

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ НПС № 18

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ НПС № 18 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы используются для коммерческих расчетов.

### 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 – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и 0,5 в части реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ с функцией информационно-вычислительного комплекса (ИВК). ИВКЭ включает в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-327LV (Госреестр СИ РФ № 41907-09, зав. № 005837) и технические средства приема-передачи данных. Уровень ИВКЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18 также выполняет функции ИВК и включает в себя АРМ инженера, на котором установлено программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Функции ИВК выполняют существующие центры сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) МЭС Востока и ИА ФСК ЕЭС. ИВК обеспечивает автоматический регламентный сбор результатов измерения, данных о состоянии средств и объектов измерения, обработки полученной информации, предоставление данных в ИАСУ КУ КО, ЦСОИ филиала «СО ЕЭС» Амурское РДУ, смежным субъектам ОРЭ, в соответствии с соглашением об информационном обмене.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят 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 интервалах времени, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 минут (параметр П<sub>А14</sub>). В памяти счетчиков ведутся

профили нагрузки (параметр  $\Pi_{A26}$ ) и графики параметров сети.

Каждые 30 минут УСПД RTU-327 LV производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК. Полученная информация обрабатывается, записывается в энергонезависимую память УСПД и, по запросу с сервера базы данных ИВК, с периодичностью 1 раз в 30 минут предоставляется в базу данных ИВК. Вышеописанные процедуры выполняются автоматически, а время и частота опроса устанавливаются на этапе пуско-наладки системы.

Раз в сутки с уровня ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) формируются и отсылаются файлы в формате XML, содержащие информацию о получасовой потребленной и выданной электроэнергии по каждому из направлений, всем заинтересованным субъектам ОРЭ.

В АИИС КУЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18 синхронизация времени производится от GPS-приемника (глобальная система позиционирования). В качестве приёмника сигналов GPS о точном календарном времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к УСПД RTU-327LV. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД RTU-327LV, а от них – и счетчиков АЛЬФА А1800, подключенных к УСПД RTU-327LV. В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах и погрешность часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с. Сличение времени УСПД RTU-327LV со временем УССВ осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УССВ на величину  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД RTU-327LV осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УСПД RTU-327LV на величину  $\pm 2$  с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Задита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

## Программное обеспечение

Уровень ИВКЭ содержит программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наимено-вание программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наимено-вание файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма используемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	Не ниже V 11.07.01	7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	Не ниже V 11.07.01	ddc86a04fe7a9c8440 1d17aa8db527d5	MD5
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e651 02e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1800	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbba 400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e344441 70eee9317d635cd	

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 нормированы с учетом ПО;
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2.

Таблица 2. Состав и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав измерительных каналов				Ктг .Ктн .Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	Основная относительная погрешность ИИК, ( $\pm\delta$ ) %				Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ) %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
7	Ф-11 Ввод НПС-18 № 1	КТ = 0,2S Ктн = 1500/1 Госреестр № 32139-11	A B C A B C A B C	ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10 НАЛИ-СЭЩ-10 НАЛИ-СЭЩ-10 НАЛИ-СЭЩ-10	25027-11 25028-11 25026-11 00416-11 00421-11	150000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	$\pm 0,5$ % $\pm 1,1$ %	$\pm 1,9$ % $\pm 2,0$ %
	Счетчик	ТН	ТН	ТТ	KT = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	01227127			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
8	Ф-12 Ввод НПС-18 № 2	КТ = 0,2S КТТ = 1500/1 Госреестр № 32139-11	A B C	ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10	25024-11 25025-11 25029-11	150000	Мощность и энергия активная	Активная	± 0,5 %				
		КТ = 0,2 Ктн = 10000/100 Госреестр № 38394-08	A B C	НАЛИ-СЭЩ-10	00420-11								± 1,9 %
		КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 31857-06	A B C	НАЛИ-СЭЩ-10	00413-11								± 2,0 %
				A1802RALQ-P4GB-DW-4	01227130			реактивная	Реактивная				

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации,  $\pm \%$ » приведены границы погрешности результата измерений посредством ИИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\phi=0,5$  ( $\sin\phi=0,87$ ), токе ТТ, равном 2 % от Ином и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 °C 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<sub>h</sub>; диапазон силы тока - (1,0 - 1,2)I<sub>h</sub>; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) – 0,87(0,5); частота - (50  $\pm$  0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °C до 50 °C; ТН - от минус 40 °C до 50 °C; счетчиков: (23 $\pm$ 2) °C ; УСПД - от 15 °C до 25 °C;
- относительная влажность воздуха - (70 $\pm$ 5) %;
- атмосферное давление - (750 $\pm$ 30) мм рт.ст. ((100 $\pm$ 4) кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1)U<sub>h1</sub>; диапазон силы первичного тока (0,01(0,02) - 1,2)I<sub>h1</sub>; коэффициент мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) 0,5 - 1,0(0,6 - 0,87); частота (50  $\pm$  0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40°C до 50°;
- относительная влажность воздуха (70 $\pm$ 5) %;
- атмосферное давление (100 $\pm$ 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1)U<sub>h2</sub>; диапазон силы вторичного тока (0,01 - 1,2)I<sub>h2</sub>; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) 0,5-1,0 (0,6 - 0,87); частота (50  $\pm$  0,5) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 15°C до 30°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 10°C до 30°C;
- относительная влажность воздуха (70 $\pm$ 5) %;
- атмосферное давление (100 $\pm$ 4) кПа

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18 как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- 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  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 24$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 45000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 1$  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;
- журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени;
- журнал УСПД:
- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера;

**Защищённость применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчёта;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

**Возможность коррекции времени в:**

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

**Возможность сбора информации:**

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

**Цикличность:**

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

**Глубина хранения информации:**

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 лет;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ НПС № 18 типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18 представлена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	2
Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327	1
УССВ 16HVS	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

### Проверка

осуществляется по документу МП 52504-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ НПС № 18. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2012 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 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $35 \dots 330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- 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-300 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007.МП», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2009 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 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 220/10 кВ НПС № 18 филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока. Техническое задание».

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/10 кВ НПС № 18**

- |                   |  |
|-------------------|--|
| 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 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».   |
| ГОСТ 34.601-90    | «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».   |
| ГОСТ Р 8.596-2002 | «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».<br>«Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 220/10 кВ НПС № 18 филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока. Техническое задание» |

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

- осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «ЭнергоСтрай» (ЗАО «ЭнергоСтрай»)  
620085, г. Екатеринбург, ул. Монтерская, 3 литер 2 – оф.1; тел./факс: (343) 287-07-50

#### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 г.  
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46; тел./факс: 8(495) 437-55-77

#### **Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_» 2013 г.