

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО

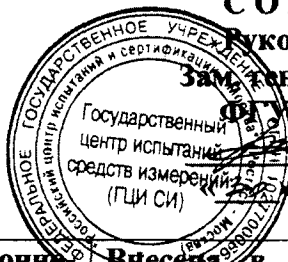
Руководитель ГЦИ СИ

Заместитель генерального директора

«Ростест-Москва»

А.С. Евдокимов

на 2010 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Северной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Кировской области	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 45844-10	номер
--	---	-------

Изготовлена ОАО «Российские Железные Дороги», г. Москва по проектной документации Филиала ОАО «ИЦ ЕЭС»-«Фирма ОРГРЭС, г. Москва. Заводской номер 042.

## НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Северной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Кировской 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» Кировское 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 Шабалино Ввод 1 - 27,5кВ	ТФЗМ-35М кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 25642; 25645; 25637 Госреестр № 5217-76	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1490703; 1490704 Госреестр № 912-07	ЕА05РАL-Р3В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102496 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
2	ПС Шабалино Ввод 2 - 27,5кВ	ТФН-35М кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 2320; 175; 2303 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 1490648; 1490706 Госреестр № 912-07	ЕА05РАL-Р3В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102526 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
3	ПС Шабалино Фидер 1 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 100/5 Зав. № 7404; 7403 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 679; 679; 679 Госреестр № 11094-87	ЕА05РАL-Р3В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102498 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
4	ПС Шабалино Фидер 2 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 75/5 Зав. № 7460; 7463 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 700; 700; 700 Госреестр № 11094-87	ЕА05РАL-Р3В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102560 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
5	ПС Шабалино Фидер 3 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 150/5 Зав. № 7414; 7417 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 679; 679; 679 Госреестр № 11094-87	ЕА05РАL-Р3В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102584 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
6	ПС Шабалино Фидер 4 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 75/5 Зав. № 7558; 7559 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 679; 679; 679 Госреестр № 11094-87	ЕА05РАL-Р3В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102485 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
7	ПС Шабалино Фидер 5 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 75/5 Зав. № 7455; 7456 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 700; 700; 700 Госреестр № 11094-87	ЕА05РАL-Р3В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102575 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
8	ПС Шабалино Фидер 6 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 75/5 Зав. № 7466; 7461 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 700; 700; 700 Госреестр № 11094-87	ЕА05РАL-Р3В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102585 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
9	ПС Шабалино Фидер 7 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 200/5 Зав. № 7452; 7448 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 700; 700; 700 Госреестр № 11094-87	ЕА05РАL-Р3В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102559 Госреестр № 16666-07	активная реактивная

Продолжение таблицы 1 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6
10	ПС Шабалино Фидер 8 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 200/5 Зав. № 7450; 7446 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 700; 700; 700 Госреестр № 11094-87	EA05RAL-P3B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102519 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
11	ПС Шабалино Фидер 9 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 400/5 Зав. № 8312; 8309 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 700; 700; 700 Госреестр № 11094-87	EA05RAL-P3B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102549 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
12	ПС Шабалино Ввод 1 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 1000/5 Зав. № 8314; 8315; 8324 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 679; 679; 679 Госреестр № 11094-87	EA05RAL-P3B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102481 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
13	ПС Шабалино Ввод 2 10кВ	ТОЛ-10 кл. т 0,2 Ктт = 1000/5 Зав. № 15322; 15335; 15319 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 700; 700; 700 Госреестр № 11094-87	EA05RAL-P3B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102529 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
14	ПС Шабалино ВЛ-110 кВ "Маяк-Шабалино"	ТБМО-110 кл. т 0,2S Ктт = 50/1 Зав. № 1439; 1434; 1427 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 851; 850; 860 Госреестр № 24218-08	EA02RAL-B-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 01125843 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
15	ПС Шабалино Ввод 1 110кВ (ТП-1)	ТБМО-110 кл. т 0,2S Ктт = 200/1 Зав. № 465; 455; 422 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 834; 838; 842 Госреестр № 24218-08	EA02RAL-B-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 01125848 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
16	ПС Шабалино Ввод 2 110кВ (ТП-2)	ТБМО-110 кл. т 0,2S Ктт = 200/1 Зав. № 609; 579; 512 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 851; 850; 860 Госреестр № 24218-08	EA02RAL-B-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 01125849 Госреестр № 16666-07	активная реактивная
17	ПС Шабалино СМВ 110кВ	ТБМО-110 кл. т 0,2S Ктт = 400/1 Зав. № 1167; 1134; 1175 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 834; 838; 842 Госреестр № 24218-08	A2R-4-0L-C25-T+ кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01102464 Госреестр № 14555-02	активная реактивная
18	ПС Шабалино Ремонтная перемычка 110кВ	ТБМО-110 кл. т 0,2S Ктт = 400/1 Зав. № 1169; 1186; 1144 Госреестр № 23256-02	НАМИ-110 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 834; 838; 842 Госреестр № 24218-08	A2R-4-AL-C29-T+ кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01151135 Госреестр № 14555-02	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	$\cos\varphi$	$\delta_{1(2)}\%$ $I_{1(2)} \leq I_{\text{нзм}} < I_5 \%$	$\delta_5 \%$ $I_5 \leq I_{\text{нзм}} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%$ $I_{20} \leq I_{\text{нзм}} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%$ $I_{100} \leq I_{\text{нзм}} < I_{120} \%$
1 - 2  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	1,0	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,9	-	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,8	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,7	-	$\pm 3,8$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
3 - 13  (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	1,0	-	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,9	-	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,8	-	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,7	-	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
	0,5	-	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
14 - 16  (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,9	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,7	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,5	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
17 - 18  (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,9	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,8	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,7	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	$\cos\varphi$	$\delta_{1(2)}\%$ $I_{1(2)} \leq I_{\text{нзм}} < I_5 \%$	$\delta_5 \%$ $I_5 \leq I_{\text{нзм}} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%$ $I_{20} \leq I_{\text{нзм}} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%$ $I_{100} \leq I_{\text{нзм}} < I_{120} \%$
1 - 2  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 7,6$	$\pm 4,2$	$\pm 3,2$
	0,8	-	$\pm 5,0$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$
	0,7	-	$\pm 4,2$	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$
	0,5	-	$\pm 3,3$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
3 - 13  (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 4,2$	$\pm 2,7$	$\pm 2,4$
	0,8	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
	0,7	-	$\pm 2,9$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	0,5	-	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
14 - 16  (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,9	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$
	0,8	$\pm 2,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,7	$\pm 2,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$
	0,5	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
17 - 18  (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 1,0)	0,9	$\pm 6,0$	$\pm 3,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
	0,8	$\pm 4,5$	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
	0,7	$\pm 4,0$	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,5	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$

**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  $(1 \div 1,2) \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд;
- температура окружающей среды  $(20 \pm 5)^\circ \text{C}$ .

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:
  - для счетчиков электроэнергии типа «АЛЬФА» от минус 40 до плюс 55  $^\circ \text{C}$ ;
  - для счетчиков электроэнергии «ЕвроАльфа» от минус 40 до плюс 70  $^\circ \text{C}$ ;
  - УСПД от плюс 5 до плюс 35  $^\circ \text{C}$ ;
  - 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 "АЛЬФА" – среднее время наработки на отказ не менее 30 лет;
- 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;
- счетчики электроэнергии "АЛЬФА" – до 30 лет при отсутствии питания;
- 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 Северной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Кировской области. Методика поверки». МП-882/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в ноябре 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 "АЛЬФА" – в соответствии с документом «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки».
- 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 Северной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Кировской 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