

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Балтика» по НПС «Кириши», НПС «Невская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Балтика» по НПС «Кириши», НПС «Невская» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации времени (далее - УСВ) УСВ-3.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее - ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех 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 преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (номер в Госреестре № 54083-13).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, входящими в состав ЦСОД. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-3. Сличение часов УСПД с УСВ-3 производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов УСПД с временем УСВ-3 проводится независимо от величины расхождения времени.

Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Другие идентификационные данные (если имеются)	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 - 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электро- энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	НПС «Кириши», ОРУ-110 кВ, Ввод 1	ТГМ-110 УХЛ1 200/5 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная
2	НПС «Кириши», ОРУ-110 кВ, Ввод 2	ТГМ-110 УХЛ1 200/5 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5			реактивная
3	НПС «Невская», ОРУ-110 кВ, Ввод 1	TG145 N 300/5 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70		активная
4	НПС «Невская», ОРУ-110 кВ, Ввод 2	TG145 N 300/5 Кл.т. 0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5			реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 - 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±0,6	±0,6	±1,0	±0,8	±0,9	±1,2
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±0,6	±0,6	±1,0	±0,8	±0,9	±1,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±0,7	±0,8	±1,2	±0,9	±1,0	±1,4
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	±1,1	±1,3	±2,1	±1,3	±1,4	±2,2

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±1,2	±0,9	±0,8	±1,4	±1,2	±1,0
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±1,2	±1,0	±0,8	±1,5	±1,2	±1,0
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±1,7	±1,3	±1,0	±2,2	±1,7	±1,4
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	±3,0	±2,2	±1,6	±4,0	±2,9	±2,2
2 - 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±1,2	±1,0	±0,8	±1,9	±1,6	±1,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±1,2	±1,0	±0,8	±1,9	±1,6	±1,5
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±1,4	±1,1	±0,9	±2,0	±1,7	±1,5
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	±2,5	±2,0	±1,5	±2,9	±2,4	±2,1

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: диапазон напряжения (0,99 - 1,01) Uном; диапазон силы тока (0,02 - 1,2) Iном, частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности cos j = 0,5; 0,8; 0,9 инд.;
 - температура окружающей среды:
 - для ТТ и ТН от минус 60 до плюс 40 °С;
 - для счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;
 - для УСПД от плюс 15 до плюс 25 °С;
 - для ИВК от плюс 10 до плюс 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

- 4 Рабочие условия эксплуатации:
- для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока (0,02 - 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 60 до плюс 40 °С.
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,8 - 1,2) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,02 - 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота (50 ± 2,5) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-3 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- ССВ-1Г - среднее время наработки на отказ не менее $T = 15\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8- среднее время наработки на отказ не менее $T_{G6} = 261\,163$ ч, $T_{Gen8} = 264\,599$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера 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.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Балтика» по НПС «Кириши», НПС «Невская» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТГМ-110 УХЛ1	59982-15	6
Трансформаторы тока	TG145 N	30489-05	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-13	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	1

Окончание таблицы 5

1	2	3	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	3
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	2
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	ВЛСТ 1106.00.000 ФО	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64748-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Балтика» по НПС «Кириши», НПС «Невская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2012 г.;
- СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-3 - по документу «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
- ССВ-1Г - по документу «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-80 МП, утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %;

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Балтика» по НПС «Кириши», НПС «Невская» (АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Балтика» по НПС «Кириши», НПС «Невская»), аттестованной АО ГК «Системы и Технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Балтика» по НПС «Кириши», НПС «Невская»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»), ИНН 3327304235
Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8
Тел.: (4922) 33-67-66; Факс: (4922) 42-45-02; E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»
(ООО «Сервис-Метрология»), ИНН 7715785092
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35
Тел.: (499) 755-63-32; E-mail: info@s-metr.ru

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; E-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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.