

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Кирилловская (измерительный канал ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Кирилловская (измерительный канал ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ПАК ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ построенная на основе ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), Госреестр № 45048-10, представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационный комплекс (ИИК) АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000, Госреестр № 17049-09, устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), состоит из коммуникационного сервера опроса и сервера базы данных (БД) ЦСОД (центр сбора и обработки данных) ОАО «ФСК ЕЭС», и сервера ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири, а также устройства синхронизации времени в каждом ЦСОД, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (ЛВС), разграничения прав доступа к информации.

Связь серверов ИВК осуществляется через коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключен АРМ персонала.

Для работы с системой на уровне подстанции (ПС) предусматривается организация АРМ ПС.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники ОРЭ.

### Принцип действия:

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. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии. Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по сетям спутниковой связи VSAT (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM в ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири. Между ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ).

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК ОАО «ФСК ЕЭС». В сервере БД ИВК ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную, автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в филиал «СО ЕЭС» - Тюменское РДУ, через IP сеть передачи данных ОАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную компьютерную сеть Ethernet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях системы.

Контроль времени в ИК ПС автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), синхронизация времени выполняется автоматически в случае расхождения времени в счетчике и УСПД на величину более  $\pm 1$  секунды.

Синхронизация системного времени УСПД выполняется автоматически, через встроенный в УСПД GPS-приемник. В комплект GPS -приемника входит антенна и антенный кабель.

Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ ПС 500 кВ Кирилловская (измерительный канал ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2) обеспечивает измерение времени в системе с погрешностью не хуже нормированного значения  $\pm 5$  секунд.

### Программное обеспечение

Таблица 1. Идентификационные данные специализированного программного обеспечения (СПО), установленного в ИВК ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС»

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 ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1.00	289aa64f646cd3873804db5fbd653679	MD5

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительно-информационных комплексов				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	
1	ПС 500 кВ Кирилловская (измерительный канал ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2)	OSKF-550 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 483966 Зав. № 483961 Зав. № 483487 Госреестр № 29687-05	OTCF 550 Кл. т. 0,2 500000/√3/100/√3 Зав. № 7014367.09 Зав. № 7014367.06 Зав. № 7014367.10 Госреестр № 30290-05 OTCF 550 Кл. т. 0,2 500000/√3/100/√3 Зав. № 7014367.11 Зав. № 7014367.05 Зав. № 7014367.04 Госреестр № 30290-05	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01216872 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 Зав. № 12103055 Госреестр № 17049-09	Активная Реактивная

Таблица 3

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	$\cos\phi$	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,2S	1,0	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,9	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,7	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,5	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	$\cos\phi$	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,5	0,9	$\pm 2,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 1,7$	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,7	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
	0,5	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$

Примечания:

1. Погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos\phi = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos\phi < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\phi = 0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
  - сила тока от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ ;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
    - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
    - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120 000 часов.
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 50000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД(функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии Альфа А1800 тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 172 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- хранение информации в базах данных серверов ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

№ п/п	Наименование	Тип	Кол.
1	Трансформатор тока	OSKF-550	3
2	Трансформатор напряжения	OTCF 550	6
3	Электросчетчик	Альфа А1800	1
4	УСПД	ЭКОМ-3000	1
5	Преобразователь в оптоволокно RS232 и RS422/485 в оптоволокно	ICF-1150I-M-ST	2
6	GSM-модем	PGS-01	1
7	ИБП	APC Smart 1100 VA	1
8	Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.191 ПФ	1
9	Методика поверки	МП 1140/446-2011	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 1140/446-2011 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Кирилловская (измерительный канал ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в ноябре 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Альфа А1800 – по документу МП-2203-0042-2006 "Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки", утвержденному с ГЦИ СИ "ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 – по методике поверки ПБКМ.421459.003 МП ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в мае 2009 г.
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус – 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Кирилловская (измерительный канал ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2). Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0002/2011-01.00324-2011 от 30 ноября 2011 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ПС 500 кВ Кирилловская (измерительный канал ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2)**

1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»

(ООО «Корпорация ЭССС»)

Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д. 4А, офис 204

Почтовый адрес: 600021, г.Владимир, ул.Мира, д.4а, офис №3

Тел. (4922) 42-46-09, 34-67-26

**Заявитель**

ООО «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»

(ООО «Корпорация ЭССС»)

Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д. 4А, офис 204

Почтовый адрес: 600021, г.Владимир, ул.Мира, д.4а, офис №3

Тел. (4922) 42-46-09, 34-67-26

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

**Заместитель**

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011г.