

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1 – АИИС КУЭ ПС 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/10кВ «Фроловская» - АИИС КУЭ ПС 500/220/10 кВ «Фроловская», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 45835 от 23.03.2012 г., регистрационный № 49345-12, и включает в себя описание дополнительного измерительного канала, соответствующего точке измерения №16.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением №1 - АИИС КУЭ ПС 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень, включающий в себя, измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчик активной и реактивной электроэнергии типа ЕА02РАL-Р4В-4, класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии) и класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства приема – передачи данных.

2-й уровень, включающий в себя, информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325H (Госреестр СИ РФ № 44626-10, зав. № 005657) и технических средств приема-передачи данных.

3-й уровень, включающий в себя, информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), Госреестр СИ РФ № 45048-10. Сервер баз данных (далее – БД) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) расположен в ОАО «ФСК ЕЭС».

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 P_{A14}). В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки (параметр P_{A26}) и графики параметров сети.

Каждые 30 минут УСПД RTU-325Н производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК (параметр P_{A15}). Полученная информация обрабатывается (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), записывается в энергонезависимую память УСПД и, по запросу с сервера БД ИВК, с периодичностью 1 раз в 30 минут предоставляется в БД 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 оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ) (параметры P_{A18} , P_{A21}).

Возможность приема данных смежными системами с уровня ИВКЭ может быть обеспечена установкой программного обеспечения (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» на автоматизированных рабочих местах (далее – АРМ) пользователей смежных субъектов ОРЭ.

В АИИС КУЭ синхронизация времени производится от GPS-приемника (глобальная система позиционирования). В качестве приёмника сигналов GPS о точном календарном времени используется устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), подключаемое к УСПД RTU-325Н. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД RTU-325Н, а от них – и часы счетчика ЕвроАЛЬФА, подключенного к УСПД RTU-325Н. В АИИС КУЭ автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах и погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с. Сравнение часов УСПД RTU-325Н с временем УССВ осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УССВ на величину ± 2 с. Сравнение часов счетчика с часами УСПД RTU-325Н осуществляется каждые 30 минут, корректировка часов осуществляется при расхождении с часами УСПД RTU-325Н на величину ± 2 с.

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

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

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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

Уровень ИВКЭ содержит программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», и решает задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
"АльфаЦЕНТР"	"Amrserver.exe"	4.05.01.05	350fea312941b2c2e00a590fb617ae45	MD5
"АльфаЦЕНТР"	"Amrc.exe"	4.05.01.05	529af5cc49b0c00dc58d808da82bd8a6	MD5

1	2	3	4	5
"АльфаЦЕНТР"	"Arma.exe"	4.05.01.05	2a2c0968fe99124a2f9 813cbd285a6f7	MD5
"АльфаЦЕНТР"	"Cdbora2.dll"	4.05.01.05	5f7bed5660c061fc898 523478273176c	MD5
"АльфаЦЕНТР"	"encryptdll.dll"	4.05.01.05	0939ce05295fbcbbba4 00eeae8d0572c	MD5
"АльфаЦЕНТР"	"alphamess.dll"	4.05.01.05	b8c331abb5e3444417 0eee9317d635cd	MD5

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.
- Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го уровня ИК и метрологические характеристики ИК

Канал измерений		Состав 1-го уровня измерительного канала							Метрологические характеристики					
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер	$K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{Сч}}$	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК, ($\pm \delta$) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$) %			
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10			
16	ВЛ-10 кВ №7 (КРУН-10кВ (существующий), секция 1, яч.1)	ТТ	$K_{\text{T}} = 0,5$ $K_{\text{ТТ}} = 1000/5$ № 2473-05	A	ТЛМ-10	4475	20000	Энергия активная, W_{P} Энергия реактивная, W_{Q}	Активная	$\pm 1,1 \%$	$\pm 5,5 \%$			
				B	-	-								
				C	ТЛМ-10	3555								
		ТН	$K_{\text{T}} = 0,5$ $K_{\text{ТН}} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 831-69	A	НТМИ-10-66	6669						Реактивная	$\pm 2,3 \%$	$\pm 2,7 \%$
				B	НТМИ-10-66	6669								
				C	НТМИ-10-66	6669								
		Счетчик	$K_{\text{T}} = 0,2\text{S}/0,5$ $K_{\text{Сч}} = 1$ № 16666-97	EA02RAL-P4B-4		01054318								

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 15 °С до 30 °С.

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 - 1,2)I_{н1}$; 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 30 °С до 35 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

Для электросчетчика:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 (0,01 \text{ при } \cos\varphi=1) - 1,2)I_{н2}$; 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 - 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до 65 °С;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)$ %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от 15 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

4. 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 на объекте филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра ПС 500/220/10 кВ «Фроловская» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 50\,000$ ч., время восстановления работоспособности $T_v = 168$ ч.;
- компоненты ИВКЭ – УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 55\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_v = 24$ ч.
-

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,9159$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 1627,8$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
- журнал событий ИВКЭ:
 - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отключение питания.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывов электропитания;
 - программных и аппаратных перезапусков;
 - установка и корректировка времени;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;

- корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - испытательная коробка (специализированный клеммник);
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - крышки клеммного отсека УСПД.
 - защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД ИВК.
- Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств 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 подстанции 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на АИИС КУЭ. 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	Количество
1	2
Трансформаторы тока ТЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения НТМИ-10-66	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные типа ЕвроАЛЬФА	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных RTU-325H	1 шт.
ИВК ЦСОД МЭС Центра	1 шт.
АРМ оператора с ПО Windows XP и AC_PE_30	1 шт.
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Формуляр	1 экземпляр.
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 49345-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в марте 2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005,
- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»,
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»,
- счетчика ЕвроАльфа – в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАльфа (ЕА). Методика поверки»,
- УСПД RTU-300 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005МП,
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01,
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04,
- 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 21168598.422231.0338.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/10 кВ «Фроловская».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 500/220/10 кВ «Фроловская» с Изменением № 1

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. 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».
6. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

7. «21168598.422231.0338.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/10 кВ «Фроловская».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прогресс Энерго»
(ООО «Прогресс Энерго»)
Юридический адрес:
121374, г. Москва,
ул. Красных Зорь, д. 21 стр. 1

Почтовый адрес:
107023, г. Москва,
ул. Электrozаводская, д. 14, стр.4.
Тел./Факс: (495) 229-09-40, 228-08-59

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)
Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 г.
Юридический адрес:
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.