

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/27,5/10 кВ «Архара» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета с Изменением № 1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/27,5/10 кВ «Архара» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета с Изменением № 1 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/27,5/10 кВ «Архара» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 56534, регистрационный № 58248-14 от 01.09.2014 г., и включает в себя описание дополнительного измерительного канала, соответствующего точке измерений № 10.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/27,5/10 кВ «Архара» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5 измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии) и 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД RTU-325L, Госреестр № 37288-08, зав. № 004430), устройство синхронизации времени и коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее БД), обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительный канал (далее – ИК) состоит из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются 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 0,02 с.

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 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Данные из УСПД RTU-325L поступают на уровень ИВК АИИС КУЭ в ЦСОД исполнительного аппарата (ИА) ОАО «ФСК ЕЭС», г. Москва для последующего хранения и передачи.

Далее, данные с уровня АИИС КУЭ в ЦСОД ИА ОАО «ФСК ЕЭС» по цифровым каналам связи (на участке «подстанция – ИА ОАО «ФСК ЕЭС» каналы связи организованы посредством малых земных станций спутниковой связи (МЗССС) и на участке «ИА ОАО «ФСК ЕЭС» - ИВК МЭС Востока» - с использованием единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) поступают в базу данных сервера уровня ИВК МЭС Востока, где происходит хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации смежным субъектам и иным заинтересованным организациям путем формирования файлов формата XML80020.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию часов компонентов АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени (далее – УССВ), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) Trimble Acutime 2000 GPS. Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с УССВ. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Погрешность часов ИК АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

## Программное обеспечение

Специализированное программное обеспечение АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) - далее СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп), имеет структуру автономного программного обеспечения. ПО обладает идентификационными признаками, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Метроскоп	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe	1.00	D233ED6393702747769A 45DE8E67B57E	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «Средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав и метрологические характеристики дополнительного ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики дополнительного ИК АИИС КУЭ

1	2	3			6	7	8				
		4	5	9			10				
Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав дополнительного ИК АИИС КУЭ			К <sub>ТТ</sub> · К <sub>ТН</sub> · К <sub>сч</sub>	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики дополнительного ИК				
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер			Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК, (±δ) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %		
10	ПС Архара КРУН-10 кВ, 1с 10 кВ, ячейка №2; ВЛ 10 кВ, фидер №2	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =100/5 № 32139-06	А В С	ТОЛ-СЭЩ-10 - ТОЛ-СЭЩ-10	05782 - 01924	2000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 11094-87	А В С	НАМИ-10 У1	2006					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01156626					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации,  $\pm \delta$ , %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ), токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до 30°C.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 4,4)$  В; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения  $(0,98 - 1,02)U_{н}$ ; диапазон силы тока  $(1,0 - 1,2)I_{н}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) –  $0,87(0,5)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН- от минус 60 до 40°C; счетчиков в части активной и реактивной энергии  $(23 \pm 2)$  °C; УСПД - от 15 до 25 °C;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,5 - 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,6 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 60 до 40°C;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01(0,02) - 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,6 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до 65°C;
- относительная влажность воздуха (40-60) %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от 15 до 30°C;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа

4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 45000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 1$  ч.

#### Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания

#### Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

#### Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована);

#### Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВКЭ - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

#### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/27,5/10 кВ «Архара» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета с Изменением № 1 типографским способом.

#### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ	2
Трансформаторы напряжения НАМИ-10	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	1
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 58248-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/27,5/10 кВ «Архара» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2014 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом МП 2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- для УСПД RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 229450-03-12-ПД-Т06 «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока. Расширение АИИС КУЭ подстанций МЭС Востока в части дополнительных точек учета. Проектная документация. Часть 06. «ПС 220 кВ Архара».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/27,5/10 кВ «Архара» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета с Изменением № 1**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
3. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
4. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
5. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
6. Проектная документация. Часть 06. «ПС 220 кВ Архара», шифр 229450-03-12-ПД-Т06 «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока. Расширение АИИС КУЭ подстанций МЭС Востока в части дополнительных точек учета».

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

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Электротехнические системы»  
(ООО «Электротехнические системы»)

Юридический адрес:

680014, Хабаровск, переулок Гаражный, 30А

Тел. (4212) 75-63-73

Факс (4212) 75-63-75

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.