС КУЭ осуществляется один раз в сутки. Синхронизация времени счётчиков со временем УСПД осуществляется так же, один раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут.



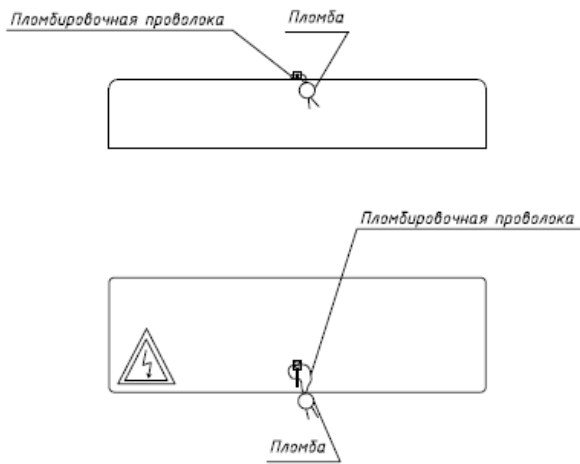
Расположение счётчика электрической энергии, разветвителя интерфейсов, переходной колодки и нагрузочных резисторов в одном из измерительных каналов (аналогично располагаются элементы и в других измерительных каналах)



Внешний вид шкафа АИИС КУЭ одного из измерительных каналов.



Внешний вид центрального сервера АИИС КУЭ МУП «ВОДОКАНАЛ» г. Ставрополь



Примечания:
1 Пломбировку производить свинцовой или индикаторной пломбой (РотосилII);
2 В качестве пломбирочной проволоки использовать проволоку Сильвер

Схема пломбировки переходной колодки

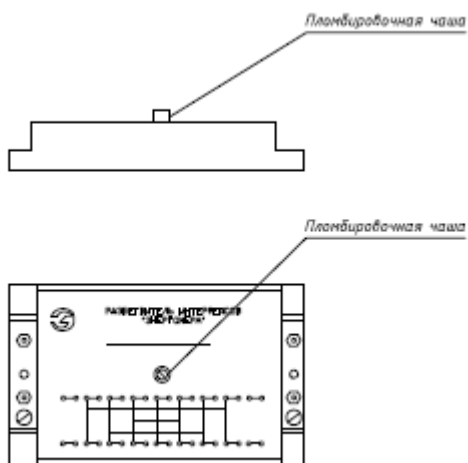


Схема пломбировки разветвителя интерфейсов

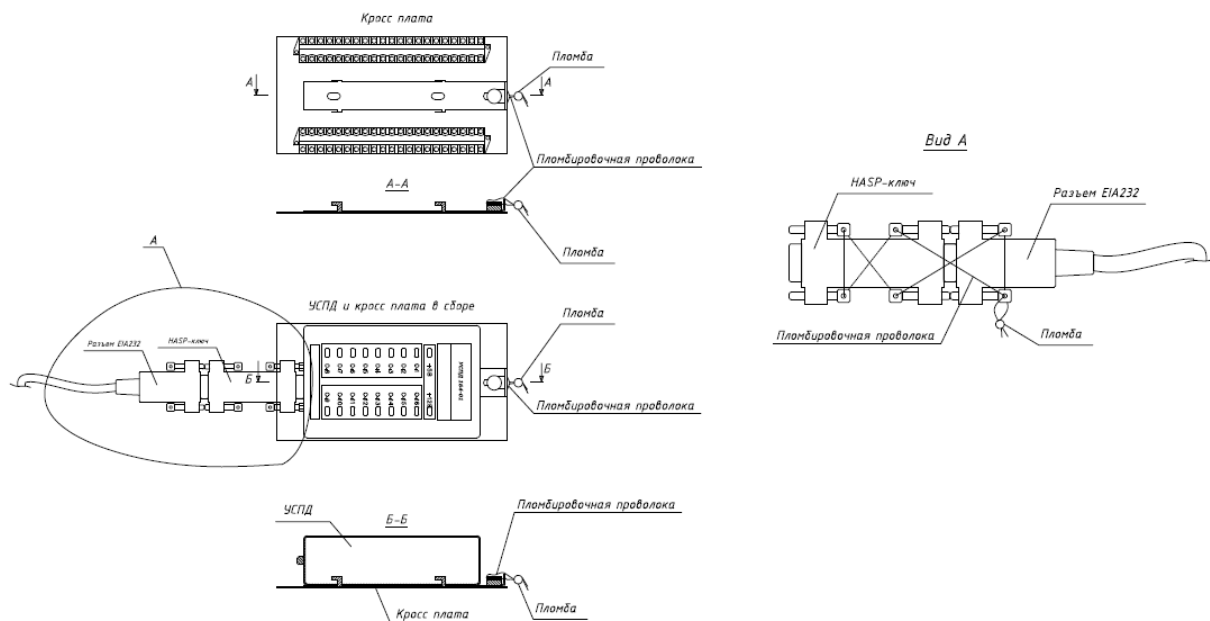


Схема пломбировки УСПД-164-01К1 и разъёма EIA232

Программное обеспечение

Программное обеспечение и его идентификационные данные приведены в таблице 1.
Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программное обеспечение центра обработки информации КТС «Энергомера»	KTS.exe	2.51.2	FDDA32D9	CRC32
	ktsConceptShell.exe		34440633	
	ktsObjCollection_pc.dll		BE090C29	
	ktsDevCollection_pc.dll		46928F9E	
	ktsDataRequest_pc.dll		902B2309	
	ktsJoins_pc.dll		50DAF062	
	Consumer.exe		31747A26	
	c2_uspd164_v2.50.05.dll		6BBA9BBE	
	c2_AsyncHayes.dll		8D5B71BA	
Контрольная сумма исполняемого кода – 998E1F45				

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Пароли доступа к возможности изменения параметров в АИИС КУЭ предоставлены:

- главному инженеру МУП «ВОДОКАНАЛ»;
- начальнику цеха по ремонту обслуживанию и наладке электрооборудования МУП «ВОДОКАНАЛ»;
- технику-наладчику высоковольтного оборудования МУП «ВОДОКАНАЛ»

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и основные метрологические характеристики составных частей системы АИИС КУЭ МУП «ВОДОКАНАЛ» представлены в Таблице 2.

Таблица 2. Основные метрологические характеристики составных частей ИК

Номер точки измерений и наименование измерительного канала		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Границы относительной погрешности измерений, соотв. $P=0,95$, %	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность	Погрешность в рабочих условиях
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Насосная станция №5, РУ-6 кВ №1, Т-61	ТПОЛ-10 $I_{\text{ном. перв.}}=800 \text{ А};$ $I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ А}$ КТ=0,5S Гос. реестр №1261-08 Зав. №2313, 2304	ЗНОЛ.06-6 $U_{\text{ном. перв. обм.}}=6000/\sqrt{3} \text{ В};$ $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}}=100/\sqrt{3} \text{ В, КТ}=0,5$ Гос. реестр № 3344-08. Зав. №2496, 2506, 2518	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. № 007258034000030	УСПД-164-01К1 Зав. № 009122033000054 из комплекса технических средств для автоматизации контроля и учёта электрической энергии и мощности «Энергомера»	Приём Актив/Реактив	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 2,1$ $\pm 3,3$
2	Насосная станция №5, РУ-6 кВ №1, Т-62	ТПОЛ-10 $I_{\text{ном. перв.}}=800 \text{ А};$ $I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ А}$ КТ=0,5S Гос. реестр №1261-08 Зав. №2312, 2290	ЗНОЛ.06-6 $U_{\text{ном. перв. обм.}}=6000/\sqrt{3} \text{ В};$ $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}}=100/\sqrt{3} \text{ В, КТ}=0,5$ Гос. реестр №3344-08. Зав. №3165, 3156, 3166	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. № 007258034000025	УСПД-164-01К1 Зав. № 009122033000021	Приём Актив/Реактив		
3	Насосная станция №5, РУ-6 кВ №2,	ТПОЛ-10 $I_{\text{ном. перв.}}=800 \text{ А};$ $I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ А}$ КТ=0,5S	ЗНОЛ.06-6 $U_{\text{ном. перв. обм.}}=6000/\sqrt{3} \text{ В};$	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06	УСПД-164-01К1 Зав. № 009122033000021	Приём Актив/Реактив		

	Г-63	Гос. реестр №1261-08 Зав. №2346, 2311	$U_{\text{ном. осн. втор. обм.}} = 100/\sqrt{3}$ В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08, Зав. № 2502, 2503, 2497	Зав. № 007258034000023	из комплекса технических средств для автоматизации контроля и учёта электрической энергии и мощности «Энергомера» Гос. реестр №19575-08			
4	Насосная станция №5, РУ-6 кВ №2, Т-64	ТПОЛ-10 $I_{\text{ном. перв.}} = 800$ А; $I_{\text{ном. втор.}} = 5$ А Гос. реестр №1261-08 Зав. №2306, 2289	ЗНОЛ.06-6 $U_{\text{ном. перв. обм.}} = 6000/\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}} = 100/\sqrt{3}$ В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №1145, 1144, 1139	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. № 007258034000022		Приём Актив/Реактив	±1,1 ±2,6	±2,1 ±3,3
5	Насосная станция №4, РУ-6 кВ №1, Т-31	ТОЛ-10-1 $I_{\text{ном. перв.}} = 800$ А; $I_{\text{ном. втор.}} = 5$ А КТ=0,5S Гос. реестр №15128-07, Зав. №11672, 11673	ЗНОЛ.06-6 $U_{\text{ном. перв. обм.}} = 6000/\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}} = 100/\sqrt{3}$ В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №3168, 3200, 3169	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. № 007258029000004	УСПД-164-01К1 Зав. № 009122033000053 из комплекса технических средств для автоматизации контроля и учёта электрической энергии и мощности «Энергомера» Гос. реестр №19575-08	Приём Актив/Реактив		
6	Насосная станция №4, РУ-6 кВ №1, Ф-65	ТПОЛ-10 $I_{\text{ном. перв.}} = 800$ А; $I_{\text{ном. втор.}} = 5$ А КТ=0,5S Гос. реестр №1261-08 Зав. №2287, 2347	ЗНОЛ.06-6 $U_{\text{ном. перв. обм.}} = 6000/\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}} = 100/\sqrt{3}$ В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №3168, 3200, 3169	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. № 007258034000034		Приём Актив/Реактив		
7	Насосная	ТПОЛ-10	ЗНОЛ.06-6	ЦЭ6850М				

	станция №4, РУ-6 кВ №1, Ф-64	$I_{\text{ном. перв.}}=800 \text{ A};$ $I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ A}$ КТ=0,5S Гос. реестр №1261-08 Зав. №2310, 2309	$U_{\text{ном. перв. обм.}}=$ 6000/ $\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}}=$ 100/ $\sqrt{3}$ В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №3203, 3167, 3199	КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. № 007258034000026		Приём Актив/Реактив		
8	Насосная станция №4, РУ-6 кВ №2, Ф-61	ТПОЛ-10 $I_{\text{ном. перв.}}=800 \text{ A};$ $I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ A}$ КТ=0,5S Гос. реестр №1261-08 Зав. №2345, 2288	ЗНОЛ.06-6 $U_{\text{ном. перв. обм.}}=$ 6000/ $\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}}=$ 100/ $\sqrt{3}$ В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №3202, 3206, 3154	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. № 007258034000020	УСПД-164-01К1 Зав. № 009122033000062 из комплекса тех- нических средств для автоматизации контроля и учёта электрической энергии и мощно- сти «Энергомера» Гос. реестр №19575-08	Приём Актив/Реактив	±1,1 ±2,6	±2,1 ±3,3
9	Насосная станция №4, РУ-6 кВ №2, Ф-63	ТПОЛ-10 $I_{\text{ном. перв.}}=400 \text{ A};$ $I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ A}$ КТ=0,5S Гос. реестр №1261-08 Зав. №2342, 2380	ЗНОЛ.06-6 $U_{\text{ном. перв. обм.}}=$ 6000/ $\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}}=$ 100/ $\sqrt{3}$ В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №3202, 3206, 3154	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. № 007258034000021		Отдача Актив/Реактив		
10	Насосная станция №4, РУ-6 кВ №2, Ф-68	ТПОЛ-10 $I_{\text{ном. перв.}}=800 \text{ A};$ $I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ A}$ КТ=0,5S Гос. реестр №1261-08 Зав. №2305, 2308	ЗНОЛ.06-6 $U_{\text{ном. перв. обм.}}=$ 6000/ $\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}}=$ 100/ $\sqrt{3}$ В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №1149, 1146, 1147	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. № 007258034000033		Приём Актив/Реактив		

11	Насосная станция №4, РУ-6 кВ №2, Ф-60	ТОЛ-10-I I _{ном. перв.} =400 А; I _{ном. втор.} =5 А КТ=0,5S Гос. реестр №15128-07 Зав. №11667 Зав. №11668	ЗНОЛ.06-6 U _{ном. перв. обм.} = 6000/√3 В; U _{ном. осн. втор. обм.} = 100/√3 В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №1149, 1146, 1147	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. №007258034000028		Отдача Актив/Реактив		
12	Насосная станция №3А «Подкачка», РУ-6 кВ Ф-63	ТОЛ-10-I I _{ном. перв.} =400 А; I _{ном. втор.} =5 А КТ=0,5S Гос. реестр №15128-07 Зав. №11669, 9120	ЗНОЛ.06-6 U _{ном. перв. обм.} = 6000/√3 В; U _{ном. осн. втор. обм.} = 100/√3 В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №1143, 1073, 1115	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. №007258034000032	УСПД-164-01К1 Зав. №009122033000009 из комплекса технических средств для автоматизации контроля и учёта электрической энергии и мощности «Энергомера» Гос. реестр №19575-08	Приём Актив/Реактив	±1,1 ±2,6	±2,1 ±3,3
13	Насосная станция №3А «Подкачка», РУ-6 кВ Ф-60	ТОЛ-10-I I _{ном. перв.} =400 А; I _{ном. втор.} =5 А КТ=0,5S Гос. реестр №15128-07 Зав. №11666, 11665	ЗНОЛ.06-6 U _{ном. перв. обм.} = 6000/√3 В; U _{ном. осн. втор. обм.} = 100/√3 В, КТ=0,5 Гос. реестр №3344-08. Зав. №1133, 1135, 1140	ЦЭ6850М КТ=0,5S/1 Гос. реестр №20176-06 Зав. №007258034000031				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
- параметры сети: напряжение - от 0,98 U_{ном} до 1,02 U_{ном}; ток – от 1 I_{ном} до 1,2 I_{ном}; cosφ = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение – от $0,9 U_{\text{ном}}$ до $1,1 U_{\text{ном}}$; ток – от $0,05 I_{\text{ном}}$ до $1,2 I_{\text{ном}}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$

Допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 45 до + 50 °С, для счетчиков от минус 40 до + 60 °С; для УСПД от минус 30 до +55 °С; для сервера от +15 до +35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +45 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на одностипное утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электроэнергии ЦЭ6850М - среднее время наработки на отказ $T = 160000$ ч, среднее время восстановления работоспособности t_v – не более 2 ч;
- УСПД 164-01К1 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Глубина хранения информации:

- - счетчик электроэнергии ЦЭ6850М - данные о потреблении электроэнергии накопленные по тарифам за сутки – не менее 45 суток; данные о потреблении электроэнергии по тарифам за месяц – не менее 24 месяцев; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД 164-01К1 - суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому каналу учета за сутки – не менее 3 месяцев; потребление электроэнергии по каждому каналу учета за месяц - не менее 3 лет; при отключении питания - не менее 20 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы»

Надежность системных решений:

- цикличность измерений: 30 минутные приращения (функция автоматизирована);
- цикличность сбора информации: 1 раз в сутки (функция автоматизирована);
- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- наличие системы диагностирования неисправностей АИИС КУЭ;
- восстановление информации в аварийных ситуациях.

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;
- выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ МУП «ВОДОКАНАЛ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3

Номер п/п	Наименование изделия	Количество шт.
1	2	3
Измерительные компоненты и вспомогательные устройства		
1	Счётчик электрической энергии ЦЭ6850М	13
2	Трансформатор тока: ТОЛ-10-1 400/5 ТОЛ-10-1 800/5 ТПОЛ-10 800/5 ТПОЛ-10 400/5	6 2 16 2
3	Трансформатор напряжения: ЗНОЛ.06.4-6	39
4	Разветвитель интерфейсов «Энергомера»	8
5	Колодка испытательная переходная КИ УЗ	13
6	Сервер IRU ROCK 2113R	1
7	Устройство сбора и передачи данных УСПД 164-01К1	5
8	Блок питания БП-24	5
9	Источник бесперебойного питания IPPON Back Power Pro 600	5
10	GSM-Модем Teleofis RX100	5
11	GSM-Модем Teleofis RX201	1
12	Резервный источник питания БИРП 12/1,6	5
13	Устройство синхронизации системного времени УСВ-1	1
Программное обеспечение		
14	Комплект специализированного программного обеспечения КТС «Энергомера»	1
15	Системное программное обеспечение Windows 2003 Server	1
16	Системное программное обеспечение Office 2007	1
Эксплуатационная документация		
17	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ». Руководство пользователя.	1
18	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ». Инструкция по эксплуатации.	1
19	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерче-	1

	ского учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ». Паспорт-формуляр	
20	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ». Технологическая инструкция.	1
21	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ». Перечень (массив) входных данных	1
22	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ». Перечень выходных данных (отчетные формы)	1
23	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ». Инструкция по формированию и ведению базы данных	1
24	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ». Ведомость эксплуатационных документов	1

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно–измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «ВОДОКАНАЛ». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденным ФГУ «Ставропольский ЦСМ» 28.02.2011 г.

Средства поверки – по методикам поверки на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик ЦЭ6850М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850. Методика поверки ИНЕС.411152.034 Д1»;
- УСПД 164-01К1 – по методике поверки КТС «Энергомера», ИНЕС.411734.003 ПМ;
- Устройство синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП».

Таблица 4 Основные средства поверки АИИС КУЭ

Номер п/п	Наименование
1	2
1	Термометр, диапазон измерений от минус 40 до + 50 °С, пределы допускаемой погрешности ±1 °С
2	Вольтамперфазометр, диапазон измерений (0-10) А
3	Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»
4	Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»
5	Средства измерений падения напряжения в линии соединения счётчика с ТН в соответствии с МВИ 34.0-3.30-01-ПН-03 «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счётчика с трансформатором напряжения»
6	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счётчиками системы
7	Приёмник сигналов точного времени

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «ИНЕС.411711.052 МИ. ГСИ. Количество электрической энергии. Методика измерений с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии – АИИС КУЭ МУП «ВОДОКАНАЛ» аттестована аккредитованным в области аттестации методик выполнения измерений ОАО «Концерн Энергомера», аттестат аккредитации № 01.00217-2008 от 18.04.2008 г. выдан ФГУП «ВНИИМС»

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ МУП «ВОДОКАНАЛ»

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

Полное наименование: Открытое акционерное общество «Концерн Энергомера»

Краткое наименование: ОАО «Концерн Энергомера»

Юридический и почтовый адрес: 355029, г. Ставрополь, ул. Ленина, 415

Тел./факс: (8652) 35-75-27; 56-44-17

E-mail: concern@energomera.ru

<http://www.energomera.ru>

Сведения об испытательном центре:

Государственный центр испытаний средств измерений – ФГУ «Ставропольский ЦСМ»

Юридический и почтовый адрес: 355029, г. Ставрополь, ул. Доваторцев, 7А

Аттестат аккредитации №30056-10

Тел./факс: (8652)95-61-94, 35-76-19

E-mail: ispcentrscsm@gmail.com

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков

М.П.

«___» _____ 2011 г.