

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 3151 от 19.12.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/10/0,4 кВ Северная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/10/0,4 кВ Северная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Центра, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (далее по тексту – СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту – АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|--|-------------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО | СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | не ниже 1.0.0.4 |
| Цифровой идентификатор ПО | 26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218 |
| Другие идентификационные данные (если имеются) | DataServer.exe, DataServer_USPD.exe |

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 220/35/10/0,4 кВ Северная

| Номер ИК | Наименование объекта | Состав измерительного канала | | | | Вид электроэнергии |
|----------|-------------------------------------|---|---|---|------------------------------|----------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счетчик | УСПД | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | ВЛ 220 кВ Бугульма - Северная | ТФЗМ 220Б-III Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 рег. № 3694-73 | НКФ-220-58 Коэф. тр. 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 75136-19 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09 | активная реактивная |
| 2 | ВЛ 35 кВ Северная - Байтуган | ТФН-35М Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 рег. № 3690-73 | ЗНОМ-35-65 Коэф. тр. 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 912-70 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 3 | ВЛ 35 кВ Северная - Старо-Борискино | ТФЗМ 35Б-I У1 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,2S рег. № 71422-18 | ЗНОМ-35-65 Коэф. тр. 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 912-70 | EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 4 | ВЛ 35 кВ Северная - Михеевка | ТФЗМ 35Б-I У1 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,2S рег. № 26419-08 | ЗНОМ-35-65 Коэф. тр. 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 912-70 | EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 5 | ВЛ 35 кВ Северная - Секретарка | ТФЗМ 35Б-I У1 Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,2S рег. № 71422-18 | ЗНОМ-35-65 Коэф. тр. 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 912-70 | EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|--|---|---|---|---------------------------------|----------------------------|
| 6 | ВЛ 35 кВ Северная - Ново-Кудрино | ТФЗМ 35Б-I У1 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,2S рег. № 71422-18 | ЗНОМ-35-65 Коэф. тр. $35000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 912-70 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09 | активная реактивная |
| 7 | ВЛ 10 кВ Северная - Райцентр (Св 11) | ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S рег. № 25433-11 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 8 | ВЛ 10 кВ Северная - Соковка (Св 2) | ТВЛМ-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 рег. № 1856-63 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 9 | ВЛ 10 кВ Северная - Тукай (Св 7) | ТВК-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 рег. № 8913-82 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 10 | ВЛ 10 кВ Северная - РПБ (Св 8) | ТВЛМ-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 рег. № 1856-63 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 11 | ВЛ 10 кВ Северная - Рычково (Св 3) | ТЛО-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5S рег. № 25433-11 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 12 | ВЛ 10 кВ Северная - Раздолье (Св 4) | ТВЛМ-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 рег. № 1856-63 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|--|---|---|--|---------------------------------|----------------------------|
| 13 | ВЛ 10 кВ Северная - КРС (Св 6) | ТВЛМ-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 рег. № 1856-63 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09 | активная реактивная |
| 14 | ВЛ 10 кВ Северная - Маслозавод (Св 10) | ТВЛМ-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 рег. № 1856-63 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 15 | ВЛ 10 кВ Северная - Северный (Св 1) | ТВЛМ-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 рег. № 1856-63 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 16 | ВЛ 10 кВ Северная - НРП (Св 9) | ТВЛМ-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 рег. № 45040-10 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 17 | ВЛ 10 кВ Северная - Трифоновка (Св 5) | ТВЛМ-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 рег. № 1856-63 | НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 рег. № 831-69 | EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06 | | активная реактивная |
| 18 | КЛ 0,4 кВ ЛАС связи Ввод №1 | ТОП-0,66 Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5S рег. № 47959-11 | отсутствует | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04 | | активная реактивная |
| 19 | КЛ 0,4 кВ ЛАС связи Ввод №2 | ТОП-0,66 Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5S рег. № 47959-11 | отсутствует | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12 | | активная реактивная |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|---------------------|---|--|--|---------------------------------|----------------------------|
| 20 | КЛ 0,4 кВ Мегафон 1 | ТОП-0,66 Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5S рег. № 47959-11 | отсутствует | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12 | ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09 | активная реактивная |
| 21 | КЛ 0,4 кВ Мегафон 2 | ТОП-0,66 Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5S рег. № 47959-11 | отсутствует | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12 | | активная реактивная |
| 22 | РП 220 кВ | ТФЗМ 220Б-ШУ1 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 рег. № 3694-73 | НКФ-220-58 Коэф. тр. $220000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 рег. № 75136-19 | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08 | | активная реактивная |

Таблица 3 - Метрологические характеристики (активная энергия)

| Номер ИК | Диапазон силы тока | Метрологические характеристики ИК | | | | | |
|--|--------------------------------------|--|----------------------|----------------------|---|----------------------|----------------------|
| | | Границы интервала относительной основной погрешности измерений при доверительной вероятности P=0,95, % | | | Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности P=0,95, % | | |
| | | $\cos \varphi = 0,87$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ | $\cos \varphi = 0,87$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ |
| 1; 2; 8-10; 12-17, 22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 1,1 | 1,2 | 2,2 | 1,2 | 1,4 | 2,3 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 1,4 | 1,6 | 2,9 | 1,5 | 1,7 | 3,0 |
| | $0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 2,1 | 2,4 | 4,6 | 2,2 | 2,5 | 4,6 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$ | 2,4 | 2,8 | 5,4 | 2,5 | 2,9 | 5,5 |
| 3-5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 1,0 | 1,0 | 1,5 | 1,6 | 1,6 | 2,1 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 1,0 | 1,0 | 1,5 | 1,6 | 1,6 | 2,1 |
| | $0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 1,0 | 1,1 | 1,6 | 1,6 | 1,7 | 2,2 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$ | 1,1 | 1,2 | 1,9 | 1,7 | 1,8 | 2,4 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 1,6 | 1,7 | 2,3 | 2,0 | 2,1 | 2,7 |
| 6 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 0,8 | 0,9 | 1,4 | 1,0 | 1,1 | 1,6 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 0,8 | 0,9 | 1,4 | 1,0 | 1,1 | 1,6 |
| | $0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 0,9 | 0,9 | 1,5 | 1,1 | 1,1 | 1,7 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$ | 0,9 | 1,0 | 1,7 | 1,1 | 1,2 | 1,8 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 1,2 | 1,3 | 2,1 | 1,4 | 1,5 | 2,2 |
| 7; 11 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 1,1 | 1,2 | 2,2 | 1,2 | 1,4 | 2,3 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 1,1 | 1,2 | 2,2 | 1,2 | 1,4 | 2,3 |
| | $0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 1,3 | 1,5 | 2,7 | 1,4 | 1,6 | 2,8 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$ | 1,4 | 1,6 | 3,0 | 1,5 | 1,7 | 3,0 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 2,2 | 2,5 | 4,8 | 2,3 | 2,6 | 4,8 |
| 18 (ТТ 0,5S; ТН нет; Сч 0,5S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 1,0 | 1,1 | 1,9 | 1,6 | 1,7 | 2,3 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 1,0 | 1,1 | 1,9 | 1,6 | 1,7 | 2,3 |
| | $0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 1,2 | 1,3 | 2,4 | 1,7 | 1,9 | 2,8 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$ | 1,4 | 1,6 | 2,8 | 1,8 | 2,0 | 3,2 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 2,3 | 2,6 | 4,7 | 2,6 | 2,9 | 4,9 |
| 19-21 (ТТ 0,5S; ТН нет; Сч 0,2S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 0,8 | 0,9 | 1,8 | 1,0 | 1,2 | 1,9 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 0,8 | 0,9 | 1,8 | 1,0 | 1,2 | 1,9 |
| | $0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 1,1 | 1,2 | 2,4 | 1,2 | 1,4 | 2,5 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$ | 1,2 | 1,4 | 2,7 | 1,4 | 1,6 | 2,8 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 2,1 | 2,4 | 4,6 | 2,2 | 2,5 | 4,7 |

Таблица 4 - Метрологические характеристики (реактивная энергия)

| Номер ИК | Диапазон силы тока | Метрологические характеристики ИК | | | | | |
|---|--------------------------------------|--|----------------|----------------|---|----------------|----------------|
| | | Границы интервала относительной основной погрешности измерений при доверительной вероятности P=0,95, % | | | Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности P=0,95, % | | |
| | | cos j = 0,9 | cos j = 0,8 | cos j = 0,5 | cos j = 0,9 | cos j = 0,8 | cos j = 0,5 |
| 1; 2; 8-10; 12-17, 22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 2,4 | 2,1 | 1,5 | 4,0 | 3,8 | 3,7 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 3,1 | 2,6 | 1,7 | 4,4 | 4,1 | 3,8 |
| | $0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 4,7 | 3,8 | 2,3 | 5,6 | 5,0 | 4,1 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$ | 5,5 | 4,5 | 2,9 | 6,4 | 5,5 | 4,5 |
| 3-5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 1,8 | 1,6 | 1,3 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 1,8 | 1,6 | 1,3 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| | $0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 1,9 | 1,7 | 1,4 | 3,7 | 3,6 | 3,6 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$ | 2,0 | 1,8 | 1,9 | 3,7 | 3,7 | 3,9 |
| | $0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$ | 2,6 | 2,4 | 2,0 | 4,1 | 4,0 | 3,9 |
| 6 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 1,8 | 1,6 | 1,3 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 1,8 | 1,6 | 1,3 | 3,6 | 3,6 | 3,6 |
| | $0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 1,9 | 1,7 | 1,4 | 3,7 | 3,6 | 3,6 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$ | 2,0 | 1,8 | 1,9 | 3,7 | 3,7 | 3,9 |
| | $0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$ | 2,6 | 2,4 | 2,0 | 4,1 | 4,0 | 3,9 |
| 7; 11 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 2,4 | 2,1 | 1,5 | 4,0 | 3,8 | 3,7 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 2,4 | 2,1 | 1,5 | 4,0 | 3,8 | 3,7 |
| | $0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 2,9 | 2,4 | 1,7 | 4,3 | 4,0 | 3,8 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$ | 3,2 | 2,7 | 2,1 | 4,5 | 4,2 | 4,0 |
| | $0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$ | 5,0 | 4,1 | 2,7 | 5,9 | 5,2 | 4,3 |
| 18 (ТТ 0,5S; ТН нет; Сч 1,0) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 2,1 | 1,8 | 1,3 | 2,5 | 2,2 | 1,9 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 2,2 | 1,8 | 1,4 | 2,7 | 2,4 | 2,0 |
| | $0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 2,8 | 2,3 | 1,6 | 3,3 | 2,9 | 2,3 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$ | 3,3 | 2,8 | 1,9 | 4,1 | 3,5 | 2,7 |
| | $0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$ | 5,8 | 4,7 | 3,2 | 7,2 | 6,0 | 4,3 |
| 19-21 (ТТ 0,5S; ТН нет; Сч 0,5) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 1,8 | 1,5 | 1,0 | 2,3 | 2,1 | 2,0 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 1,8 | 1,5 | 1,0 | 2,3 | 2,1 | 2,0 |
| | $0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 2,4 | 1,9 | 1,2 | 2,8 | 2,4 | 2,1 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$ | 2,7 | 2,2 | 1,6 | 3,1 | 2,7 | 2,3 |
| | $0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$ | 4,7 | 3,8 | 2,3 | 4,9 | 4,1 | 2,8 |

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.

Примечания:

1 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3, 4 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 5 - Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|--|--|
| Нормальные условия: параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной и реактивной энергии | <ul style="list-style-type: none"> от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 <ul style="list-style-type: none"> от +21 до +25 |
| Условия эксплуатации: параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД | <ul style="list-style-type: none"> от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 <ul style="list-style-type: none"> от -40 до +50 от 0 до +30 от +10 до +30 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка на отказ, ч, не менее | <ul style="list-style-type: none"> 165000 72 90000 72 70000 72 75000 |
| Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее | <ul style="list-style-type: none"> 45 45 3 3,5 |

Надежность системных решений:

- резервирование по двум интерфейсам опроса счетчиков;
- резервирование питания счетчиков, шлюзов Е-422, сервера АРМ ПС, УСПД;
- предусмотрена возможность автономного считывания измерительной информации со счетчиков и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановление данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - отключение и включение питания;
 - корректировка времени;
 - удаленная и местная параметризация;
 - включение и выключение режима тестирования.
- журнал ИВКЭ:
 - дата начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - потери и восстановления связи со счетчиками;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - корректировки времени в каждом счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя 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:
 - установка двухуровневого пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/10/0,4 кВ Северная типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

| Наименование | Обозначение | Количество |
|---|-------------------------------------|------------|
| Трансформатор тока | ТФЗМ 220Б-ПУ1 | 6 шт. |
| Трансформатор тока | ТФЗМ 35Б-1 У1 | 8 шт. |
| Трансформатор тока | ТФН-35М | 2 шт. |
| Трансформатор тока | ТВК-10 | 2 шт. |
| Трансформатор тока | ТВЛМ-10 | 16 шт. |
| Трансформатор тока | ТЛО-10 | 6 шт. |
| Трансформатор тока | ТОП-0,66 | 12 шт. |
| Трансформатор напряжения | НКФ-220-58 | 3 шт. |
| Трансформатор напряжения | ЗНОМ-35-65 | 6 шт. |
| Трансформатор напряжения | НТМИ-10-66 | 2 шт. |
| Счетчик электрической энергии многофункциональный | EPQS | 17 шт. |
| Счетчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03 | 1 шт. |
| Счетчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03М | 3 шт. |
| Устройство сбора и передачи данных | ЭКОМ-3000 | 1 шт. |
| Методика поверки | П2200475-АУВП.411711.ФСК.035.09М.МП | 1 экз. |
| Паспорт-формуляр | П2200475-АУВП.411711.ФСК.035.09М.ПФ | 1 экз. |

Поверка

осуществляется по документу П2200475-АУВП.411711.ФСК.035.09М.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/10/0,4 кВ Северная. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 07 июня 2016 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2009 «Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- счетчиков EPQS – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002», утвержденному Государственной службой метрологии Литовской Республики;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки. ИЛГШ.411152.145РЭ1», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» - по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 27008-04);
- термогигрометр CENTER (мод.314) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22129-09).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений 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 количества электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/10/0,4 кВ Северная», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/10/0,4 кВ Северная

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

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС» (ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»)

ИНН 7704765961

Адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 1

Телефон: +7 (495) 221-75-60

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/10/0,4 кВ Северная проведена

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательные центры

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

(Редакция приказа Росстандарта № 3151 от 19.12.2019 г.)

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.