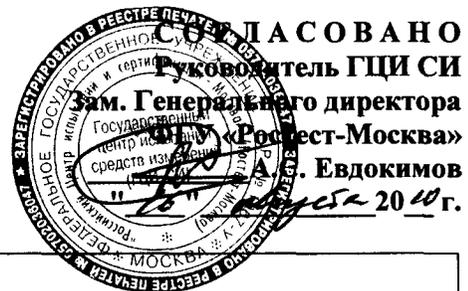


## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



**СЕРТИФИЦИРОВАНО**  
Руководитель ГЦИ СИ  
Зам. Генерального директора  
ФЦСИ «Росест-Москва»  
С. Евдокимов  
20 10 г.

<p><b>Система автоматизированная информаци- онно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций ОАО "Российские Железные Дороги" в границах ОАО "Брянскэнерго"</b></p>	<p><b>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>33359-06</u></b></p>
--	--

Изготовлена ОАО "Российские Железные Дороги" г. Москва для коммерческого учёта электроэнергии на объектах ОАО «Российские Железные Дороги» по проектной документации ООО "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ", г. Москва заводской номер 218.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций ОАО "Российские Железные Дороги" в границах ОАО "Брянскэнерго" (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- 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 (коррекция времени).

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения:

1-ый уровень - измерительные каналы (ИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S и 0,5, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2 и 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии ЕвроАЛЬФА класса точности 0,2S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), ЕвроАЛЬФА и СЭТ-4ТМ.02.02 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии) и Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, образующие 36 измерительных каналов системы по количеству точек учета электроэнергии;

2-ой уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс, состоящий из двух подуровней: информационно-вычислительного комплекса регионального Центра энергоучета, реализованного на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327), выполняющего функции сбора и хранения результатов измерений, и информационно-вычислительного комплекса Центра сбора данных АИИС КУЭ, реализованного на базе серверного оборудования (серверов сбора данных-основного и резервного, сервера управления), автоматизированного рабочего места администратора (АРМ), технических средств для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

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.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах, в частности в счётчиках, где происходит датирование измерений, с точностью не хуже  $\pm 5$  секунд/сутки. Синхронизация времени производится с помощью GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. В качестве приёмника сигналов GPS о точном астрономическом времени используются устройства синхронизации системного времени (УССВ), подключаемые к УСПД. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД, а от них – внутренние часы счетчиков, подключенных к УСПД. Уставка, при достижении которой происходит коррекция часов УСПД, Альфа-Центра в составе ИВК верхнего уровня и счетчиков, составляет 1 с. Синхронизация внутренних часов счетчика с верхним уровнем АИИС КУЭ происходит при каждом обращении (каждый сеанс связи). ПО позволяет назначить время суток, в которое можно производить коррекцию времени. Рекомендуется для этой операции назначить время с 00:00 до 03:00 часов. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1. Уровень ИВК АИ-ИС КУЭ реализован на базе устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327 (Госреестр №19495-03, зав. №000525) и Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии Альфа-Центр (Госреестр №20481-00).

Таблица 1 – Основные технические характеристики

№ п/п	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав измерительного канала			Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	
1	2	3	4	5	6
<b>ЭЧЭ-115 ТП "Жуковка"</b>					
1	Ввод 110 кВ точка измерения №1	ТФЗМ-110Б класс точности 0,5 Ктт=300/5 Зав. № б/н; б/н	НКФ-110 класс точности 0,5 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № б/н; б/н	EA05RAL-P1B-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01121791	активная реактивная
2	ПЭ Рославль 10 кВ точка измерения №3	ТПЛ-10 класс точности 0,5 Ктт=50/5 Зав. № 545774; 545778	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 1259	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01102043	активная реактивная
<b>ТП "Брянск-Восточный"</b>					
3	Ввод 1 ВЛ-110 кВ "Дормаш" точка измерения №64	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 4593; 4631; 4682	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 2148; 2131; 2118	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01182157	активная реактивная
4	Ввод 2 ВЛ-110 кВ "БРЭС" точка измерения №65	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 4680; 4676; 4685	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 1723; 1725; 2105	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01186625	активная реактивная
5	ТП-1-110 кВ точка измерения №66	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=150/1 Зав. № 4699; 4663; 4659	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 2148; 2131; 2118	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01182102	активная реактивная
6	ТП-2-110 кВ точка измерения №67	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=150/1 Зав. № 4664; 4658; 4673	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 1723; 1725; 2105	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01186597	активная реактивная
7	Ввод-1 35 кВ точка измерения №9	ТВТ-35 класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № б/н; б/н	НАМИ-35 класс точности 0,5 Ктн=35000/100 Зав. № 315	EA05RAL-BN-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01121848	активная реактивная
8	Ввод-2 35 кВ точка измерения №10	ТВТ-35 класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № б/н; б/н	НАМИ-35 класс точности 0,5 Ктн=35000/100 Зав. № 327	EA05RAL-BN-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01121759	активная реактивная
9	1-ая цепь ЛЭП Фокинская 35 кВ точка измерения №11	ТФН-35М; ТФНД-35М класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 2462; 18536	НАМИ-35 класс точности 0,5 Ктн=35000/100 Зав. № 315	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01138701	активная реактивная
10	2-ая цепь ЛЭП Фокинская 35 кВ точка измерения №12	ТФН-35М; ТФНД-35М класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 2362; 18537	НАМИ-35 класс точности 0,5 Ктн=35000/100 Зав. № 327	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01138585	активная реактивная

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
11	Блок 35 кВ точка измерения №13	ТФН-35М класс точности 0,5 Ктт=200/5 Зав. № 9243; 8808	НАМИ-35 класс точности 0,5 Ктн=35000/100 Зав. № 315	EA05RL-PIB-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01138625	активная реактивная
12	Ввод 1 27,5 кВ точка измерения №14	ТВДМ-35 класс точности 0,5 Ктт=1500/5 Зав. № 7393; 7393; 7393	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 877227; 891500	EA05RAL-BN-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01121786	активная реактивная
13	Ввод 2 27,5 кВ точка измерения №15	ТВДМ-35 класс точности 0,5 Ктт=1500/5 Зав. № 7402; 7402; 7402	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 877252; 855412	EA05RAL-BN-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01121859	активная реактивная
14	Ф-603 6 кВ точка измерения №20	ТВК-10 класс точности 0,5 Ктт=150/5 Зав. № 08504; 11520	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 1352	EA05RL-PIB-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01138630	активная реактивная
15	Ф-604 6 кВ точка измерения №21	ТВК-10 класс точности 0,5 Ктт=150/5 Зав. № 11488; 11484	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 1352	EA05RL-PIB-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01130557	активная реактивная
16	Ф-605 6 кВ точка измерения №22	ТЛМ-10 класс точности 0,5 Ктт=300/5 Зав. № 2721; 2729	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 1352	EA05RL-PIB-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01102279	активная реактивная
17	Ф-607 6 кВ точка измерения №24	ТВК-10 класс точности 0,5 Ктт=100/5 Зав. № 00647; 00551	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 1352	EA05RL-PIB-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01101919	активная реактивная
18	Жилой дом 0,23кВ точка измерения №32	Т-0,66 класс точности 0,5 Ктт=150/5 Зав. № 107594; 107499		EA05RL-PIB-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01138690	активная реактивная
<b>ЭЧЭ-116 ТП "Навля"</b>					
19	Ввод-1 35 кВ точка измерения №33	ТФНД-35М класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 5528; 10063; 5737	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 Зав. № 1405415; 1174438; 1350682	A1R-3-0L-C25-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01041020	активная реактивная
20	Ввод-2 35 кВ точка измерения №34	ТФН-35М класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 16938; 7004; 9901	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 Зав. № 880959; 880985; 881122	A1R-3-0L-C25-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01025347	активная реактивная
21	Ф.№2 35 кВ точка измерения №35	ТФНД-35М класс точности 0,5 Ктт=300/5 Зав. № 4947; 4916; 4384	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 Зав. № 1405415; 1174438; 1350682	A1R-3-0L-C25-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01025465	активная реактивная
22	Ф.№4 35 кВ точка измерения №37	ТФНД-35М класс точности 0,5 Ктт=300/5 Зав. № 992; 987; 991	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 Зав. № 880959; 880985; 881122	A1R-3-0L-C25-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01025345	активная реактивная
23	Ввод-1 27,5 кВ точка измерения №38	ТФН-35М класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 1403; 5854; 8975	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 855266; 855299	EA05RAL-BN-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01121795	активная реактивная

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
24	Ввод-2 27,5 кВ точка измерения №39	2хТФН-35М; ТФ3М-35А класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 9464; 48806; 8875	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 862584; 862666	ЕА05RAL-BN-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01121842	активная реактивная
<b>ЭЧЭ-117 ТП "Холмечи"</b>					
25	ВЛ-110кВ "Холмечи- Центральная- Западная" точка измерения №68	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 5137; 5143; 4725	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 3828; 3825; 3963	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 111080075	активная реактивная
26	ВЛ-110кВ "Холмечи- Центральная- Восточная" точка измерения №69	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 5144; 5090; 4729	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 3819; 3834; 3831	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 111080493	активная реактивная
27	ВЛ-110кВ "Холмечи- Суземка-Восточная" точка измерения №70	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 5075; 5086; 4500	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 3828; 3825; 3963	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 111080066	активная реактивная
28	ВЛ-110кВ "Холмечи- Суземка-Западная" точка измерения №71	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 5177; 5169; 4212	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 3819; 3834; 3831	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 111080169	активная реактивная
29	Ввод 110кВ транс- форматора Т1 точка измерения №72	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=100/1 Зав. № 4839; 4889; 4849	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 3828; 3825; 3963	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 111080118	активная реактивная
30	Ввод 110кВ транс- форматора Т2 точка измерения №73	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=100/1 Зав. № 4814; 4853; 4888	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 3819; 3834; 3831	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 111080071	активная реактивная
31	Ввод-1 27,5 кВ точка измерения №51	ТВ-35/10ХЛ класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 3046; 3046; 3046	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 85266; 855299	ЕА05RAL-BN-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01121819	активная реактивная
32	Ввод-2 27,5 кВ точка измерения №52	ТВ-35/10ХЛ класс точности 0,5 Ктт=600/5 Зав. № 3047; 3047; 3047	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 902052; 880548	ЕА05RAL-BN-4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01121860	активная реактивная
33	Ввод №1 10 кВ точка измерения №55	ТПЛ-10 класс точности 0,5 Ктт=300/5 Зав. № 11826; 11825	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 1825	А1R-3-0L-C25-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01085175	активная реактивная
34	Ввод №2 10 кВ точка измерения №56	ТПЛ-10 класс точности 0,5 Ктт=300/5 Зав. № 11830; 13415	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 1506	А1R-3-0L-C25-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01085177	активная реактивная
35	Ф.№1 10 кВ точка измерения №57	ТПЛМ-10 класс точности 0,5 Ктт=50/5 Зав. № 21260; 27824	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 1825	А1R-3-0L-C25-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01053470	активная реактивная
36	Ф.№2 10 кВ точка измерения №58	ТВЛМ-10 класс точности 0,5 Ктт=75/5 Зав. № 1884; 26063	НАМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 1506	А1R-3-0L-C25-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01053471	активная реактивная

Таблица 2. Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Метрологические характеристики ИК							
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учётной активной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:							
Номер точки измерения	диапазон тока	Основная погрешность ИК, ±%			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ±%		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 3, 9-15, 20-22, 24, 38, 39, 51, 52 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,5	2,9	2,2	2,8	3,2
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,2	1,5	1,7	1,7	1,9	2,1
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8
64-73 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; 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	0,7	0,8	0,8
32 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,7	2,4	2,8	2,1	2,7	3,1
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	1,3	1,5	1,5	1,8	1,9
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,8	1,0	1,1	1,4	1,6	1,6
33-35, 37, 55-58 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,5	2,8	1,9	2,5	2,9
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,4	1,6	1,2	1,5	1,7
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,1	1,2	1,0	1,2	1,4

Таблица 3. Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер точки измерения	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учётной реактивной энергии в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности P=0,95, ± %		
	диапазон тока	cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)
1	2	3	4
1, 3, 9-15, 20-22, 24, 38, 39, 51, 52 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	6,0	5,0
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	3,4	2,9
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,7	2,4
64-73 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,8	2,4
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,7	1,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,1
32 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,2	1,1
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	5,9	4,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	3,2	2,7
33-35, 37, 55-58 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,4	2,2
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	5,6	4,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	3,0	2,5
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,3	1,9

**Примечания:**

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. . Нормальные условия эксплуатации :
  - Параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,98 \div 1,02)U_{н}$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 \div 1,2)I_{н}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) – 0,87(0,5); частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от - 40°C до + 50°C; счетчиков - от + 18°C до + 25°C; ИВКЭ - от + 10°C до + 30°C; ИВК - от + 10°C до + 30°C;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  -  $0,8 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ .

Для электросчетчиков:

- для счётчиков электроэнергии "ЕвроАльфа" от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $70^{\circ}\text{C}$ ;
- для счётчиков электроэнергии "Альфа Плюс" от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $55^{\circ}\text{C}$ ;
- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,01(0,05 \div 1,2)I_{н2})$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  -  $0,8 \div 1,0(0,5 \div 0,6)$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $55^{\circ}\text{C}$ ;
- температура окружающего воздуха - от  $+10^{\circ}\text{C}$  до  $+30^{\circ}\text{C}$ ;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более -  $0,5$  мТл.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206, ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ТП ОАО "РЖД" в границах ОАО "Брянскэнерго" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а также других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно Приложению Б МИ 2999-2006.

Параметры надежности применяемых АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ ЕвроАЛЬФА – не менее 50000 часов; для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02.2 – не менее 90000 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:

- 1) параметрирования;
- 2) пропадания напряжения;
- 3) коррекция времени

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- 1) счетчика;
- 2) промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- 3) испытательной коробки;
- 4) УСПД;

- наличие защиты на программном уровне:

- 1) пароль на счетчике;
- 2) пароль на УСПД;
- 3) 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: для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА - не менее 5 лет при 25 °С, не менее 2 лет при 60 °С; для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 лет; для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02.2 – не менее года;
- 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций ОАО "Российские Железные Дороги" в границах ОАО "Брянскэнерго" типографским способом.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

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 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ тяговых подстанций ОАО "Российские Железные Дороги" в границах ОАО "Брянскэнерго".

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока	92
Трансформатор напряжения	38
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	1
Счётчик электрической энергии	36
Методика поверки	1

### ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций ОАО "Российские железные дороги" в границах ОАО "Брянскэнерго". Измерительные каналы. Методика поверки" МП 170/447-2005, утвержденная ФГУ "Ростест-Москва" в декабре 2005г.

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 2845-2003 "Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации";
- Счетчик "ЕвроАЛЬФА" - по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;
- Счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом мп-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800.

Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- Счетчик СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.; СЭТ-4ТМ.03 - по документу ИЛГШ.411151.124 РЭ1
- УСПД RTU-300 – по документу "Комплексы программно-аппаратных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20...+60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %, дискретность 0,1 %.

Межповерочный интервал - 4 года.

## **НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ**

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.

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

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206–94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S – 0,5S).

ГОСТ Р 52323-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки

ГОСТ 8.216-88 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.

МИ 2999-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа".

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП ОАО "РЖД" в границах ОАО "Брянскэнерго".

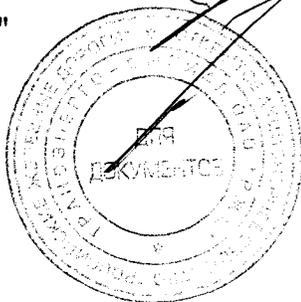
## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций ОАО "Российские железные дороги" в границах ОАО "Брянскэнерго" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

## ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "Российские Железные Дороги"  
Адрес 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2  
Тел. (495) 262-60-55  
Факс (495) 262-60-55  
e-mail: [info@rzd.ru](mailto:info@rzd.ru)  
<http://www.rzd.ru/>

Главный инженер  
"Трансэнерго" - филиал ОАО "РЖД"



В.В. Абрамов