

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2 уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя:

– ИВКЭ ПС «Омичка» и информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Когалымских ЭС ОАО «Тюменьэнерго», включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных ОАО «Тюменьэнерго» филиал Когалымские электрические сети, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в состав УСПД;

– ИВКЭ ПС 220/110/10кВ «Литейная» и ИВК филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра, включающий в себя УСПД ТОК-С каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра, радиосервер точного времени РСТВ-01;

– ИВКЭ ПС ПС 35/10 кВ «Вербежичи» и ИВК филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» «Калугаэнерго», г. Калуга, включающий в себя УСПД СИКОН С10, каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» «Калугаэнерго», г. Калуга, УСВ-1;

– ИВКЭ ПС 110/35/6кВ «Аксинино» и ИВК филиала ОАО «МРСК Центра» «Брянскэнерго», г. Брянск, включающий в себя УСПД СИКОН С70, каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных филиала ОАО «МРСК Центра» «Брянскэнерго», г. Брянск, УСВ-1;

– ИВКЭ ПС 110/35/6кВ «Дмитровская» и ИВК филиала ОАО «МРСК Центра» «Орелэнерго», г. Орел, включающий в себя УСПД RTU-325L, каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных филиала ОАО «МРСК Центра» «Орелэнерго», г. Орел, УСВ-1.

3 уровень – ИВК ООО «ТЭК-Энерго», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), УСВ и программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются 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 сигнал. По мгновенным значениям

силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Для ИК 1-12 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на ИВК филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра (для ИК 1-3), ИВК филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» «Калугаэнерго» (для ИК 4), ИВК филиала ОАО «МРСК Центра» «Брянскэнерго», г. Брянск (для ИК 5-9), ИВК филиала ОАО «МРСК Центра» «Орелэнерго», г. Орел (для ИК 10), ИВК Когалымских ЭС ОАО «Тюменьэнерго» (для ИК 11-12, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На ИВК выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации о результатах измерений, состоянии средств измерений в формате XML-макетов 80020 в ИВК ООО «ТЭК-Энерго» через канал Internet.

Для ИК 13-14 цифровой сигнал с выходов счетчиков с использованием GSM/GPRS коммуникатора поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее накопление.

Измерительная информация записывается в ИВК ООО «ТЭК-Энерго» базу данных в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенным каналам связи отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам (ПАК ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС», смежные субъекты ОРЭ).

В АИИС КУЭ реализован информационный обмен данными макетами XML формата 80020, 80030 со смежными системами: Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО "Калугаэнерго" РСК (Номер в госреестре СИ № 35160-07), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ "Литейная" - АИИС КУЭ ПС 220 кВ "Литейная" (Номер в госреестре СИ № 42284-09), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО "Брянскэнерго" Региональная сетевая компания для оптового рынка электроэнергии (Номер в госреестре СИ № 35371-07), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) ОАО "Орелэнерго" (Номер в госреестре СИ № 39935-08).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, ИВКЭ и ИВК ООО «ТЭК-Энерго». АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени, на основе приемников сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

Для ИК 1-3 в качестве источника точного времени используется сервер точного времени РСТВ-01, для ИК 4-10 в качестве источника точного времени используется сервер точного времени УСВ-1, для ИК 11-12 в качестве источника точного времени используется устройство синхронизации времени, на базе GPS-приемника, входящего в состав УСПД ЭКОМ-3000, для ИК 13-14 в качестве источника точного времени используется устройство синхронизации времени, на базе GPS-приемника, корректирующего время ИВК ООО «ТЭК-Энерго»

Для ИК 1-3 коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера точного времени РСТВ-01 более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более

± 1 с. Часы ИВК филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра синхронизируются от GPS-приемника, погрешность синхронизации не более ± 1 с.

Для ИК 4-10 синхронизация часов ИВК осуществляется от часов УСВ-1, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов ИВК более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более ± 1 с.

Для ИК 11-12 коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Часы ИВК Когалымских ЭС ОАО «Тюменьэнерго» синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов ИВК и УСПД более чем на ± 2 с.

Для ИК 1-12 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 ± 2 с.

Для ИК 13-14 часы счетчиков синхронизируются от часов ИВК ООО «ТЭК-Энерго» с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и ИВК более чем на ± 2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

В АИИС КУЭ ООО «ТЭК-Энерго» используется ПО «Энергосфера» версии 7.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

| 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 |
|---------------------------------------|---|---|---|---|
| ПК «Энергосфера» | Библиотека pso_metr.dll | 1.1.1.1 | СВЕВ6F6СА69318ВЕД 976Е08А2ВВ7814В | MD5 |

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

| Номер ИК | Наименование объекта | Измерительные компоненты | | | | Вид электроэнергетики | Метрологические характеристики ИК | |
|----------------------------|---|--|---|--|----------------------|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД | | Основная погрешность, % | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| ПС 220/110/10кВ «Литейная» | | | | | | | | |
| 1 | ОРУ-110кВ, 1(2) СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Цементная - Литейная» | ТФНД-110М Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 95; Зав. № 1056 | НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 1040932; Зав. № 1040997; Зав. № 1040938 | EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 461360 | ТОК-С Зав. № 1130 | активная реактивная | ±1,1 ±2,7 | ±3,0 ±4,8 |
| 2 | ОРУ-110кВ, 1(2) СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Дятьковская - Литейная» | ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 44145; Зав. № 44140 | НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 1040961; Зав. № 1040949; Зав. № 1040962 | EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 461383 | ТОК-С Зав. № 1130 | активная реактивная | ±1,1 ±2,7 | ±3,0 ±4,8 |
| 3 | ОРУ-110кВ, ОМВ-110 кВ | ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 600/1 Зав. № 24371; Зав. № 24372; Зав. № 24373 | НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 1040932; Зав. № 1040997; Зав. № 1040938 | EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 461361 | ТОК-С Зав. № 1130 | активная реактивная | ±1,1 ±2,7 | ±3,0 ±4,8 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--------------------------|---|--|--|--|------------------------------|----------------------------|------------------|------------------|
| ПС 35/10 кВ «Вербежичи» | | | | | | | | |
| 4 | ОРУ-35 кВ, СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Вербежичи - Бытошь» | ТФЗМ-35Б-1У1 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 23236; Зав. № 23252 | ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1166128; Зав. № 1168613; Зав. № 11653678 | СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 07050545 | СИКОН С10 Зав. № 125 | активная реактивная | ±1,1 ±2,6 | ±3,0 ±4,6 |
| ПС 110/35/6кВ «Аксинино» | | | | | | | | |
| 5 | ОРУ-110кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Богородицкая-Аксинино» | ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 4838; Зав. № 6011; ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 49281 | ЗНОГ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 296; Зав. № 319; Зав. № 273 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0102061032 | СИКОН С70 Зав. № 01255 | активная реактивная | ±1,1 ±2,6 | ±3,0 ±4,6 |
| 6 | ОРУ-110кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Аксинино-Шаблыкино» | ТФНД-110М Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 8449; Зав. № 8466; Зав. № 8433 | ЗНОГ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 296; Зав. № 319; Зав. № 273 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058049 | СИКОН С70 Зав. № 01255 | активная реактивная | ±1,1 ±2,6 | ±3,0 ±4,6 |
| 7 | ОРУ-110кВ, ОСШ-110 кВ, СОВ-110кВ | ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 20984; Зав. № 21005; Зав. № 20966 | ЗНОГ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 296; Зав. № 319; Зав. № 273 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058071 | СИКОН С70 Зав. № 01255 | активная реактивная | ±1,1 ±2,6 | ±3,0 ±4,6 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-----------------------------|--|---|---|---|-------------------------------------|----------------------------|------------------|------------------|
| 8 | ОРУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, ВЛ- 35 кВ «Аксини- но-Юрьево» | ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 21987; ТФН-35М Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 27225 | ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1081091; Зав. № 1081101; Зав. № 1081136 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058177 | СИКОН С70 Зав. № 01255 | активная реактивная | ±1,1 ±2,6 | ±3,0 ±4,6 |
| 9 | ОРУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, ВЛ- 35 кВ «Аксини- но-Ильинская» | ТФН-35 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 14250; Зав. № 14040 | ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1120807; Зав. № 1121024; Зав. № 1121081 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058048 | СИКОН С70 Зав. № 01255 | активная реактивная | ±1,1 ±2,6 | ±3,0 ±4,6 |
| ПС 110/35/6кВ «Дмитровская» | | | | | | | | |
| 10 | ОРУ-110кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Дмитровск- Лопандино» | ТФНД-110М Кл. т. 0,5 400/5 А: Зав. № 1152; С: Зав. № 1207; ТФЗМ 110Б-IV Кл. т. 0,5 400/5 В: № 14415 | НКФ110-83У1 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 31856; Зав. № 31884; Зав. № 31906 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112115768 | RTU-325L Зав. № 007980 | активная реактивная | ±1,2 ±2,8 | ±3,3 ±5,7 |
| ПС 110/35/6кВ Омичка | | | | | | | | |
| 11 | ВЛ-35кВ Чайка- 1 | ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 40992; Зав. № 42053 | НАМИ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 660 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090065 | ЭКОМ- 3000 Зав. № 07092486 | активная реактивная | ±1,1 ±2,7 | ±3,0 ±4,7 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------------------------|-----------------|---|--|---|------------------------------|----------------------------|------------------|------------------|
| 12 | ВЛ-35кВ Чайка-2 | ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 71475; Зав. № 71482 | НАМИ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 78 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090008 | ЭКОМ-3000 Зав. № 07092486 | активная реактивная | ±1,1 ±2,7 | ±3,0 ±4,7 |
| ПС 220/110/10/6 Когалым | | | | | | | | |
| 13 | ЗРУ-6 1АТ яч.12 | ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Зав. № 1219; Зав. № 1221; Зав. № 1217 | ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 2181; Зав. № 4079; Зав. № 4080 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054683 | - | активная реактивная | ±1,1 ±2,6 | ±3,0 ±4,6 |
| 14 | ЗРУ-6 ЗСТ яч.18 | ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Зав. № 1223; Зав. № 1220; Зав. № 1224 | ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4083; Зав. № 3403; Зав. № 3302 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02056533 | - | активная реактивная | ±1,1 ±2,6 | ±3,0 ±4,6 |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 °С до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,05 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии EPQS 111.21.18LL от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.12 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденный типа. Замена оформляется актом в установленном на ООО «ТЭК-Энерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик EPQS 111.21.18LL – среднее время наработки на отказ не менее Т

- = 70000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - электросчётчик СЭТ-4ТМ.02.2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.12 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - УСПД ТОК-С – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - УСПД СИКОН С10 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - УСПД RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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 | Тип | № Госреестра | Количество, шт. |
|---|------------------|--------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Трансформатор тока | ТФНД-110М | 2793-71 | 9 |
| Трансформатор тока | ТФЗМ-110Б-1У1 | 2793-88 | 6 |
| Трансформатор тока | ТВ-110/50 | 3190-72 | 3 |
| Трансформатор тока | ТФЗМ-35Б-1У1 | 3689-73 | 2 |
| Трансформатор тока | ТФЗМ 35А-У1 | 26417-04 | 5 |
| Трансформатор тока | ТФН-35 | 664-51 | 2 |
| Трансформатор тока | ТЛШ-10 | 11077-07 | 6 |
| Трансформатор тока | ТФЗМ 110Б-IV | 26422-06 | 1 |
| Трансформатор тока | ТФН-35М | 3690-73 | 1 |
| Трансформатор напряжения | НКФ-110-57 У1 | 14205-94 | 6 |
| Трансформатор напряжения | ЗНОМ-35-65 | 912-07 | 9 |
| Трансформатор напряжения | ЗНОГ-110 | 23894-12 | 3 |
| Трансформатор напряжения | НКФ110-83 У1 | 1188-84 | 3 |
| Трансформатор напряжения | НАМИ-35 | 19813-09 | 2 |
| Трансформатор напряжения | ЗНОЛП-6 | 23544-07 | 6 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | EPQS 111.21.18LL | 25971-06 | 3 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.02.2 | 20175-01 | 1 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03 | 27524-04 | 7 |

Продолжение таблицы 3

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|-----------------|----------|---|
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | ПСЧ-4ТМ.05МК.12 | 50460-12 | 1 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03М | 36697-08 | 2 |
| Устройство сбора и передачи данных | ТОК-С | 13923-09 | 1 |
| Устройство сбора и передачи данных | СИКОН С10 | 21741-03 | 1 |
| Устройство сбора и передачи данных | СИКОН С70 | 28822-05 | 1 |
| Устройство сбора и передачи данных | RTU-325L | 37288-08 | 1 |
| Устройство сбора и передачи данных | ЭКОМ-3000 | 17049-09 | 1 |
| Программное обеспечение | «Энергосфера» | - | 1 |
| Методика поверки | - | - | 1 |
| Формуляр | - | - | 1 |
| Руководство по эксплуатации | - | - | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 58780-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2014 г.

Перечень основных средств 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» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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 EPQS 111.21.18LL – по документу РМ 1039597-26:2002 «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS», согласованному с Государственной службой метрологии Литовской Республики;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.12 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки»

ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

- УСПД ТОК-С – по документу «Устройство сбора данных «ТОК-С». Инструкция по эксплуатации. АМР1.00.00 ИЭ», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 1994 г.;

- УСПД СИКОН С10 – по документу «Контроллеры сетевые промышленный СИКОН С10. Методика поверки ВЛСТ 180.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в марте 2003 г.;

- УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;

- УСПД RTU-325L по документу УСПД RTU-325 и RTU-325L Методика поверки ДЯИМ 466.453.005МП утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

- УСПД ЭКОМ-3000 – по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;

- 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;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 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 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ООО «ТЭК-Энерго», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

3 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)
Юридический адрес: г. Москва, ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11
Почтовый адрес: 140070, Московская область, п. Томиино, ул. Гаршина д. 11 а/я 32
Тел.: (495) 772-41-56
Факс: (495) 544-59-88

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»
(ООО «Сервис-Метрология»)
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35
Тел.: (499) 755-63-32
Факс: (499) 755-63-32
E-mail: info@s-metr.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: 8 (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.