

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ НПС-40

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ НПС-40 (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, измерений времени в координированной шкале времени UTC.

### 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;
- 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;
- 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 ОАО «АТС» и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений (уровень ИВК);

АИИС КУЭ включает в себя 3 уровня:

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 приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- устройство синхронизации системного времени (УССВ);

3-й уровень – ИВК включает в себя:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

– комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), № 45048-10 в Государственном 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 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 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и каналобразующей аппаратуры поступают в УСПД. 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 поступают на уровень ИВК. Функции ИВК выполняет существующий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ ЕНЭС (ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). ИВК обеспечивает автоматический регламентный сбор результатов измерения, данных о состоянии средств и объектов измерения, обработку полученной информации, предоставление конечных данных в сервера ОАО «АТС» и другим заинтересованным организациям. Данные передаются в формате XML-файлов.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ. Синхронизация времени производится с помощью устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования (GPS).

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 параметризацией 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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

ИК		Состав ИК				К <sub>ТТ</sub> · К <sub>ТН</sub> · К <sub>Сч</sub>	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики	
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № в Государственном реестре СИ	Обозначение, тип		Доверительные границы относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:			Основная погрешность ИК, %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, %
					cos φ = 0,87	cos φ = 0,5			
					sin φ = 0,5	sin φ = 0,87			
1	2	3	4		5	6	7	8	
1	ВЛ 220кВ Дальневосточная-НПС 40	ТТ	КТ= 0,2S	A	CA-245	2200000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			КТТ= 1000/1	B	CA-245				
			23747-02	C	CA-245				
		ТН	КТ= 0,2	A	DFK-245				
			К <sub>ТН</sub> = 220000:√3/100:√3	B	DFK-245				
			23743-02	C	DFK-245				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			К <sub>Сч</sub> =1						
			31857-11						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
2	ВЛ 220кВ НПС 40 - НПС 41	ТТ	КТ= 0,2S	A	CA-245	2200000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			Ктт= 1000/1	B	CA-245				
			23747-02	C	CA-245				
		ТН	КТ= 0,2	A	DFK-245				
			Ктн= 220000:√3/100:√3	B	DFK-245				
			23743-02	C	DFK-245				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
3	РП 220 кВ	ТТ	КТ= 0,2S	A	CA-245	2200000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			Ктт= 1000/1	B	CA-245				
			23747-02	C	CA-245				
		ТН	КТ= 0,2	A	DFK-245				
			Ктн= 220000:√3/100:√3	B	DFK-245				
			23743-02	C	DFK-245				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
4	СВ 220кВ	ТТ	КТ= 0,2S	A	CA-245	2200000	Активная Реактивная	± 0,6% ± 1,0%	± 1,4% ± 1,3%
			Ктт= 1000/1	B	CA-245				
			23747-02	C	CA-245				
		ТН	КТ= 0,2	A	DFK-245				
			Ктн= 220000:√3/100:√3	B	DFK-245				
			23743-02	C	DFK-245				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
5	Ввод ТСН №1 10кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-СЭЩ-10	10000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=100/1	B	ТОЛ-СЭЩ-10				
			32139-06	C	ТОЛ-СЭЩ-10				
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			КТН= 10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			35956-07	C	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
6	Ввод ТСН №2 10кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-СЭЩ-10	10000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=100/1	B	ТОЛ-СЭЩ-10				
			32139-06	C	ТОЛ-СЭЩ-10				
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			КТН= 10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			35956-07	C	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
7	Ввод ЗРУ-10кВ №1	ТТ	КТ=0,5S	A	GSA	200000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=2000/1	B	GSA				
			25569-08	C	GSA				
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			КТН=10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			35956-07	C	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
8	Ввод ЗРУ-10кВ №2	ТТ	КТ=0,5S	A	GSA	200000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=2000/1	B	GSA				
			25569-08	C	GSA				
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			КТН=10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			35956-07	C	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
9	ОРУ 220 кВ Ввод 10кВ №1	ТТ	КТ=0,5S	A	GSA	200000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=2000/1	B	GSA				
			25569-08	C	GSA				
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			КТН=10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			35956-07	C	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
10	ОРУ 220 кВ Ввод 10кВ №2	ТТ	КТ=0,5S	A	GSA	200000	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=2000/1	B	GSA				
			25569-08	C	GSA				
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			КТН=10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
			35956-07	C	ЗНОЛ-СЭЩ-10				
		Счетчик	КТ= 0,2S/ 0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Примечания:

1. 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  $I_{\text{ном}}$ .

2. 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  $I_{\text{ном}}$ .

3. 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  $40^{\circ}\text{C}$  до  $25^{\circ}\text{C}$ ; УСПД – от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до  $60^{\circ}\text{C}$ ;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;

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

4. 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  $30^{\circ}\text{C}$  до  $35^{\circ}\text{C}$ ;

– 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  $15^{\circ}\text{C}$  до  $30^{\circ}\text{C}$ ;

– 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  $15^{\circ}\text{C}$  до  $30^{\circ}\text{C}$ ;

– относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;

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

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

– счётчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 48$  ч;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 55\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч;

6. 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.

7. 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 поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC  $\pm 5$  с.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ НПС-40.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220 кВ НПС-40 приведена в таблице 3.  
Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ ПС 220 кВ НПС-40

Наименование	Тип	Количество
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327LV	1 шт.
Измерительный трансформатор тока	СА-245	12 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	GSA	12 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	DFK-245	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	10 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Методика поверки	-	1 шт.

### Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ПС 220 кВ НПС-40. Методика поверки Г.0.0020.0027-ВЕЛЕССТРОЙ/ГТП-40.211-АКУ.МП», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 26 сентября 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 «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 220 кВ НПС-40. Аттестована ФБУ «Пензенский ЦСМ».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 220 кВ НПС-40**

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 «Велесстрой»

125047, г. Москва, ул. 2-я Тверская-Ямская, д. 10

Телефон: +7 (495) 276-06-83, +7 (495) 276-06-81; Факс: + 7 (495) 956-62-14

**Заявитель**

ООО «Стройиндустрия»

440003, г. Пенза, ул. Индустриальная, д.40 б.

Телефон: (8412) 930-438; Факс (8412) 930-762.

**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

Ф. В. Булыгин

М.П.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.