

Подлежит публикации в
открытой печати

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ГЦИ СИ

«Федеральное государственное учреждение «Федеральный центр метрологии (ФедЦИСИ)»

И. Михайлов

01 марта 2007 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности Улан-Удэнского ЛВРЗ – филиала ОАО «РЖД»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>34914-07</u>
--	--

Изготовлена ЗАО ЭФ «Радиян» для коммерческого учета электрической энергии и мощности на объектах Улан-Удэнского ЛВРЗ – филиала ОАО «РЖД» по проектной документации ЗАО ЭФ «Радиян» г. Иркутск, заводской номер 1100006.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности Улан-Удэнского ЛВРЗ – филиала ОАО «РЖД» (далее по тексту – АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, хранения, обработки и отображения полученной информации.

Область применения: организация коммерческого учета потребленной электрической энергии и мощности Улан-Удэнского ЛВРЗ – филиала ОАО «РЖД». Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

Функции, реализованные в АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор результатов измеренных приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к единому календарному времени;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений заинтересованным организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений по запросу со стороны заинтересованных организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ (коррекция времени).

АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) выполняет функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности на объектах АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ по одному из присоединений («точек учета»), указанных в Таблице 1, и включает в себя следующие средства измерений и оборудование:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746–2001;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983–2001;
- многофункциональные счетчики электрической энергии в соответствии с ГОСТ 26035–83 и ГОСТ 30206–94;
- технические средства организации каналов связи (каналообразующая аппаратура).

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер, технические средства организации каналов связи, каналы связи и обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- довосстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т. п.);
- разграничение прав доступа к информации.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ и выполняет законченную функцию измерений времени.

Принцип работы АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ заключается в следующем.

Аналоговые сигналы от первичных преобразователей электрической энергии (трансформаторов тока и напряжения) поступают на счетчики электрической энергии. Счетчики являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения в счетчиках осуществляется микроконтроллером, который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Микроконтроллер производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной и полной мощности в каждой фазе сети. Данные со счетчиков по цифровым и импульсным интерфейсам при помощи каналообразующей аппаратуры и каналов связи поступают на сервер ИВК, представляющий собой IBM-совместимый компьютер, который обеспечивает вычислительную обработку полученных данных, их хранение и выдачу результатов измерений электрической энергии и мощности в виде таблиц, ведомостей, графиков на видеомонитор и магнитные носители. Данные, хранящиеся в ИВК, могут быть переданы другим пользователям по локальной вычислительной сети, выделенным или коммутируемым линиям связи, телефонной или сотовой связи через интернет провайдера.

АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ оснащена системой СОЕВ, построенной на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени, и состоит из приемника меток времени GPS, устройства сервисного, сервера ИВК и счетчиков электрической энергии ИИК.

Приемник меток времени GPS принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СПВ) (шесть точек по стандарту ВНИИФТРИ), которые поступают на устройство сервисное, и по этим сигналам синхронизируется таймер ИВК, при этом погрешность синхронизации не более 0,1 с. ИВК осуществляет коррекцию времени в счетчиках.

Сличение времени счетчиков СЭТ-4ТМ.03 со временем ИВК производится каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков производится в зависимости от установленного режима: один раз в сутки при расхождении со временем ИВК более ± 1 с; один раз в несколько суток при расхождении со временем ИВК более ± 3 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и ИВК отражают время (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции указанных устройств.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

1 Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические характеристики приведены в Таблице 1.

Таблица 1

№№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав измерительного канала			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ГПП 110/6 кВ Ячейка №4 Ввод 1Т-1	ТЛШ-10 3000/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 2150 Зав. № 1317 Зав. № 1175	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕХС	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058030	Активная Реактивная	± 1,1 ± 1,2	± 2,9 ± 3,1
2	ГПП 110/6 кВ Ячейка №15 Ввод 2Т-2	ТЛШ-10 3000/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 1333 Зав. № 7328 Зав. № 2154	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕЕВ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058127			
3	ГПП 110/6 кВ Ячейка №20 Ввод 1Т-3	ТЛШ-10 3000/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 1070 Зав. № 782 Зав. № 1337	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕУТ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103060209			
4	ГПП 110/6 кВ Ячейка №31 Ввод 2Т-4	ТЛШ-10 3000/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 1332 Зав. № 1076 Зав. № 1077	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКХРУ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058148			
5	ГПП 110/6 кВ ТСН-1	ТК-20 200/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 597762 Зав. № 584935	-	СЭТ-4ТМ.03.08 380 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 04052504			
6	ГПП 110/6 кВ ТСН-2	Т-0,66 200/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 85233 Зав. № 74480	-	СЭТ-4ТМ.03.08 380 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 04051809	Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,0	± 2,8 ± 3,0
7	ГПП 110/6 кВ Ячейка №7 РП-23	ТЛМ-10 200/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 8420 Зав. № 9012	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕХС	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058009	Активная Реактивная	± 1,1 ± 1,2	± 2,9 ± 3,1
8	ГПП 110/6 кВ Ячейка №8 ПНС-4/1	ТЛМ-10 150/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 4731 Зав. № 3588	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕХС	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103061097			
9	ГПП 110/6 кВ Ячейка №9 ТП-53	ТПЛ-10 100/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 83 ТПЛМ-10 100/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 68464	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕХС	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103060206			

Продолжение Таблицы 1

№№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав измерительного канала			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
10	ГПП 110/6 кВ Ячейка №12 РП-23	ТЛМ-10 400/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 3244 Зав. № 9411	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕЕВ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103060232	Активная Реактивная	± 1,1 ± 1,2	± 2,9 ± 3,1
11	ГПП 110/6 кВ Ячейка №16 Насосная ТЭЦ-1	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6700 Зав. № 4850	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕЕВ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103061012			
12	ГПП 110/6 кВ Ячейка №17 У-У Стройсервис	ТПЛ-10 200/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 48639 Зав. № 48258	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕЕВ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103060188			
13	ГПП 110/6 кВ Ячейка №23 РП-2 Стальцех	ТЛМ-10 1500/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 6703 Зав. № 3060	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕУТ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058085			
14	ГПП 110/6 кВ Ячейка №24 ПНС-4/1	ТЛМ-10 50/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 5302 Зав. № 2618	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕУТ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058162			
15	ГПП 110/6 кВ Ячейка №27 ТП-52	ТПЛ-10 100/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 4540 Зав. № 505	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКХРУ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103061061			
16	ГПП 110/6 кВ Ячейка №28 РП-2 Стальцех	ТЛМ-10 1500/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 3063 Зав. № 3061	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКХРУ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058101			
17	ГПП 110/6 кВ Ячейка №32 Титан	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 34144 Зав. № 3382	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКХРУ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058164			
18	ГПП 110/6 кВ Ячейка №6 ЦРП	ТЛМ-10 1500/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 3053 Зав. № 3052	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕХС	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103060220			
19	ГПП 110/6 кВ Ячейка №13 ЦРП	ТЛМ-10 1500/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 6704 Зав. № 7856	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕЕВ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058099			
20	ГПП 110/6 кВ Ячейка №22 ЦРП	ТЛМ-10 1500/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 8668 Зав. № 8903	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКЕУТ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103061042			

Окончание Таблицы 1

№№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав измерительного канала			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
21	ГПП 110/6 кВ Ячейка №29 ЦРП	ТЛМ-10 1500/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 3929 Зав. № 7861	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. № ПКХРУ	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103062060	Активная Реактивная	± 1,1 ± 1,2	± 2,9 ± 3,1
22	ЦРП Ячейка №37 Ф3 ТЭЦ-1	ТПОЛ-10 1000/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 19415 Зав. № 22574	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. №3546	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103061050			
23	ЦРП Ячейка №26 Ф7 ТЭЦ-1	ТПОЛ-10 600/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 9604 Зав. № 21734	НТМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. №3348	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058113			
24	ТП-12, Ввод с ТП-30	ТПФ 40/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 23033 Зав. № 52008	НОМ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. №9530 Зав. № 9575	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103060236			
25	ТП-12, Ввод с ТП-4	ТПФ 40/5 А Кл. т. 0,5 Зав. № 43178 Зав. № 75236	НАМИ-6 6 000/100 В Кл. т. 0,5 Зав. №354545 Зав. № 354522	СЭТ-4ТМ.03 100 В 1(10) А Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058155			

Примечания

1 Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и мощности (получасовая).

2 В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Нормальные условия:

– параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$; частота (50 ± 0,015) Гц; $\cos\phi = 0,87$ инд.;

– температура окружающей среды (23 ± 2)°С.

4 Рабочие условия:

– параметры сети: напряжение (0,85 – 1,15) $U_{ном}$; ток (0,05 – 1,2) $I_{ном}$; частота (50 ± 0,4) Гц; $\cos\phi = 0,8$ инд.;

– температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 40°С, для счетчиков от минус 10 до плюс 40°С.

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746–2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983–2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206–94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035–83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в настоящей Таблице. Замена оформляется актом в установленном на Улан-Удэнском ЛВРЗ – филиале ОАО «РЖД» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени – ± 5 с.

3 АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ обеспечивает проведение измерений следующих величин (функция выполняется автоматически):

– приращение активной и реактивной электрической энергии по 30-и минутным интервалам ;

- активной и реактивной среднеинтервальной мощности;
- времени и интервалов времени.

4 АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ обеспечивает коррекцию времени в (функция выполняется автоматически):

- электросчетчиках;
- ИВК.

5 АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ обеспечивает сбор информации (функция выполняется автоматически):

- результатов измерения;
- состояний средств измерений.

6 АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ обеспечивает цикличность сбора результатов измерений и данных по 30–минутным интервалам (функция выполняется автоматически).

7 Глубина хранения в ИИК каждого массива профиля активной и реактивной мощности прямого и обратного направления по 30–минутным интервалам – не менее 35 суток (функция выполняется автоматически).

8 Глубина хранения в ИВК результатов измерений и состояний средств измерений – не менее 3,5 г. (функция выполняется автоматически).

9 АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ обеспечивает защищённость:

- применяемых компонент – технические средства, входящие в состав АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ (электросчетчики, ИВК, каналобразующая аппаратура), имеют механическую защиту от несанкционированного доступа и пломбируются;
- информации на программном уровне от несанкционированного доступа путем установки паролей при параметрировании электросчетчиков и сервера ИВК, а также при конфигурировании и настройке АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ.

10 АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ обеспечивает надежность системных решений:

- резервирование питания сервера ИВК от источника бесперебойного питания;
- диагностика: (функция выполняется автоматически):
 - а) в журналах событий электросчетчика фиксируются факты:
 - 1) параметрирования;
 - 2) пропадания напряжения питания;
 - 3) коррекции времени в счетчике.
 - б) в журналах событий ИВК фиксируются факты:
 - 1) параметрирования сервера ИВК, а также конфигурирования и настройки АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ;
 - 2) коррекции времени в ИВК и электросчетчиках.
- мониторинг состояния АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ:
 - а) возможность съема информации с электросчетчика автономным способом обеспечивается при помощи переносного компьютера, устройства сопряжения оптического, подключаемого к оптопорту электросчетчика и интерфейсу компьютера, и программного обеспечения ""Конфигуратор СЭТ–4ТМ" ИЛГШ.00004–01";
 - б) возможность получения параметров удаленным способом обеспечивается путем считывания информации с электросчетчика через интерфейс RS-485 при помощи каналобразующей аппаратуры и линий связи;
 - в) визуальный контроль информации на счетчике осуществляется путем считывания учтенной энергии и измеряемых величин с жидкокристаллического индикатора электросчетчика;
 - г) контроль достоверности и восстановление данных осуществляется ИВК автоматически путем анализа статусной информации, характеризующей работоспособность счетчика и организации восстановления данных путем повторного считывания тех данных, статус которых ранее был определен как недостоверный;
 - д) довосстановление данных осуществляется ИВК автоматически после обнаружения незапланированных перерывов в опросе ИИК по различным причинам (перерывы в питании, отказ в работе каналов связи между ИИК и ИВК, плановая или

аварийная остановка ИВК и т.п.) путем считывания данных, начиная с точки остановки регламентного опроса.

– избыточность информации в ИВК создается за счет наличия резервных баз данных, формируемых при опросе ИИК по резервным измерительным каналам и баз данных технического учета. Избыточная информация используется для целей достоверизации и замещения результатов измерений и реализаций функции довосстановления данных после устранения отказов технических средств и каналов связи;

– резервирование информации обеспечивается путем резервирования информации из баз данных ИВК на отчуждаемые носители.

11 ИВК обеспечивает автоматический перезапуск (перезагрузку) при сбоях программного обеспечения и после восстановления сетевого питания, при этом длительность перезапуска ИВК – не более 2 мин.

12 Показатели надежности применяемых в АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ компонент приведены в Таблице 2.

Таблица 2

Наименование	Средняя наработка на отказ (Т), ч	Время восстановления (Тв), ч	Коэффициент готовности (Кг)
1 Трансформаторы тока	300000	–	–
2 Трансформаторы напряжения	300000	–	–
3 Электросчетчики	90000	2	–
4 ИВК	–	1	0,99999
5 СОЕВ	–	10	0,9997

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит: методика поверки, техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом НЕКМ.421451.113 МП «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) Улан-Удэнского ЛВРЗ – филиала ОАО «РЖД». Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Челябинский ЦСМ» в январе 2007 г.

Перечень основного оборудования, используемого при поверке:

- секундомер СОПр-26-2-010;
- радиоприемник, принимающий сигналы проверки времени;
- переносной компьютер с ПО "Конфигуратор СЭТ-4ТМ" и оптический преобразователь для работы с электросчетчиками системы;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003,

МИ2925–2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с методикой поверки на многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ;
- средства измерений в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ Улан-Удэнского ЛВРЗ – филиала ОАО «РЖД».

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 22261–94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596–2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности Улан-Удэнского ЛВРЗ – филиала ОАО «РЖД» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель – ЗАО ЭФ «Радян»

664040, г. Иркутск, ул. Розы Люксембург, 184.

Телефон. (3952) 444-337

Исполнительный директор
ЗАО ЭФ «Радян»



Э.А. Пузов