

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.033.A № 42521, регистрационный № 46736-11 от 22.04.2011 г., и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов №№ РИК-10.7, РИК-10.8, находящихся на объектах ГЭС-10 Поддужемской Каскада Кемских ГЭС.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3^х-уровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД), и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Первичные фазные 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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). Синхронизация времени в АИИС КУЭ осуществляется следующим образом: сервер БД АИИС КУЭ, подключен к устройству синхронизации системного времени (далее - УССВ) со встроенным GPS-приемником. Опрос УСПД сервером БД АИИС КУЭ производится 1 раз в 30 мин. Часы УСПД синхронизируются от УССВ, подключенного к нему или от часов сервера БД. Коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера БД на значение, превышающие ± 2 с (программируемый параметр).

Часы счетчика 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 (программируемый параметр).

Погрешность часов ИК 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 корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» (далее – ПО), в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

| Идентификационное наименование ПО | Наименование файла | Номер версии ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|--|--------------------|-----------------|---|---|
| Программа – планировщик опроса и передачи данных | Amrserver.exe | Не ниже 4.4.1.0 | e5aa56528f5298dccb0221587ed16123 | MD5 |
| Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД | Amrc.exe | Не ниже 4.4.3.0 | 8b3f4357982e070893895b62b689a7e0 | |
| Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД | Amra.exe | Не ниже 4.2.1.0 | 10e10850cbfd78938b19cab07ab387d9 | |
| Драйвер работы с БД | Cdbora2.dll | Не ниже 4.4.0.0 | 7db1e4173056a92e733efccfc56bc99e | |
| Библиотека шифрования пароля счетчиков | encryptdll.dll | Не ниже 2.0.0.0 | 0939ce05295fbcbbba400eea8d0572c | |
| Библиотека сообщений планировщика опросов | alphamess.dll | | b8c331abb5e34444170eee9317d635cd | |

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

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав и метрологические характеристики дополнительных ИК приведены в таблице 2
Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики дополнительных ИК

| Канал измерений | | Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ | | | | К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч} | Наименование измеряемой величины | Метрологические характеристики ИК | | |
|---|--|--|-------------------------|-----------------|-----------------|---|----------------------------------|--|---|--|
| Номер ИК | Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения | Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке | Обозначение, тип | | Заводской номер | | | Вид энергии | Основная относительная погрешность ИК ($\pm \delta$), % | Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta_1$), % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
| | | Сервер БД № 44595-10 | Альфа-Центр | | 2746 | | | | | |
| ГЭС-10 Подужемская Каскада Кемских ГЭС | | | | | | | | | | |
| | | УСПД № 37288-08 | RTU-325L-E2-512-M2-B2 | | 001381 | | | | | |
| РІК-10.7 | КЛ-10 кВ к Т-9 | ТТ | К _Т = 0,5S | A | ТЛО-10 | 34906 | 8000 | Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q | Активная Реактивная | ± 1,1 ± 2,3 ± 5,5 ± 3,0 |
| | | | К _{ТТ} = 400/5 | B | ТЛО-10 | 34908 | | | | |
| | | | № 25433-11 | C | ТЛО-10 | 34902 | | | | |
| | | К _Т = 0,5 К _{ТН} =10000/100/ № 20186-05 | A | НАМИ-10-95 УХЛ2 | 392 | | | | | |
| Счетчик | К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1 № 31857-06 | B | | | | | | | | |
| | | C | | | | | | | | |
| | | A1802RALQ-P4GB-DW-4 | 01175972 | | | | | | | |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | | 4 | | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---------|-----------------|---------|--|---------------------|-----------------|----------|------|--|----------------------------|--------------------|--------------------|
| РК-10.8 | КЛ-10 кВ к Т-10 | ТТ | К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 25433-11 | A | ТЛО-10 | 34905 | 8000 | Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q | Активная Реактивная | ± 1,1 ± 2,3 | ± 5,5 ± 3,0 |
| | | | | B | ТЛО-10 | 34913 | | | | | |
| | | | | C | ТЛО-10 | 34911 | | | | | |
| | | ТН | К _Т = 0,5 К _{ТН} =10000/100 № 20186-05 | A | НАМИ-10-95 УХЛ2 | 332 | | | | | |
| | | | | B | | | | | | | |
| | | | | C | | | | | | | |
| | | Счетчик | К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06 | A1802RALQ-P4GB-DW-4 | | 01175969 | | | | | |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

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

3. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) Уном; сила ток (1 - 1,2) Iном, $\cos\varphi = 0,87$ инд.;

температура окружающей среды (18 – 25) °С.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) Уном; ток (0,02 (0,05) - 1,2) Iном; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 45°С до 40°С, для счетчиков от минус 40 °С до 60 °С; для УСПД от минус 10 °С до 55 °С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°С до 30°С

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в филиале «Карельский» ОАО «ТГК-1» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;
- устройство сбора и передачи данных типа RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 100\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.

- журнал событий ИВКЭ:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - 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:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- 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.

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 электрической энергии филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1 представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Количество |
|---|------------|
| Трансформаторы тока ТЛО-10 | 6 шт. |
| Трансформаторы напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2 | 2 шт. |
| Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 | 2 шт. |
| Устройство сбора и передачи данных RTU-325L | 1 шт. |
| Сервер базы данных | 1 шт. |
| АРМ оператора | 1 шт. |
| Методика поверки | 1 шт. |
| Эксплуатационная документация. Часть 1. ДЯИМ.422231.232.ЭД-1 | 1 шт. |

Поверка

Осуществляется по документу ДЯИМ.422231.232.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1». Методика поверки.», утвержденному ФГУ «Пензенский ЦСМ» в феврале 2011 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;
- счетчиков типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- устройства сбора и передачи данных типа RTU-325L – в соответствии с документом «Устройство сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2008 году;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1». ФР.1.34.2011.09776.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1

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. «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ филиала «Карельский» ОАО «ТГК-1». ФР.1.34.2011.09776.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эльстер Метроника»
(ООО «Эльстер Метроника»)
Адрес: 111250, Москва, ул. Красноказарменная, 12
тел.: 8 (495) 956-05-43, факс: 8 (495) 956-05-42

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром»
(ООО «РусЭнергоПром»)
Юр. адрес: 115114, г. Москва, Дербеневская набережная, дом 7, стр. 2
Почт. адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9
тел./факс: 8(499) 753-06-78

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
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. «_____» _____ 2015 г.