

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электрической мощности усреднённой на 30-минутных интервалах времени;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учёта (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).

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

АИИС КУЭ имеет следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001; счётчики активной и реактивной электрической энергии трёхфазные СЕ 304 по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005, установленные на объекте, указанном в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (УСПД), устройство синхронизации времени УСВ-2 и технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Светлоградского производственного отделения филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» -

«Ставропольэнерго», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, ИВК «ИКМ Пирамида», устройство синхронизации времени УСВ-1, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

4-й уровень – информационно-вычислительный комплекс управления филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, ИВК «ИКМ Пирамида», сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-1, 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 преобразуются шестиканальным аналого-цифровым преобразователем (АЦП) в цифровой сигнал, поступающий через последовательный синхронный интерфейс в микроконтроллер (МК). МК производит расчет среднеквадратических значений токов и напряжений, активной, реактивной, полной мощности и энергии, а также углов сдвига фазы и частоты.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает в контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, где осуществляется сбор, обработка и хранение информации. Для передачи накопленных данных на уровень ИВК АИИС КУЭ используются каналы передачи данных стандарта GSM с использованием стационарных терминалов сотовой связи.

На верхнем уровне системы осуществляется автоматический сбор данных, их хранение, формирование справочных и отчетных документов, а также передача накопленных данных в ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в соответствии с установленным регламентом. Передача информации осуществляется по выделенному каналу передачи данных через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя электросчетчики, контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, устройство синхронизации времени УСВ-2, ИВК «ИКМ Пирамида», устройство синхронизации времени УСВ-1. СОЕВ обеспечивает ведение единого времени в АИИС КУЭ путем автоматической синхронизации (коррекции) времени всех средств измерений, влияющих на процесс измерения электроэнергии. УСВ-1 установлены на ИВК Светлоградского производственного отделения филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» и на ИВК управления филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго». УСВ-1 принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS и с периодичностью один раз в 3 минуты синхронизирует время ИВК «ИКМ Пирамида» с точностью не хуже  $\pm 1$  мс. Автоматическая коррекция времени сервера ИВК 4 уровня обеспечивается от ИВК «ИКМ Пирамида» с периодичностью один раз в 30 минут и точностью не хуже  $\pm 1$  мс. На уровне ИВКЭ ПС «Рагули» установлено и подключено к контроллеру СИКОН С70 устройство синхронизации времени УСВ-2. УСВ-2 принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS и с периодичностью один раз в 3 минуты синхронизирует время контроллера с точностью не хуже  $\pm 1$  мс. Коррекция времени электросчетчиков осуществляется от контроллера автоматически при обнаружении рассогласования времени счетчика и контроллера более чем на  $\pm 2$  с при очередном сеансе опроса. Ход часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», имеющее структуру автономного ПО и состоящее из нескольких основных программных компонентов (модулей). Программный комплекс выполняет функции сбора и обработки данных, контроль их достоверности,

ведения точного времени, а также предоставляет возможность отображения и редактирования данных.

В ПО «Пирамида 2000» реализовано разделение ПО с выделением метрологически значимой части. Файлы метрологически значимой части и идентификационные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c 83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156 a0fdc27e1ca480ac	MD5
Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb 3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	3	6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e664 94521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055 bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	3	ecf532935cala3fd3 215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc2 3ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

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

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010).

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) системы приведён в таблице 2.

Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерениях активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2

Номер точки измерений и наименование измерительного канала		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД СОЕВ ИВК	
1	2	3	4	5	6	7
ИК № 38	ВЛ 110 кВ ПС НПС-3- ПС Рагули	ТВГ-110 $I_{\text{ном. перв.}} = 600 \text{ А};$ $I_{\text{ном. втор.}} = 5 \text{ А}$ КТ = 0,2S Зав. № 4553-12, 4554-12, 4555-12 Госреестр 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 $U_{\text{ном. перв. обм.}} =$ 110000/ $\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}} =$ 100/ $\sqrt{3}$ В, КТ = 0,2 Зав. № 8016, 8014, 8015 Госреестр 24218-08	СЕ 304 КТ = 0,2S/0,5 $U = 3 \times 57,7/100 \text{ В},$ $I = 5(10) \text{ А},$ Rc = 10000 имп/кВт·ч, Зав. № 009154063000022 Госреестр 31424-07	ИВКЭ: СИКОН С70 Госреестр 28822-05 Зав. № 06757; УСВ-2, Госреестр 41681-10 Зав. № 2788.  ИВК 3 уровня: УСВ-1,	Отдача/Приём Актив/Реактив
ИК № 39	ЭВ М-2 ПС Рагули	ТВГ-110 $I_{\text{ном. перв.}} = 600 \text{ А};$ $I_{\text{ном. втор.}} = 5 \text{ А}$ КТ = 0,2S Зав. № 5512-11, 5513-11, 5511-11 Госреестр 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 $U_{\text{ном. перв. обм.}} =$ 110000/ $\sqrt{3}$ В; $U_{\text{ном. осн. втор. обм.}} =$ 100/ $\sqrt{3}$ В, КТ = 0,2 Зав. № 7647, 7645, 8017 Госреестр 24218-08	СЕ 304 КТ = 0,5S/1,0 $U = 3 \times 57,7/100 \text{ В},$ $I = 5(10) \text{ А},$ Rc = 10000 имп/кВт·ч, Зав. № 009156051000014 Госреестр 31424-07	Госреестр 28716-05 Зав. № 672; ИВК «ИКМ Пирамида» Зав. № 230.  ИВК 4 уровня: УСВ-1, Госреестр 28716-05 Зав. № 671; ИВК «ИКМ Пирамида» Зав. № 227	Отдача/Приём Актив/Реактив

Таблица 3

Номер ИК	Наименование ИК	Коэффициент мощности	Границы относительной погрешности измерений электрической энергии, %, с вероятностью 0,95					
			$W_{5(10)\%} \leq W_{\text{изм}} < W_{20\%}$		$W_{20\%} \leq W_{\text{изм}} < W_{100\%}$		$W_{100\%} \leq W_{\text{изм}} \leq W_{120\%}$	
			актив.	реакт.	актив.	реакт.	актив.	реакт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
38	ВЛ-110 кВ ПС НПС-3 – ПС Рагули	$\cos \varphi = 1,0$ ( $\sin \varphi = 0$ )	±0,6	–	±0,5	–	±0,5	–
		$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	±0,8	±1,6	±0,7	±1,5	±0,7	±1,5
		$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,9$ )	±1,2	±1,2	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
39	ЭВ М-2 ПС Рагули	$\cos \varphi = 1,0$ ( $\sin \varphi = 0$ )	±1,0	–	±1,0	–	±1,0	–
		$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	±1,3	±2,1	±1,3	±2,1	±1,3	±2,1
		$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,9$ )	±1,7	±1,9	±1,6	±1,8	±1,6	±1,8

Примечания:

1. Для расчета значений  $W_5\%$ ,  $W_{20\%}$ ,  $W_{100\%}$ ,  $W_{120\%}$  электрической энергии использованы соответствующие значения силы тока, составляющие 5, 20, 100, 120 % номинального первичного тока применяемого в ИК трансформатора тока.

2. Нижняя граница диапазона силы тока, в пределах которого установлены границы погрешности при  $\cos \varphi = 0,8$  (0,5), составляет 10 % номинального первичного тока ТТ.

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение –  $(0,98 - 1,02) \cdot U_{\text{ном}}$ , сила тока –  $(1 - 1,2) I_{\text{ном}}$ , коэффициент мощности  $\cos \varphi = 1,0$ , частота –  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- температура окружающей среды  $(20 \pm 5)$  °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение  $(0,9 - 1,1)U_{\text{ном}}$ , сила тока  $(0,01 - 1,2) I_{\text{ном}}$ ,  $0,5_{\text{инд.}} \leq \cos \varphi \leq 0,8_{\text{емк}}$ ;
- температура окружающей среды: для измерительных трансформаторов от минус 45 до + 50 °С; для счетчиков от минус 40 до + 55 °С.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке на предприятии. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- счетчики активной и реактивной электрической энергии трёхфазные СЕ 304 – среднее время наработки на отказ не менее  $T=120000$  часов, среднее время восстановления работоспособности  $t_b$  – не более 2 ч;
- УСВ-1, УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35000$  часов, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 0,5$  ч;
- СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  часов, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 0,5$  ч;
- ИВК «ИКМ Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  часов, среднее время восстановления работоспособности  $t_b$  – не более 2 ч, коэффициент готовности – не менее 0,99;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  часов, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 1$  ч, коэффициент готовности – 0,99.

Надежность системных решений:

- резервирование питания контроллера сетевого промышленного с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- наличие системы диагностирования неисправностей АИИС КУЭ;
- восстановление информации в аварийных ситуациях.

В журналах событий счетчика и контроллера сетевого промышленного фиксируются факты:

- журнал счётчика;
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счётчике;
  
- журнал контроллера сетевого промышленного:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
  - выключение и включение УСПД;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей измерительных трансформаторов;
  - испытательной коробки;
  - контроллера сетевого промышленного;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на контроллер сетевой промышленный;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

- контроллере сетевом индустриальном (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений: 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора информации: 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик СЕ 304 – данные о потреблении электроэнергии накопленные по тарифам за сутки – не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 – суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому каналу учёта за сутки – не менее 3 месяцев; потребление электроэнергии по каждому каналу учёта 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.

#### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

#### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» представлена в таблице 4.

Таблица 4

Обозначение изделия	Наименование изделия	Кол-во
1	2	3
ТВГ-110	Трансформаторы тока	6
НАМИ-110 УХЛ1	Трансформаторы напряжения	6
СЕ 304	Счётчики активной и реактивной электрической энергии трёхфазные	2
УСВ-2	Устройство синхронизации времени	1
ВЛСТ 220.00.000	Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	1
УСВ-1	Устройство синхронизации времени	2
Siemens MC-35i	GSM-модем	3
HN7000S	Спутниковый модем HUGHES	2
APC Back-UPS CS 500VA	ИБП	1
APC Smart-UPS 2200VA	ИБП	2
ВЛСТ 230.00.000	Информационно-вычислительный комплекс «ИКМ-Пирамида»	2
HP DL380G4	Сервер	1

Эксплуатационная документация		
МП Ф МРСК - СЭ	«Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго. Методика поверки»	
ЕАВР.411711.027 ФО	Паспорт-формуляр	1
СИМ 41-01-2011	Инструкция по эксплуатации автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго»	1
ВЛСТ 150.00.000 РЭ	Система информационно-измерительная контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Руководство по эксплуатации	1
–	Информационно-измерительная система контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Пирамида 2000 АРМ (Базовый АРМ). Руководство пользователя	1
–	Информационно-измерительная система контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Пирамида 2000 СЕРВЕР. Руководство пользователя	1

### Поверка

осуществляется по документу МП Ф МРСК - СЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго. Методика поверки», утверждённому ГЦИ СИ ФБУ «Ставропольский ЦСМ» в декабре 2013 г.

Средства поверки – по методикам поверки на измерительные компоненты:

- измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- счётчиков электрической энергии СЕ 304 – в соответствии с документом «Счётчики активной и реактивной электрической энергии трёхфазные СЕ 304. Методика поверки», ИНЕС.411152.064 Д1;
- контроллера СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», ВЛСТ 220.00.000 И1;
- устройства синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки», ВЛСТ 221.00.000 МП;
- устройства синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», ВЛСТ 237.00.001 И1;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки», ВЛСТ 230.00.000 И1.

### Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Количество электрической энергии. Методика измерений с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета



электроэнергии – АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» – «Ставропольэнерго». Методика аттестована службой главного метролога ОАО «Концерн Энергомера»; аттестат аккредитации № 01.00217-2011 от 16 марта 2011 г.; свидетельство об аттестации методики измерений № 007/01.00217-2013 от 27.12.2013 г.

**Нормативные документы устанавливающие требования к системе автоматизированной, информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго»**

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

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Полное наименование: Закрытое акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера»

Краткое наименование: ЗАО «Энергомера»

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

Тел.: (8652) 35-75-27

Факс: (8652) 56-44-17

E-mail: [concern@energomera.ru](mailto:concern@energomera.ru)

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ставропольском крае»

Юридический и почтовый адрес: 355035, г. Ставрополь, ул. Доваторцев, 7-А,

тел/факс: (8652) 35-76-19

E-mail: [ispcentrasm@gmail.com](mailto:ispcentrasm@gmail.com)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ставропольский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30056-10 от 20.07.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.