

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ «Временная (Резервная)»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ «Временная (Резервная)» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, времени и интервалов времени. Область применения АИИС КУЭ – коммерческий учет электроэнергии на ПС 110 кВ «Временная (Резервная)» ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних (на 30-минутных интервалах времени) значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в 30 минут) и /или по запросу автоматический сбор результатов измерений о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в заинтересованные организации;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений со стороны сервера заинтересованной организации к информационно-вычислительному комплексу электроустановки;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S и 0,5S; измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; счётчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 классов точности 0,2S и 0,5S для активной электроэнергии и классов точности 0,5 и 1,0 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (номер в Государственном реестре 45048-10) территориально распределен и включает в себя центр сбора и обработки данных (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ЕНЭС исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС» (на базе СПО «Метроскоп»), ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Юга (на базе ПО «АльфаЦЕНТР»), каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Результаты измерений активной и реактивной электроэнергии со счетчиков собираются в УСПД, где производится накопление и хранение результатов измерений по подстанции и дальнейшая передача на третий уровень АИИС КУЭ в ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Юга, осуществляющий сбор, обработку и хранение полученных данных. Информация поступает и в ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС ИА ОАО «ФСК ЕЭС», который осуществляет хранение, подготовку и передачу данных с использованием средств электронно-цифровой подписи в заинтересованные организации, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройства синхронизации системного времени (на базе приемников сигналов точного времени). Время в АИИС КУЭ синхронизируется с шкалой координированного времени UTC. Коррекция времени в УСПД производится автоматически при условии превышения допустимого рассогласования ± 2 с. Коррекция времени счетчиков осуществляется при каждом обмене данными с УСПД, при условии расхождения времени между УСПД и счетчиками на ± 2 с и более. Коррекция времени ИВК производится автоматически при обнаружении рассогласования со временем приемника сигналов точного времени.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД содержат значение коррекции и времени (дата, часы, минуты) ее выполнения.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача данных по присоединениям в сервера ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «АТС», и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	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) (ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС ИА)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe	1.00	d233ed6393702747769a45de8e67b57e	md5 (Хеш сумма берется от склейки файлов)
ПО «АльфаЦЕНТР» (ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС МЭС Юга)	Драйвер чтения данных из файла ameta.exe	3.29.2.0	35b3e2dc5087e2e4d3c4486f8a3c20e4	md5
	Драйвер чтения данных из файла ametc.exe	3.29.2.0	c8aad3ec27367bf8072d757e0a3c009b	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД amra.exe	3.29.4.0	764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД amrc.exe	3.29.4.0	b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	
	Программа – планировщик опроса и передачи данных amrserver.exe	3.29.4.0	582b756b2098a6dabb52eae57e3e239	
	Биллинговый сервер billsrv.exe	3.27.0.0	7ddbaab9ee48b3b93bb8dc5b390e73cf	
	Драйвер работы с БД cdbora2.dll	3.29.0.0	7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков Encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;

– защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики.

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	Т1 110 кВ	ТВГ-110 500/5 Кл.т. 0,2S	VCU-123 110000/√3 /100/√3 Кл.т. 0,5	A1802RLQ- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-325T	Активная	± 0,8	± 1,6
						Реактивная	± 1,8	± 2,6
2	ЗРУ-10 кВ Яч.1 TN1	ТОЛ- СЭЩ-10- 22 200/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ- СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RLQ- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная	± 1,2	± 3,4
						Реактивная	± 2,8	± 5,6
3	ЗРУ-10 кВ Яч.2. Отходящая линия	ТОЛ- СЭЩ-10- 21 1000/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ- СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RLQ- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,5S/1,0				
4	ЗРУ-10 кВ Яч.4. Отходящая линия	ТОЛ- СЭЩ-10- 21 1000/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ- СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RLQ- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,5S/1,0				
5	ЗРУ-10 кВ Яч.5. Отходящая линия	ТОЛ- СЭЩ-10- 21 1000/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ- СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RLQ- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,5S/1,0				
6	ЗРУ-10 кВ Яч.7. Отходящая линия	ТОЛ- СЭЩ-10- 21 1000/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ- СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RLQ- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,5S/1,0				

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
7	ЗРУ-10 кВ Яч.8. Отходящая линия	ТОЛ-СЭЩ-10-21 1000/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ-СЭЩ-10 10000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				
8	Ввод 0,4 кВ ЩСН 1 секция	ТОП-0,66 У3 100/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная	± 1,0	± 3,3
9	Ввод 0,4 кВ ЩСН 2 секция	ТОП-0,66 У3 100/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0		Реактивная	± 2,4	± 5,5
10	Ввод «Хозяйственные нужды»	ТОП-0,66 У3 100/5 Кл.т. 0,5S	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-325T	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,4	± 3,3 ± 5,5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином, cosφ = 0,9 инд.;
- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,02 ÷ 1,2) Ином;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до 70 °С, для счетчиков типа Альфа А1800 от минус 40 до 65 °С; для УСПД RTU-325T от 0 до 50 °С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для I=0,02Iном, cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до 35°С.

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

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени ± 5 с.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 55000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч;

- сервер – коэффициент готовности $K_{г}=0,99$, среднее время наработки на отказ не менее $T = 89000$ 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, спутниковой и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- в журнале событий УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- корректировки времени;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД.

- пароли на ИВК (сервере), предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Глубина хранения информации:

- счётчик электроэнергии – глубина хранения данных графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, не менее 1200 дней; при отключении питания – не менее 30 лет.

- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 5 лет.

- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматическая).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ «Временная (Резервная)».

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ «Временная (Резервная)» определяется паспортом-формуляром на систему РКПН.422231.191.00.ФО.

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

Поверка

осуществляется по документу МП 51536-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «ПС 110 кВ «Временная (Резервная)». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 17 августа 2012 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «ГСИ. Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ «Временная (Резервная)». Свидетельство об аттестации № 01.00230 / 16 – 2012 от 17 августа 2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ «Временная (Резервная)»

1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

2 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Ростовналадка»
Юридический адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араратский, 21.
Телефон (863) 295-99-55

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.