

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТП ОАО «ПО Водоканал», г. Ростов-на-Дону (2 очередь)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТП ОАО «ПО Водоканал», г. Ростов-на-Дону (2 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

– автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;

– периодический (1 раз в 30 минут) и /или по запросу автоматический сбор результатов измерений о приращениях электрической энергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;

– автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

– предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;

– диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

– автоматическое ведение системы обеспечения единого времени (СОЕВ), с помощью которой осуществляется введение поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC в АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S, 0,5; измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; счётчики типа СЭТ-4ТМ.03М.01 и СЭТ-4ТМ.03М.09 класса точности 0,5S для активной электрической энергии и 1,0 для реактивной электрической энергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, коммуникационный сервер опроса №1, коммуникационный сервер опроса №2 и сервер БД ОАО «ПО Водоканал», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и соответствующее программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электрической энергии, с помощью которого производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности. На основании средних значений электрической мощности измеряются приращения электрической энергии за интервал времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством GSM-модемов поступает на второй уровень системы. При передаче информации используется сеть сотовой связи стандарта GSM. Для организации резервного канала передачи данных от счетчиков, применяются проводные

модемы, используется коммутируемый канал существующей телефонной сети общего пользования (ТфСОП).

На втором уровне АИИС КУЭ происходит обработка, хранение, накопление, подготовка и передача данных с использованием средств электронной цифровой подписи в заинтересованные организации, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе GPS-приемника встроенного в УСПД типа ЭКОМ-3000 на объекте «ВНС 1 подъем №2». Модуль GPS обеспечивает прием сигналов точного времени и синхронизацию УСПД по системе GPS. Рассинхронизация составляет 100 мс. Сервер ИВК при каждом обращении (каждые 30 минут) к УСПД ЭКОМ-3000 корректирует свое время со временем УСПД при достижении порога равного  $\pm 1$  с. Также сервер, в свою очередь, синхронизирует счетчики один раз в сутки при достижении порога равного  $\pm 2$  с. Время в АИИС КУЭ синхронизируется со шкалой координированного времени UTC.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- испытательной коробки;
- сервера.

Защита информации на программном уровне обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой паролей на сервер, предусматривающих разграничение прав доступа к результатам измерений для различных групп пользователей;
- возможностью применения электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений.

### **Программное обеспечение**

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача данных по присоединениям в сервера ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;  
– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные программного обеспечения 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
ПО «Энергосфера»	AdCenter.exe	6.4.58.968	0e84f140a399fb01c9162681fa714e4b	md5
	AdmTool.exe	6.4.156.5665	742987892364d1639adfc1a30ee2bca0	
	SyncSvc.exe	6.4.156.5665	23f88651a97cbb05f242f5e4a05346a5	
	AlarmSvc.exe	6.4.40.460	ed9e4b2bfd0466b2d5a31352e4237f33	
	archiv.exe	6.4.7.244	0480edeca3e13afaе657a3d5f202fc59	
	config.exe	6.4.90.1152	408605ec532a73d307f14d22ada1d6a2	
	ControlAge.exe	6.4.127.1464	5ffd30e4a87cdd45b747ea33749c4f8a	
	dto.exe	6.4.35.250	43925bbd7b83c10315906e120dbe4535	
	expimp.exe	6.4.124.2647	673445127668943d46c182cee0aec5f2	
	HandInput.exe	6.4.33.319	e2c7bbd88f67f3abb781222b97ded255	
	SmartRun.exe	6.4.60.670	63868bf63c18634dd2e0c5befd183e4c	
	PSO.exe	6.4.61.1766	e011e2e8d24fc146e874e6ee713db3d0	
	spy485.exe	6.4.10.227	b6ded8ca88399df2e29baaa5fa3666e6	
	SrvWDT.exe	6.3.3.12	d098c0267da9909e6054eb98a6a10042	
TunnelEcom.exe	6.4.1.63	3027cf475f05007ff43c79c053805399		

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
ПО «Crypto SendMail»	CryptoSendMail.exe	1.2.0.46	F8B11F8C085FB8290BC458F5DB5F979A	md5

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики.

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре федерального информационного фонда РФ)				Вид электрической энергии	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		основной, %	в рабочих условиях, %
1	ТП-2160 РУ-10 кВ яч.Л-19-43 (ВНС «Малиновского»)	ТПОЛ-10 У3 300/5 Кл.т. 0,5 №1261-02	ЗНОЛП-10 У2 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 №23544-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-08	-	Активная,	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,7	±5,4
2	ТП-2160 РУ-10 кВ яч.Л-19-32 (ВНС «Малиновского»)	ТПОЛ-10 У3 300/5 Кл.т. 0,2S №1261-02	ЗНОЛП-10 У2 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 №23544-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-08	-	Активная,	±1,0	±2,3
						Реактивная	±2,0	±4,1

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре федерального информационного фонда РФ)				Вид электрической энергии	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		основной, %	в рабочих условиях, %
3	ТП-2160 РУ-10 кВ яч.ТСН-1 (ВНС «Малиновского»)	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5 №22656-07	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-08		Активная,  Реактивная	±1,0  ±2,4	±3,2  ±5,5
4	ТП-2160 РУ-10 кВ яч.ТСН-2 (ВНС «Малиновского»)	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S №22656-02	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-08		Активная,  Реактивная	±1,0  ±2,4	±3,3  ±5,5
5	ТП-1112 РУ-6 кВ ф.69-ф-10 (ВНС «Портовая»)	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5 №1276-59	НТМК-6 6000/100 Кл.т. 0,5 №323-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-08				
6	ТП-1112 РУ-6 кВ ф.69-ф-11 (ВНС «Портовая»)	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5 №1276-59	НТМК-6 6000/100 Кл.т. 0,5 №323-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-08		Активная,  Реактивная	±1,2  ±2,7	±3,2  ±5,4
7	ТП-1400 РУ-6 кВ л- 6ф6 (КНС «Северная 1»)	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 №1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 №2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-08				
8	ТП-1400 РУ-6 кВ л- 38ф4 (КНС «Северная 1»)	ТОЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 №6009-77	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 №2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-12				

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре федерального информационного фонда РФ)				Вид электрической энергии	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		основной, %	в рабочих условиях, %
9	ТП-1400 РУ-6 кВ л-25ф13 (КНС «Северная 1»)	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 №1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 №2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-08		Активная,  Реактивная	±1,2	±3,2
10	ТП-1400 РУ-6 кВ яч.7 МУП Ростовский зоопарк (КНС «Северная 1»)	ТПЛ-10 75/5 Кл.т. 0,5 №1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 №2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 №36697-12	-		±2,7	±5,4

**Примечания:**

1. Характеристики погрешности приведены для измерений электрической энергии и средней электрической мощности (получасовой);
2. Характеристики погрешности приведены для следующих диапазонов значений влияющих величин нормальных условий эксплуатации:
  - параметры сети: напряжение (0,98 ... 1,02) Уном; ток (1 ... 1,2) Iном, cosφ = 0,9 инд.;
  - температура окружающей среды (15 ... 25) °С.
3. Характеристики погрешности приведены для следующих диапазонов значений влияющих величин рабочих условий эксплуатации:
  - параметры сети: напряжение (0,9 ... 1,1) Уном; ток (0,02 ... 1,2) Iном;
  - температура окружающей среды:
    - для измерительных трансформаторов от минус 40 до +70 °С,
    - для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 до +60 °С,
4. Характеристики погрешности в рабочих условиях эксплуатации приведены для I=0,02Iном, cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от + 15 до + 35 °С.

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится сверху слева на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ТП ОАО «ПО Водоканал», г. Ростов-на-Дону (2 очередь).

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблицах 3-4.

Таблица 3 – Технические и программные средства, входящие в состав АИИС КУЭ

Наименование и условное обозначение	Количество
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.01	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Трансформаторы тока ТПОЛ-10 УЗ	6
Трансформаторы тока Т-0,66	6
Трансформаторы тока ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока ТПЛ-10	11
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-10У2	6
Трансформатор напряжения НТМК-6	2
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	2
Догрузочный резистор для трансформаторов тока МР3021-Т-5А-2ВА	13
Клеммник с крышкой ТВ-1503	6
GSM-модем Cinterion MC-52i	2
GSM-модем Cinterion MC-32i	1
Устройство защиты от импульсных перенапряжений DTR 2/6	3
Коробка испытательная КИ УЗ	11
Выключатель автоматический АП50Б 3МТ	4
Преобразователь интерфейса RS485/RS232 A53/220VAC DB9	2
Преобразователь интерфейса RS485/RS232 Transio A53/55	1
Трансформаторы тока ТПОЛ-10 УЗ	6
Примечание: оборудование СОЕВ и уровня ИВК входит в комплект поставки АИИС КУЭ ТП ОАО «ПО «Водоканал» г. Ростов-на-Дону (см. паспорт-формуляр ННАЭС.422231.127.00.ФО)	

Таблица 4 – Документация на АИИС КУЭ

Наименование и условное обозначение	Количество
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) транзитных потребителей ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону. РКПН.422231.127.00. Технорабочий проект	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) транзитных потребителей ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону. . РКПН.422231.214.00. Технорабочий проект	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) транзитных потребителей ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону. РКПН.422231.214.00.И2. Технологическая инструкция.	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) транзитных потребителей ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону. РКПН.422231.214.00.И3. Руководство пользователя.	1

Продолжение таблицы 4 – Документация на АИИС КУЭ

Наименование и условное обозначение	Количество
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) транзитных потребителей ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону. РКПН.422231.214.00.И4. Инструкция по формированию и ведению базы данных.	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) транзитных потребителей ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону. РКПН.422231.214.00.ИЭ . Инструкция по эксплуатации.	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) транзитных потребителей ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону. РКПН.422231.214.00.ФО. Паспорт-формуляр	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 55422-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТП ОАО «ПО Водоканал», г. Ростов-на-Дону (2 очередь). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 27 сентября 2013 г.

Рекомендуемые средства поверки:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1$  °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения:  $\pm 0,2$  % (в диапазоне измерений от 15 до 300 В);  $\pm 2,0$  % (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока:  $\pm 1,0$  % (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А);  $\pm 0,3$  % (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU)  $\pm 0,1$  с.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «ГСИ. Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ТП ОАО «ПО Водоканал», г. Ростов-на-Дону (2 очередь).

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ТП ОАО «ПО Водоканал», г. Ростов-на-Дону (2 очередь)

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

2 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**

ООО «Ростовналадка»  
Адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араратский, 21.  
Телефон (863) 295-99-55  
Факс (863) 300-90-33  
[www.naladka.rostov.ru](http://www.naladka.rostov.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)  
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)  
Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)  
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30033-10 от 20.07.2010 г.

Заместитель руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.            «\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.