

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Нальчик» с Изменением №1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Нальчик» с Изменением №1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Нальчик», Свидетельство об утверждении типа RU.Е.34.033.А №41622, регистрационный номер №45938-10, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 6, 7.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Нальчик» с Изменением №1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, измерений времени и интервалов времени. Область применения АИИС КУЭ – коммерческий учет электроэнергии на «ПС 330 кВ Нальчик» 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 значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- передача в заинтересованные организации результатов измерений;
- 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) класса точности 0,2; измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; счётчик типа Альфа класса точности 0,2S для активной электроэнергии и 0,5 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

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

Автоматизированный сбор и хранение результатов измерений со второго уровня, функцию подготовки и передачу отчетных документов пользователям обеспечивает информационно-вычислительный комплекс (ИВК) МЭС Юга.

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 счетчиками активной и реактивной электроэнергии собираются УСПД, где производится накопление и хранение результатов измерений по подстанции.

Во всех компонентах АИИС КУЭ автоматически поддерживается единое время. Время в АИИС КУЭ постоянно синхронизируется с единым календарным временем с помощью устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе приемника сигналов спутникового времени, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. Коррекция производится при отклонении времени устройства от единого времени системы на ± 1 с и более. Значение времени внутренних часов счетчиков корректируется при каждом обмене данными с УСПД. Время в системе соответствует текущему московскому 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 (внутренних часов).

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 |
|--|---|---|---|---|
| Драйвер чтения данных | ameta.exe | 3.29.2.0 | 35b3e2dc5087e2e4d3c4486f8a3c20e4 | MD5 |
| Драйвер чтения данных | ametc.exe | 3.29.2.0 | c8aad3ec27367bf8072d757e0a3c009b | MD5 |
| Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД | amra.exe | 3.29.4.0 | 764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b | MD5 |
| Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД | amrc.exe | 3.29.4.0 | b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd | MD5 |
| Программа – планировщик опроса и передачи данных | amrserver.exe | 3.29.4.0 | 582b756b2098a6dabbe52eae57e3e239 | MD5 |
| Биллинговый сервер | billsrv.exe | 3.27.0.0 | 7ddbaab9ee48b3b93bb8dc5b390e73cf | MD5 |
| Драйвер работы с БД | cdbora2.dll | 3.29.0.0 | 7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b | MD5 |
| Библиотека шифрования пароля счетчиков | Encryptdll.dll | 2.0.0.0 | 0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c | MD5 |

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 дополнительного измерительного канала АИИС КУЭ и его метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

| № точки измерений | Наименование объекта | Состав измерительного канала | | | | Вид электроэнергии | Метрологические характеристики ИК | |
|-------------------|----------------------|------------------------------|---|--------------------------------|---------|-----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счетчик | УСПД | | Основная погрешность, % | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 6 | Л-178 | ТФЗМ-110 1000/1 КТ 0,2 | НКФ-110-83 У1 110000/√3: 100/√3 КТ 0,5 | А1R-4-AL-С-29-Т КТ 0,2S/0,5 | RTU-325 | Активная, Реактивная | ± 0,8 | ± 1,5 |
| 7 | Л-105 | ТФЗМ-110 1000/1 КТ 0,2 | НКФ-110-83 У1 110000/√3: 100/√3 КТ 0,5 | А1R-4-AL-С-29-Т КТ 0,2S/0,5 | | | ± 1,7 | ± 2,1 |

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 $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2) I_{ном}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{ном}$; ток $(0,05 \div 1,2) I_{ном}$;
- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до 70 °С, для счетчиков типа Альфа от минус 40 до 60 °С; для УСПД RTU-325 от минус 0 до 75 °С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,05I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 20 до 35°С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчика 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.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 48$ ч;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- в журнале событий ИВКЭ:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - корректировки времени;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
- 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:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 5 лет.
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Нальчик» с Изменением №1.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ «ПС 330 кВ Нальчик» с Изменением №1 определяется проектной документацией на создание первоначальной и добавленной частей АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией – паспортом-формуляром, в который входит полный перечень технических средств, из которых комплектуются основные и добавленные измерительные каналы АИИС КУЭ.

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

Поверка

осуществляется по документу МП 45938-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Нальчик» с Изменением №1. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 9 декабря 2011 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 «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Нальчик» с Изменением №1». Свидетельство об аттестации № 01.00230/31-2011 от 8.12.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПС 330 кВ Нальчик» с Изменением №1:

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 «Энсис Технологии»

Адрес: 111250, г. Москва, проезд завода «Серп и Молот», д. 6.

Телефон (495) 797-99-66 Факс (495) 797-99-67

Заявитель

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

Е. Р. Петросян

М.П.

«___» _____ 2011 г.