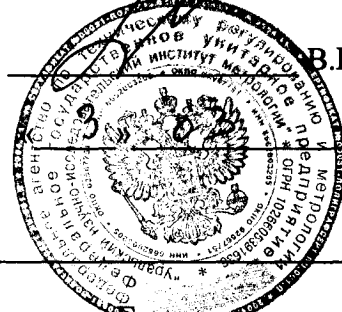


# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

СОГЛАСОВАНО:  
Зам. руководителя ГЦИ СИ  
ФГУП «УНИИМ»



В.В. Казанцев

2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ

Внесена в Государственный реестр средств измерений  
Регистрационный № 44341-10

Изготовлена по технической документации ООО НПФ «Телемеханик»,  
г. Екатеринбург, заводской номер 01.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ (далее АИИС КУЭ), установленная в филиале ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ, предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности за установленные интервалы времени, хранения и отображения полученной информации, формирования отчетов по генерации, отпуску и потреблению электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

Область применения АИИС КУЭ – измерение, контроль и учет электрической энергии и мощности с целью обеспечения проведения финансовых расчетов филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии.

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений активной и реактивной электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 минут);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованиям повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача организациям-участникам оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны серверов организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ построена на базе комплекса программно-технического измерительного (ПТК) ЭКОМ, номер по Госреестру 19542-05, и включает в себя следующие серийно выпускаемые средства измерений:

- трансформаторы тока измерительные типа: ТЛШ-10, номер по Госреестру 11077-07, ТПОЛ 10, номер по Госреестру 1261-04, JFK 123/245, номер по Госреестру 36507-07;
- трансформаторы напряжения измерительные типа: ЗНОЛ.06, номер по Госреестру 3344-04, НКФ-110-57ХЛ1, номер по Госреестру 14205-05;
- счетчики электрической энергии многофункциональные типа СЭТ-4ТМ.03, номер по Госреестру 27524-04;
- устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000, номер по Госреестру 17049-04.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – пятнадцать измерительно-информационных комплексов точек измерения электроэнергии (ИИК ТИ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746;
- измерительных трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983;
- счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03.

Второй уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в состав которого входят:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- УСПД ЭКОМ-3000, оснащенное устройством синхронизации времени.

Третий уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который состоит из:

- технических средств для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- компьютера в серверном исполнении (сервер баз данных) и автоматизированных рабочих мест (АРМ), оснащенных специализированными программными комплексами (ПК) «Энергосфера» из состава ПТК ЭКОМ.

Система обеспечения единого времени на базе GPS-приемника сигналов точного времени обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

Первый уровень АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчетов средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты

интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузок).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК ТИ;
- контроль достоверности измерительной информации;
- ведение журнала событий УСПД;
- предоставление доступа к собранной информации и журналу событий;
- периодическую синхронизацию времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии.

Второй уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- диагностику работы технических средств;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Третий уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- обработку результатов измерений, в том числе умножение на коэффициенты трансформации используемых трансформаторов тока и напряжения;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС КУЭ;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в ОАО «АТС» по электронной почте;
- заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в ОАО «АТС» по электронной почте;
- доступ ИАСУ КУ ОАО «АТС» к информации АИИС КУЭ в рамках процедуры технического контроля.

СОЕВ АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних часов счетчиков ИИК ТИ, УСПД и сервера баз данных. Синхронизация системного времени с календарным обеспечивается с помощью встроенного в УСПД ЭКОМ-3000 устройства синхронизации времени, выполненного на основе GPS-приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности отсчета текущего календарного времени УСПД с модулем GPS на интервале одни сутки  $\pm 1$  секунда. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется каждые 2 минуты, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков СЭТ-4ТМ.03 с временем УСПД осуществляется при каждом сеансе связи каждые 30 минут, корректировка времени счетчиков при расхождении  $\pm 3$  с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и УСПД ЭКОМ-3000 отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент непосредственно предшествующий корректировке.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Общее количество ИК в составе АИИС КУЭ – 40.

Перечень ИК АИИС КУЭ с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования объекта, наименования присоединения, типов и классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии, входящих в состав ИК, представлен в таблице 1.

Пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных  $\pm 0,01 \%$ .

Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения энергии  $\pm 0,01 \%$ .

Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности  $\pm 0,01 \%$ .

Пределы допускаемой абсолютной погрешности отсчета текущего времени  $\pm 5$  с.

Доверительные границы относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии и средней мощности при доверительной вероятности 0,95:

- активной энергии и мощности .....  $\pm 1,0 \%$ ;

- реактивной энергии и мощности .....  $\pm 1,1 \%$ .

Условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии и УСПД в соответствии с эксплуатационной документацией (ЭД) на эти средства;

- температура окружающей среды для сервера баз данных в соответствии с нормальными условиями по ГОСТ 22261;

- напряжение электропитания - стандартная сеть переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В;

- потребляемая мощность:

- счетчик электрической энергии

- УСПД

- сервер баз данных

согласно ЭД;

25-60 ВА;

согласно ЭД.

Таблица 1-Перечень ИК АИИС КУЭ

№ ИИК ТИ	№ ИК	Измеряемая энергия и мощность	Наименование объекта (электростанция, подстанция) наименование присоединения	Типы средств измерений, входящих в состав ИК; класс точности; номинальный первичный и вторичный ток/напряжение для трансформатора тока/напряжения (в виде дроби); заводские номера			
1	2	3	4	5	6	7	
1	1	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч. 14 Гр.Сборка 1, ГПП-4 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110060042	ТПОЛ 10, кл.т. 0,5S; 600/5; Зав.№ ф.А 18217, ф.С 18220	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9447, ф.В 9369, ф. С 9518	
	2	реактивная прием					
	3	реактивная отдача					
2	4	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч. 12 ПС-1-А 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110066242	ТПОЛ 10, кл.т. 0,5S; 600/5; Зав.№ ф.А 18245, ф.С 14710	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9447, ф.В 9369, ф. С 9518	
	5	реактивная прием					
	6	реактивная отдача					
3	7	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.4 ПС-8-1 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109065016	ТПОЛ 10, кл.т. 0,5S; 600/5; Зав.№ ф.А 18414, ф.С 18411	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9447, ф.В 9369, ф. С 9518	
	8	реактивная отдача					
4	9	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.26 ПС-8-2 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110063197	ТПОЛ 10, кл.т. 0,5S; 600/5; Зав.№ ф.А 18218, ф.С 18409	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9375, ф.В 9450, ф. С 9373	
	10	реактивная отдача					
5	11	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.16 ПС-19-1 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110069191	ТПОЛ 10, кл.т. 0,5S; 600/5; Зав.№ ф.А 18412, ф.С 18246	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9447, ф.В 9369, ф. С 9518	
	12	реактивная отдача					
6	13	активная отдача	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.24 ПС-19-2 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110067104	ТПОЛ 10, кл.т. 0,5S; 600/5; Зав.№ ф.А 17919, ф.С 17918	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9375, ф.В 9450, ф. С 9373	
	14	реактивная отдача					

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
7	15	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.1 ТГ-1 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 02052303	ТЛШ-10, кл.т. 0,5S; 1500/5; Зав.№ ф.А 6609, ф.С 6608	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9449, ф.В 9526, ф.С 9533
	16	реактивная прием				
8	17	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.23 ТГ-2 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 02058483	ТЛШ-10, 1000/5; кл.т. 0,5S; Зав.№ ф.А 6737, ф.С 6669	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9377, ф.В 9400, ф.С 9395
	18	реактивная прием				
9	19	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.27 ТГ-3 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109067207	ТЛШ-10, кл.т. 0,5S; 1000/5; Зав.№ ф.А 6692, ф.С 6670	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9511, ф.В 9393, ф.С 9530
	20	реактивная прием				
10	21	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.11 ТГ-4 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110060039	ТЛШ-10, кл.т. 0,5S; 1000/5; Зав.№ ф.А 6712, ф.С 6736	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9437, ф.В 9374, ф.С 9532
	22	реактивная прием				
11	23	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.30 ТГ-5 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109064233	ТЛШ-10, кл.т. 0,5S; 1000/5; Зав.№ ф.А 6734, ф.С 6735	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9407, ф.В 9499, ф.С 9303
	24	реактивная прием				
20	41	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.20 Т-1 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110060036	ТЛШ-10, кл.т. 0,5S; 2000/5; Зав.№ ф.А 6567, ф.С 6626	ЗНОЛ.06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9512, ф.В 9517, ф.С 9525
	42	активная отдача				
	43	реактивная прием				
	44	реактивная отдача				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
21	45	активная прием	ПТЭЦ ГРУ-6кВ яч.6 Т-2 6кВ	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110066200	ТЛШ-10, кл.т. 0,5S; 2000/5; Зав.№ ф.А 6628, ф.С 6627	ЗНОЛ06, кл.т. 0,5; 6000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 9396, ф.В 9535, ф.С 9259
	46	активная отдача				
	47	реактивная прием				
	48	реактивная отдача				
22	49	активная прием	ПТЭЦ ВЛ-110кВ Хромик-1	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110069216	JKF 123/245, кл.т. 0,5S; 400/5; Зав.№ ф.А 2007.3122.08.01, ф.В 2007.3122.08.02, ф.С 2007.3122.08.03	НКФ-110-57ХЛП, кл.т. 0,5; 110000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 1511690, ф.А 1511392, ф.С 1511635
	50	активная отдача				
	51	реактивная прием				
	52	реактивная отдача				
23	53	активная прием	ПТЭЦ ВЛ-110кВ Хромик-2	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110066210	JKF 123/245, кл.т. 0,5S; 400/5; Зав.№ ф.А 2007.3122.08.04, ф.В 2007.3122.08.05, ф.С 2007.3122.08.06	НКФ-110-57ХЛП, кл.т. 0,5; 110000:√3/100:√3; Зав.№ ф.А 1513783, ф.А 1513784, ф.С 1513782
	54	активная отдача				
	55	реактивная прием				
	56	реактивная отдача				

УСПД ЭКОМ-3000 Зав.№ 08061371

Примечания: 1 Передаточное число счетчика 5000 имп/кВт\*ч (имп/квар\*ч);

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Допускается замена УСПД на одноклассный утвержденного типа. Замена оформляется в соответствии с требованиями МИ 2999-2006

Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ:

- средняя наработка на отказ счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 – 90 000 ч.;
- средний срок службы счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 – 30 лет;
- средняя наработка на отказ УСПД не менее 75 000 ч.;
- срок службы УСПД не менее 30 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- а) в журнале события счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- б) в журнале УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- б) защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

### **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

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



## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной и эксплуатационной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки МП 11-263-2010.

## ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ. Методика поверки МП 11-263-2010», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в 2010 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217;
- средства поверки счетчиков СЭТ-4ТМ.03 по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1»;
- средства поверки УСПД ЭКОМ-3000 по документу «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс «ЭКОМ». Методика поверки МП 26-262-99»;
- переносной компьютер типа «NoteBook» с программным обеспечением «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», оптическая считывающая головка;
- секундомер СОСпр, диапазоны 0-60 с, 0-60 мин, класс точности 2, ТУ 25-1894.003-90;
- навигационный приемник МНП-М3 для приема и обработки сигналов спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС и GPS; пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU)  $\pm 100$  нс;
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 60 °С.

Интервал между поверками - четыре года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Первоуральской ТЭЦ филиала ОАО «ТГК-9» (АИИС КУЭ ПТЭЦ) Техническое задание 103.1.01.ЭТ. ТЗ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «ТГК-9» «Свердловский» Первоуральская ТЭЦ утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

ООО НПФ «Телемеханик»

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Шаумяна, 83, оф.408

Телефон: (343) 234-63-05, 234-63-02

Директор

ООО НПФ «Телемеханик»



Е.П. Желобов