

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС «Центральная».

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС «Центральная» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ), информационно-вычислительного комплекса (далее – ИВК), и системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

– измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC;

– формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;

– предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций – участников ОРЭ (1 раз в сутки);

– организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);

– синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИК и ИВКЭ с помощью СОЕВ, соподчиненной национальной шкале времени безотносительно к интервалу времени с погрешностью не более ± 5 с;

– автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

– предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);

– ведение журналов событий;

– передача в организации в ОАО «АТС» и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений (уровень ИВК);

АИИС КУЭ включает в себя следующих уровней:

1-й уровень ИК включает в себя:

– измерительные трансформаторы тока (ТТ);

– измерительные трансформаторы напряжения (ТН);

– счетчики электрической энергии многофункциональные;

2-й уровень – ИВКЭ включает в себя

– технические средства приемо-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

– устройство сбора и передачи данных (УСПД)

– радиосервер точного времени РСТВ-01.

3-й уровень – ИВК включает в себя:

– технические средства приемо-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

– сервер АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 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. Электрическая энергия вычисляется для интервалов времени 30 мин, как интеграл от средней электрической мощности, получаемой периодически за 0,02 с. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электроэнергии.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков ИК 37 и 38 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и каналобразующей аппаратуры поступают в УСПД (используется оборудование АИИС КУЭ ПС «Центральная» № 42153-09). УСПД обеспечивает прием данных со счетчиков и хранение 30-и минутных графиков (профилей) электрической энергии в своей базе данных.

С УСПД (уровень ИВКЭ) данные учета передаются в сервер АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (уровень ИВК), откуда обеспечивается передача данных по присоединениям в сервера ОАО «АТС» и другим заинтересованным организациям. Данные передаются в формате XML-файлов.

Для обеспечения единого времени в АИИС КУЭ в состав ИВКЭ входит радиосервер точного времени РСТВ-01. РСТВ-01 осуществляет прием сигналов точного времени и синхронизацию времени в УСПД.

Контроль меток времени во всех элементах АИИС КУЭ осуществляется УСПД каждые 30 мин. Синхронизация (коррекция) времени в элементах системы производится при расхождении времени внутренних таймеров устройств и УСПД на значение более 2 с. Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ обеспечивает измерение времени в системе с погрешностью не хуже ± 5 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача данных по присоединениям в ОАО «АТС» и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ, событий в АИИС КУЭ;

– конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

– обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;

– автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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 программного обеспечения
СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	Метроскоп	1.00	D233ED6393702747 769A45DE8E67B57E	MD5 (RFC 1321)

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

– установкой пароля на счетчик;

– установкой пароля на сервер;

– защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав дополнительных измерительных каналов и их метрологические характеристики

ИК		Состав ИК				Кгт ·Ктн ·Ксч	Вид электрической энергии	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:	
Но- мер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № в Госреестре СИ	Обозначение, тип		Основная погрешность ИК, %			cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, %
						1-36			
37	ВЛ 220 кВ Мет- завод I	ТТ	0,2S	A	ТГФМ-220 II	2640000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			1200/1	B	ТГФМ-220 II				
			36671-08	C	ТГФМ-220 II				
		ТН	0.2	A	НКФА				
			220000:√3/100:√3	B	НКФА				
			39263-08	C	НКФА				
		Счет- чик	0.2S/0.5	Dialog ZMD					
			1						
			22422-07						
38	ВЛ 220 кВ Мет- завод II	ТТ	0,2S	A	ТГФМ-220 II	2640000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			1200/1	B	ТГФМ-220 II				
			36671-08	C	ТГФМ-220 II				
		ТН	0.2	A	НКФА				
			220000:√3/100:√3	B	НКФА				
			39263-08	C	НКФА				
		Счет- чик	0.2S/0.5	Dialog ZMD					
			1						
			22422-07						

Примечания:

1. Метрологические характеристики ИК 1-36 определяются в соответствии с описанием типа на АИИС КУЭ ПС «Центральная» (№ 42153-09 в Государственном реестре средств измерений) и не оказывают влияния на метрологические характеристики ИК 37 и 38.

2. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) и токе ТТ, равном $I_{\text{ном}}$.

3. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{\text{ном}}$.

4. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения от $0,98 U_{\text{ном}}$ до $1,02 U_{\text{ном}}$; диапазон силы тока от $1,0 I_{\text{ном}}$ до $1,2 I_{\text{ном}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi=0,9$ инд.

– температура окружающего воздуха (для счетчиков электрической энергии): от минус 40°C до 25°C ; УСПД – от минус 40°C до 60°C ;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;

– атмосферное давление от 720 до 780 мм рт.ст.

5. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 U_{\text{ном1}}$ до $1,1 U_{\text{ном1}}$; диапазон силы первичного тока от $0,05 I_{\text{ном1}}$ до $1,2 I_{\text{ном1}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота от 49,5 до 50,5 Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 30°C до 35°C ;

– относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;

– атмосферное давление от 720 до 780 мм рт.ст.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9 U_{\text{ном2}}$ до $1,1 U_{\text{ном2}}$; диапазон силы вторичного тока от $0,01 I_{\text{ном2}}$ до $1,2 I_{\text{ном2}}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота от 49,5 до 50,5 Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха от 40 до 60 %;

– атмосферное давление от 720 до 780 мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение от 210 до 230 В, частота от 49 до 51 Гц;

– температура окружающего воздуха от 15°C до 30°C ;

– относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;

– атмосферное давление от 720 до 780 мм рт.ст.

6. Надежность применяемых в системе компонентов:

– счётчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}} = 48$ ч;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 55\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}} = 1$ ч;

7. Глубина хранения информации:

– счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.

– УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на однотипные с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени ± 5 с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени ± 5 с/сут.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС «Центральная».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС «Центральная» приведена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ ПС «Центральная»

Наименование	Тип	Количество
АИИС КУЭ	АИИС КУЭ ПС «Центральная»	1 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТГФМ-220 II	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФА	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Dialog ZMD	2 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Методика поверки	-	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ПС «Центральная». Методика поверки 0188.0-00.АУЭ.МП», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 22 августа 2012 г.

Рекомендуемые средства поверки:

– переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электрической энергии и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011;

– мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;

– радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «ГСИ. Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС «Центральная». Аттестована ФБУ «Пензенский ЦСМ». Свидетельство об аттестации № 01.00230/15-2012 от 22 августа 2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС «Центральная»

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

Изготовитель

ЗАО «Индустройпроект»
443093, г. Самара, ул. Мориса Тереза д.1-а.
Телефон: (846) 336-1640.

Заявитель

ООО «Стройиндустрия»
440003, г. Пенза, ул. Индустриальная, д.40 б.
Телефон: (8412) 930-438; Факс (8412) 930-762.

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное государственное учреждение «Пензенский центр стандартизации, метрологии и сертификации» (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.

«___» _____ 2012 г.