



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 46378

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции
"Дабан" Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО "Российские Железные
Дороги" в границах Республики Бурятия**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 560

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Открытое акционерное общество "Российские Железные Дороги"
(ОАО "РЖД"), г.Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49777-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 49777-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **05 мая 2012 г. № 297**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004556

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Дабан" Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Бурятия

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Дабан" Восточно-Сибирской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Бурятия (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 трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - измерительные каналы (далее – ИК), включают в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчики активной и реактивной электроэнергии, шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 19495-03, зав. № 000902), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – ПО) "Альфа-Центр", с помощью которого решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов;

3-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее – ИВК), реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА", включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучёта, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

Измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации системного времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы 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. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчика согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с

Программное обеспечение

Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО "Альфа-Центр", включающее в себя модули "Альфа-Центр АРМ", "Альфа-Центр СУБД "Oracle", "Альфа-Центр Коммуникатор". С помощью ПО "Альфа-Центр" решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА", включающее в себя модуль "Энергия Альфа 2". С помощью ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1. - Сведения о программном обеспечении.

| Наименование ПО | Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм цифрового идентификатора ПО |
|-----------------|-----------------------------------|---|---|--------------------------------------|
| "Альфа-Центр" | "Альфа-Центр АРМ" | 4 | a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d | MD5 |
| "Альфа-Центр" | "Альфа-Центр СУБД "Oracle" | 9 | bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48 | MD5 |
| "Альфа-Центр" | "Альфа-Центр Коммуникатор" | 3 | 3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6 | MD5 |
| "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" | ПК "Энергия Альфа 2" | 2.0.0.2 | 17e63d59939159ef304b8ff63121df60 | MD5 |

- Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3,4 нормированы с учетом ПО;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных комплексов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

| № ИИК | Диспетчерское наименование точки учёта | Состав измерительно-информационных комплексов | | | | Вид электроэнергии |
|-------------------|---|---|--|--|--|------------------------|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии | УСПД | |
| ТП "Дабан" | | | | | | |
| 1 | Ввод №1 ВЛ-220 "Улькан-Дабан" УД-32 точка измерения №1 | ТБМО-220 УХЛ1 класс точности 0,2S КТТ=600/1 Зав. № 976; 981; 974 Госреестр № 27069-05 | НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,2 КТН=220000/√3/100/√3 Зав. № 1857; 1856; 1833 Госреестр № 20344-05 | А1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01219449 Госреестр № 31857-06 | RTU-327 зав. № 000902 Госреестр № 19495-03 | активная реактивная |
| 2 | Ввод №2 ВЛ-220 "Дабан - Северобайкальск" ДС-34 точка измерения №2 | ТБМО-220 УХЛ1 класс точности 0,2S КТТ=600/1 Зав. № 973; 983; 980 Госреестр № 27069-05 | НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,2 КТН=220000/√3/100/√3 Зав. № 1855; 1854; 1853 Госреестр № 20344-05 | А1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01219456 Госреестр № 31857-06 | | активная реактивная |
| 3 | Рабочая перемычка 220 кВ точка измерения №3 | ТБМО-220 УХЛ1 класс точности 0,2S КТТ=600/1 Зав. № 988; 978; 992 Госреестр № 27069-05 | НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,2 КТН=220000/√3/100/√3 Зав. № 1857; 1856; 1833 Госреестр № 20344-05 | А1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01219462 Госреестр № 31857-06 | | активная реактивная |
| 4 | Ремонтная перемычка 220 кВ точка измерения №4 | ТБМО-220 УХЛ1 класс точности 0,2S КТТ=600/1 Зав. № 966; 968; 982 Госреестр № 27069-05 | НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,2 КТН=220000/√3/100/√3 Зав. № 1855; 1854; 1853 Госреестр № 20344-05 | А1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01219435 Госреестр № 31857-06 | | активная реактивная |

Таблица 3. - Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

| Номер ИИК | Диапазон тока | Доверительные границы относительной погрешности результата измерений активной электроэнергии при доверительной вероятности P=0,95: | | | | | |
|--------------------------------------|--|--|----------------------|---------------------|---|----------------------|---------------------|
| | | Основная относительная погрешность ИИК, ($\pm d$), % | | | Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), % | | |
| | | cos φ = 1,0 | cos φ = 0,87 | cos φ = 0,8 | cos φ = 1,0 | cos φ = 0,87 | cos φ = 0,8 |
| 1-4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S) | $0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$ | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,3 |
| | $0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$ | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 1,0 |
| | $0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$ | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |

Таблица 4. - Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

| Номер ИИК | Диапазон тока | Доверительные границы относительной погрешности результата измерений реактивной электроэнергии при доверительной вероятности P=0,95: | | | |
|-------------------------------------|------------------------------------|--|---|---|---|
| | | Основная относительная погрешность ИИК, ($\pm d$), % | | Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), % | |
| | | cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5) | cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6) | cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5) | cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6) |
| 1-4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5) | $0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$ | 2,4 | 2,1 | 3,2 | 2,8 |
| | $0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$ | 1,5 | 1,3 | 1,9 | 1,7 |
| | $0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 1,1 | 0,9 | 1,3 | 1,2 |
| | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$ | 1,0 | 0,9 | 1,2 | 1,1 |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - $(0,99 - 1,01)U_{Н}$;
- диапазон силы тока - $(0,01 - 1,2)I_{Н}$;
- диапазон коэффициента мощности cos φ (sin φ) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; ИВКЭ - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{Н1}$; коэффициент мощности cos φ (sin φ) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии Альфа А1800:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{H2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83.
 5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных 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;
- счетчик – среднее время наработки на отказ не менее 120 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – не менее 30 лет;

- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Дабан" Восточно-Сибирской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Бурятия типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Кол-во, шт. |
|--|-------------|
| Трансформаторы тока ТБМО-220 УХЛ1 | 12 |
| Трансформаторы напряжения | 6 |
| Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД типа RTU-300 | 1 |
| Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800 | 4 |
| Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника | 1 |
| Сервер управления HP ML 360 G5 | 1 |
| Сервер основной БД HP ML 570 G4 | 1 |
| Сервер резервный БД HP ML 570 G4 | 1 |
| Методика поверки | 1 |
| Формуляр | 1 |
| Инструкция по эксплуатации | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 49777-12 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Дабан" Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Бурятия. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в январе 2011 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 8.216-88 "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";

- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Альфа А1800 - по документу МП 2203-0042-2006 "Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки."
- УСПД RTU-300 – по документу "Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. 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 счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе АУВП.411711.650.ЭД.ИЭ "Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО "Бурятэнерго" Восточно-Сибирской железной дороги".

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Дабан" Восточно-Сибирской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Бурятия

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.
4. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия
5. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. 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.
7. АУВП.411711.650.ЭД.ИЭ "Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО "Бурятэнерго" Восточно-Сибирской железной дороги".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество "Российские Железные Дороги"
(ОАО "РЖД")

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2

Тел.: (499) 262-60-55

Факс: (499) 262-60-55

e-mail: info@rzd.ru

<http://www.rzd.ru/>

Заявитель

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

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Почтовый адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел. (495) 620-08-38

Факс (495) 620-08-48

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

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П. "_____" _____ 2012 г.