

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии производственного подразделения Филиала ОАО «Квадра» – «Тулльская региональная генерация» – Новомосковская ГРЭС энергоблок ПГУ 190 МВт.

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии производственного подразделения Филиала ОАО «Квадра» – «Тулльская региональная генерация» – Новомосковская ГРЭС энергоблок ПГУ 190 МВт (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, измерения времени в координированной шкале времени UTC.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии, средней интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор сведений о состоянии средств измерений и результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале координированного времени;
- 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, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электрической энергии;
- передача результатов измерений в ПАК ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» Тульское РДУ, ОАО «Квадра» в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (коррекция времени).

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

Первый уровень системы – уровень ИИК. Уровень ИИК состоит из установленных на объекте измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, микропроцессорных счетчиков электрической энергии, подключенных к измерительным трансформаторам. Для передачи измерительной информации со счетчиков электрической энергии на уровень ИВКЭ используется интерфейс RS-485.

Второй уровень системы – уровень ИВКЭ. ИВКЭ выполняет функции сбора со счетчиков электрической энергии, хранения и передачи информации на уровень ИВК. Уровень ИВКЭ построен на базе УСПД Сикон С70. Данные на верхний уровень будут передаваться с УСПД Сикон С70 через коммутатор сети Ethernet и на установленный на Сервере БД GSM-модем, посредством основного канала (сеть Ethernet) и резервного канала (сеть GSM) соответственно.

Третий уровень системы – уровень ИВК. Уровень ИВК состоит из сервера баз данных АИИС КУЭ (SQL-сервера) и аппаратуры приема-передачи данных. К этому же уровню АИИС КУЭ относятся автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей системы. АРМ функ-

ционируют на IBM PC совместимых компьютерах в среде Windows XP. АРМ подключаются к SQL-серверу через ЛВС по протоколу TCP/IP.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за установленный интервал времени.

Уровень СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени во всех компонентах системы, где это необходимо.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электрической энергии. В счетчике электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала времени измерений и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

УСПД, с периодичностью от 1 до 3 минут, по проводным линиям связи считывает значения мощности и текущие показания счетчиков электрической энергии, также в нём осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

Сервер, с периодичностью один раз в 30 минут, по сети Ethernet опрашивает УСПД и считывает с них показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

Сервер, в автоматическом или ручном режиме 1 раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электрической энергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

### **Программное обеспечение**

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит:

- ПО Microsoft Windows Server Standart 2003;
- ПО Microsoft SQL Server Standart 2005;
- ПО Microsoft Windows XP;
- ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

ПО не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	2	3	4	5
Драйвер синхронизации времени сервера со счетчиками СЭТ-4ТМ	Set4TMSynchro.dll	1.0.0.0	085bf24a7aa58306 b4f7cf5ce9a7a513	MD5
Программа организации канала связи сервера со счетчиками	SETRec.exe	1.0.0.0	6cafcf89e5134db2 79d5e48a2c0e37c0	MD5
Программа драйвер работы сервера с контроллером Сикон С70	SiconS10.dll	1.0.0.0	13dab938339a6e14 f976df51c10da89c	MD5
Программа синхронизации времени устройств и сервера	TimeSynchro.exe	1.0.0.0	78b080c2c0620991 159cc9067f9835fd	MD5
Программа автоматизированного сбора	SCPAuto.exe	1.0.0.0	2fe9717659cef6ca 47686cf8ab179e94	MD5
Программа драйвер работы сервера со счетчиками СЭТ-4ТМ	Set4tm02.dll	1.0.3.x	dc776cec9d41ac7c ae5277357558d788	MD5
Программа планировщик	Schedule.exe	1.0.0.0	6d4c97fe04fa575f c8ede917fea34abb	MD5

### 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 основные метрологические характеристики.

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре федерального информационного фонда РФ)					Вид электро-энергии	Погрешность в рабочих условиях, %
		1 уровень			2 уровень	3 уровень		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	ИВК		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	НГРЭС ГПТУ №9	GSR 450/290 5000/5 КТ 0,2S №25477-08	ЗНОЛ.06-10 10500/100 КТ 0,2 № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 36697-08	Сикон С70 №28822-05	SQL-сервер, аппаратура приема- передачи данных, автоматизи- рованные ра- бочие места	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 0,8;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 0,7;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 1,1;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,0;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 0,9;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 1,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 1,8.$
2	НГРЭС ГПТУ №8	ТШЛ-20-I 8000/5 КТ 0,2S №36053-07	УКМ24-3 15000/100 КТ 0,2 № 34018-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 36697-08			– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 0,8;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 0,7;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 1,1;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,0;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 0,9;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 1,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 1,8.$

Номинальная функция преобразования при измерении:

– электрической энергии 
$$W_p (W_Q) = \frac{N}{2 \cdot A} \cdot K_{ТН} \cdot K_{ТТ}$$

– электрической мощности 
$$P (Q) = \frac{N}{2 \cdot A} \cdot \frac{60}{T_{и}} \cdot K_{ТН} \cdot K_{ТТ}$$

где: N – число импульсов в регистре профиля мощности счетчика электрической энергии, имп;

A – постоянная счетчика электрической энергии, имп/кВт·ч (квар·ч);

$K_{ТН}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения (ТН);

$K_{ТТ}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока (ТТ);

$T_{и}$  – время интегрирования, мин.

В столбце 9 таблицы 2 приведены границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{НОМ}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при  $I = I_{НОМ}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = 0,1 \cdot I_{НОМ}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.o}$  – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при  $I = I_{НОМ}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{1.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = 0,1 \cdot I_{НОМ}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{2.a.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{НОМ}$  для  $\cos\varphi = 0,8$ ;

$\delta_{1.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения  $I = 0,1 \cdot I_{НОМ}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ ;

$\delta_{2.p.p}$  – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при  $I = I_{НОМ}$  для  $\sin\varphi = 0,6$ .

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC  $\pm 5$  с.

Нормальные условия применения:

– температура окружающего воздуха, °С	от 21 до 25;
– относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80;
– атмосферное давление, кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.)	от 84 до 106;
– напряжение питающей сети переменного тока, В	от 215,6 до 224,4;
– частота питающей сети переменного тока, Гц	от 49,85 до 50,15;
– индукция внешнего магнитного поля, мТл не более	0,05.

Рабочие условия применения:

– напряжение питающей сети переменного тока, В	от 198 до 242;
– частота питающей сети, Гц	от 49 до 51;
– температура (для ТН и ТТ), °С	от –35 до 40;
– температура (для счетчиков)	от 5 до 35;
– температура (для сервера, АРМ, каналобразующего и вспомогательного оборудования), °С	от 10 до 40;
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл	от 0 до 0,5.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика Тв < 2 часа;
- для УСПД Тв < 2 часа;
- для сервера Тв < 1 час;
- для компьютера АРМ Тв < 1 час;
- для модема Тв < 1 час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому каналу и электрической энергии потребленной за месяц по каждому каналу – не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – вверху справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) производственного подразделения Филиала ОАО «Квадра» – «Тулская региональная генерация» – Новомосковская ГРЭС энергоблок ПГУ 190 МВт.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) производственного подразделения Филиала ОАО «Квадра» – «Тулская региональная генерация» – Новомосковская ГРЭС энергоблок ПГУ 190 МВт определяется проектной документацией на АИИС КУЭ.

### **Поверка**

проводится по документу МП 50739-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) производственного подразделения Филиала ОАО «Квадра» – «Тулская региональная генерация» – Новомосковская ГРЭС энергоблок ПГУ 190 МВт. Методика поверки», утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 16.07.2012 г.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1^\circ$ . 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 с использованием АИИС КУЭ Производственного подразделения филиала ОАО «Квадра» – «Тульская региональная генерация» – Новомосковская ГРЭС энергоблок ПГУ 190 МВт. Свидетельство об аттестации № 01.00230 / 10 – 2012 от 16.07.2012 г.

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии производственного подразделения Филиала ОАО «Квадра» – «Тульская региональная генерация» – Новомосковская ГРЭС энергоблок ПГУ 190 МВт**

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**

ОАО «Ивэлектроналадка»

Юридический адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, 5.

Почт. адрес: 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, д.90.

Тел. (4932) 230-230. Тел./факс (4932) 29-88-22.

#### **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» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.