

СОГЛАСОВАНО:



Руководитель
ГНЦ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Анжеро-Судженская»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 34610-07 Взамен №
---	--

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ОРДИНАТА», г. Москва, заводской номер № 04-411711.10-02.06.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Анжеро-Судженская» (далее - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские МН». ИИК ЛПДС «Анжеро-Судженская»), Кемеровская обл., г. Анжеро-Судженск-2, предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские МН». ИИК ЛПДС «Анжеро-Судженская» является коммерческий учёт электрической энергии на объекте ОАО «Транссибирские МН» ИИК ЛПДС «Анжеро-Судженская» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские МН». ИИК ЛПДС «Анжеро-Судженская» представляет собой многофункциональную, 2^х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК) АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские МН». ИИК ЛПДС «Анжеро-Судженская» 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 ИВК ООО «Транснефтьсервис С» результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии 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 обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и специализированное программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. На основе цифрового представления сигналов, соответствующих мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, с учетом (или без) коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН)..

Данные со счетчиков посредством канала связи RS-485, через устройство защиты от импульсных помех (УЗИП) и разветвительную коробку поступают в шкаф комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА).

В КУУиА происходит первичная обработка и сохранение данных измерений. Из КУУиА данные измерений поступают посредством Ethernet через HUB и маршрутизатор основного и резервного канала на спутниковый модем, входящий в основной канал связи. Основной канал связи организован через телепорт г. Москвы и канал E1 на основе ВОЛС между ОАО «Связьтранснефть С» и информационно-вычислительным комплексом (далее – ИВК) ТНС.

Резервный канал связи организован по составному коммутируемому телефонному каналу корпоративной сети ОАО «Связьтранснефть С».

Данные от ИК поступают в ИВК ООО «Транснефтьсервис С» для формирования отчетных документов.

Передача результатов измерений производится в XML формате с заданной в ИВК ТНСС периодичностью. Допускается, в случае возникновения технических проблем, передача данных с задержкой, но на срок не более 3-х рабочих дней.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-1, включающее в себя приемник сигналов точного времени от радиостанции, передающей сигналы точного времени, номер в Государственном реестре средств измерений № 28716-05.

СОЕВ обеспечивает погрешность системного времени в счетчиках электрической энергии в пределах допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, равной 5 с/сут.

Для защиты измерительной системы от несанкционированного доступа к значениям измеренных величин и расчетных показателей с целью корректировки предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала					Метрологические характеристики	
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Ктг·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
		АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские МН». ИИК ЛПДС «Анжеро-Судженская»	№ 04-411711.10-02.06		Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9								
ЛПДС «Анжеро-Судженская»																
1	ЗРУ-2 6кВ, Ввод №1, Ячейка №5	ТТ	КТ=0,5 Ктт=300/5 № 22192-01	A	ТПЛ-10	№	3600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	W _p ± 1,1 % W _q ± 2,2 %	W _p ± 5,5 % W _q ± 2,8 %						
				B	ТПЛ-10	№										
				C	ТПЛ-10	№										
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000:√3/100:√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6	№										
				B	ЗНОЛ.06-6	№										
				C	ЗНОЛ.06-6	№										
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№										
		2	ЗРУ-1 6кВ, Ввод №2 Ячейка №3	ТТ	КТ=0,5S Ктт=300/5 № 22192-01	A					ТПЛ-10	№	3600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	W _p ± 1,1 % W _q ± 2,2 %	W _p ± 4,9 % W _q ± 3,0 %
						B					ТПЛ-10	№				
C	ТПЛ-10					№										
ТН	КТ=0,5 Ктн=6000:√3/100:√3 № 3344-04			A	ЗНОЛ.06	№										
				B	ЗНОЛ.06	№										
				C	ЗНОЛ.06	№										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03		№										
3	ЗРУ-1 6кВ, Ввод №1 Ячейка №23			ТТ	КТ=0,5 Ктт=100/5 № 15174-01	A	ТОП-0,66	№	1200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	W _p ± 1,1 % W _q ± 2,2 %	W _p ± 5,5 % W _q ± 2,8 %				
						B	ТОП-0,66	№								
		C	ТОП-0,66			№										
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000:√3/100:√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06	№										
				B	ЗНОЛ 06	№										
				C	ЗНОЛ 06	№										
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№										

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
4	ЗРУ-2 6кВ, Ввод № 2, Ячейка № 27	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =3000/5 № 22192-01	A	ТПЛ-10	№	36000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	W _p ± 1,1 % W _q ± 2,2 %	W _p ± 5,5 % W _q ± 2,8 %
				B	ТПЛ-10	№				
				C	ТПЛ-10	№				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000:√3/100:√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06	№				
				B	ЗНОЛ.06	№				
				C	ЗНОЛ.06	№				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№						
5	ЗРУ-1 6кВ фидер 10-19 «Жилпоселок» ячейка № 19	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =300/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№	60	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	W _p ± 0,8 % W _q ± 1,8 %	W _p ± 5,3 % W _q ± 2,7 %
				B	ТЛО-10	№				
				C	ТЛО-10	№				
		ТН	-	A	-	-				
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№						
6	ЗРУ-1 6кВ, Ввод № 2 ТСН-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =100/5 № 15174-01	A	ТОП-0,66	№	20	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	W _p ± 0,8 % W _q ± 1,8 %	W _p ± 5,3 % W _q ± 2,7 %
				B	ТОП-0,66	№				
				C	ТОП-0,66	№				
		ТН	-	A	-	-				
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№						

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
7	ЗРУ-1 6кВ, Ввод №1 ТСН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 S К _{ТТ} =300/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№	60	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	W _P ± 0,9 % W _Q ± 1,9 %	W _P ± 4,7 % W _Q ± 2,9 %
				B	ТЛО-10	№				
				C	ТЛО-10	№				
		ТН	-	A	-	-				
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№						
8	ЗРУ-1 6кВ, Ввод №1 ТСН-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =100/5 № 15174-01	A	ТОП-0,66	№	20	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	W _P ± 0,8 % W _Q ± 1,8 %	W _P ± 5,3 % W _Q ± 2,7 %
				B	ТОП-0,66	№				
				C	ТОП-0,66	№				
		ТН	-	A	-	-				
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№						
9	ЗРУ-2 6кВ, Ввод №2 ТСН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =100/5 № 15174-01	A	ТОП-0,66	№	20	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	W _P ± 0,8 % W _Q ± 1,8 %	W _P ± 5,3 % W _Q ± 2,7 %
				B	ТОП-0,66	№				
				C	ТОП-0,66	№				
		ТН	-	A	-	-				
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№						

В таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности P=0,95, cosφ=0,5 (sinφ=0,87) и вторичном токе ТТ, равном 2 (5) % от I_{ном}.

Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от -55°C до $+60^\circ\text{C}$; ТН - от -45°C до $+45^\circ\text{C}$; счетчиков: в части активной энергии - от $+21^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, в части реактивной энергии - от $+18^\circ\text{C}$ до $+22^\circ\text{C}$; шкаф КУУиА - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.
3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от -45°C до $+45^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - $((0,02 (0,01 \text{ при } \cos\phi=1)/0,05) \div 1,2)I_{n2}$;
- диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,8 (0,6)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха - от -10°C до $+35^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом установленном на объекте ООО «Транснефтьсервис С» - в ОАО «Транссибирские магистральные нефтепроводы», ЛПДС «Анжеро-Судженская» - порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0=90\ 000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B=168$ ч.;
- компоненты КУУиА - среднее время наработки на отказ не менее $T_0=100\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;

Оценка надежности АИИС в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,98$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 30\ 000$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью АВР;
- резервирование электрического питания КУУиА с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
- журнал событий КУУиА:
 - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в контроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуск промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отключение питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - съемные части блоков испытательных;
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - шкаф КУУиА..
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на контроллер;

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские МН». ИИК ЛПДС «Анжеро-Судженская».

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 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТПЛ-10	9 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОП-0,66	12 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛО-10	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6	12 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	9 шт.
Разветвительная коробка ПР-3	9 шт.
Шкаф комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА)	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени типа «УСВ-1»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские МН». ИИК ЛПДС «Анжеро-Судженская». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» «14» 03 2007 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 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 документом «ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки. Согласовано с руководителем ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
 - радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени.
- Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

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

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

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

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские МН». ИИК ЛПДС «Анжеро-Судженская».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Транссибирские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Анжеро-Судженская», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель: ЗАО «ОРДИНАТА.»

Юр. адрес: 115432, г. Москва,
2-й Кожуховский проезд, д.12, стр. 2.

Почт. адрес: 123610, г. Москва,
ул. Краснопресненская наб., д.12.
тел. (495)967-07-67

Генеральный директор ЗАО «ОРДИНАТА»



С. И. Каминский

Заявитель: НО «Инновационный фонд «РОСИСПЫТАНИЯ»

Адрес: 119991, г. Москва,
Ленинский пр-т., д.9
тел./ факс: (495) 781-48-99

Президент
НО «Инновационный фонд «РОСИСПЫТАНИЯ»



С.И. Ерофеев