

## 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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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  $\pm 5$  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	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	"АльфаЦЕНТР АРМ"	MD5
"АльфаЦЕНТР"	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	"АльфаЦЕНТР СУБД "ORACLE"	
"АльфаЦЕНТР"	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	"АльфаЦЕНТР Коммуникатор"	
"ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА"	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	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-P1B-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-P1B-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-I 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-I 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-I 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	ЕА02RAL-P1B-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-I 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	ЕА02RAL-P1B-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	ЕА02RAL-P1B-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	ЕА02RAL-P1B-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 <sub>1(2)%</sub> ,	d <sub>5 %</sub> ,	d <sub>20 %</sub> ,	d <sub>100 %</sub> ,
		I <sub>1(2)%</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>5 %</sub>	I <sub>5 %</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>20 %</sub>	I <sub>20 %</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>100%</sub>	I <sub>100 %</sub> £ I <sub>изм</sub> £ I <sub>120%</sub>
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 <sub>1(2)%</sub> ,	d <sub>5 %</sub> ,	d <sub>20 %</sub> ,	d <sub>100 %</sub> ,
		I <sub>1(2)%</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>5 %</sub>	I <sub>5 %</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>20 %</sub>	I <sub>20 %</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>100%</sub>	I <sub>100 %</sub> £ I <sub>изм</sub> £ I <sub>120%</sub>
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  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $50^{\circ}\text{C}$ ; счетчиков - от плюс  $18^{\circ}\text{C}$  до плюс  $25^{\circ}\text{C}$ ; ИВКЭ - от плюс  $10^{\circ}\text{C}$  до плюс  $30^{\circ}\text{C}$ ; ИВК - от плюс  $10^{\circ}\text{C}$  до плюс  $30^{\circ}\text{C}$ ;

- 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  $30^{\circ}\text{C}$  до плюс  $35^{\circ}\text{C}$ .

Для электросчетчиков:

- для счетчиков электроэнергии от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $65^{\circ}\text{C}$ ;

- 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 одноступенчатый 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  $T_v \leq 2$  часа;

- для УСПД  $T_v \leq 1$  час;

- для сервера  $T_v \leq 1$  час;

- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;

- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;

- на счетчики предусмотрена возможность пломбирования 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°C, цена деления 1°C.

## 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](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

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.