

П Р И К А З

15 января 2013 г.

№ 5

Москва

**О внесении изменений в описание типа
на систему автоматизированную информационно-измерительную
коммерческого учета электроэнергии производственного
подразделения Филиала ОАО «Квадра» - «Тульская региональная
генерация» - Новомосковская ГРЭС энергоблок ПГУ 190 МВт**

В связи с обращением ОАО «Ивэлектроналадка», г. Иваново,
от 18.10.2012 г.

П р и к а з ы в а ю :

1. Внести изменение в описание типа на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии производственного подразделения Филиала ОАО «Квадра» - «Тульская региональная генерация» - Новомосковская ГРЭС энергоблок ПГУ 190 МВт, зарегистрированную в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, с сохранением регистрационного номера 50739-12 и номера сертификата 47586.

Изменения внесены в части:

- идентификационных данных программного обеспечения (таблица 1 описания типа);

- структуры таблицы 2 описания типа (добавлен состав 2-го и 3-его уровней АИИС КУЭ).

2. Управлению метрологии (В.М. Лахову) оформить новое описание типа средства измерений.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В. Булыгин

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии производственного подразделения Филиала ОАО «Квадра» – «Тулская 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 счётчиков 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	ИБК		
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, автоматизированные рабочие 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:

$$\begin{aligned} \text{– электрической энергии} \quad W_p(W_Q) &= \frac{N}{2 \cdot A} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{ТТ}} \\ \text{– электрической мощности} \quad P(Q) &= \frac{N}{2 \cdot A} \cdot \frac{60}{T_{\text{и}}} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{ТТ}} \end{aligned}$$

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:

δ_{1.а.о} – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при I = 0,1·I_{ном} для cosφ = 0,8;

δ_{2.а.о} – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при I = I_{ном} для cosφ = 0,8;

δ_{1.р.о} – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при I = 0,1·I_{ном} для sinφ = 0,6;

δ_{2.р.о} – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при I = I_{ном} для sinφ = 0,6;

δ_{1.а.р} – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при I = 0,1·I_{ном} для cosφ = 0,8;

δ_{2.а.р} – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при I = I_{ном} для cosφ = 0,8;

δ_{1.р.р} – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения I = 0,1·I_{ном} для sinφ = 0,6;

δ_{2.р.р} – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при I = I_{ном} для sinφ = 0,6.

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC ± 5 с.

Нормальные условия применения:

– температура окружающего воздуха, °C	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), °C	от –35 до 40;
– температура (для счетчиков)	от 5 до 35;
– температура (для сервера, АРМ, каналаобразующего и вспомогательного оборудования), °C	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 $T_v < 2$ часа;
- для УСПД $T_v < 2$ часа;
- для сервера $T_v < 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v < 1$ час;
- для модема $T_v < 1$ 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» – «Тульская 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» – «Тульская 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» – «Тульская 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

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: 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.