

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1872 от 05.09.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 330 кВ «Старорусская» ОАО «ФСК ЕЭС».

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-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики) в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) RTU-325 (Рег. № 37288-08), коммутационное оборудование;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Северо-Запада (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени на базе приемника GPS; автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналообразующую аппаратуры; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) со встроенным GPS-приемником, обеспечивающем синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Журнал событий счетчика электроэнергии отражает время и дату коррекции времени и фиксирует время до и после коррекции.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействию со смежными системами АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

| Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Идентификационное наименование файла ПО | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|-----------------------------------|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| «АльфаЦЕНТР» | v. 11.07.01.01 | e357189aea0466e98b0221dee68d1e12 | amrserver.exe | MD5 |
| | | 745dc940a67cf3eb3a1b6f5e4b17ab436 | amrc.exe | |
| | | ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9 | amra.exe | |
| | | 0ad7e99fa26724e65102e215750c655a | cdbora2.dll | |
| | | 0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c | encryptdll.dll | |
| | | b8c331abb5e34444170eee9317d635cd | alphamess.dll | |

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ

| № ИИК | Диспетчерское наименование точки учёта | Состав 1-го и 2-го уровней ИИК | | | |
|-------|--|---|---|--|---|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счётчик электрической энергии | ИВКЭ (УСПД) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Русса, Л.Старорусская | ТФЗМ 110Б-IV У1 К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 Зав. № 8683; 8590; 8684 Рег. № 26422-04 | НКФ110-83У1 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61491; 61459; 61474 Рег. № 1188-84 | ЕА02РАЛ-Р3С-4 К _Т = 0,2S/0,5 Зав. № 01047609 Рег. № 16666-97 | RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08 |
| 2 | ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Шимск с отпайками на ПС Вороново, Солобко, Коростынь, Л.Шимская-1 | ТФЗМ 110Б-IV К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 Зав. № 8682 Зав. № 8612 Зав. № 11322 Рег. № 26422-04 | НКФ110-83У1 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61483; 61486; 61480 Рег. № 1188-84 | ЕА02РАЛ-Р3С-4 К _Т = 0,2S/0,5 Зав. № 01047612 Рег. № 16666-97 | RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08 |
| 3 | ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Медниково, Л.Медниковская | ТФЗМ 110Б-IV У1 К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 Зав. № 8659; 8632; 8644 Рег. № 26422-04 | НКФ110-83У1 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61483; 61486; 61480 Рег. № 1188-84 | ЕА02РАЛ-Р3С-4 К _Т = 0,2S/0,5 Зав. № 01050160 Рег. № 16666-97 | RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08 |
| 4 | ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Пола - Старорусская с отпайкой на ПС Парфино, Л.Парфинская-1 | ТФЗМ 110Б-IV У1 К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 Зав. № 8608; 8653; 8669 Рег. № 26422-04 | НКФ110-83У1 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61491; 61459; 61474 Рег. № 1188-84 | ЕА02РАЛ-Р4В-4 К _Т = 0,2S/0,5 Зав. № 01100390 Рег. № 16666-97 | RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|--|--|---|---|---|
| 5 | ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Залучье, Л.Залучская-1 | ТФЗМ 110Б-IV У1 К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 Зав. № 8692; 8680; 8676 Рег. № 26422-04 | НКФ110-83У1 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61491; 61459; 61474 Рег. № 1188-84 | EA02RAL-P4B- 4 К _Т = 0,2S/0,5 Зав. № 01100392 Рег. № 16666- 97 | RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08 |
| 6 | ПС 330 кВ «Старорусская», ОРУ 110 кВ ОВ-110 кВ | ТФЗМ 110Б-IV У1 К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 Зав. № 8679; 8633; 8642 Рег. № 26422-04 | НКФ110-83У1 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61483; 61486; 61480 Рег. № 1188-84 | EA02RAL-P3C- 4 К _Т = 0,2S/0,5 Зав. № 01050158 Рег. № 16666- 97 | RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288-08 |
| 7 | ПС 330 кВ «Старорусская», ЗРУ 10 кВ ТСН-4 0,4 кВ | ТШ-0,66 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Зав. № 29803; 73882; 45279 Рег. № 22657-02 | - | EA02RAL- P4B-4 К _Т = 0,2S/0,5 Зав. № 01126580 Рег. № 16666- 97 | RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288- 08 |
| 8 | ПС 330 кВ «Старорусская», ЗРУ 10 кВ ТСН-1 0,4 кВ | Т-0,66 К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Зав. № 46610; 86451; 86450 Рег. № 22656-02 | - | EA02RAL- P4B-4 К _Т = 0,2S/0,5 Зав. № 01126672 Рег. № 16666- 97 | RTU-325 Зав. № 000650 Рег. № 37288- 08 |

Примечания:

1. Допускается замена УСПД, 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 ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская» как его неотъемлемая часть.

2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

| Номер ИИК | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ | | | |
|---|------|--|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| | | $d_{I(2)\%}$, | $d_5\%$, | $d_{20\%}$, | $d_{100\%}$, |
| | | $I_{1(2)}\%I_{изм}<I_{5\%}$ | $I_{5\%}\%I_{изм}<I_{20\%}$ | $I_{20\%}\%I_{изм}<I_{100\%}$ | $I_{100\%}\%I_{изм}<I_{120\%}$ |
| 1 – 3, 6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5) | 1,0 | - | ±1,1 | ±0,8 | ±0,7 |
| | 0,9 | - | ±1,2 | ±0,9 | ±0,8 |
| | 0,8 | - | ±1,4 | ±1,0 | ±0,9 |
| | 0,7 | - | ±1,6 | ±1,1 | ±1,0 |
| | 0,5 | - | ±2,3 | ±1,6 | ±1,4 |
| 4 – 5 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2; ТН 0,5) | 1,0 | - | ±1,2 | ±0,9 | ±0,9 |
| | 0,9 | - | ±1,3 | ±1,0 | ±0,9 |
| | 0,8 | - | ±1,5 | ±1,1 | ±1,0 |
| | 0,7 | - | ±1,8 | ±1,3 | ±1,2 |
| | 0,5 | - | ±2,5 | ±1,7 | ±1,5 |
| 7 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5) | 1,0 | - | ±1,7 | ±1,0 | ±0,8 |
| | 0,9 | - | ±2,3 | ±1,2 | ±0,9 |
| | 0,8 | - | ±2,8 | ±1,5 | ±1,1 |
| | 0,7 | - | ±3,5 | ±1,8 | ±1,3 |
| | 0,5 | - | ±5,4 | ±2,7 | ±1,9 |
| 8 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5) | 1,0 | - | ±1,7 | ±0,9 | ±0,6 |
| | 0,9 | - | ±2,2 | ±1,1 | ±0,8 |
| | 0,8 | - | ±2,7 | ±1,4 | ±0,9 |
| | 0,7 | - | ±3,4 | ±1,7 | ±1,2 |
| | 0,5 | - | ±5,3 | ±2,6 | ±1,8 |
| Номер ИИК | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ | | | |
| | | $d_{I(2)\%}$, | $d_5\%$, | $d_{20\%}$, | $d_{100\%}$, |
| | | $I_{1(2)}\%I_{изм}<I_{5\%}$ | $I_{5\%}\%I_{изм}<I_{20\%}$ | $I_{20\%}\%I_{изм}<I_{100\%}$ | $I_{100\%}\%I_{изм}<I_{120\%}$ |
| 1 – 3, 6 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5) | 0,9 | - | ±2,8 | ±1,9 | ±1,7 |
| | 0,8 | - | ±2,0 | ±1,4 | ±1,3 |
| | 0,7 | - | ±1,7 | ±1,2 | ±1,1 |
| | 0,5 | - | ±1,4 | ±1,0 | ±0,9 |
| 4 – 5 (Сч. 1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5) | 0,9 | - | ±3,3 | ±2,2 | ±2,0 |
| | 0,8 | - | ±2,5 | ±1,7 | ±1,6 |
| | 0,7 | - | ±2,2 | ±1,6 | ±1,5 |
| | 0,5 | - | ±1,9 | ±1,4 | ±1,3 |
| 7 (Сч. 1,0; ТТ 0,5) | 0,9 | - | ±6,5 | ±3,3 | ±2,3 |
| | 0,8 | - | ±4,5 | ±2,4 | ±1,8 |
| | 0,7 | - | ±3,6 | ±2,0 | ±1,5 |
| | 0,5 | - | ±2,8 | ±1,6 | ±1,3 |
| 8 (Сч. 0,5; ТТ 0,5) | 0,9 | - | ±6,2 | ±3,1 | ±2,1 |
| | 0,8 | - | ±4,3 | ±2,2 | ±1,5 |
| | 0,7 | - | ±3,4 | ±1,7 | ±1,2 |
| | 0,5 | - | ±2,5 | ±1,3 | ±1,0 |

Продолжение таблицы 3

| Номер ИИК | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ | | | |
|---|------|---|----------------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| | | $d_{1(2)\%},$ | $d_5\%,$ | $d_{20\%},$ | $d_{100\%},$ |
| | | $I_{1(2)}\% I_{изм} < I_5\%$ | $I_5\% I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} I_{изм} < I_{120\%}$ |
| 1 – 3, 6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5) | 1,0 | - | ±1,2 | ±1,0 | ±0,9 |
| | 0,9 | - | ±1,3 | ±1,0 | ±1,0 |
| | 0,8 | - | ±1,5 | ±1,1 | ±1,1 |
| | 0,7 | - | ±1,7 | ±1,3 | ±1,2 |
| | 0,5 | - | ±2,4 | ±1,7 | ±1,6 |
| 4 – 5 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2; ТН 0,5) | 1,0 | - | ±1,7 | ±1,5 | ±1,5 |
| | 0,9 | - | ±1,8 | ±1,6 | ±1,5 |
| | 0,8 | - | ±2,0 | ±1,6 | ±1,6 |
| | 0,7 | - | ±2,2 | ±1,8 | ±1,7 |
| | 0,5 | - | ±2,9 | ±2,1 | ±2,0 |
| 7 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5) | 1,0 | - | ±2,1 | ±1,5 | ±1,4 |
| | 0,9 | - | ±2,6 | ±1,7 | ±1,5 |
| | 0,8 | - | ±3,1 | ±1,9 | ±1,6 |
| | 0,7 | - | ±3,7 | ±2,2 | ±1,8 |
| | 0,5 | - | ±5,6 | ±3,0 | ±2,3 |
| 8 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5) | 1,0 | - | ±1,8 | ±1,0 | ±0,8 |
| | 0,9 | - | ±2,2 | ±1,2 | ±1,0 |
| | 0,8 | - | ±2,8 | ±1,5 | ±1,1 |
| | 0,7 | - | ±3,4 | ±1,8 | ±1,3 |
| | 0,5 | - | ±5,3 | ±2,7 | ±1,9 |
| Номер ИИК | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ | | | |
| | | $d_{1(2)\%},$ | $d_5\%,$ | $d_{20\%},$ | $d_{100\%},$ |
| | | $I_{1(2)}\% I_{изм} < I_5\%$ | $I_5\% I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} I_{изм} < I_{120\%}$ |
| 1 – 3, 6 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5) | 0,9 | - | ±3,1 | ±2,1 | ±1,9 |
| | 0,8 | - | ±2,3 | ±1,6 | ±1,5 |
| | 0,7 | - | ±2,0 | ±1,4 | ±1,3 |
| | 0,5 | - | ±1,8 | ±1,3 | ±1,2 |
| 4 – 5 (Сч. 1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5) | 0,9 | - | ±4,3 | ±2,8 | ±2,5 |
| | 0,8 | - | ±3,5 | ±2,4 | ±2,2 |
| | 0,7 | - | ±3,1 | ±2,2 | ±2,1 |
| | 0,5 | - | ±2,8 | ±2,1 | ±2,0 |
| 7 (Сч. 1,0; ТТ 0,5) | 0,9 | - | ±7,0 | ±3,7 | ±2,8 |
| | 0,8 | - | ±5,1 | ±2,9 | ±2,3 |
| | 0,7 | - | ±4,3 | ±2,5 | ±2,2 |
| | 0,5 | - | ±3,5 | ±2,2 | ±2,0 |
| 8 (Сч. 0,5; ТТ 0,5) | 0,9 | - | ±6,4 | ±3,2 | ±2,3 |
| | 0,8 | - | ±4,4 | ±2,3 | ±1,7 |
| | 0,7 | - | ±3,5 | ±1,9 | ±1,4 |
| | 0,5 | - | ±2,7 | ±1,5 | ±1,2 |

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$;
2. Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Количество измерительных каналов | 8 |
| Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - температура окружающей среды, °C | от 99 до 101 от 100 до 120 (50±0,15) от +21 до +25 |
| Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C | от 90 до 110 от 1(5) до 120 (50±0,4) от -30 до +35 от +10 до +30 от +10 до +30 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч | 50000 48 100000 1 |
| Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее ИВК: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - при отключении питания, лет, не менее | 45 5 45 3 |

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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование СИ | Тип | Кол-во, шт. |
|---|------------------------------|-------------|
| Трансформатор тока | ТФЗМ 110Б | 17 |
| Трансформатор тока | ТФНД-110М | 1 |
| Трансформатор тока | ТШ-0,66 | 3 |
| Трансформатор тока | Т-0,66 | 3 |
| Трансформатор напряжения | НКФ-110-83 | 6 |
| Счетчик электрической энергии многофункциональный | EA02RAL-P3C-4 | 4 |
| Счетчик электрической энергии многофункциональный | EA02RAL-P4B-4 | 4 |
| Устройство сбора и передачи данных | RTU-325 | 1 |
| Методика поверки | 1749/500-2013 | 1 |
| Паспорт – формуляр | АУВП.411711.ФСК.020.09.ПС-ФО | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 1749/500-2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17.09.2013 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- для счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003г.;
- 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская». Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/078-2013 от 17.09.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. 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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»)

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4
Телефон: +7 (495) 620-08-38
Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний
средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

В части вносимых изменений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
Факс: +7 (495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: 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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.