

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая» (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 0,2S ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – 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 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-325T, Госреестр № 44626-10, зав. № 005422), устройство синхронизации времени и коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - 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 коэффициента трансформации ТТ, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Данные из УСПД RTU-325 поступают на сервер уровня ИВК АИИС КУЭ в ЦСОД МЭС Востока, г. Хабаровск, 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 серии Метроника МС-225 шкаф УССВ, в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS), преобразователь интерфейса RS-232/485, термостат, нагреватель и источник питания. 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).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ 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 «Альфа-Центр» (далее – ПО) АИИС КУЭ «Альфа-Центр», имеет структуру автономного программного обеспечения. ПО обладает идентификационными признаками, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	Не ниже 11.07.01.01	e4277881784c048bd0c146fc70182070	MD5 MD5
драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		cfce4bb88434c8ea1d7a4fca0e088dd1	
драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		8d78b3c96570c6e158dcd469cb386b63	
драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		74a1b7d02b751d46ba9edd9fca529dcd	
Библиотека шифрования пароля счетчиков A1700, A1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

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 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					К _{тг} · К _{тн} · К _{сч}	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	ВЛ 220 кВ Лозовая - Козьино - 1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =500/1 № 37848-08	A	AGU-245	11700321	1100000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,7
				B	AGU-245	11700317					
				C	AGU-245	11700320					
		ТН 1 с.ш.	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000:ÖВ/100:ÖВ № 15853-06	A	CPB 245	8795619					
				B	CPB 245	8795618					
				C	CPB 245	8795617					
		ТН 2 с. ш.	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000:ÖВ/100:ÖВ № 15853-06	A	CPB 245	8795616					
				B	CPB 245	8795615					
				C	CPB 245	8795614					
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4		01260426					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	9
2	ВЛ 220 кВ Лозовая - Козьмино - 2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =500/1 № 37848-08	A	AGU-245	11700318	1100000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,7
				B	AGU-245	11700319					
				C	AGU-245	11700316					
		ТН 2 с. ш.	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000:ÖВ/100:ÖВ № 15853-06	A	CPB 245	8795616					
				B	CPB 245	8795615					
				C	CPB 245	8795614					
		ТН 1 с. ш.	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000:ÖВ/100:ÖВ № 15853-06	A	CPB 245	8795619					
				B	CPB 245	8795618					
				C	CPB 245	8795617					
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4		01260427					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «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 (2) 5 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°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 (от 0,98 до 1,02) $U_{н}$; диапазон силы тока (от 1,0 до 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°C до 60°C ; счетчиков: в части активной энергии $(23\pm 2)^{\circ}\text{C}$, в части реактивной энергии $(20\pm 2)^{\circ}\text{C}$; УСПД - от 15°C до 25°C ;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (от 0,9 до 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока (от 0,01 (0,02) до 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности от $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 60°C до 60°C ;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.3

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (от 0,9 до 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 - 1,2) $I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности от $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40°C до 65°C ;

- 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°C до 30°C ;

- 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 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 $t_v = 1$ 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) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая» 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)
1	2
Трансформаторы тока AGU-245	6
Трансформаторы напряжения СРВ 245	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	2

Продолжение таблицы 3

1	2
Устройство сбора и передачи данных RTU-325T	1
Методика поверки	1
Паспорт – Формуляр ТДВ.411711.035.ФО	1
Технорабочий проект ТДВ.411711.035.ТП изм.2	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59247-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в октябре 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/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- для УСПД RTU-325T – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки ДЯИМ.466215.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 минус 20 до плюс 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 ТДВ.411711.035.ТП изм.2 «Реконструкция ПС 500 кВ Лозовая. Модернизация автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая». Расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Лозовая на две линейные ячейки выключателей. Технорабочий проект»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока ПС 500 кВ «Лозовая»

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. 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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ»
(ООО «Телекор ДВ»)
Юридический адрес:
680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, д.60а, оф.1.

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 испытаний 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.