

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 220 кВ «Сигма» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Сигма»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 220 кВ «Сигма» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Сигма» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М, класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-05 в части реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей и технических средств приема – передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД), устройства синхронизации времени и коммутационного оборудования.

УСПД типа RTU-325H обеспечивает сбор данных со счетчиков, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

3-й уровень – ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ).

ИВК состоит из ЦЕНТР сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра и комплекса измерительно-вычислительного АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (далее – ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)), а также устройств синхронизации времени УССВ-35HVS, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (далее - ЛВС), разграничения прав доступа к информации. В ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», а в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КЭ) ЕНЭС (Метроскоп) (далее – СПО «Метроскоп»).

К серверам ИВК подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Для работы с АИИС КУЭ на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й и 3-й уровни АИИС КУЭ.

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. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре. Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор для отображения учетной энергии и измеряемых величин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по каналам GSM связи.

ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра автоматически опрашивает УСПД уровня ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по основному каналу связи - волоконно-оптической линии связи (далее – ВОЛС). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе спутниковой связи.

В ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра информация о результатах измерений автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

В автоматическом режиме ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) опрашивает ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра по протоколу TCP/IP по единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) – один раз в 30 минут. ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) осуществляет соединение и получение данных с ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра.

В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) информация о результатах измерений автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи СПО «Метроскоп», в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и всем заинтересованным организациям-участникам ОРЭ, через IP сеть передачи данных ОАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 2 с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически устройством синхронизации времени GARMIN - 18 RC, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов УСПД происходит ежесекундно.

В ИВК ЦСОД МЭС Центра и ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов серверов ИВК выполняется ежесекундно по сигналам УССВ-35HVS. При нарушении связи между УСПД и подключенного к нему GARMIN - 18 RC, время часов УСПД корректируется от сервера ИВК автоматически в случае расхождения часов УСПД и ИВК на величину более ± 1 с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время часов счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО «Метроскоп», установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра

| Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм цифрового идентификатора ПО |
|-----------------------------------|---|---|--------------------------------------|
| СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп) | 1.00 | 289aa64f646cd3873804db5fbd653679 | MD5 |
| "Amrserver.exe" | 12.05.01.01 | 22262052a42d978c9c72f6a90f124841 | MD5 |
| "Amrc.exe" | 12.05.01.01 | 1af7a02f7f939f8a53d6d1750d4733d3 | MD5 |
| "Amra.exe" | 12.05.01.01 | 15a7376072f297c8b8373d815172819f | MD5 |
| "Cdbora2.dll" | 12.05.01.01 | 58de888254243caa47afb6d120a8197e | MD5 |
| "encryptdll.dll" | 12.05.01.01 | 0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c | MD5 |
| "alphamess.dll" | 12.05.01.01 | b8c331abb5e34444170eee9317d635cd | 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 измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

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

| Канал измерений | | Измерительные компоненты | | | | | | Метрологические характеристики | | | | | | | | | |
|-----------------|--|--|---|-------------|-----------------|---|----------------------------------|--|---|--|-----|------------|-----|-----|---|-------------|--------|
| Номер ИК | Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения | Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке | Обозначение, тип | | Заводской номер | К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч} | Наименование измеряемой величины | Вид энергии | Основная относительная погрешность ИК, (±δ) % | Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) % | | | | | | | |
| | | | 4 | 5 | | | | | | | 8 | 9 | 10 | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | | | | | |
| 3 | КВЛ – 220 кВ Омега-Сигма 1 | ТТ | К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 № 37101-08 | A | АМТ-245/1 | 476478 | 2640000 | Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q | Активная | 0,5 | 1,9 | | | | | | |
| | | | | B | АМТ-245/1 | 476479 | | | | | | | | | | | |
| | | | | C | АМТ-245/1 | 476480 | | | | | | | | | | | |
| | | ТН | К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 37111-08 | A | STE 1/245 S | 476493 | | | | | | | | | | | |
| | | | | B | STE 1/245 S | 476494 | | | | | | | | | | | |
| | | | | C | STE 1/245 S | 476495 | | | | | | | | | | | |
| | | | | A | STE 1/245 S | 476496 | | | | | | | | | | | |
| | | Счетчик | К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 № 36697-08 | СЭТ-4ТМ.03М | | 0805090060 | | | | | | Реактивная | 1,1 | 1,9 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | B | STE 1/245 S | 476497 |
| | | | | | | | | | | | | | | | C | STE 1/245 S | 476498 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | | 4 | | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|-------------------------------|---------|---|-------------|-------------|------------|---------|--|----------|-----|-----|
| 4 | КВЛ – 220 кВ Сигма-Радищево 1 | ТТ | К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 № 37101-08 | A | АМТ-245/1 | 476472 | 2640000 | Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q | Активная | 0,5 | 1,9 |
| | | | | B | АМТ-245/1 | 476473 | | | | | |
| | | | | C | АМТ-245/1 | 476474 | | | | | |
| | | ТН | К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 37111-08 | A | STE 1/245 S | 476493 | | | | | |
| | | | | B | STE 1/245 S | 476494 | | | | | |
| | | | | C | STE 1/245 S | 476495 | | | | | |
| | | | | A | STE 1/245 S | 476496 | | | | | |
| | | Счетчик | К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08 | СЭТ-4ТМ.03М | | 0805091454 | | | | | |
| | | | | B | STE 1/245 S | 476497 | | | | | |
| | | | | C | STE 1/245 S | 476498 | | | | | |
| 6 | КВЛ – 220 кВ Омега-Сигма 2 | ТТ | К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 № 37101-08 | A | АМТ-245/1 | 476469 | 2640000 | Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q | Активная | 0,5 | 1,9 |
| | | | | B | АМТ-245/1 | 476470 | | | | | |
| | | | | C | АМТ-245/1 | 476471 | | | | | |
| | | ТН | К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 37111-08 | A | STE 1/245 S | 476493 | | | | | |
| | | | | B | STE 1/245 S | 476494 | | | | | |
| | | | | C | STE 1/245 S | 476495 | | | | | |
| | | | | A | STE 1/245 S | 476496 | | | | | |
| | | Счетчик | К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08 | СЭТ-4ТМ.03М | | 0805091287 | | | | | |
| | | | | B | STE 1/245 S | 476497 | | | | | |
| | | | | C | STE 1/245 S | 476498 | | | | | |

Окончание таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | | 4 | | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | | | | |
|---|---------------------------------|---------|---|-------------|-------------|------------|---------|--|----------|-----|-----|------------|-----|-----|---|-------------|--------|
| 7 | КВЛ – 220 кВ Сигма - Радищеве 2 | ТТ | К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 № 37101-08 | A | АМТ-245/1 | 476466 | 2640000 | Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q | Активная | 0,5 | 1,9 | | | | | | |
| | | | | B | АМТ-245/1 | 476467 | | | | | | | | | | | |
| | | | | C | АМТ-245/1 | 476468 | | | | | | | | | | | |
| | | ТН | К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 37111-08 | A | STE 1/245 S | 476493 | | | | | | | | | | | |
| | | | | B | STE 1/245 S | 476494 | | | | | | | | | | | |
| | | | | C | STE 1/245 S | 476495 | | | | | | | | | | | |
| | | | | A | STE 1/245 S | 476496 | | | | | | | | | | | |
| | | Счетчик | К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08 | СЭТ-4ТМ.03М | | 0805091371 | | | | | | Реактивная | 1,1 | 1,9 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | B | STE 1/245 S | 476497 |
| | | | | | | | | | | | | | | | C | STE 1/245 S | 476498 |

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Относительная 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 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 °С до 30 °С.
2. Нормальные условия:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_{н}$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_{н}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С ; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
3. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 15 °С до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа).
 - Для электросчетчиков:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02$ ($0,01$ при $\cos\varphi=1$) - $1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха - от 15 °С до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха - $(40 - 60)$ %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((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 - (750 ± 30) мм рт.ст. ((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, УСПД на однотипный утвержденный типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее $T_0 = 140000$ часов; среднее время восстановления работоспособности $T_B = 168$ часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 55000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $T_B = 1$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_B = 1$ ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_G_{\text{АИИС}} = 0,98$ – коэффициент готовности;

$T_{O_{\text{АИИС}}} = 8347,24$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания.

журнал событий ИВКЭ:

- ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
- установка текущих значений времени и даты;
- попытки несанкционированного доступа;
- связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отключение питания.

журнал событий ИВК:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- программных и аппаратных перезапусков;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- привод разъединителя трансформаторов напряжения;
- клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
- корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
- клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
- промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
- испытательная коробка (специализированный клеммник);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- крышки клеммного отсека УСПД.

защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на промконтроллер (УСПД);
- установка пароля на сервер БД ИВК.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств 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 подстанции 220 кВ «Сигма» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Сигма» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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 | Количество |
|--|------------|
| 1 | 2 |
| Измерительный трансформатор тока типа АМТ-245/1 | 12 шт. |
| Измерительный трансформатор напряжения STE 1/245 S | 6 шт. |
| Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03М | 4 шт. |
| Устройства сбора и передачи данных RTU-325H | 1 шт. |
| Устройство синхронизации времени GARMIN - 18 RC | 1 шт. |
| Устройство синхронизации времени УССВ-35HVS | 2 шт. |
| Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) | 1 шт. |

Окончание таблицы 3

| Наименование | Количество |
|--|--------------|
| 1 | 2 |
| ИВК ЦСОД МЭС Центра | 1 шт. |
| ПО «АльфаЦЕНТР | 1 шт. |
| СПО «Метроскоп» | 1 шт. |
| АРМ оператора | 1 шт. |
| Переносной инженерный пульт на базе Notebook | 1 шт. |
| Формуляр | 1 экземпляр. |
| Инструкция по эксплуатации | 1 экземпляр |
| Методика поверки | 1 экземпляр |

Поверка

осуществляется по документу МП 56885-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 220 кВ «Сигма» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Сигма». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации часть 2 Методика поверки»;
- УСПД RTU-300Н – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325Н и RTU-325Т. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – в соответствии с документом ЕМНК.466454.005.МП «Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). Методика поверки», утвержденным ФГУ «Пензенский ЦСМ» 30 августа 2010 г.,
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 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 «21168598.422231.0386.ИС1. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 220 кВ «Сигма» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Сигма».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 220 кВ «Сигма» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Сигма»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
6. «21168598.422231.0386.ИС1. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 220 кВ "Сигма"».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоучет»

(ООО «Энергоучет»)

Юридический/почтовый адрес:

443070, г. Самара,

ул. Партизанская, д. 150

Тел./Факс: +7(846) 268-00-00, 270-52-95

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

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.