

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/6 кВ «Кузнецк» – АИИС КУЭ ПС 220/110/6 кВ «Кузнецк» с Изменением № 1.

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/6 кВ «Кузнецк» – АИИС КУЭ ПС 220/110/6 кВ «Кузнецк» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/6 кВ «Кузнецк» – АИИС КУЭ ПС 220/110/6 кВ «Кузнецк», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.033.A № 37048, регистрационный № 42044-09, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 64, 65.

АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии за установленные интервалы времени, измерений времени и интервалов времени. Результаты измерений АИИС КУЭ могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ), выполняющего функции информационно-вычислительного комплекса (далее – ИВК), и системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к координированному времени UTC;

- синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИК и ИВКЭ (счетчик, шлюз E-422, сервер АРМ ПС, УСПД) с помощью СОЕВ, осуществляющей привязку к координированному времени UTC.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИК, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5, 0,5S измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2; 0,5 и счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные серии ZMD класса точности 0,2S/0,5, 0,5S/1,0; вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – ИВКЭ включает в себя:

- шкаф технологического коммутационного устройства (далее – ТКУ), в состав которого входит два шлюза E-422, WiFi модем АWK 1100, сетевой концентратор, блоки резервного питания счетчиков, блок питания шкафа, коммутационное оборудование;

- шкаф устройства центральной коммутации (далее – ЦКУ), в состав которого входит WiFi модем АWK 1100, оптический конвертор, сетевой концентратор D-Link, спутниковая станция «SkyEdge PRO», сервер АРМ ПС;

- шкаф УСПД, в состав которого входит УСПД ТК16L, блок бесперебойного питания;

- радиосерверы точного времени РСТВ-01.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются

мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная электрическая мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Электрическая энергия вычисляется для интервалов времени 30 мин, как интеграл от средней электрической мощности, получаемой периодически за 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение электрической мощности на интервалах времени 3 или 30 мин. В памяти счетчиков хранятся профили нагрузки.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в результаты измерений электрической энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВКЭ, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Для обеспечения единого времени в АИИС КУЭ используется радиосервер точного времени РСТВ-01, с помощью которого осуществляется привязка результатов измерений к координированному времени UTC.

Контроль меток времени во всех элементах АИИС КУЭ осуществляется каждые 30 мин. Синхронизация (коррекция) времени в счетчиках ИК производится при расхождении времени внутренних таймеров счетчиков и РСТВ-01 на значение более 2 с. Синхронизация времени в шлюзах Е-422 и сервере АРМ ПС производится также РСТВ-01 при расхождении значений времени в этих устройствах и РСТВ-01 на значение более 2 с.

Защищенность применяемых компонентов обеспечивается механической защитой от несанкционированного доступа и пломбированием:

- привода разъединителя трансформаторов напряжения;
- корпуса (или кожуха) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
- клемм вторичной обмотки трансформаторов тока;
- промежуточных клеммников, через которые проходят цепи тока и напряжения;
- испытательной коробки (специализированного клеммника);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- крышки клеммного отсека УСПД.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически незначимой части):

– предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);

– ведение журналов событий ИК и ИВКЭ;

– контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИК;

– формирование архива результатов измерений, защищенного от несанкционированных изменений, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;

– передача в организации – участники ОРЭ результатов измерений (1 раз в сутки);

– предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций - участников ОРЭ (1 раз в сутки);

– организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);

– автоматизированный (1 раз в сутки) контроль работоспособности программно-технических средств ИК и ИВКЭ;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

– обработка результатов измерений в соответствии с параметризацией УСПД;

– автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

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

- установкой двухуровневого пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

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 |
|---------------------------------------|---|---|---|---|
| Программа конфигурации ТК16L/E-422 | ConfigTK16L.exe | 1.4.20 | 80FBE735 | CRC32 |
| Программа конфигурации РСТВ-01 | RstvTime Client.exe | 1.1 | 7E0D3506 | CRC32 |

Метрологические и технические характеристики

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

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

| Канал измерений | | Состав измерительного канала | | | | Вид электроэнергии | Погрешность, % |
|-----------------|--|------------------------------|--|------|-------------|---|--|
| Номер ИК | Наименование присоединения | Вид | Класс точности, Коэффициент трансформации, № в Госреестре СИ | Фаза | Обозначение | | |
| 64 | ПС 220 кВ Кузнецк ОАО «Евротел» Панель №24 (I С.Ш.) | ТТ | КлТ=0,5S Ктт=30/5 15174-06 | А | ТОП-0,66 | – активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная | $\delta_{1.a.o} = \pm 1,4;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,2;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,2;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,8;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 2,1;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,3;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 4,2.$ |
| | | | | В | ТОП-0,66 | | |
| | | | | С | ТОП-0,66 | | |
| | | ТН | – | А | – | | |
| | | | | В | | | |
| | | | | С | | | |
| Счетчик | КлТ=0,5S/1,0 22422-07 | ZMD405 СТ 41 0467 S2 | | | | | |
| 65 | ПС 220 кВ Кузнецк ОАО «Евротел» Панель №29 (II С.Ш.) | ТТ | КлТ=0,5S Ктт=30/5 15174-06 | А | ТОП-0,66 | – активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная | $\delta_{1.a.o} = \pm 1,4;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,2;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,2;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,8;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 2,1;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,3;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 4,2.$ |
| | | | | В | ТОП-0,66 | | |
| | | | | С | ТОП-0,66 | | |
| | | ТН | – | А | – | | |
| | | | | В | | | |
| | | | | С | | | |
| Счетчик | КлТ=0,5S/1,0 22422-07 | ZMD405 СТ 41 0467 S2 | | | | | |

В столбце 8 таблицы 2 приведены границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{2.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{1.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{2.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{1.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{2.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{1.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{2.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

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 порядке, установленном на подстанции. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в счетчиках добавленных измерительных каналов ± 5 с.

Нормальные условия применения компонентов дополнительных измерительных каналов:

– температура окружающего воздуха, °С:

для ТТ

от минус 40 до + 50;

для счетчиков

от 21 до 25;

– допускаемое отклонение напряжения питающей сети переменного тока, % ± 1 ;

– допускаемое отклонение частоты питающей сети переменного тока, % $\pm 0,3$;

– индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков), мТл не более 0,05.

Рабочие условия применения компонентов добавленных измерительных каналов:

– температура окружающего воздуха, °С:

для ТТ

от минус 30 до + 40;

для счетчиков

от минус 10 до + 40;

– допускаемое отклонение напряжения питающей сети переменного тока, % ± 10 ;

– частота питающей сети, Гц от 49 до 51

– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл от 0 до 0,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

– счетчик электрической энергии – средняя наработка на отказ не менее 120 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;

– ИВКЭ – средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;

– шлюз E-422 – средняя наработка на отказ не менее 50 000 ч;

– УСПД – средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 24 ч;

– СОЕВ – коэффициент готовности Кг не менее 0,95, среднее время восстановления не более 168 ч.

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ – не менее 20 лет.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, журнал событий – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- сервер АРМ ПС – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 4 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – сверху, справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект добавленных измерительных каналов АИИС КУЭ входят технические средства, представленные в таблице 3.

Таблица 3 – Технические средства добавленных измерительных каналов

| № | Наименование | Обозначение | Кол-во |
|---|-------------------------------|----------------------|--------|
| 1 | Трансформатор тока | ТОП-0,66 | 6 |
| 2 | Счётчик электрической энергии | ZMD405 СТ 41 0467 S2 | 2 |

Поверка

проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220/110/6 кВ «Кузнецк» – АИИС КУЭ ПС 220/110/6 кВ «Кузнецк» с Изменением № 1. Методика поверки», утверждённым руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 17.10.2011 г.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: $\pm 0,2\%$ (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); $\pm 2,0\%$ (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: $\pm 1,0\%$ (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); $\pm 0,3\%$ (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 220/110/6 кВ «Кузнецк». Зарегистрирована в Федеральном информационном фонде под номером ФР.1.34.2010.08010.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «НЭС»

241520, Брянская обл., Брянский район, с. Супонево, ул. Фрунзе, 32А

Телефон: (4832) 92-13-89, 92-13-49, Факс: (4832) 92-25-11, E-mail: office@nes.032.ru

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.