

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/6 кВ Районная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/6 кВ Районная (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, измерений времени в координированной шкале времени UTC.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор сведений о состоянии средств измерений и результатов измерений приращений электрической энергии;
- 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 (ОРЭ);
- ведение журналов событий измерительного канала (ИК) и измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ);
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИК;
- передача в организации – участники ОРЭ результатов измерений (1 раз в сутки);
- 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 системы обеспечения единого времени (СОЕВ);
- автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств ИК и ИВКЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающий измерительные трансформаторы тока (ТТ); измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчик электрической энергии многофункциональный EPQS класса точности 0,2S/0,5; вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – ИВКЭ включает в себя:

- шкаф технологического коммутационного устройства (далее – ТКУ), в состав которого входит два шлюза E-422, WiFi модем AWK 1100, сетевой концентратор, блоки резервного питания счетчиков, блок питания шкафа, коммутационное оборудование;
- шкаф устройства центральной коммутации (далее – ЦКУ), в состав которого входит WiFi модем AWK 1100, оптический конвертор, сетевой концентратор D-Link, спутниковая станция «SkyEdge PRO», сервер АРМ ПС;
- шкаф УСПД, в состав которого входит УСПД ТК16L (№36643-07 в реестре средств измерений), блок бесперебойного питания;
- радиосерверы точного времени РСТВ-01 (№ 40586-09 в реестре средств измерений).

3-й уровень – комплекс измерительно-вычислительный АИИС КУЭ ЕНЭС (МЕТРОСКОП) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп») (№ 45048-10 в реестре средств измерений).

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 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. 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 вычисляется как среднее значение электрической мощности на интервалах времени 3 или 30 мин. В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки.

Для обеспечения единого времени в АИИС КУЭ в состав ИВКЭ входит РСТВ-01, с помощью которого осуществляется прием сигналов точного времени и синхронизация времени в УСПД.

В АИИС используются следующие виды резервирования:

- резервирование по двум интерфейсам опроса счетчика;
- резервирование питания счетчика, шлюза Е-422, сервера АРМ ПС, УСПД;
- предусмотрена возможность автономного считывания измерительной информации со счетчика и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановление данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

В АИИС используются следующие журналы регистрации событий:

- журнал регистрации событий ИК:
 - отключение и включение питания;
 - корректировка времени;
 - удаленная и местная параметризация;
 - включение и выключение режима тестирования.
- журнал регистрации событий ИВКЭ:
 - дата начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - потери и восстановления связи со счётчиками;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - корректировки времени в каждом счетчике.

В АИИС используются следующие виды защиты от несанкционированного доступа:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - испытательная коробка (специализированный клеммник);
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
 - установка двухуровневого пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Программное обеспечение

Специализированное программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ – ПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – аттестовано (свидетельство об аттестации № АПО-209-19).

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование программного обеспечения (имя файла)	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (МЕТРОСКОП) (DataServer.exe, DataServer_USPD.exe)	1.00	D233ED6393702747 769A45DE8E67B57E	MD5
Примечание: Хэш сумма берется от склейки файлов			

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.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительного канала АИИС КУЭ и его метрологические характеристики (МХ) приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительного канала АИИС КУЭ и его МХ

Канал измерений		Средство измерений					Погрешность, %
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, коэффициент трансформации, № в реестре СИ	Фаза	Обозначение	Вид электрической энергии	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ВЛ 6 кВ Ф.6058	ТТ	КТ=0,2S К _{тт} = 600/5 №48923-12	А	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	δ _{1.а.о} = ± 0,8; δ _{2.а.о} = ± 0,7; δ _{1.р.о} = ± 1,1; δ _{2.р.о} = ± 1,0; δ _{1.а.р} = ± 1,0; δ _{2.а.р} = ± 0,9; δ _{1.р.р} = ± 1,8; δ _{2.р.р} = ± 1,8.
				В	ТЛМ-10		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 К _{тн} = 6000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
С							
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 №25971-06	EPQS					
УСПД	№36643-07	TK16L					

В столбце 8 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;

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

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

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC ± 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 40;
– 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.

Среднее время наработки на отказ применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии EPQS – не менее 140000 часов;
- РСТВ-01 – не менее 55000 часов;
- ИВКЭ – не менее 35000 ч;
- шлюз E-422 – не менее 50000 ч;
- УСПД ТК16L – средняя наработка на отказ не менее 35000 ч.

Среднее время восстановления работоспособности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- ИВКЭ – не более 168 ч;
- УСПД – не более 24 ч.

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ – не менее 20 лет.

Глубина хранения информации:

счетчик электрической энергии EPQS – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, журнал событий – не менее 35 суток;

ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 35 суток.

Сервер АРМ ПС – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 4 лет.

Знак утверждения типа

наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – вверху справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/6 кВ Районная.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Счетчик электрической энергии	EPQS	1 шт.
Устройство сбора и подготовки данных	TK16L	1 шт.
Формуляр	-	1 шт.
Методика поверки	-	1 шт.

Поверка

проводится по документу МП 53312-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/6 кВ Районная. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 16.01.2013 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 системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/6 кВ Районная. Свидетельство об аттестации № 01.00230 / 2 – 2013 от 16.01.2013 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

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ОАО «Ивэлектроналадка»

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

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

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» (ГЦИ СИ 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» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30033-10 от 20.07.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2014 г.