ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10 кВ «Высокогорная» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10 кВ «Высокогорная» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета (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 0,5S ГОСТ 7746-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,5S по ГОСТ 26035-83 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ Р 52425-05 (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. № 004458), 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.

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 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) - Garmin GPS316x-HVS. 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 ± 2 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 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 программного обеспечения

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
СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe	1.00	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E	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 – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня					Ктт ·Ктн ·Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер				Основная относительная погрешность ИК, (±δ) %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %
										cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87
1	2	3		4		5	6	7	8	9	9
1	ПС Высокогорная, ОРУ-35 кВ яч. № 2 ВЛ - 35 кВ Высокогорная – Тоннель (Т-241)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=150/5 № 21256-07	A	ТОЛ-35 III	708	10500	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	0,8 1,5	2,2 2,1
				B	ТОЛ-35 III	674					
				C	ТОЛ-35 III	707					
		ТН	Кт=0,5 Ктн=35000√3/100√3 № 21257-06	A	ЗНОЛ-35III	351					
				B	ЗНОЛ-35III	102					
				C	ЗНОЛ-35III	42					
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01156931					
2	ПС Высокогорная, ЗРУ - 10 кВ 1 секция яч.№ 19	ТТ	Кт=0,2S Ктт=100/5 № 25433-06	A	ТЛО-10	13699	2000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	0,8 1,5	2,2 2,1
				B	ТЛО-10	13697					
				C	ТЛО-10	13698					
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-2	1152					
				B							
				C							
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01195743					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	9
3	ПС Высокогорная, ЗРУ – 10 кВ 2 секция яч.№ 18	ТТ	Кт=0,2S Ктт=300/5 № 25433-06	A	ТЛО-10	13701	6000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	0,8 1,5	2,2 2,1
				B	ТЛО-10	13700					
				C	ТЛО-10	13702					
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-2	1278					
				B							
				C							
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALX-P4GB-DW-4		01195744					

Примечания:

1. 1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± δ %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности P=0,95, cosφ=0,5 (sinφ=0,87), токе ТТ, равном 2 (5) % от Iном и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10˚С до 30˚С .

2. Нормальные условия:

− параметры питающей сети: напряжение (220±4,4) В; частота (50 ± 0,5) Гц;

− параметры сети: диапазон напряжения (0,98 - 1,02)Uн; диапазон силы тока (1,0 - 1,2)Iн; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) – 0,87(0,5); частота (50 ± 0,5) Гц;

− температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 60°С до 60°С; счетчиков: в части активной энергии (23±2) ˚С, в части реактивной энергии (20±2) ˚С; УСПД - от 15 ˚С до 25 ˚С;

− относительная влажность воздуха (70±5) %;

− атмосферное давление (100±4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ:

− параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1)Uн1; диапазон силы первичного тока (0,01 (0,02) - 1,2)Iн1; коэффициент мощности cosφ (sinφ) 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;

− температура окружающего воздуха от минус 60°С до 60°С;

− относительная влажность воздуха (70±5) %;

− атмосферное давление (100±4) кПа.3

Для электросчетчиков:

− параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1)Uн2; диапазон силы вторичного тока (0,01 - 1,2)Iн2; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) 0,5-1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 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 (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 (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, 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, в соответствии с 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 Т = 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 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 220/35/10 кВ «Высокогорная» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета 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-35	3
Трансформаторы тока ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35III	3
Трансформаторы напряжения НАМИТ-10	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	3
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 57349-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10 кВ «Высокогорная» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2014 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному 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-Т28 «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 28 "ПС 220 кВ Высокогорная».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10 кВ «Высокогорная» филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета.

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
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».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

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»)
Юридический адрес:
119361, г. Москва
ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытании средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2014 г.