

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Волго-Вятский» ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Волго-Вятский» ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в ОАО «АТС» и другие заинтересованные организации оптового рынка электроэнергии

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» г. Казань HP ProLiant DL180R06, основной и резервный серверы баз данных (БД) ОАО «Оборонэнергосбыт» г. Москва SuperMicro 6026T-NTR+, устройства синхронизации времени УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные 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 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 через GSM-сеть поступает на уровень ИВК регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт». Сервер СД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на сервер БД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт». При

отказе основного канала сервер переключается на резервный. Резервный канал организован по технологии CSD. В качестве устройства передачи данных используется GSM/GPRS-модем Teleafis RX100R. На сервере БД осуществляется хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации от сервера БД в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие заинтересованные организации осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК (сервера СД). АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени на основе УСВ-2, синхронизирующих собственное время по сигналам времени, получаемым от GPS/ GLONASS -приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,35$ с. Часы сервера БД синхронизируются по времени часов УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Часы сервера СД синхронизируются по времени часов УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение часов счетчиков с часами сервера СД производится каждый сеанс связи со счетчиками (не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении с часами сервера СД вне зависимости от наличия расхождения, но не реже чем 1 раз в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Волго-Вятский» ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5) используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

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 ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b73726 1328cd77805bd1 ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66 494521f63d00b0d 9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf40 55bb2a4d3fe1f8f4 8	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd 3215049af1fd979 f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc 23ecd814c4eb7ca 09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e 2884f5b356a1d1e 75	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Волго-Вятский» ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5) и их основные метрологические характеристики.

№ п/п	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электро энергии	Метрологические хар-ки ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-850 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 22874 Зав. № 27154	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 191	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 10164217	HP Pro- Liant DL180R0 6 Зав. № CZJ1260 8QX	Актив- ная	±1,3	±3,3
						Реак- тивная	±2,5	±5,7
2	ТП-850 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 29184 ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 22873	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 3128	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 10151733		Актив- ная	±1,3	±3,3
						Реак- тивная	±2,5	±5,7
3	ТП-850 6/0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 4513 Зав. № 2164		СЭТ.4ТМ.0 3М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803124518	Актив- ная	±1,1	±3,0	
					Реак- тивная	±2,3	±4,7	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,95 \div 1,05) U_n$; ток $(1,0 \div 1,2) I_n$; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$;

- температура окружающей среды: $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;

5. Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети для ИК: напряжение - $(0,98 \div 1,02) U_{\text{ном}}$; ток - $(1 \div 1,2) I_{\text{ном}}$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos\phi=0,9_{\text{инд.}}$;

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2) I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi) 0.5 \div 1,0 (0,87 \div 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус $40 ^\circ\text{C}$ до плюс $50 ^\circ\text{C}$; для счетчиков Меркурий 230ART - от минус $40 ^\circ\text{C}$ до плюс $55 ^\circ\text{C}$; для счетчиков СЭТ.4ТМ.03М - от минус $40 ^\circ\text{C}$ до плюс $60 ^\circ\text{C}$

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 (0,02) Iном, $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Волго-Вятский» ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5) порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ часов, среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}} = 2$ часа;

– счетчик Меркурий 230АRT – среднее время наработки на отказ не менее $T = 150000$ часов, среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}} = 2$ часа;

– УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}} = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 256554$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}} = 0,5$ ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике и ИВК;

– пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– электросчётчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

– электросчетчика;

– сервера.

Возможность коррекции времени в:

– электросчетчиках (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

– электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Волго-Вятский» ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5) типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	№ Госреестра	Количество
Трансформатор тока типа ТПЛМ-10	2363-68	3 шт.
Трансформатор тока типа ТПЛ-10	1276-59	1 шт.
Трансформатор тока типа ТПЛ-10-М	22192-07	2 шт.
Трансформатор напряжения типа НТМИ-6	831-53	2 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1 шт.
Счетчик электрической энергии Меркурий 230ART	23345-07	2 шт.
Методика поверки	—	1 шт.
Формуляр	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 54275-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Волго-Вятский» ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- Меркурий 230ART – согласно «Методике поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1.
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

•
Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Волго-Вятский» ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) "Оборонэнергосбыт" (по сетям филиала «Волго-Вятский»ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5)

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 2999-2011 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

«Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета "Оборонэнергосбыт" (по сетям филиала «Волго-Вятский»ОАО «Оборонэнерго», г. Казань, объект №5).

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз» ООО «Техносоюз»
Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9
Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д.11/10, строение 4, 2 этаж
Тел.: (495) 258-45-35
Факс: (495) 363-48-69
E-mail: info@t-souz.ru
www.t-souz.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д.42
Тел.: 8(985) 99-22-781

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес:
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: 8(495)437-55-77
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2013 г.