

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Зашекснинская» (2 очередь)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Зашекснинская» (2 очередь) - (далее – АИИС КУЭ), каналы которой входят в систему информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220кВ «Зашекснинская» (ГР №42128-09) и предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, переданной и потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений могут быть использованы для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ «Зашекснинская» ПАО «ФСК ЕЭС».

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

1-ый уровень системы - информационно-измерительные комплексы (далее ИИК) включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS класса точности (КТ) 0,2S/0,5 (ГР №25971-06) по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу), указанных в таблице 2 (2 точки измерений).

2-й уровень—измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ТК-16L (далее-УСПД) для автоматизации измерений и учета энергоресурсов (в ГР №36643-07), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), на базе радиосервера точного времени РСТВ-01 (в ГР №40586-09), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование, автоматизированное рабочее место (АРМ);

3-ий уровень—информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя: центр сбора данных АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее-ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС), состоящий из сервера опроса и базы данных СПО «Метроскоп» ПАО «ФСК ЕЭС», системы хранения данных, устройства синхронизации системного времени (далее-УССВ); сервера СПО «Метроскоп» ИВК МЭС Центра, каналообразующей аппаратуры, средств связи и передачи данных, обеспечивающих доступ к информации и ее передачу в организации-участники Оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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 мощности, которые усредняются за период 0,02с. 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 0,02с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электроэнергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485). Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС. Сервер опроса ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по сети волоконно-оптической связи (основной канал). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе спутникового модема. По окончании опроса сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». На сервере БД информация о результатах измерений приращений потребленной электроэнергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину 3,5 лет по каждому параметру.

Между ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС и сервером ИВК МЭС Центра происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). Один раз в сутки сервер опроса ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее-СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию шкалы времени. СОЕВ на уровне ИВКЭ создана на основе радиосервера точного времени РСТВ-01(далее-УСВ), который осуществляет прием сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) и синхронизацию времени в УСПД при расхождении значений времени на  $\pm 2$ с. Контроль меток времени во всех элементах АИИС КУЭ осуществляется УСПД

каждые 30 минут. Синхронизация (коррекция) времени в счетчиках ИИК производится при расхождении времени внутренних таймеров счетчиков и УСПД на значение более  $\pm 2$ с.

СОЕВ на уровне ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС создана на основе радиосервера точного времени типа РСТВ-01, установленного в серверных стойках ЦСОД ИА ПАО «ФСК» и ИВК МЭС Центра. РСТВ-01 обеспечивают автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога  $\pm 1$ с происходит коррекция часов сервера.

Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с в сутки.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом Оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные (признаки) СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014 – «высокий».

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчетные коэффициенты, которые используются для пересчета токов и напряжений, считанных со счетчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа – паролем, опломбированием сервера и фиксацией изменений в журнале событий. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (с разграничением прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

### Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал (далее-ИК) АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в таблице 2

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ

Но мер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала						Вид электроэнергии	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК, ±(%)	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях, ±(%)
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
17	ПС 220кВ Зашекснинская ВЛ 110кВ Юг-1	ТОГФ-110 600/5 КТ 0,2S ф.А.зав № 55 ф.В. зав № 58 ф.С. зав № 61	VCU-123 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 ф.А.зав № 24200330 ф.В. зав № 24200326 ф.С. зав № 24200325	EPQS 111.23.27LL КТ 0,2S/0,5 зав.№ 01052746	№00039-227-234-452	РСТВ-01	А, Р	±0,6 ±1,3	±1,3 ±3,6	
18	ПС 220кВ Зашекснинская ВЛ 110кВ Юг-2	ТОГФ-110 600/5 КТ 0,2S № ф.А.зав № 51 ф.В. зав № 52 ф.С. зав № 62	VCU-123 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 ф.А.зав № 24200329 ф.В. зав № 24200328 ф.С. зав № 24200327	EPQS 111.23.27LL КТ 0,2S/0,5 зав.№ 01052762	ТК-16L зав №	РСТВ-01	А, Р	±0,6 ±1,3	±1,3 ±3,6	

Примечание к таблице 2

1. А-активная электроэнергия, Р-реактивная электроэнергия
2. Характеристики погрешности измерительного канала даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение (0,98, 1,02)  $U_{НОМ}$ , ток (1, 1,2)  $I_{НОМ}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; температура окружающей среды (20±5) °С.
5. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение (0,9, 1,1)  $U_{НОМ}$ , ток (0,02, 1,2)  $I_{НОМ}$ ,  $\cos \varphi$  от 0,5 инд до 0,8 емк; допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 60 °С, для счетчиков EPQS от минус 40 °С до + 60 °С; для УСПД ТК-16L от минус 40°С до +60°С; для сервера от +10 °С до + 30 °С.
6. Погрешность в рабочих условиях указана для  $I = 0,02 \cdot I_{НОМ}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +15°С до +30°С.

7. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения-ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии-ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности (КТ) 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

Доверительные границы погрешности результата измерений активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях АИИС КУЭ представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Доверительные границы погрешности результата измерений активной реактивной) электроэнергии в рабочих условиях АИИС КУЭ.

Номер измерительного канала	Значение $\cos\varphi$	Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		$2 \leq I_{раб} < 5$		$5 \leq I_{раб} < 20$		$20 \leq I_{раб} < 100$		$100 \leq I_{раб} < 120$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		A	P	A	P	A	P	A	P
17,18	0,5	±1,9	±3,4	±1,4	±3,1	±1,1	±3,0	±1,1	±3,0
	0,8	±1,3	±3,6	±1,0	±3,2	±0,8	±3,1	±0,8	±3,1
	1	±1,1	Не норм	±0,8	Не норм	±07	Не норм	±0,7	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии EPQS- среднее время наработки на отказ не менее 70 000 часов; среднее время восстановления работоспособности не более 168 часов;
- трансформатор тока (напряжения) - среднее время наработки на отказ не менее 100 000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 168 часов;
- устройство сбора и передачи данных ТК-16L– среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов; среднее время восстановления работоспособности не более 24 часов;
- радиосервер точного времени РСТВ-01 – среднее время наработки на отказ не менее 55 000 часов; среднее время восстановления работоспособности не более 168 часов.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью резервного источника питания, включенного по схеме резервирования от 3-х независимых источников;
- резервирование электрического питания УСПД и каналобразующей аппаратуры с помощью резервного источника питания, включенного по схеме резервирования от 3-х независимых источников;
- резервирование электрического питания сервера с помощью 2-х источников бесперебойного питания включенных по схеме резервирования от 3-х независимых источников.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика;
- параметрирования;
- воздействия внешнего магнитного поля;
- вскрытие счетчика;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал событий УСПД;
- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в УСПД и каждом счетчике;
- изменения ПО и перепараметрирования УСПД.

**Защищенность применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчетчиков;
- испытательных коробок;
- УСПД;
- сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

**Глубина хранения информации:**

- счетчик электрической энергии EPQS-тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД ТК-16L – суточные данные об электропотреблении (профиль нагрузки счетчиков) не менее 4 лет, при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер сбора и базы данных – результаты измерений и информация о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на ИК АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Гос.реестр СИ	Количество (шт.)
Счетчик электрической энергии многофункциональный EPQS 111.23.27 LL, КТ 0,2S/0,5	ГРН <sub>№</sub> 25971-06	2
Трансформатор тока ТОГФ-110, КТ 0,2S	ГРН <sub>№</sub> 44640-10	6
Трансформатор напряжения VCU-123, КТ 0,2	ГРН <sub>№</sub> 37847-08	6
Устройство сбора и передачи данных ТК-16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	ГРН <sub>№</sub> 36643-07	1

Продолжение таблицы 4

Наименование компонента системы	Гос.реестр СИ	Количество (шт.)
Сервер опроса ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС	-	1
Сервер ИВК МЭС Центра	-	1
Автоматизированное рабочее место (АРМ)		1
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-2015АС002-5040099482-2015		1
Формуляр ФО 4222-2015АС002-5040099482-2015		1

### Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-2015АС002-5040099482-2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Зашексинская. (2 очередь). Методика поверки», утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 13 ноября 2015 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS в соответствии с методикой поверки РМ 1039597-26:2002 «Счётчик электрической энергии многофункциональный EPQS», утвержденной Государственной службой метрологии Литовской Республики;

- УСПД ТК-16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов в соответствии с методикой поверки. Методика поверки. «Устройства сбора и передачи данных ТК-16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов» ресурсов. ВБЛ.468212.041 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 году;

- радиосервер точного времени РСТВ-01 в соответствии с разделом 5 Руководства по эксплуатации «ПЮЯИ.468212.039РЭ», утверждённого ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2009 году;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), ПГ±1 мкс.

- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями ±0,1°. Пределы допускаемой относительной погрешности измерения напряжения в диапазоне (15–300) В, ПГ ±0,2 %; в диапазоне (15-150) мВ, ПГ ±2,0 %. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока в диапазоне (0,002–1,5) А, ПГ ± 0,3 %; в диапазоне (0,25-7,5)А, ПГ ±0,3 %. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты ПГ ±0,02 Гц;

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220кВ «Зашексинская» (2 очередь)», ЦПА.424340.01-ПСЗШ.МИ. Методика аттестована ОАО «Фирма «ОРГРЭС» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 018-01.00032-2015 от 04 сентября 2015г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Зашекснинская» (2 очередь)**

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ 31819.22-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- ГОСТ 31819.23-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

**Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Центр промышленной автоматизации»  
(ЗАО «ЦПА»), г. Москва  
Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, 21, корп. 41  
Тел. (499) 286 26 10  
ИНН 5040099482

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)  
Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара  
Тел. (846) 3360827  
E-mail: [smrcsm@saminfo.ru](mailto:smrcsm@saminfo.ru)  
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.