

## 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-

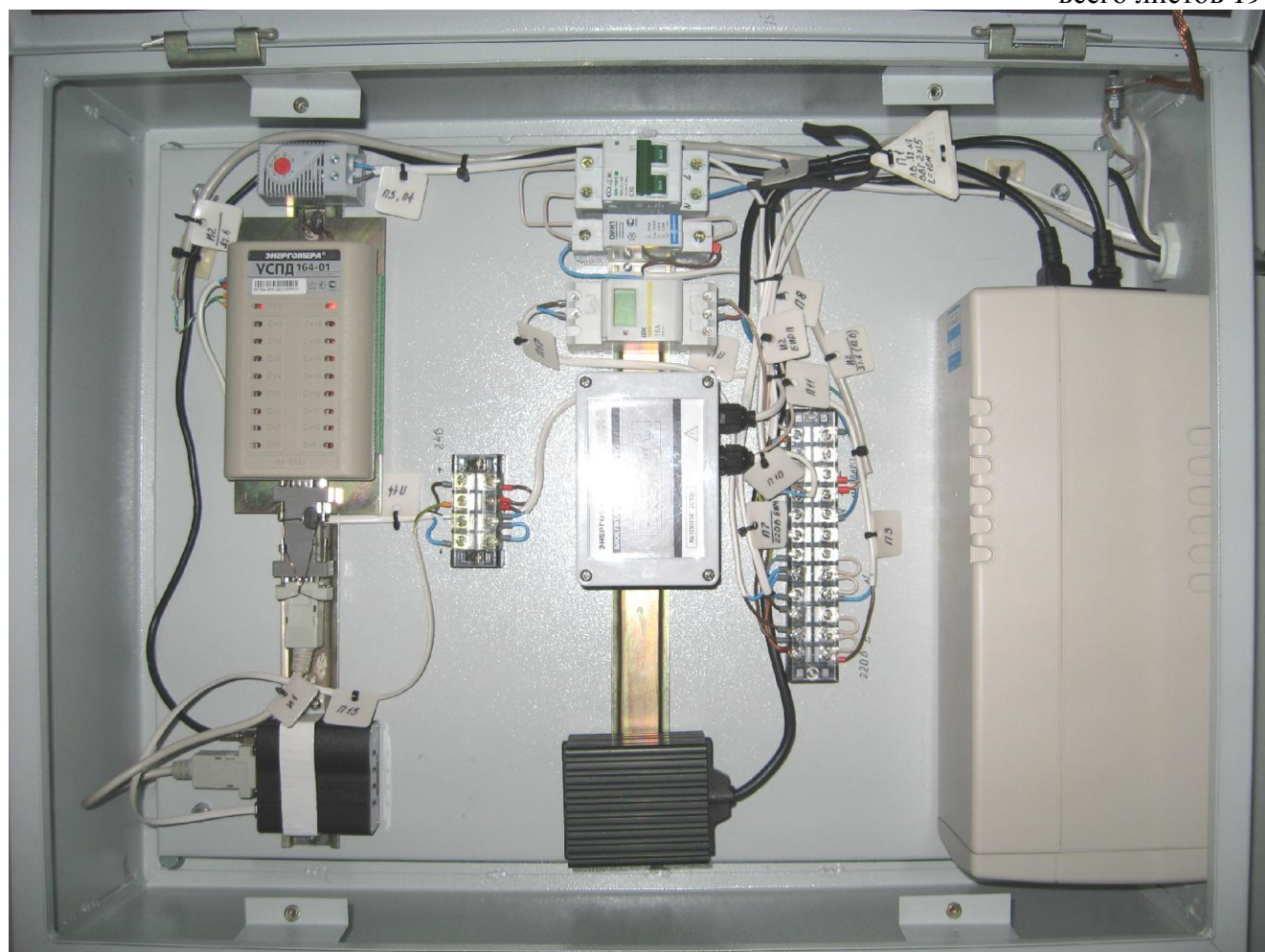
темного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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  $\pm 5$  с/сут.



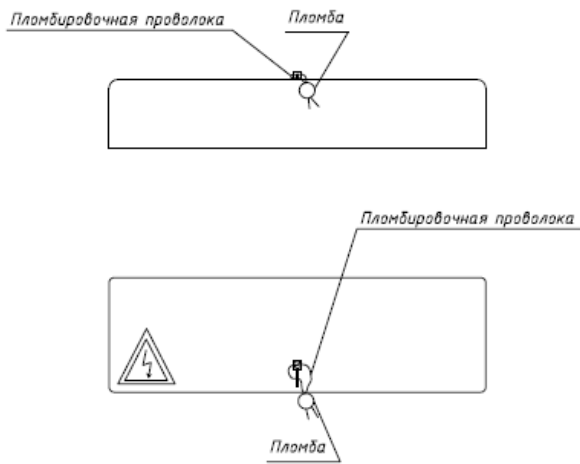
Расположение счётчика электрической энергии, разветвителя интерфейсов, переходной колодки и нагрузочных резисторов в одном из измерительных каналов (аналогично располагаются элементы и в других измерительных каналах)



Внешний вид шкафа АИИС КУЭ одного из измерительных каналов.

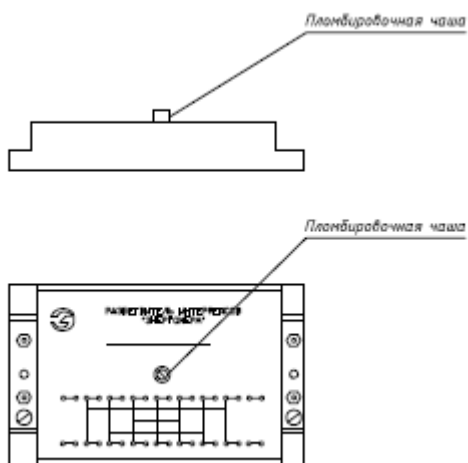


Внешний вид центрального сервера АИИС КУЭ МУП «ВОДОКАНАЛ» г. Ставрополь



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







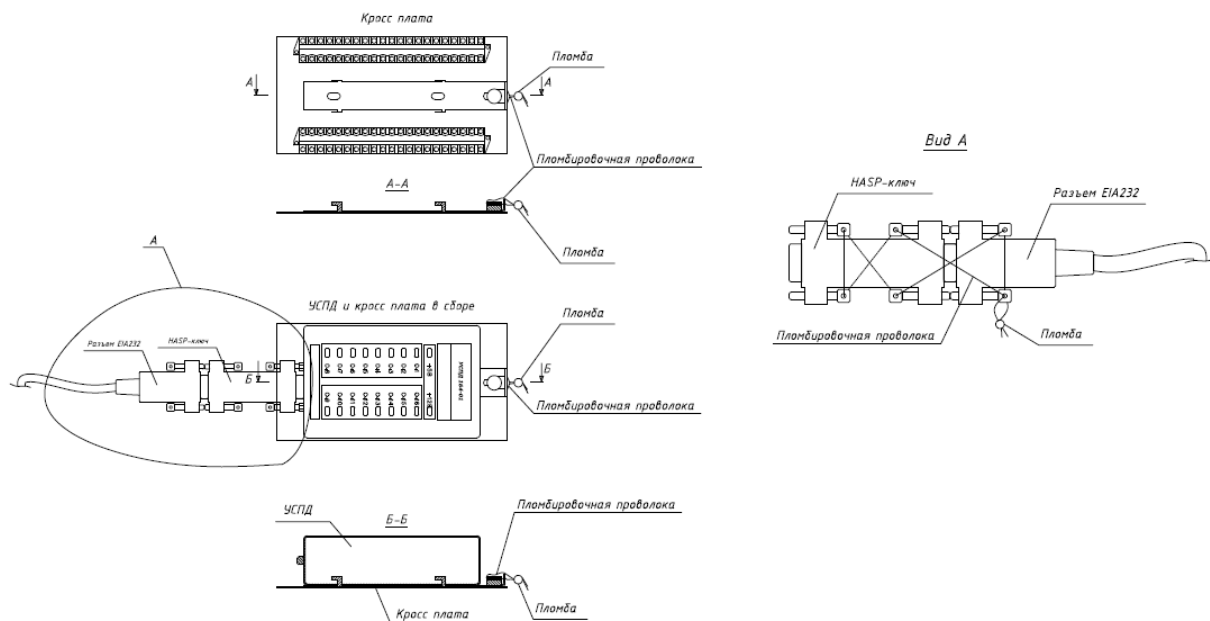


Схема пломбировки УСПД-164-01К1 и разъёма EIA232

### 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<br>$I_{\text{ном. перв.}}=800 \text{ А};$<br>$I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ А}$<br>КТ=0,5S<br>Гос. реестр №1261-08<br>Зав. №2313, 2304 | ЗНОЛ.06-6<br>$U_{\text{ном. перв. обм.}}=6000/\sqrt{3} \text{ В};$<br>$U_{\text{ном. осн. втор. обм.}}=100/\sqrt{3} \text{ В, КТ}=0,5$<br>Гос. реестр № 3344-08. Зав. №2496, 2506, 2518 | ЦЭ6850М<br>КТ=0,5S/1<br>Гос. реестр №20176-06<br>Зав. № 007258034000030 | УСПД-164-01К1<br>Зав. № 009122033000054<br>из комплекса технических средств для автоматизации контроля и учёта электрической энергии и мощности «Энергомера» | Приём<br>Актив/Реактив | $\pm 1,1$<br>$\pm 2,6$   | $\pm 2,1$<br>$\pm 3,3$         |
| 2  | Насосная станция №5, РУ-6 кВ №1, Т-62 | ТПОЛ-10<br>$I_{\text{ном. перв.}}=800 \text{ А};$<br>$I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ А}$<br>КТ=0,5S<br>Гос. реестр №1261-08<br>Зав. №2312, 2290 | ЗНОЛ.06-6<br>$U_{\text{ном. перв. обм.}}=6000/\sqrt{3} \text{ В};$<br>$U_{\text{ном. осн. втор. обм.}}=100/\sqrt{3} \text{ В, КТ}=0,5$<br>Гос. реестр №3344-08. Зав. №3165, 3156, 3166  | ЦЭ6850М<br>КТ=0,5S/1<br>Гос. реестр №20176-06<br>Зав. № 007258034000025 | УСПД-164-01К1<br>Зав. № 009122033000021  | Приём<br>Актив/Реактив |  |                                |
| 3  | Насосная станция №5, РУ-6 кВ №2,      | ТПОЛ-10<br>$I_{\text{ном. перв.}}=800 \text{ А};$<br>$I_{\text{ном. втор.}}=5 \text{ А}$<br>КТ=0,5S   | ЗНОЛ.06-6<br>$U_{\text{ном. перв. обм.}}=6000/\sqrt{3} \text{ В};$  | ЦЭ6850М<br>КТ=0,5S/1<br>Гос. реестр №20176-06                           | УСПД-164-01К1<br>Зав. № 009122033000021  | Приём<br>Актив/Реактив |  |                                |

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

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

|    |   |   |  |  |  |                         |              |              |
|----|---|---|--|--|--|-------------------------|--------------|--------------|
| 11 | Насосная станция №4, РУ-6 кВ №2, Ф-60         | ТОЛ-10-I<br>I <sub>ном. перв.</sub> =400 А;<br>I <sub>ном. втор.</sub> =5 А<br>КТ=0,5S<br>Гос. реестр №15128-07<br>Зав. №11667<br>Зав. №11668 | ЗНОЛ.06-6<br>U <sub>ном. перв. обм.</sub> =<br>6000/√3 В;<br>U <sub>ном. осн. втор. обм.</sub> =<br>100/√3 В, КТ=0,5<br>Гос. реестр №3344-08. Зав. №1149, 1146, 1147 | ЦЭ6850М<br>КТ=0,5S/1<br>Гос. реестр №20176-06<br>Зав. №007258034000028 |  | Отдача<br>Актив/Реактив |              |              |
| 12 | Насосная станция №3А «Подкачка», РУ-6 кВ Ф-63 | ТОЛ-10-I<br>I <sub>ном. перв.</sub> =400 А;<br>I <sub>ном. втор.</sub> =5 А<br>КТ=0,5S<br>Гос. реестр №15128-07<br>Зав. №11669, 9120          | ЗНОЛ.06-6<br>U <sub>ном. перв. обм.</sub> =<br>6000/√3 В;<br>U <sub>ном. осн. втор. обм.</sub> =<br>100/√3 В, КТ=0,5<br>Гос. реестр №3344-08. Зав. №1143, 1073, 1115 | ЦЭ6850М<br>КТ=0,5S/1<br>Гос. реестр №20176-06<br>Зав. №007258034000032 | УСПД-164-01К1<br>Зав. №009122033000009<br>из комплекса технических средств для автоматизации контроля и учёта электрической энергии и мощности «Энергомера»<br>Гос. реестр №19575-08 | Приём<br>Актив/Реактив  | ±1,1<br>±2,6 | ±2,1<br>±3,3 |
| 13 | Насосная станция №3А «Подкачка», РУ-6 кВ Ф-60 | ТОЛ-10-I<br>I <sub>ном. перв.</sub> =400 А;<br>I <sub>ном. втор.</sub> =5 А<br>КТ=0,5S<br>Гос. реестр №15128-07<br>Зав. №11666, 11665         | ЗНОЛ.06-6<br>U <sub>ном. перв. обм.</sub> =<br>6000/√3 В;<br>U <sub>ном. осн. втор. обм.</sub> =<br>100/√3 В, КТ=0,5<br>Гос. реестр №3344-08. Зав. №1133, 1135, 1140 | ЦЭ6850М<br>КТ=0,5S/1<br>Гос. реестр №20176-06<br>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<sub>ном</sub> до 1,02 U<sub>ном</sub>; ток – от 1 I<sub>ном</sub> до 1,2 I<sub>ном</sub>; cosφ = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды ( $20 \pm 5$ ) °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                 |
| <b>Измерительные компоненты и вспомогательные устройства</b> |   |                   |
| 1  | Счётчик электрической энергии ЦЭ6850М   | 13                |
| 2  | Трансформатор тока: ТОЛ-10-1 400/5<br>ТОЛ-10-1 800/5<br>ТПОЛ-10 800/5<br>ТПОЛ-10 400/5  | 6<br>2<br>16<br>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                 |
| <b>Программное обеспечение</b>                               |   |                   |
| 14   | Комплект специализированного программного обеспечения КТС «Энергомера»  | 1                 |
| 15   | Системное программное обеспечение Windows 2003 Server   | 1                 |
| 16   | Системное программное обеспечение Office 2007   | 1                 |
| <b>Эксплуатационная документация</b>                         |   |                   |
| 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](mailto: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: [ispcentrcsm@gmail.com](mailto:ispcentrcsm@gmail.com)

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_

В.Н. Крутиков

М.П.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.