



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.004.A № 46594**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции  
"Инзер" Куйбышевской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги"  
в границах Республики Башкортостан**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 451**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

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

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49976-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 49976-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **29 мая 2012 г. № 373**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 004787

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Инзер" Куйбышевской ЖД - филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Башкортостан

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Инзер" Куйбышевской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Башкортостан (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. № 01532), 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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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  $\pm 2$  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  $\pm 5$  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 ИК 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 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ

| № ИИК             | Диспетчерское наименование точки учёта | Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ   |   |  |   | Вид электроэнергии     |
|-------------------|--|---|---|--|---|------------------------|
|                   |  | Трансформатор тока  | Трансформатор напряжения  | Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии            | УСПД  |                        |
| 1                 | 2                                      | 3   | 4   | 5  | 6   | 7                      |
| <b>ТП "Инзер"</b> |  |   |   |  |   |                        |
| 1                 | Ввод1-110кВ точка измерения №21        | ТГФМ-110П*<br>класс точности 0,2S<br>Ктт=400/1<br>Зав. № 6148; 6139; 6134<br>Госреестр № 36672-08 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 5720; 5716;<br>5698<br>Госреестр № 24218-08 | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>класс точности 0,2S/0,5<br>Зав. № 0803112246<br>Госреестр № 36697-08 | RTU-327<br>зав. № 01532<br>Госреестр № 19495-03 | активная<br>реактивная |
| 2                 | Ввод2-110кВ точка измерения №22        | ТГФМ-110П*<br>класс точности 0,2S<br>Ктт=400/1<br>Зав. № 6151; 6137; 6140<br>Госреестр № 36672-08 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 5562; 5563;<br>5719<br>Госреестр № 24218-08 | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>класс точности 0,2S/0,5<br>Зав. № 0803111662<br>Госреестр № 36697-08 |   | активная<br>реактивная |
| 3                 | Ввод3-110кВ точка измерения №23        | ТГФМ-110П*<br>класс точности 0,2S<br>Ктт=300/1<br>Зав. № 6055; 6047; 6053<br>Госреестр № 36672-08 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 5720; 5716;<br>5698<br>Госреестр № 24218-08 | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>класс точности 0,2S/0,5<br>Зав. № 0803112302<br>Госреестр № 36697-08 |   | активная<br>реактивная |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2                                     | 3   | 4   | 5   | 6  | 7                      |
|---|---------------------------------------|---|---|---|--|------------------------|
| 4 | Ввод4-110кВ<br>точка измерения<br>№24 | ТГФМ-110П*<br>класс точности 0,2S<br>Ктт=300/1<br>Зав. № 6060; 6064; 6056<br>Госреестр № 36672-08 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 5562; 5563;<br>5719<br>Госреестр № 24218-08 | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>класс точности<br>0,2S/0,5<br>Зав. № 0803111713<br>Госреестр № 36697-08 | RTU-327<br>зав. № 01532<br>Госреестр<br>№ 19495-03 | активная<br>реактивная |
| 5 | Т1-110кВ<br>точка измерения<br>№26    | ТГФМ-110П*<br>класс точности 0,2S<br>Ктт=150/1<br>Зав. № 6121; 6122; 6119<br>Госреестр № 36672-08 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 5720; 5716;<br>5698<br>Госреестр № 24218-08 | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>класс точности<br>0,2S/0,5<br>Зав. № 0803112330<br>Госреестр № 36697-08 |  | активная<br>реактивная |
| 6 | Т2-110кВ<br>точка измерения<br>№27    | ТГФМ-110П*<br>класс точности 0,2S<br>Ктт=150/1<br>Зав. № 6127; 6131; 6116<br>Госреестр № 36672-08 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 5562; 5563;<br>5719<br>Госреестр № 24218-08 | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>класс точности<br>0,2S/0,5<br>Зав. № 0803111706<br>Госреестр № 36697-08 |  | активная<br>реактивная |
| 7 | ОВ-110кВ<br>точка измерения<br>№25    | ТГФМ-110П*<br>класс точности 0,2S<br>Ктт=400/1<br>Зав. № 6145; 6141; 6135<br>Госреестр № 36672-08 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 5720; 5716;<br>5698<br>Госреестр № 24218-08 | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>класс точности<br>0,2S/0,5<br>Зав. № 0803112225<br>Госреестр № 36697-08 |  | активная<br>реактивная |

Таблица 3. - Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

| Номер ИИК                            | Диапазон значений силы 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, $(\pm d)$ , % |                       |                      |
|                                      |  | $\cos \varphi = 1,0$  | $\cos \varphi = 0,87$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 1,0$   | $\cos \varphi = 0,87$ | $\cos \varphi = 0,8$ |
| 1                                    | 2  | 3   | 4                     | 5                    | 6  | 7                     | 8                    |
| 1-7<br>(ТТ 0,2S; ТН 0,2;<br>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                  | 0,8  | 0,8                   | 0,9                  |
|                                      | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$         | 0,5   | 0,6                   | 0,6                  | 0,8  | 0,8                   | 0,9                  |

Таблица 4. - Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

| Номер ИИК                           | Диапазон значений силы 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, $(\pm d)$ , % |  |
|                                     |                                    | $\cos \varphi = 0,87$<br>( $\sin \varphi = 0,5$ )   | $\cos \varphi = 0,8$<br>( $\sin \varphi = 0,6$ ) | $\cos \varphi = 0,87$<br>( $\sin \varphi = 0,5$ )                            | $\cos \varphi = 0,8$<br>( $\sin \varphi = 0,6$ ) |
| 1                                   | 2                                  | 3   | 4  | 5  | 6  |
| 1-7<br>(ТТ 0,2S; ТН 0,2;<br>Сч 0,5) | $0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$ | 2,1   | 1,8  | 2,5  | 2,3  |
|                                     | $0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$  | 1,6   | 1,4  | 2,1  | 1,9  |
|                                     | $0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$      | 1,1   | 1,0  | 1,8  | 1,7  |
|                                     | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$   | 1,1   | 1,0  | 1,8  | 1,7  |

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  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) - 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  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  - 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 СЭТ-4ТМ.03М:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,01 - 1,2)I_{н2}$ ; 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 Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

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 140000 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 "Инзер" Куйбышевской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Башкортостан 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. |
|--|-------------|
| 1  | 2           |
| Трансформаторы тока ТГФМ-110П*   | 21          |
| Трансформаторы напряжения антирезонансные НАМИ-110 УХЛ1                                      | 6           |
| Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД типа RTU-300 | 1           |
| Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М                               | 7           |
| 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 49976-12 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Инзер" Куйбышевской ЖД - филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Башкортостан. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в марте 2012 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»;
- СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- 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.411711.040.ЭД.ИЭ "Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО "Башкирэнерго" Куйбышевской железной дороги".

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

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

8. АУВП.411711.040.ЭД.ИЭ "Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО "Башкирэнерго" Куйбышевской 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](mailto: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.