

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Белгородской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Белгородской 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 распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа «Альфа Плюс» класса точности 0,5S (в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94), класса точности 1,0 (в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83) типа «ЕвроАльфа» класса точности 0,2S и 0,5S (в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94), класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83), 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 № 41907-09, зав. № 000777), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – 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-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее – ИВК) включает в себя: серверное оборудование (серверы сбора данных – основной и резервный, сервер управления), каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучёта, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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 цифровые сигналы. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах 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, 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 времени (УСВ) на основе приемника GPS типа УССВ-35LVS (35HVS). УСВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога (рассинхронизации) ± 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 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 ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
"АльфаЦЕНТР"	4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	"АльфаЦЕНТР АРМ"	MD5
"АльфаЦЕНТР"	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	"АльфаЦЕНТР СУБД "Oracle""	MD5
"АльфаЦЕНТР"	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	"АльфаЦЕНТР Коммуникатор"	MD5
"ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА"	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	"Энергия Альфа 2"	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4 нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по МИ 3286-2010

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

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

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
ТП «Беломестное»						
1	Ф - 4 10 кВ точка измерения № 1	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=200/5 Зав. № 10160; 9260; 10168 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 4951; 4912; 4572 Госреестр № 3344-04	A2R-4-AL-C29-T+ класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01100003 Госреестр № 14555-02	RTU-327 зав. № 000777 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
2	Ф - 2 10 кВ точка измерения № 2	ТЛО-10 класс точности 0,2S; Ктт=200/5; Зав. № 10155; 9272; 10157 Госреестр № 25433-03;	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 4951; 4912; 4572 Госреестр № 3344-04	A2R-4-AL-C29-T+ класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01100113 Госреестр № 14555-02		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	Ф - 1 10 кВ точка измерения № 3	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=200/5 Зав. № 7052; 7053; 7047 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 9002; 4591; 7084 Госреестр № 3344-04	A2R-4-AL-C29-T+ класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01100052 Госреестр № 14555-02	RTU-327 зав. № 000777 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
ТП «Долбино»						
4	Ф - 4 10 кВ точка измерения № 4	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=200/5 Зав. № 7054; 9220; 7048 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 18707; 4927; 2782 Госреестр № 3344-04	EA02RAL-B-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01100264 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 000777 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
5	Ф - 3 10 кВ точка измерения № 5	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=200/5 Зав. № 7051; 9211; 7046 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 20242; 4612; 8048 Госреестр № 3344-04	EA02RAL-B-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01100220 Госреестр № 16666-97		активная реактивная
ТП «Сажное»						
6	Ф – РП - 1 10 кВ точка измерения № 6	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=200/5 Зав. № 10162; 10960; 7238 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 4761; 4761; 4761 Госреестр № 11094-87	EA02RAL-B-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01100210 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 000777 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
ТП «Прохоровка»						
7	Ф - ВЛ2 10 кВ точка измерения № 7	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=200/5 Зав. № 10164; 10163; 10171 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 6096; 6096; 6096 Госреестр № 11094-87	A2R-4-AL-C29-T+ класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01100095 Госреестр № 14555-02	RTU-327 зав. № 000777 Госреестр № 41907-09	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	Ф - ВЛ8 10 кВ точка измерения № 8	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=200/5 Зав. № 7055; 7049; 7050 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 6108; 6108; 6108 Госреестр № 11094-87	A2R-4-AL-C29-T+ класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01100046 Госреестр № 14555-02	RTU-327 зав. № 000777 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
ТП «Палатовка»						
9	Ф - 8 10 кВ точка измерения № 9	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=100/5 Зав. № 2698; 10095; 2747 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 16714; 16902; 9736 Госреестр № 3344-04	EA05L-P2B-3 класс точности 0,5S/- Зав. № 01085477 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 000777 Госреестр № 41907-09	активная
10	Ф - 7 10 кВ точка измерения № 10	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=150/5 Зав. № 9397; 9401; 9399 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 1413; 18129; 9628 Госреестр № 3344-04	EA05L-P2B-3 класс точности 0,5S/- Зав. № 01085546 Госреестр № 16666-97		активная
11	Ф - 6 10 кВ точка измерения № 11	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=100/5 Зав. № 12820; 10096; 15805 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 1413; 18129; 9628 Госреестр № 3344-04	EA05L-P2B-3 класс точности 0,5S/- Зав. № 01085426 Госреестр № 16666-97		активная
12	Ф - 5 10 кВ точка измерения № 12	ТПОЛ-10 класс точности 0,5 Ктт=800/5 Зав. № 8009; 9595 Госреестр № 1261-02	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 16714; 16902; 9736 Госреестр № 3344-04	EA05L-P2B-3 класс точности 0,5S/- Зав. № 01085512 Госреестр № 16666-97		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	Ф - 3 10 кВ точка измерения № 13	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=300/5 Зав. № 4212; 4213; 4211 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 16714; 16902; 9736 Госреестр № 3344-04	EA05L-P2B-3 класс точности 0,5S/- Зав. № 01085470 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 000777 Госреестр № 41907-09	активная
14	Ф - 2 10 кВ точка измерения № 14	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=100/5 Зав. № 2729; 2744; 2670 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1413; 18129; 9628 Госреестр № 3344-04	EA05L-P2B-3 класс точности 0,5S/- Зав. № 01085352 Госреестр № 16666-97		активная
15	Ф - 1 10 кВ точка измерения № 15	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=75/5 Зав. № 5787; 5782; 5790 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1413; 18129; 9628 Госреестр № 3344-04	EA05L-P2B-3 класс точности 0,5S/- Зав. № 01085355 Госреестр № 16666-97		активная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 - 3 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	1,5	1,6	1,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6
4 - 6 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1
7, 8 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	1,5	1,6	1,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6
Для ИК со счётчиками активной энергии							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,5$		
9 - 11, 13 - 15 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	2,3	1,9	2,7		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,9	1,5	2,3		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,5	1,5	2,0		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,5	1,5	2,0		
12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	5,5	2,2	5,7		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	3,0	1,7	3,3		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	2,3	1,5	2,6		

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %	
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)
1	2	3	4	5	6
1 - 3 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	3,5	5,9	5,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	2,2	3,5	3,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,7	2,4	2,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,6	2,2	2,1
4 - 6 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,7	2,3	3,4	2,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,9	1,6	2,2	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,5	1,3	1,7	1,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,5	1,3	1,7	1,4
7, 8 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	3,5	5,9	5,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	2,2	3,5	3,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,7	2,4	2,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,6	2,2	2,1

Примечания:

- Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.
- Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- 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 $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ 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.
- Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{H1}$ до $1,1 U_{H1}$; диапазон силы первичного тока – от $0,01 I_{H1}$ до $1,2 I_{H1}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 30°C до плюс 35°C .

Для счетчиков электроэнергии «Альфа Плюс», «ЕвроАльфа»:

 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{H2}$ до $1,1 \cdot U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{H2}$ до $1,2 \cdot I_{H2}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные 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 50000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.
- УССВ-35HVS – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

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 – до 5 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 Юго-Восточной ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Белгородской области 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 ТЛО-10	10
Трансформаторы тока ТЛО-10	32
Трансформаторы тока ТПОЛ-10	2
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06	36
Трансформаторы напряжения НАМИ-10	9
УСПД типа RTU-327	1
Счётчики электроэнергии многофункциональные типа Альфа	5
Счётчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа	10
Сервер управления НР ML 360 G5	1
Сервер основной БД НР ML 570 G4	1
Сервер резервный БД НР ML 570 G4	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1702/500-2013 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Белгородской области». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 11.10.2013 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» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков «Альфа Плюс» - по документу «Многофункциональные счётчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки», утверждённому ВНИИМ им. Д.И. Менделеева
- «ЕвроАльфа» - по документу «Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- для УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии 1ЧТ1-327.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), 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 «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Белгородской области.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Белгородской области

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. АУВП.411711.900.ЭД.ИЭ «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО «Белгородэнерго» Юго-Восточной железной дороги».
7. ТУ 4228-011-29056091-11 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские Железные Дороги»
(ОАО «РЖД»)

Юридический 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.: (495) 620-08-38

Факс: (495) 620-08-48

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Тел.: (495) 544-00-00, (499) 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс: (499) 124-99-96

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 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. " ____ " _____ 2013 г.