


## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

	<p><b>СОГЛАСОВАНО</b> Руководитель ГЦИ СИ И.М. генерального директора «Ростест-Москва» А.С. Евдокимов _____ 2010 г.</p> 
<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Смоленской области</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>45312-10</u></p>

Изготовлена ОАО «Российские Железные Дороги», г. Москва по проектной документации Филиала ОАО «ИЦ ЕЭС»-«Фирма ОРГРЭС, г. Москва. Заводской номер 010.

### НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Смоленской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Смоленского РДУ, ОАО «ФСК-ЕЭС», в рамках согласованного регламента.

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

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ конструктивно выполненная на основе ИВК «Альфа Центр» (Госреестр № 20481-00) представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), состоящий из двух подуровней: информационно-вычислительного комплекса регионального Центра энергоучета (ИВК РЦЭ), 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 (ИВК ЦСД) 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.

АРМ представляет собой компьютер типа IBM PC настольного исполнения с операционной системой Windows и с установленным прикладным программным обеспечением (ПО) Альфа-Центр реализующим всю необходимую функциональность ИВК.

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).

Принцип действия:

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 РЦЭ, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК ЦСД.

В состав ПО АИИС КУЭ входит: Windows (АРМ ИВК), прикладное ПО – Альфа-Центр, реализующее всю необходимую функциональность ИВК, система управления базой данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени, также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи, которые используются при синхронизации времени.

Синхронизация времени производится с помощью GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования, входящего в комплект УССВ, подключаемого 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, 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.

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.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ  $\pm 5$  с/сут.

## МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1. Уровень ИВК АИИС КУЭ реализован на базе устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327 (Госреестр № 41907-09) и Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии Альфа-Центр (Госреестр № 20481-00).

Таблица 1 – Состав измерительных каналов

№ ИИК п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ПС ТП Вязьма Фидер 7-10кВ	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 62771; 17053 Госреестр № 1856-70	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1460; 1460; 1460 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1102209 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
2	ПС ТП Вязьма Фидер ВВ-1-10кВ	ТЛО-10 кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 13128; 2314 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1460; 1460; 1460 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1101984 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
3	ПС ТП Вязьма Фидер ВВ-2-10кВ	ТПОЛ 10 кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 13103; 2293 Госреестр № 1261-02	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1459; 1459; 1459 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5/1 Зав. № 1102325 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
4	ПС ТП Вязьма Фидер 8-10кВ	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 3158; 3174 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1459; 1459; 1459 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5/1 Зав. № 1101880 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
5	ПС ТП Вязьма Фидер Ф-10 (Депо-1)	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 3875; 3732 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1459; 1459; 1459 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5/1 Зав. № 1053209 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
6	ПС ТП Вязьма Фидер Ф-12 (Депо-2)	ТОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 15652; 15651 Госреестр № 1856-73	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1459; 1459; 1459 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5/1 Зав. № 1052820 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
7	ПС ТП Вязьма Фидер Ввод Т-4	ТФНД-35 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 9321; 8791 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1121858; 1381776 Госреестр № 912-54	EA05RL-BN-4 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1121785 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
8	ПС ТП Вязьма Фидер Ввод Т-3	ТФНД-35 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 10825; 11071 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1130645; 1131489 Госреестр № 912-54	EA05RL-BN-4 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1121813 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
9	ПС ТП Гагарин Фидер 8	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 36287; 35500 Госреестр № 2363-68	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1457; 1457; 1457 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1085099 Госреестр № 16666-97	активная реактивная

Продолжение таблицы 1 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6
10	ПС ТП Гагарин Фидер ПТ-2	ТБМО-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 2956; 2961; 2873 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктн = 110000/100 Зав. № 2287; 2392; 2390 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 108062108 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
11	ПС ТП Гагарин Фидер ПТ-1	ТБМО-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 2871; 2985; 2969 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктн = 110000/100 Зав. № 2423; 2416; 2253 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 104086296 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
12	ПС ТП Издешково Фидер ТП-1	ТБМО-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 150/1 Зав. № 2995 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 2159; 2169; 2995 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 108063178 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
13	ПС ТП Издешково Фидер ТП-2	НЕТ кл. т 0,2S Ктт = 150/ Зав. № 2996 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 2205; 2144; 2146 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 108063195 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
14	ПС ТП Мещерская Фидер ПТ-1	ТБМО-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 2964; 2973; 2983 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 179; 192; 256 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 108064097 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
15	ПС ТП Мещерская Фидер ПТ-2	ТБМО-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 2958; 2963; 2971 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 2394; 2386; 189 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 108061044 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
16	ПС ТП Мещерская Фидер 1	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 413; 426 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 У2 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 5227; 5227; 5227 Госреестр № 11094-87	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1102065 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
17	ПС ТП Мещерская Фидер 3	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1468; 2854 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 У2 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 5227; 5227; 5227 Госреестр № 11094-87	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1102003 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
18	ПС ТП Серго-Ивановская Фидер 2	ТПЛУ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 8880; 8806 Госреестр № 41376-09	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1463; 1463; 1463 Госреестр № 20186-00	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1053184 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
19	ПС ТП Серго-Ивановская Фидер 4	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 3736; 3763 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1463; 1463; 1463 Госреестр № 20186-00	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1049197 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
20	ПС ТП Серго-Ивановская Фидер ПТ-1	ТБМО-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 2960; 2959; 3004 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 2335; 2338; 2358 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 109066104 Госреестр № 27524-04	активная реактивная

Продолжение таблицы 1 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6
21	ПС ТП Серго-Ивановская Фидер ПТ-2	ТБМО-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 3008; 2966; 2968 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 2330; 2380; 2410 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 109065128 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
22	ПС ТП Милохово Фидер ТП-4	НЕТ кл. т 0,2S Ктт = 100/ Зав. № 2703 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 2408; 2398; 2319 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 108064061 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
23	ПС ТП Милохово Фидер ТП-3	ТБМО-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 2846; 2831; 2823 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 2408; 2398; 2319 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 108063075 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
24	ПС ТП Милохово Фидер Ввод -1,2 110кВ	ТБМО-110 УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 2709 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 2056; 2155; 2179 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 109060224 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
25	ПС ТП Ракитная Фидер Ввод Т-1,2 27,5кВ	ТФНД-35М кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 12282; 12280 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1143236; 1143234; 1139978 Госреестр № 912-07	ЕА05RAL-BN-4 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1121837 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
26	ПС ТП Ракитная Фидер Т-3 Ввод-1 27,5кВ	ТФНД-35М кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 12504; 12448 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1143236; 1143234; 1139978 Госреестр № 912-07	ЕА05RAL-BN-4 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1121889 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
27	ПС ТП Ракитная Фидер Т-3 Ввод-2 27,5 кВ	НЕТ кл. т 0,5 Ктт = 400/ Зав. № 19201; 12211 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1143236; 1143234; 1139978 Госреестр № 912-07	ЕА05RAL-BN-4 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1121837 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
28	ПС ТП Ракитная Фидер Т-4,5 Ввод-27,5 кВ	ТФНД-35М кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 12426; 12435 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1143236; 1143234; 1139978 Госреестр № 912-07	ЕА05RAL-BN-4 кл. т 0,5S/1 Зав. № 1121758 Госреестр № 16666-07	активная реактивная

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$ $I_{1(2)} \leq I_{ном} < I_5 \%$	$\delta_5 \%$ $I_5 \% \leq I_{ном} < I_{20} \%$	$\delta_{20\%}$ $I_{20\%} \leq I_{ном} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}$ $I_{100\%} \leq I_{ном} < I_{120\%}$
1 - 9, 18 - 19, 25 - 28  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
10 - 11  (ТТ 0,2S; ТН 0,2S; Сч 0,2S)	1,0	±1,1	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,7	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,3	±1,0	±1,0
12 - 15, 20 - 24  (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,0	±1,4	±1,2	±1,2
16 - 17  (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,5

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$ $I_{1(2)} \leq I_{ном} < I_5 \%$	$\delta_5 \%$ $I_5 \% \leq I_{ном} < I_{20} \%$	$\delta_{20\%}$ $I_{20\%} \leq I_{ном} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}$ $I_{100\%} \leq I_{ном} < I_{120\%}$
1 - 9, 18 - 19, 25 - 28  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,6	±4,2	±3,2
	0,8	-	±5,0	±2,9	±2,4
	0,7	-	±4,2	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,3	±2,2	±2,0
10 - 11  (ТТ 0,2S; ТН 0,2S; Сч 0,5)	0,9	±3,5	±2,0	±1,2	±1,2
	0,8	±2,5	±1,5	±1,0	±1,0
	0,7	±2,2	±1,4	±1,0	±1,0
	0,5	±1,9	±1,2	±0,9	±0,9
12 - 15, 20 - 24  (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,9	±3,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±2,6	±1,6	±1,1	±1,1
	0,7	±2,3	±1,4	±1,1	±1,0
	0,5	±1,9	±1,3	±1,0	±1,0
16 - 17  (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)	0,9	-	±7,5	±4,0	±2,9
	0,8	-	±4,9	±2,8	±2,2
	0,7	-	±4,2	±2,5	±2,1
	0,5	-	±3,2	±2,1	±1,9

**Примечания:**

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
  - напряжение питающей сети: напряжение  $(0,98...1,02) \cdot U_{ном}$ , ток  $(1 \pm 1,2) \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды  $(20\pm 5)$  °С.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети  $(0,9...1,1) \cdot U_{ном}$ , сила тока  $(0,01...1,2) \cdot I_{ном}$ ;
  - температура окружающей среды:
    - счетчики электроэнергии «ЕвроАльфа» от минус 40 °С до плюс 70 °С;
    - счетчики электроэнергии «СЭТ-4ТМ.03» от минус 40 °С до плюс 60 °С;
    - УСПД от плюс 5 до плюс 35 °С;
    - трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
    - трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.
5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 и ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 26035 и ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;
- счетчик электроэнергии " СЭТ-4ТМ.03" – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для УСПД  $T_v \leq 1$  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 устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.



Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" – до 5 лет при температуре 25 °С;
- счетчик электроэнергии «СЭТ-4ТМ.03» – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 3,7 месяца, при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

## **МЕСТО И СПОСОБ НАНЕСЕНИЯ ЗНАКА УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

## **КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ**

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

## **ПОВЕРКА**

Поверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Смоленской области. Методика поверки». МП-844/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик "ЕвроАЛЬФА" – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки».
- Счетчик "СЭТ-4ТМ.03" - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации. Согласована с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в сентябре 2004 г.
- УСПД RTU-327 – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП утвержденным 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, диапазон измерений – 40...+60°С, цена деления 1°С.

Межповерочный интервал – 4 года.

## СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Смоленской области».

### НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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. 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.
7. ГОСТ 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S).
8. ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
9. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
10. МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

### 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