

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) RTU-327, выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень Центра сбора данных АИИС КУЭ, и содержит программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР», 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-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее по тексту – 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 энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех измерительных каналах;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в заинтересованные организации; обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков 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 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 шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации 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 ИВК, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на ± 1 с.

Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с. Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

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. Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО "АльфаЦЕНТР", включающее в себя модули "АльфаЦЕНТР АРМ", "АльфаЦЕНТР СУБД "ORACLE", "АльфаЦЕНТР Коммуникатор". С помощью ПО "АльфаЦЕНТР" 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.

Таблица 1 – Сведения о программном обеспечении

| Идентификационное наименование программного обеспечения | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Идентификационное наименование файла программного обеспечения | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| "АльфаЦЕНТР" | 4 | a65bae8d7150931f811c fbc6e4c7189d | "АльфаЦЕНТР АРМ" | MD5 |
| "АльфаЦЕНТР" | 9 | bb640e93f359bab15a02 979e24d5ed48 | "АльфаЦЕНТР СУБД "ORACLE" | |
| "АльфаЦЕНТР" | 3 | 3ef7fb23cf160f566021b f19264ca8d6 | "АльфаЦЕНТР Ком- муникатор" | |
| "ЭНЕРГИЯ- АЛЬФА" | 2.0.0.2 | 17e63d59939159ef304b 8ff63121df60 | ПК "Энергия-Альфа 2" | |

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3 нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области приведен в таблице 2.

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

| № ИК | Наименование объекта | Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ | | | |
|------|------------------------|---|--|---|---|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счетчик | УСПД |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | ТП «Дупленская», В1-35 | ТФЗМ 35Б-I У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 45232; 44983 Госреестр № 26419-08 | НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 39 Госреестр № 19813-09 | ЕА02RAL-P1В-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01138977 Госреестр № 16666-97 | RTU-327 Зав. № 001132 Госреестр № 41907-09 |
| 2 | ТП «Дупленская», В2-35 | ТФЗМ 35Б-I У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 46011; 45541 Госреестр № 26419-08 | НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 39 Госреестр № 19813-09 | ЕА02RAL-P1В-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01138938 Госреестр № 16666-97 | |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|----|------------------------------|---|---|---|---|
| 3 | ТП «Дупленская», В1-10 | ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 6732; 6755 Госреестр № 25433-08 | НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 398 Госреестр № 20186-05 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01139039 Госреестр № 16666-97 | RTU-327 Зав. № 001506 Госреестр № 41907-09 |
| 4 | ТП «Дупленская», В2-10 | ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 6745; 6600 Госреестр № 25433-08 | НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1278 Госреестр № 20186-05 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01138861 Госреестр № 16666-97 | |
| 5 | ТП «Коченево», В1-10 | ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 5483; 6373 Госреестр № 25433-08 | ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 15998; 15990; 16993 Госреестр № 03344-04 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01136652 Госреестр № 16666-97 | |
| 6 | ТП «Коченево», В2-10 | ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 6375; 6397 Госреестр № 25433-08 | ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 15988; 15984; 15977 Госреестр № 03344-04 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01138918 Госреестр № 16666-97 | |
| 7 | ТП «Коченево», В1-35 | ТФЗМ 35Б-1 У1 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 44730; 44711 Госреестр № 26419-08 | НОМ-35-66 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 721199; 731156; 734496 Госреестр № 187-05 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01136734 Госреестр № 16666-97 | |
| 8 | ТП «Коченево», В2-35 | ТФЗМ 35Б-1 У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 44659; 44672 Госреестр № 26419-08 | НОМ-35-66 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 721199; 731156; 734496 Госреестр № 187-05 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01136730 Госреестр № 16666-97 | |
| 9 | ТП «Лесная Поляна», В1-10 | ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 6408; 6404 Госреестр № 25433-08 | НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 517 Госреестр № 20186-05 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01136740 Госреестр № 16666-97 | |
| 10 | ТП «Лесная Поляна», В2-10 | ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 6683; 6684 Госреестр № 25433-08 | НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 508 Госреестр № 20186-05 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01136685 Госреестр № 16666-97 | |
| 11 | ТП «Чик», В1-10 | ТЛО-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 5478; 6372 Госреестр № 25433-08 | НАМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 321 Госреестр № 11094-87 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01136697 Госреестр № 16666-97 | |
| 12 | ТП «Чик», В2-10 | ТЛО-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 5481; 6349 Госреестр № 25433-08 | НАМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 337 Госреестр № 11094-87 | ЕА02RAL-P1B-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01136691 Госреестр № 16666-97 | |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|----|--------------------------|---|--|---|---|
| 13 | ТП «Чик», В1-35 | ТФЗМ 35Б-И У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 42647; 42712 Госреестр № 26419-08 | НОМ-35-66 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 664998; 586079; 664974 Госреестр № 187-05 | ЕА02РАL-Р1В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01136757 Госреестр № 16666-97 | RTU-327 Зав. № 001506 Госреестр № 41907-09 |
| 14 | ТП «Чик», В2-35 | ТФЗМ 35Б-И У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 43477; 43564 Госреестр № 26419-08 | НОМ-35-66 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 664998; 586079; 664974 Госреестр № 187-05 | ЕА02РАL-Р1В-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01136718 Госреестр № 16666-97 | |
| 15 | ТП «Чулымская», В1-10 | ТЛЮ-10 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 6637; 6713 Госреестр № 25433-08 | НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 14 Госреестр № 831-69 | ЕА02РАL-Р1В-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01138870 Госреестр № 16666-97 | |
| 16 | ТП «Чулымская», В2-10 | ТЛЮ-10 кл.т 0,2S Ктт = 750/5 Зав. № 15834; 15836 Госреестр № 25433-08 | НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 370 Госреестр № 831-69 | ЕА02РАL-Р1В-3 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01138911 Госреестр № 16666-97 | |

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

| Номер ИК | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), % | | | |
|--|------|---|---|---|--|
| | | d _{1(2)%} , | d _{5%} , | d _{20%} , | d _{100%} , |
| | | I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5%} | I _{5%} £ I _{изм} < I _{20%} | I _{20%} £ I _{изм} < I _{100%} | I _{100%} £ I _{изм} £ I _{120%} |
| 1, 2, 7, 8, 11 – 14 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5) | 1,0 | - | ±1,9 | ±1,2 | ±1,0 |
| | 0,9 | - | ±2,4 | ±1,4 | ±1,2 |
| | 0,8 | - | ±2,9 | ±1,7 | ±1,4 |
| | 0,7 | - | ±3,6 | ±2,0 | ±1,6 |
| | 0,5 | - | ±5,5 | ±3,0 | ±2,3 |
| 3 – 6, 9, 10, 15, 16, (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5) | 1,0 | ±1,3 | ±1,0 | ±0,9 | ±0,9 |
| | 0,9 | ±1,4 | ±1,0 | ±1,0 | ±1,0 |
| | 0,8 | ±1,5 | ±1,2 | ±1,1 | ±1,1 |
| | 0,7 | ±1,7 | ±1,3 | ±1,2 | ±1,2 |
| | 0,5 | ±2,4 | ±1,8 | ±1,6 | ±1,6 |
| Номер ИК | cosφ | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), % | | | |
| | | d _{1(2)%} , | d _{5%} , | d _{20%} , | d _{100%} , |
| | | I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5%} | I _{5%} £ I _{изм} < I _{20%} | I _{20%} £ I _{изм} < I _{100%} | I _{100%} £ I _{изм} £ I _{120%} |
| 1, 2, 7, 8, 11 – 14 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5) | 0,9 | - | ±6,3 | ±3,4 | ±2,5 |
| | 0,8 | - | ±4,3 | ±2,3 | ±1,7 |
| | 0,7 | - | ±3,4 | ±1,9 | ±1,4 |
| | 0,5 | - | ±2,4 | ±1,4 | ±1,1 |
| 3 – 6, 9, 10, 15, 16, (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5) | 0,9 | ±2,6 | ±1,8 | ±1,6 | ±1,6 |
| | 0,8 | ±1,8 | ±1,3 | ±1,1 | ±1,1 |
| | 0,7 | ±1,5 | ±1,1 | ±1,0 | ±1,0 |
| | 0,5 | ±1,2 | ±0,9 | ±0,8 | ±0,8 |

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

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

4 Нормальные условия эксплуатации:

- Параметры сети: диапазон напряжения - от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$; диапазон силы тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos j = 0,9$ инд; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;

- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40°C до плюс 50°C ; счетчиков - от плюс 18°C до плюс 25°C ; ИВКЭ - от плюс 10°C до плюс 30°C ; ИВК - от плюс 10°C до плюс 30°C ;

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

5 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока – от $0,01 I_{н1}$ до $1,2 I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) – от $0,5$ до $1,0$ (от $0,4$ до $0,9$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 30°C до плюс 35°C .

Для электросчетчиков:

- для счетчиков электроэнергии от минус 40°C до плюс 65°C ;

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н2}$ до $1,1 \cdot U_{н2}$;

- сила тока от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) от $0,5$ до $1,0$ (от $0,4$ до $0,9$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,5$ мТл.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на подстанции ОАО "РЖД" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов;

- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

- ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков $T_{в} \leq 2$ часа;

- для УСПД $T_{в} \leq 1$ час;

- для сервера $T_{в} \leq 1$ час;

- для компьютера АРМ $T_{в} \leq 1$ час;

- для модема $T_{в} \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;

- на счетчики предусмотрена возможность пломбирование крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчиков;

- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий

- фактов параметрирования счетчиков;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- серверах, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – до 30 лет при отсутствии питания;
- УСПД – хранение данных при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Обозначение (Тип) | Кол-во, шт. |
|--|-------------------|-------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Трансформатор тока | ТФЗМ 35Б-I У1 | 12 |
| Трансформатор тока | ТЛО-10 | 20 |
| Трансформатор напряжения | НАМИ-35 УХЛ1 | 1 |
| Трансформатор напряжения | НАМИ-10-95УХЛ2 | 4 |
| Трансформатор напряжения измерительный | ЗНОЛ.06 | 6 |
| Трансформатор напряжения | НОМ-35-66 | 6 |
| Трансформатор напряжения | НАМИ-10 | 2 |
| Трансформатор напряжения | НТМИ-10-66 | 2 |
| Счетчик электроэнергии многофункциональный | EA02RAL-P1B-3 | 15 |
| Счетчик электроэнергии многофункциональный | EA02RAL-P1B-4 | 1 |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 |
|--|-----------------------|---|
| Устройство сбора и передачи данных | RTU-327 | 1 |
| Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии | «АльфаЦЕНТР» | 1 |
| | «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» | 1 |
| Методика поверки | МП 1968/550-2014 | 1 |
| Паспорт-формуляр | АУВП.411711.560.ПС-ФО | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 1968/550-2014 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2014 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электроэнергии ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области». Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00252/101-2014 от 20.10.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Новосибирской области

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

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

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

Тел.: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)

117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях
утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«____» _____ 2014 г.