

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Удмуртнефть» (2-ая очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Удмуртнефть» (2-ая очередь) (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 оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК «Альфа-ЦЕНТР» (Госреестр № 20481-00), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

- 1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

- 2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 (Госреестр № 41907-09), устройство синхронизации системного времени (УССВ), включающее в себя приемник GPS-сигналов, подключенный к УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. ИВКЭ состоит из специализированных промконтроллеров, обеспечивающих интерфейсы доступа к ИК и технических средств приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);

- 3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных (СБД) HP ProLiant DL380G4 RM, автоматизированное рабочее место (ИВК), а так же совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Устройства 2-го и 3 –го уровня АИИС КУЭ (RTU-327, HP ProLiant DL380G4 RM) входят в состав АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» (Госреестр № 38462-08).

На уровне ИВК АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» осуществляется автоматический сбор данных с ИВКЭ (УСПД), ведётся статистика по связи и протоколы событий в системе.

ИВК АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» :

- выполняет опрос значений результатов измерений, хранящихся в базе данных ИВКЭ;
- выполняет опрос состояний средств измерений, хранящихся в базе данных ИВКЭ, включая:

- журналы событий ИВКЭ;

- данные о состоянии средств измерений со всех ИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;

• осуществляет информационный обмен с заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента «по запросу» о состоянии объектов измерений, включая состояния выключателей, разъединителей, трансформаторов энергоустановки.

В результате сбора информации о результатах измерений, составе, структуре объекта измерений в ИВК АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» проводится структуризация информации, формирование разделов баз данных по результатам измерений, состоянию средств измерений и состоянию объектов измерений. На основе анализа собранных данных определяются необходимые учетные (интегральные) показатели измеренных параметров посредством соответствующей обработки полученных данных.

Для ведения электронного архива коммерческих и контрольных данных в ИВК АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» используются системы управления реляционными базами данных с поддержкой языка SQL (Oracle Database).

Взаимодействие между ИВК АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» и заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента осуществляется по основному и резервному каналу связи. Основной канал связи организован по электронной почте пересылкой xml-макетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) 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 результатов измерений в организации-участники 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков.

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. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS – 485 поступает в УСПД (RTU-327), где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ. Передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ происходит по основному и резервному каналам.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Шкала время УСПД синхронизирована со шкалой временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. Сличение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УСПД «RTU-327» осуществляется раз в час, и корректировка шкалы времени выполняется при расхождении шкалы времени сервера и УСПД $\pm 2,0$ с. Сличение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД каждые 30 мин, корректировка шкалы времени счетчиков осуществляется при расхождении со шкалой времени УСПД $\pm 2,0$ с.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО ССД и СБД АИИС КУЭ. Программные средства ССД и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы (MS Windows 2003 server), ПО систем управления базами данных (СУБД) Oracle Database и прикладное ПО ИВК «Альфа-ЦЕНТР», ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5	6
Альфа-ЦЕНТР», разработчик ООО «Эльстер-Метроника», г. Москва	«Альфа-ЦЕНТР»	ifrun60.EXE	12.04.01	0e90dsde7590bbd89594906c8df82ac2	MD5
	«Альфа-ЦЕНТР» Коммуникатор	trtu.exe	3.33	570d05152f3b44799bd02793225d8f54	
	«Альфа-ЦЕНТР» Диспетчер задач	ACTaskManager.exe	2.10.3	988ea622f22bac8742797ae66dff5662	
	«Альфа-ЦЕНТР» Утилиты	ACUtils.exe	2.5.12.153	e38b5456210068dcdd969e8058ee143b	
	«Альфа-ЦЕНТР» Макеты XML	Center.Modules.XML.dll	2.12.6	3a70970570f783657d44400f7faa171	
	Oracle 9i	oracle.exe	9.2.0.4.0	3a4dde25f9f6dddc18db856d03f65f60	
Программный модуль УССВ	Программный модуль УСВ-1	USV.exe	1.0.1.0	ba558d4565c3ctdb9aacb83afd6737b2	

ПО ИВК «Альфа-ЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» (2-ая очередь).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» (2-ая очередь) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных каналов АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» (2-ая очередь) приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ ОАО «Удмуртнефть» (2-ая очередь) приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительно-информационных каналов					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	Сервер	
347	РУ-0,4 кВ здание АБК ул. Советская 35	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 135867 Зав. № 139930 Зав. № 139985 Госреестр № 15174-06	-	А1805-RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01172187 Госреестр № 31857-06	RTU-327-E1-R2M2-K Госреестр № 41907-09	Сервер HP ProLiant DL380G4 RM	активная реактивная
376	КТП 10/0.4 кВ ООО "ЭкоСервис" Ввод-0,4кВ	ГТИ Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № R2683 Зав. № R2696 Зав. № R1608 Госреестр № 28139-07	-	А1805-RLX-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01192038 Госреестр № 31857-06			активная реактивная
396	ПС 110/35/10 кВ "Карсавай" КРУН-10 кВ яч фид.№3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 001559 Зав. № 001556 Зав. № 001557 Госреестр № 2473-05	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0919100000007 Госреестр № 16687-07	А1805-RALQ-P4GB-DW4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01172041 Госреестр № 31857-06		активная реактивная	
399	ТП 10/0.4 кВ ОАО "МТС", Ввод 0.4 кВ	-	-	А2R-4-OL-C25-П+ Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01131777 Госреестр № 27428-09		активная реактивная	

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ						
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$	$\delta_{5\%},$	$\delta_{20\%},$	$\delta_{100\%},$	
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
347 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5	
	0,9	±2,5	±1,8	±1,6	±1,6	
	0,8	±2,9	±2,1	±1,7	±1,7	
	0,7	±3,4	±2,4	±1,9	±1,9	
	0,5	±4,9	±3,2	±2,4	±2,4	
376 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5	
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6	
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,7	
	0,7	-	±3,7	±2,3	±1,9	
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,4	

Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$	$\delta_5 \%,$	$\delta_{20 \%},$	$\delta_{100 \%},$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
396 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
399 (Сч 0,5S)	1,0	±1,9	±1,4	±1,4	±1,4
	0,9	±1,9	±1,5	±1,5	±1,5
	0,8	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,7	±2,1	±1,8	±1,6	±1,6
	0,5	±2,5	±2,1	±1,7	±1,7
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$	$\delta_5 \%,$	$\delta_{20 \%},$	$\delta_{100 \%},$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
347 (ТТ 0,5S; Сч 1,0)	0,9	±8,6	±4,9	±3,1	±2,9
	0,8	±6,0	±3,6	±2,4	±2,3
	0,7	±5,2	±3,2	±2,2	±2,2
	0,5	±4,3	±2,8	±2,0	±2,0
376 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,6	±4,0	±2,9
	0,8	-	±5,1	±2,9	±2,3
	0,7	-	±4,3	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,4	±2,2	±2,0
396 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,8	±4,3	±3,3
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,5
	0,7	-	±4,4	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
399 (Сч 1,0)	0,9	±6,6	±3,7	±2,3	±2,0
	0,8	±4,9	±3,0	±2,0	±1,9
	0,7	±4,4	±2,8	±2,0	±1,9
	0,5	±3,9	±2,6	±1,9	±1,9

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК №№ 347, 399 и от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК №№ 376, 396;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;

- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

7. 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 2. 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 Альфа А2 – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;
- счетчик электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ 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, УССВ, УСПД, сервере;
- 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);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии Альфа А2 – до 5 лет при отсутствии питания;
- счетчики электроэнергии и Альфа А1800 – до 30 лет при отсутствии питания;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

Наименование	Тип	Кол.
Трансформатор тока	ТОП-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счётчик электрической энергии	A1805-RLQ-P4GB-DW-4	3
Счётчик электрической энергии	A2R-4-OL-C25-П+	1
УСПД	RTU-327-E1-R2M2-K	1
Сервер	HP ProLiant DL380G4 RM	1
Приемник системы точного времени	Модуль GPS	1
Методика поверки	МП 1477/446-2012	1
Паспорт – формуляр	АШМВ.4222.307.ФО-02	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1477/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Удмуртнефть» (2-ая очередь). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в ноябре 2012 года.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчика Альфа А2 – по методике поверки МП-2203-0160-2009 », утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМ в сентябре 2009 г.
- для счетчиков Альфа А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для УСПД RTU-327 – по методике поверки ДЯИМ.466215.007МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2009 г.;
- для поверки ИВК в соответствии с методикой поверки ИВК «Альфа-Центр» (ДЯИМ.466453.006МП), утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС».

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Удмуртнефть» (2-ая очередь). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1207/446- 01.00229-2012 от 30.12.2012 года.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Удмурт-нефть» (2-ая очередь)

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 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 Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО "РН-Энерго"

Адрес (юридический): 119071 г. Москва, ул. Малая Калужская, д.15, строение 28.
Телефон: (495) 777-47-42, Факс: (499) 576-65-96

Заявитель

ООО «Агентство энергетических решений»

Адрес (юридический): 119071 г. Москва, ул. Малая Калужская, д.19
Телефон: (495) 777-47-42, Факс: (499) 576-65-96

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11, Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П. «___» _____ 2013г.