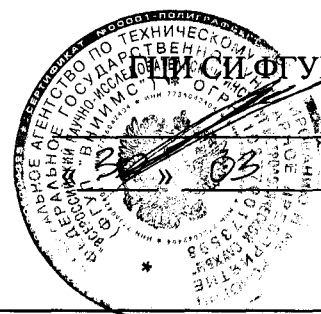


СОГЛАСОВАНО:



Руководитель

О.И. СИ. ФГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Магистральные нефтепроводы «Дружба». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Никольское»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 34511-07 Взамен №
---	--

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ОРДИНАТА», г. Москва, заводской номер № 04-411711.04-02.11.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Магистральные нефтепроводы «Дружба». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Никольское» (далее - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «МН «Дружба». ИИК ЛПДС «Никольское»), Тамбовская обл., Мичуринский район, с. Новоникольское 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 «МН «Дружба». ИИК ЛПДС «Никольское» является коммерческий учёт электрической энергии на объекте ОАО «МН «Дружба». ИИК ЛПДС «Никольское» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «МН «Дружба». ИИК ЛПДС «Никольское» представляет собой multifunctional, 2nd-level system, which consists of measuring channels (hereinafter - IC) and information-calculation complex (ICV) АИИС КУЭ с системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «МН «Дружба». ИИК ЛПДС «Никольское» 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, 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 0,2 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, входящим 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) ТНСС.

Резервный канал связи организован по составному коммутируемую телефонному каналу корпоративной сети ОАО «Связьтранснефть С» и местного оператора GSM-связи.

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.

СОЕВ АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «МН «Дружба»». ИИК ЛПДС «Никольское» построена на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-1, номер в Государственном реестре средств измерений № 28716-05, расположенным на уровне ИВК ТНСС.

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	$K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{Сч}}$	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 «МН «Дружба»». ИИК ЛПДС «Никольское»	№ 04-411711.04-02.11		Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
ЛДПС "Никольское"										
1	ПС 35/10 кВ "Сестренка", ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ "БПС-1"	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 № 21256-03	A	ТОЛ-35	№ 883	14000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 0,5 % Реактивная ± 1,0 %	Активная ± 1,9 % Реактивная ± 1,6 %
				B	ТОЛ-35	№ 860				
				C	ТОЛ-35	№ 893				
		ТН	КТ=0,2 K _{ТН} = 35000:√3 / 100/:√3 № 21257-01	A	ЗНОЛ-35 III	№ 4871				
				B	ЗНОЛ-35 III	№ 14595				
				C	ЗНОЛ-35 III	№ 5607				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 K _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109052124				
2	ПС 35/10 кВ "Сестренка", ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ "Сестренка"	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 № 21256-03		ТОЛ-35	№ 844	40000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 0,8 % Реактивная ± 1,5 %	Активная ± 2,1 % Реактивная ± 1,7 %
					ТОЛ-35	№ 845				
					ТОЛ-35	№ 882				
		ТН	КТ=0,5 K _{ТТ} =10000:√3 / 100/:√3 № 912-05		ЗНОМ-35-65	№ 1318925				
					ЗНОМ-35-65	№ 1174651				
					ЗНОМ-35-65	№ 1254481				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 K _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108056156				
3	ПС 35/10 кВ "Сестренка", ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ "Тарбеево"	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 № 21256-03		ТОЛ-35	№ 862	14000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 0,8 % Реактивная ± 1,5 %	Активная ± 2,1 % Реактивная ± 1,7 %
					ТОЛ-35	№ 881				
					ТОЛ-35	№ 861				
		ТН	КТ=0,5 K _{ТТ} =35000:√3 / 100/:√3 № 21257-01		ЗНОЛ-35 III	№ 14289				
					ЗНОЛ-35 III	№ 14593				
					ЗНОЛ-35 III	№ 4873				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 K _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108051216				

Приложение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
4	ОРУ -110 кВ "Никольская-1"	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =300/5 № 2793-88		ТФЗМ-110	№ 30386	66000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 5,4 % Реактивная ± 2,6 %
					ТФНД-110М	№ 640				
					ТФЗМ-110	№ 1387				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =110000/√3 / 100/√3 № 14205-94		НКФ-110-83У1	№ 46441				
					НКФ-110-83У1	№ 47788				
					НКФ-110-83У1	№ 47884				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108056014				
5	ОРУ -110 кВ "Никольская-2"	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =300/5 № 2793-88	A	ТФНД-110М	№ 5683	66000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 5,4 % Реактивная ± 2,6 %
				B	ТФНД-110М	№ 4880				
				C	ТФНД-110М	№ 3049				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =110000/√3/100√3 № 14205-94	A	НКФ-110-83У1	№ 46441				
				B	НКФ-110-83У1	№ 47788				
				C	НКФ-110-83У1	№ 47884				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108055126				
6	ОРУ -110 кВ "Никольская-3"	ТТ	КТ=0,2S К _{ТТ} =600/5 № 15651-96	A	TG-145	№ 1691	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная ± 0,8 % Реактивная ± 1,5 %	Активная ± 2,1 % Реактивная ± 1,7 %
				B	TG-145	№ 1689				
				C	TG-145	№ 1690				
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =110000/√3/100√3 № 14205-94	A	НКФ-110-83У1	№ 43541				
				B	НКФ-110-83У1	№ 47454				
				C	НКФ-110-83У1	№ 43708				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108055079				

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 $\cos \varphi (\sin \varphi) - 0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ 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 - $(0,02(0,05) \div 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi (\sin \varphi) - 0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; 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 - $(0,02(0,05) \div 1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi (\sin \varphi) - 0,8(0,6)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ 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 $+25^\circ\text{C}$;
- 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 «Магистральные нефтепроводы «Дружба»», ЛПДС «Никольское» - 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 КУУиА определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с КУУиА, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски ККУиА (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;
 - съёмные 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 ККУиА;

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 «МН «Дружба»». ИИК ЛПДС «Никольское».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

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

Комплектность АИИС представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ-35	9 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТФЗМ-110	2 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТФНД-110М	4 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТГ-145	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ-35 III	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НКФ-110-83У1	9 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	6 шт.
Разветвительная коробка ПР-3	6 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 «МН «Дружба»». ИИК ЛПДС «Никольское». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» «30» 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 «МН «Дружба»». ИИК ЛПДС «Никольское».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Магистральные нефтепроводы «Дружба». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Никольское», 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»

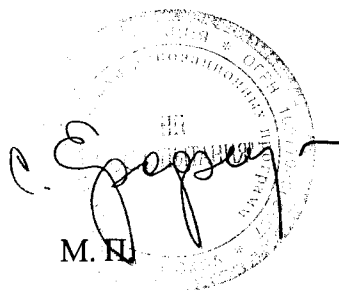
Адрес: 119991, г. Москва,

Ленинский пр-т., д.9

тел./ факс: (495) 781-48-99

Президент

НО «Инновационный фонд «РОСИСПЫТАНИЯ»



С.И. Ерофеев