

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Тулгорэлектросети» 3-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Тулгорэлектросети» 3-я очередь (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень включает измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа СИКОН С70 (Госреестр СИ РФ № 28822-05) и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ на базе «ИКМ-Пирамида», сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-1 (Госреестр № 28716-05, зав. № 825), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) № 1 – 5, 7 состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

ИК № 6 состоит из двух уровней АИИС КУЭ.

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 преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД (для ИК № 6 сигнал с выходов счетчиков поступает непосредственно через GSM-модем на ИВК), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Результаты измерений передаются с сервера ОАО «ТГЭС» на сервер ОАО «Тулская энергосбытовая компания» (ОАО «ТЭК») в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0.

На сервере ОАО «ТЭК» создаются электронные документы, подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП). Отправка электронных документов в ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ и смежным субъектам ОРЭ осуществляется с сервера ОАО «ТЭК».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-1 на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов ИВК с часами УСВ-1 происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы УСПД синхронизируются от часов ИВК один раз в сутки, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД/ИВК с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД/ИВК более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

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

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО "Пирамида 2000", в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО "Пирамида 2000" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "Пирамида 2000".

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Наименование файла	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
ПО «Пирамида 2000»	Не ниже Версии 20	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	Metrology.dll	MD5

- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов.
- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2,

нормированы с учетом ПО.

- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2
Таблица 2 – Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК.

Канал измерений		Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ					К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	УСПД	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики		
Номер ИК в соответствии с однолинейной схемой	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер				Вид энергии	Основная относительная погрешность ИИК (± δ), %	Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации (± δ), %
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110/10/6 кВ № 41 «Перекоп», 1 с.ш. 10 кВ, ф.33	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	29987-11	6000	СИКОН С70 № 28822-05 Зав. № 01889	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,8 ± 4,4
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	29957-11						
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	29956-11						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10-1	00598-11						
				B								
				C								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{Сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0808111934						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11	
2	ПС 110/10/6 кВ №41 «Перекоп», 2 с.ш. 10 кВ, ф.32	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	30152-11	6000	СИКОН С70 № 28822-05 Зав. № 01889	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,8 ± 4,4	
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	30116-11							
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	29977-11							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10-1	00599-11							
				B									
				C									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0808112368									
3	ПС 110/10/6 кВ №41 «Перекоп», 1 с.ш. 10 кВ, ф.35	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	28821-11	6000		СИКОН С70 № 28822-05 Зав. № 01889	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,8 ± 4,4
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	30729-11							
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	30086-11							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10-1	00598-11							
				B									
				C									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0808111856									
4	ПС 110/10/6 кВ №41 «Перекоп», 2 с.ш. 10 кВ, ф.34	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	29958-11	6000	СИКОН С70 № 28822-05 Зав. № 01889		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,8 ± 4,4
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	29946-11							
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	30159-11							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10-1	00599-11							
				B									
				C									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0808111884									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
5	ПС 110/10/6 кВ №218 «Южная», 4 с.ш. 10 кВ, ф.44	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	19410-11	6000	СИКОН С70 № 28822-05 Зав. № 01863	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,8 ± 4,4
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	19420-11						
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	19487-11						
		ТН	К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10	01994-11						
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10	02044-11						
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10	02043-11						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0805113344								
6	ВЛ 6 кВ от ПС 110/35/6 №52 Медвенка, 2 с.ш. 6 кВ, ф. Плехановский, отпайка на ТП №34 6/0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 30/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2У2	18581	360	-	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,8 ± 4,4
				B	ТОЛ-10-I-2У2	18584						
				C	ТОЛ-10-I-2У2	17697						
		ТН	К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 № 23544-07	A	ЗНОЛП-6У2	3005757						
				B	ЗНОЛП-6У2	3005765						
				C	ЗНОЛП-6У2	3005719						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 23345-07	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN		15723029								
7	ПС 110/35/6 №52 Медвенка, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 6	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-8У2	21674	1800	СИКОН С70 № 28822-05 Зав. № 01688	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,2 ± 4,1
				B	ТОЛ-10-I-8У2	21675						
				C	ТОЛ-10-I-8У2	21676						
		ТН	К _{ТН} = 6000/100 № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-6-1-У2	09595-11						
				B								
				C								
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0812122075								

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,87$ инд.;
температура окружающей среды $(23 \pm 2) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,02(0,05) - 1,2) $I_{ном}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус $60 ^\circ\text{C}$ до $40 ^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $60 ^\circ\text{C}$; для УСПД от минус $10 ^\circ\text{C}$ до $50 ^\circ\text{C}$.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $0,02(0,05) \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до $40 ^\circ\text{C}$.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Тулгорэлектросеть» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик типа СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 140\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $T_B = 7$ суток;
- электросчетчик типа Меркурий 230 – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 150\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $T_B = 7$ суток;
- устройство сбора и передачи данных типа СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 70\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $T_B = 24$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - включение и выключение УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при хранении и передаче информации (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 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Тулгорэлектросети» 3-я очередь.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Тулгорэлектросети» 3-я очередь

Наименование	Количество
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10	15 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10-I-2У2	3 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10-I-8У2	3 шт.
Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10-1	2 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-6У2	3 шт.
Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-6-1-У2	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный статический «Меркурий 230»	1 шт.
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	3 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1 шт.
Контроллер СИКОН ТС65	1 шт.
Сервер на базе «ИКМ-Пирамида»	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 56178-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Тулгорэлектросети» 3-я очередь. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчиков электрической энергии трехфазных статических «Меркурий 230» - в соответствии с документом «Методика поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.;

- контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1» утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- устройства синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.04 г.;
- средства измерений по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- средства измерений по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Тулгорэлектросети» 3-я очередь.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Тулгорэлектросети» 3-я очередь

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22: 2003) «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
5. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Статические счетчики реактивной энергии».
6. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
7. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
8. Эксплуатационная документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Тулгорэлектросети» 3-я очередь.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «Производственно-коммерческая фирма «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)

Юридический адрес:

109202, г. Москва, ул. 3-я Карачаровская, д. 8, корп. 1

Почтовый адрес:

109444, г. Москва, Ферганская ул., д. 6, стр. 2

Тел./факс: +7 (495) 788-48-25

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

Е-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2014 г.