

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "Амурский уголь"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "Амурский уголь" (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии и по 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-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325L-E2-512-M2-B2 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ПС 220/35/10 кВ «Варваровка», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных и программное обеспечение (далее – ПО) "Метроскоп".

4-й уровень – ИВК АИИС КУЭ ЗАО "Амурский уголь", включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение и устройство синхронизации времени МИР РЧ-02.

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 преобразуют 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.

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 верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации на верхний уровень системы осуществляется в рамках информационного обмена с АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС». Результаты измерений передаются в виде электронного документа (далее документ), сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language XML) в соответствии со спецификацией 1.0. При передаче результатов измерений используется тип документа 80020 в соответствии с процедурой и регламентом отправки данных согласно Приложению № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса объекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Передача информации в ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, ОАО «Русский уголь» и другие заинтересованные организации осуществляется от сервера ЗАО "Амурский уголь" с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/Р.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, ИВКЭ, ИВК ПС 220/35/10 кВ «Варваровка», ИВК АИИС КУЭ ЗАО "Амурский уголь". АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени МИР РЧ-02, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера АИИС КУЭ ЗАО "Амурский уголь". Коррекция часов сервера проводится при расхождении часов сервера и времени радиочасов МИР РЧ-02 более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более чем на $\pm 0,35$ с. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника, встроенного в УСПД (RTU-325) более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более ± 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 ± 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 ЗАО "Амурский уголь" используется ПО "Метроскоп" версии 1.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО "Метроскоп" 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 "Метроскоп".

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

| Наименование ПО | Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|---------------------------------|-----------------------------------|---|---|---|
| СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп) | СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп) | 1.00 | 289aa64f646cd38738 04db5fbd653679 | MD5 |

Комплекс измерительно-вычислительный АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), включающий в себя ПО, внесен в Госреестр СИ РФ под № 45048-10;

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

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

| № п/п | Наименование объекта | Состав измерительного канала | | | | Вид электроэнергии | Метрологические характеристики ИК | |
|------------------------------|-----------------------------------|---|--|--|--|------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД | | Основная погрешность, % | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| ПС 220/35/10 кВ «Варваровка» | | | | | | | | |
| 1 | ВЛ-35 кВ Л-6 1 цепь (9 яч.) ИК №1 | ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 54150; Зав. № 52725 | ЗНОМ-35-65 У1 Кл. т. 0,5 35000√3/100√3 Зав. № 1354017; Зав. № 1198081; Зав. № 1299277 | A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156706 | RTU-325L-E2-512-M2-B2 Зав. № 004483 | активная реактивная | ±1,1 ±2,7 | ±3,0 ±4,7 |
| 2 | ВЛ-35 кВ Л-6 2 цепь (6 яч.) ИК №2 | ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 54129; Зав. № 54335 | ЗНОМ-35-65 У1 Кл. т. 0,5 35000√3/100√3 Зав. № 1353992; Зав. № 1354059; Зав. № 1354007 | A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156707 | RTU-325L-E2-512-M2-B2 Зав. № 004483 | активная реактивная | ±1,1 ±2,7 | ±3,0 ±4,7 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|--|--|---|----------------------------|------------------|------------------|
| 3 | ВЛ-35 кВ Л-7 1 цепь (7 яч.) ИК №3 | ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 53048; Зав. № 53166 | ЗНОМ-35-65 У1 Кл. т. 0,5 35000√3/100√3 Зав. № 1354017; Зав. № 1198081; Зав. № 1299277 | A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156642 | RTU-325L- E2-512-M2- B2 Зав. № 004483 | активная реактивная | ±1,1 ±2,7 | ±3,0 ±4,7 |
| 4 | ВЛ-35 кВ Л-7 2 цепь (4 яч.) ИК №4 | ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 54111; Зав. № 54300 | ЗНОМ-35-65 У1 Кл. т. 0,5 35000√3/100√3 Зав. № 1353992; Зав. № 1354059; Зав. № 1354007 | A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01156645 | RTU-325L- E2-512-M2- B2 Зав. № 004483 | активная реактивная | ±1,1 ±2,7 | ±3,0 ±4,7 |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения 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 $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2) I_{ном}$, частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40°C до $+50^\circ\text{C}$; счетчиков - от $+18^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$; УСПД - от $+10^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$; ИВК - от $+10^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,05$ мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2) I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70°C .
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 \div 1,2) I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха:
 - для счётчиков электроэнергии Альфа А1800 от минус 40°C до плюс 65°C ;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0°C до $+40^\circ\text{C}$;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;
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 на ЗАО "Амурский уголь" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД RTU-325L-E2-512-M2-B2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ 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; 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 - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 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) ЗАО "Амурский уголь" 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 | ТФЗМ-35А-У1 | 26417-04 | 8 |
| Трансформатор напряжения | ЗНОМ-35-65 У1 | 912-05 | 6 |
| Счётчик электрической энергии | A1802RAL-P4GB-DW-4 | 31857-06 | 4 |
| Устройство сбора и передачи данных | RTU-325L-E2-512-M2-B2 | 37288-08 | 1 |
| Программное обеспечение | "Метроскоп" | - | 1 |
| Методика поверки | - | - | 1 |
| Формуляр | - | - | 1 |
| Руководство по эксплуатации | - | - | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 54077-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "Амурский уголь". Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2013 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-11 «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»;
- Альфа А1800 – по документу МП 2203-0042-2006 "Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки";
- 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 счётчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ЗАО "Амурский уголь", аттестованной ФГУП "ВНИИ метрологической службы", аттестат об аккредитации № 01.00225-2008 от 25.09.2008 г., 119361, Москва, ул. Озерная, 46.

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

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.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «МИР»
ООО «НПО «МИР»

Юридический адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Почтовый адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Тел.: (3812) 61-95-75, 26-45-02

Факс: (3812) 61-95-75, 26-45-02

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

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2013 г.