

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги – филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги – филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее - ИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН), измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета (далее – ИВКЭ), реализованный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-327, выполняющий функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ ОАО «РЖД», 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 – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», УССВ-16HVS, УССВ-35HVS каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ).

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. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД RTU-327, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Далее по каналу связи,

организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в Центр сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов. Передача информации об энергопотреблении на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляет передачу полученных данных в виде xml-отчетов в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям ОРЭМ.

Передача информации, заверенной ЭЦП субъекта ОРЭ, от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в ПАК ОАО «АТС» и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все три уровня системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УССВ-16HVS, УССВ-35HVS, УСПД, счетчиков, Центра сбора данных ОАО «РЖД» и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Сравнение показаний часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и УССВ-16HVS происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов Центра сбора данных ОАО «РЖД» и УССВ-35HVS происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД RTU-327 и Центра сбора данных ОАО «РЖД» происходит при каждом сеансе связи УСПД – сервер. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД RTU-327 происходит с цикличностью один раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД RTU-327 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 используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1 - 3.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные, если имеются	ac_metrology.dll
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Другие идентификационные данные, если имеются	enalpha.exe

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Другие идентификационные данные, если имеются	enalpha.exe

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО ИВКЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные, если имеются	ac_metrology.dll

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 4.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 5, 6.

Таблица 4 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав ИК				Вид элект-роэнер-гии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Чишмы-тяга 110/35/10 кВ фидер №3-10 кВ	ТПЛ-10 УЗ класс точности 0,5 К _{ТТ} =100/5 Зав. №№ 2326, 3711 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Класс точности 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Зав.№ 81 Госреестр № 16687-07	ЕА05RL-P1В-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01137650 Госреестр № 16666-97	RTU-327 (Зав.№ 000529). Госреестр № 19495-03	актив-ная реак-тивная
2	ПС Чишмы-тяга 110/35/10 кВ фидер №1-ПЭ-10 кВ	ТЛО-10 класс точности 0,5 К _{ТТ} =100/5 Зав. №№ 1827, 2660 Госреестр № 25433-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Класс точности 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Зав.№ 2080 Госреестр № 16687-07	ЕА05RL-P1В-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01138239 Госреестр № 16666-97		актив-ная реак-тивная
3	ПС Чишмы-тяга 110/35/10 кВ фидер №4-ПЭ-10 кВ	ТПЛ-10 УЗ класс точности 0,5 К _{ТТ} =50/5 Зав. №№ 87606, 18234 Госреестр № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Класс точности 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Зав.№ 2080 Госреестр № 16687-07	ЕА05RL-P1В-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01098504 Госреестр № 16666-97		актив-ная реак-тивная
4	ПС Чишмы-тяга 110/35/10 кВ фидер №2-ПЭ-10 кВ	ТЛО-10 класс точности 0,2S К _{ТТ} =150/5 Зав. №№ 1696, 1699 Госреестр № 25433-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Класс точности 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Зав.№ 2080 Госреестр № 16687-07	ЕА05RL-P1В-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01138089 Госреестр № 16666-97		актив-ная реак-тивная
5	ПС Юша-тяга 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ 1СШ фидер №3-ДПР-27,5 кВ	ТФН-35М класс точности 0,5 К _{ТТ} =150/5 Зав. №№ 11670, 12247 Госреестр № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Класс точности 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Зав.№ 11035261, 1103529 Госреестр № 912-70	ЕА05RL-P1В-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01146556 Госреестр № 16666-97		актив-ная реак-тивная

Таблица 5

Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3,5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,87	-	2,5	1,5	1,2
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
	0,87	1,6	1,1	1,0	1,0
	0,8	1,7	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,3	1,9	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3,5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,8	-	4,7	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,8	3,5	2,2	1,7	1,6
	0,5	2,7	1,8	1,4	1,3

Таблица 6

Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3,5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	2,3	1,7	1,6
	0,87	-	2,9	2,0	1,8
	0,8	-	3,2	2,2	1,9
	0,5	-	5,7	3,4	2,7
4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	1,9	1,6	1,5	1,5
	0,87	2,1	1,7	1,7	1,7
	0,8	2,2	1,8	1,7	1,7
	0,5	2,8	2,5	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3,5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,8	-	5,2	3,0	2,5
	0,5	-	3,5	2,3	2,1
4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,8	5,1	3,2	2,2	2,1
	0,5	4,0	2,6	2,0	1,9

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - параметры сети: напряжение (от 0,99 до 1,01) U_n ; ток (от 1,0 до 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,8$ инд.; частота $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - температура окружающей среды: (23 ± 2) °С для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94; (20 ± 2) °С для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1) U_{n1}$; диапазон силы первичного тока (от 0,01(0,05) до 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности от $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 40 °С;
 - относительная влажность воздуха не более 98 % при 25 °С;
 - атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.
 - для счетчиков электрической энергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (от 0,9 до 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (от 0,01 до 1,2) I_{n2} ; диапазон коэффициента мощности от $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха для ЕвроАЛЬФА от минус 40 °С до 70 °С;
 - относительная влажность воздуха не более 90 % при 30 °С;
 - атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.
 - для аппаратуры передачи и обработки данных:
 - параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха от 10 °С до 25 °С;
 - относительная влажность воздуха не более 80 % при 20 °С;
 - атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5\% I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 5 °С до 35 °С.
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 4. Допускается замена УССВ, УСПД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч;
- УССВ-16HVS – среднее время наработки на отказ не менее 44000 часов;
- УССВ-35HVS – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

- ИВК «АльфаЦЕНТР» – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД RTU-327 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;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – 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 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).
-

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6

Наименование	Тип	Кол-во, шт
Трансформатор тока	ТПЛ-10 УЗ	4
	ТЛО-10	4
	ТФН-35М	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	2
	ЗНОМ-35-65	2
Счётчик электрической энергии	ЕвроАЛЬФА	5
Устройство синхронизации времени	УССВ-16HVS	1
Устройство синхронизации времени	УССВ-35HVS	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	HP ProLiant BL460c G7	1
Сервер управления ОАО «РДЖ»	HP ML 360 G5	1
Сервер БД ОАО «РДЖ»	HP ML 570 G4	2
Методика поверки	-	1
Паспорт - формуляр	13526821.4611.042.ЭД.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61810-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги – филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электроэнергии классов точности 0,5S – по методики поверки с помощью установок МК6800, МК6801;
- счетчиков электроэнергии классов точности 1,0 – по методики поверки с помощью установок ЦУ 6800;
- для УСПД RTU-300 – по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- 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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 13526821.4611.042.ПЕ «Технорабочий проект системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги – филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан

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

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.

Изготовитель

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

ИНН 770628412

105066, г. Москва, ул. Ольховская д.27, стр.3

Тел.: (495) 926-99-00

Факс: (495) 280-04-50

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПК» (ООО «НПК»)

Юридический адрес: 455000, Челябинская область, г. Магнитогорск, ул. Калинина, 25-17

Тел: (3519) 49-74-47

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С. С. Голубев

М.п. «____» _____ 2015 г.