

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «ОЭЗ ППТ «Липецк»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «ОЭЗ ППТ «Липецк» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, и времени.

### 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 объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электрической энергии;
- 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 в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ, структурная схема которой приведена на рис. 1, представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- 1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и счётчики активной и реактивной электрической энергии СЭТ-4ТМ (Wh1 – Wh3) классов точности 0,2S для активной электрической энергии и 0,5 для реактивной электрической энергии;
- 2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- 3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД) АИИС КУЭ, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Аппарат ИВКЭ и сервер баз данных реализован на базе ЦУСПД.

Первичные фазные напряжения и токи преобразуются ТН (по три ТН на канал) и ТТ (по три ТТ на канал) в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного 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 мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная электрическая мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

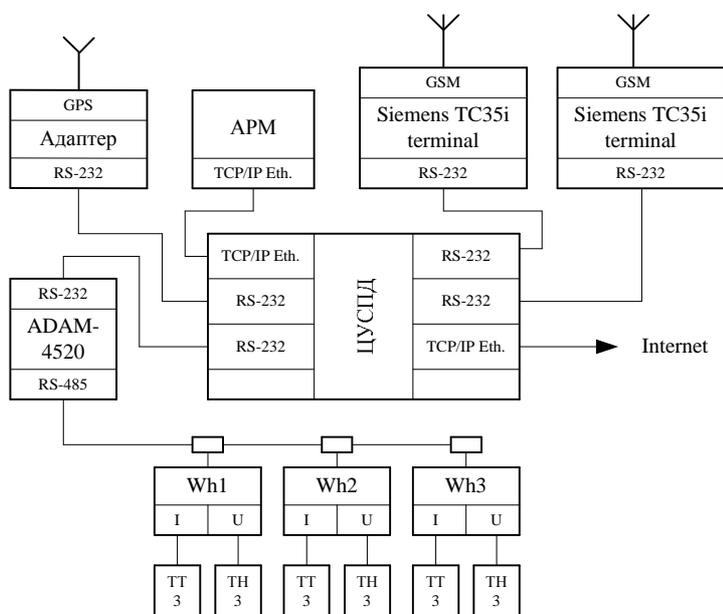


Рис. 1

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 электрической мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии в стандарте передачи данных по проводным линиям связи RS-485 поступает через преобразователь интерфейсов RS-485 – RS-232 (ADAM-4520) в ЦУСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень АИИС КУЭ (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации от сервера БД в организации-участники оптового рынка электрической энергии может осуществляться по трем каналам связи: два канала – через сеть сотовой связи стандарта GSM, выход в которую осуществляется через модемы Siemens TC35i terminal, и один – через интернет-провайдера по интерфейсу TCP/IP Ethernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). GPS-приемник входит в состав ЦУСПД. В составе СОЕВ используется адаптер приемника GPS, предназначенный для приема текущих значений даты и времени UTC и их передачи в ЦУСПД через интерфейс RS-232C в виде текстовой строки RMC в формате NMEA-0183 для коррекции его часов. Внутреннее время счетчиков электрической энергии корректируется от ЦУСПД во время сеанса связи, при расхождении внутреннего времени счетчика и ЦУСПД на 2 с и более, но не чаще 1-го раза в сутки. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение АИИС КУЭ состоит из стандартного и специализированного программных пакетов.

Стандартный программный пакет, применяемый для организации сервера и рабочей станции АИИС КУЭ, использует программные продукты в составе:

- операционные системы «Windows Server», «Windows XP»;
- СУБД «MS SQL Server»;
- пакет «MS Office».

Специализированный программный пакет – ПО СУЭ ТОК 5.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программы	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль сбора данных	Collector.exe	5.05	787D9316F23E269B F61EBB99AF033896	MD5
Модуль сбора данных	CollectorCUSPD.exe	5.05	81399FC54A86D443 3EA99E871AF859C4	MD5
Модуль конфигурирования	CatalogUSD.exe	5.05	CB9972FE115EF4A6 79010BB182D3AEDE	MD5
Модуль конфигурирования	CUSPDCatalog.exe	5.05	441DEE4821826668 116D46D860127D5A	MD5

### Метрологические и технические характеристики

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

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблице 2.

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<sub>ТН</sub> – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения (ТН);

K<sub>ТТ</sub> – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока (ТТ);

T<sub>и</sub> – время интегрирования, мин.

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

Канал измерений		Состав измерительного канала				Вид электрической энергии	Погрешность, %
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, коэффициент трансформации, № в Госреестре СИ	Фаза	Обозначение		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС-110кВ Ввод 1 «Двуречки- правая»	ТТ	КТ=0,2S К <sub>ТТ</sub> =300/5 34096-07	А	ТГФ110-П*	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 0,8;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 0,7;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 1,1;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,0;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 0,9;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 1,2.$
				В	ТГФ110-П*		
				С	ТГФ110-П*		
		ТН	КТ=0,2 К <sub>ТН</sub> =11000/100 24218-03	А	НАМИ-110		
				В	НАМИ-110		
				С	НАМИ-110		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
2	ПС-110кВ Ввод 2 «Двуречки- левая»	ТТ	КТ=0,2S К <sub>ТТ</sub> =300/5 34096-07	А	ТГФ110-П*	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 0,8;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 0,7;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 1,1;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,0;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 0,9;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 1,2.$
				В	ТГФ110-П*		
				С	ТГФ110-П*		
		ТН	КТ=0,2 К <sub>ТН</sub> =11000/100 24218-03	А	НАМИ-110		
				В	НАМИ-110		
				С	НАМИ-110		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
3	Ячейка 110 кВ Йокохама	ТТ	КТ=0,2S К <sub>ТТ</sub> =100/5 36672-08	А	ТГФМ-110П*	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 0,8;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 0,7;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 1,1;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,0;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 0,9;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 1,8;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 1,8.$
				В	ТГФМ-110П*		
				С	ТГФМ-110П*		
		ТН	КТ=0,2 К <sub>ТН</sub> =11000/100 24218-03	А	НАМИ-110		
				В	НАМИ-110		
				С	НАМИ-110		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					

В столбце 8 таблицы 2 приведены границы допустимой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

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

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

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

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

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

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

Пределы допустимой абсолютной погрешности измерений времени  $\pm 5$  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 10 до 40;
– температура (для сервера, АРМ, каналообразующего и вспомогательного оборудования), °С	от 10 до 40;
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл	от 0 до 0,5.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 90000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;
- ЦУСПД, сервер – среднее время наработки на отказ не менее 75000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- ЦУСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 сут (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- Сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – вверху справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭЗ ППТ «Липецк».

### Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭЗ ППТ «Липецк» определяется проектной документацией на АИИС КУЭ.

### Поверка

Осуществляется по документу МП 49328-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭЗ ППТ «Липецк». Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 29.12.2011 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**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭЗ ППТ «Липецк». Методика измерений электрической энергии и мощности. Свидетельство об аттестации № 01.00230/53-2011 от 29.12.2011 г.

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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 «Компания Энергон»  
115088, г. Москва, 2-й Южнопортовый проезд, д.16, стр.2  
Телефон: (495) 785-73-87, Факс: (495) 785-73-87

## **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

Е. Р. Петросян

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.