

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (3-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (3-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе «Комплекса аппаратно-программного для автоматизации учета энергоресурсов "Телескоп+"» (Госреестр № 19393-07), 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 – информационно-измерительный комплекс, включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – Сч. или счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) ТК16L (Госреестр № 36643-07), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) с GPS-приемником, входящим в состав УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) HP Proliant ML370 с установленным серверным программным обеспечением (далее по тексту – ПО) "Телескоп+", а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Устройства 2-го и 3 –го уровня АИИС КУЭ (ТК16L, HP Proliant ML370) входят в состав Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО "РН-Юганскнефтегаз" (Госреестр № 35546-07).

Вспомогательное оборудование – автоматизированное рабочее место оператора (далее по тексту – АРМ) с установленным клиентским ПО "Телескоп+", монитор, комплект устройств интерактивного ввода-вывода.

С помощью WEB интерфейса архитектуры Ethernet и сетевого оборудования сервер ИВК, АРМ оператора АИИС и УСПД уровня ИВКЭ включены в локальную вычислительную сеть (ЛВС) ООО «РН-Юганскнефтегаз».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза 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 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 и УСПД в базу данных ИВК.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию часов устройств АИИС КУЭ. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. Сигналы точного времени формируются источником точного времени – GPS-приемником, присоединенным к УСПД ТК16L. Коррекция отклонений встроенных часов счетчика и сервера осуществляется при помощи синхронизации часов устройств с единым временем, поддерживаемым часами УСПД.

Сличение часов счетчика и сервера с временем часов УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более $\pm 1,0$ с.

Факты коррекции шкал времени часов компонентов АИИС КУЭ регистрируются в журналах событий счетчика, УСПД, сервера.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение MS Windows Server 2000, СУБД MS SQL Server 2000 Standard Edition, ПО “Телескоп+”. В состав ПО “Телескоп+” входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Программный комплекс "Телескоп+"	версия 1.0.1.1	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c	СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ SERVER_MZ4.dll	MD5
	версия 1.0.1.1	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca	АРМ ЭНЕРГЕТИКА Reports2.exe	

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

ПО "Телескоп+" не влияет на метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
436	ПС 220/110/35/6 кВ "Росляковская", ОРУ-220 кВ яч. № 7	ВСТ кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 30928734; 30928737; 30928740 Госреестр № 17869-10	СРВ 245 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 8615-474; 8615-472; 8615-469 Госреестр № 15853-06	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01224199 Госреестр № 31857-11	ТК16L Зав. № 200508018 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
437	ПС 220/110/35/6 кВ "Росляковская", ОРУ-220 кВ яч.№ 8	ВСТ кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 30928735; 30928736; 30928738 Госреестр № 17869-10	СРВ 245 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8615-470; 8615-471; 8615-473 Госреестр № 15853-06	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01224200 Госреестр № 31857- 11	ТК16L Зав. № 200508018 Госреестр № 36643-07
438	ПС 220/110/35/6 кВ "Росляковская", ОРУ-220 кВ ОВ-220 кВ	ВСТ кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 30928733; 30928739; 30928741 Госреестр № 17869-10	СРВ 245 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8615-474; 8615-472; 8615-469 Госреестр № 15853-06	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01224215 Госреестр № 31857- 11	
2991	ПС 35/6 кВ "Больничная", РУ-6 кВ яч. №5 Ввод № 1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 13589-08; 22878-08; 22797-08 Госреестр № 32139-11	НАМИТ-10-2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1730 Госреестр № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0104082206 Госреестр № 27524- 04	ТК16L Зав. № 110607 Госреестр № 36643-07
2992	ПС 35/6 кВ "Больничная", ТСН-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ яч. ТСН-1	ТШП 0.66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 2086282; 2086270; 2086276 Госреестр № 15173-01	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0808110425 Госреестр № 36697- 08	
3001	ПС 35/6 кВ "Больничная", РУ -6 кВ яч. №16 Ввод № 2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 22596-08; 16406-08; 13630-08 Госреестр № 32139-11	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 610 Госреестр № 40740-09	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0104083519 Госреестр № 27524- 04	
3002	ПС 35/6 кВ "Больничная", ТСН-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ яч. ТСН-2	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1091580; 1091468; 1092932 Госреестр № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0808110542 Госреестр № 36697- 08	
4011	ПС 110/35/6 кВ "Камчинская", ОРУ-110 кВ ввод 110 кВ Т1	TG145N кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 05534; 05535; 05533 Госреестр № 30489-09	СРВ 123 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8813593; 8813592; 8813589 Госреестр № 15853-96	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01229124 Госреестр № 31857- 11	
4021	ПС 110/35/6 кВ "Камчинская", ОРУ-110 кВ ввод 110 кВ Т2	TG145N кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 05530; 05531; 05532 Госреестр № 30489-09	СРВ 123 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8813590; 8813594; 8813591 Госреестр № 15853-96	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01229125 Госреестр № 31857- 11	ТК16L Зав.№ 201005005 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
419	ПС 110/35/6 кВ "Звездная, ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ "Центральная-1	ТВЭ-35УХЛ2 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 1645-8; 1639-8; 1644-8 Госреестр № 13158-04	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 784 Госреестр № 19813-09	A1802RALX-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01198253 Госреестр № 31857-11	ТК16L Зав.№ 110817 Госреестр № 36643-07
420	ПС 110/35/6 кВ "Звездная, ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ "Центральная-2	ТВЭ-35УХЛ2 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 1651-8; 1646-8; 1649-8 Госреестр № 13158-04	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 751 Госреестр № 19813-09	A1802RALX-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01198254 Госреестр № 31857-11	
421	ПС 110/35/6 кВ "Звездная, ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ "Луч- 1"	ТВЭ-35УХЛ2 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1638-8; 1642-8; 1635-8 Госреестр № 13158-04	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 784 Госреестр № 19813-09	A1802RALX-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01198252 Госреестр № 31857-11	
422	ПС 110/35/6 кВ "Звездная, ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ "Луч- 2"	ТВЭ-35УХЛ2 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1203-8; 1200-8; 1195-8 Госреестр № 13158-04	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 751 Госреестр № 19813-09	A1802RALX-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01198255 Госреестр № 31857-11	
423	ПС 110/35/6 кВ "Сибирь", ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ "Сатурн-1"	АСН-36 кл.т 0,2 Ктт = 400/5 Зав. № 12005291/19; 12005291/20; 12005291/23 Госреестр № 27818-12	НАЛИ-СЭЩ-35 кл.т 0,2 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 00002-12 Госреестр № 46802-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811113256 Госреестр № 36697-08	ТК16L Зав.№ 201101003 Госреестр № 36643-07
424	ПС 110/35/6 кВ "Сибирь", ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ "Сатурн-2"	АСН-36 кл.т 0,2 Ктт = 400/5 Зав. № 12005291/12; 12005291/4; 12005291/10 Госреестр № 27818-12	НАЛИ-СЭЩ-35 кл.т 0,2 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 00003-12 Госреестр № 46802-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811112731 Госреестр № 36697-08	
425	ПС 110/35/6 кВ "Сибирь", ОРУ-35 кВ ввод ВЛ-35 кВ "Сириус-1"	АСН-36 кл.т 0,2 Ктт = 400/5 Зав. № 12005291/13; 12005291/16; 12005291/22 Госреестр № 27818-12	НАЛИ-СЭЩ-35 кл.т 0,2 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 00002-12 Госреестр № 46802-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811112698 Госреестр № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
426	ПС 110/35/6 кВ "Сибирь", ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ "Сириус-2"	АСН-36 кл.т 0,2 Ктт = 400/5 Зав. № 12005291/5; 12005291/6; 12005291/1 Госреестр № 27818-12	НАЛИ-СЭЩ-35 кл.т 0,2 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 00003-12 Госреестр № 46802-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811113137 Госреестр № 36697-08	ТК16L Зав.№ 201101003 Госреестр № 36643-07
427	ПС 110/35/6 кВ "Мамонтовская", ОРУ-110 кВ Ввод 110 кВ 1Т	TG145N кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 05351; 05352; 05350 Госреестр № 30489-09	СРВ 123 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8811781; 8811782; 8811784 Госреестр № 15853-96	A2R1-4-L-C29-T кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01223397 Госреестр № 14555-02	ТК16L Зав.№ 11019 Госреестр № 36643-07
428	ПС 110/35/6 кВ "Мамонтовская", ОРУ-110 кВ Ввод 110 кВ 2Т	TG145N кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 05349; 05348; 05347 Госреестр № 30489-09	СРВ 123 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8811783; 8811780; 8811779 Госреестр № 15853-96	A2R1-4-L-C29-T кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01223395 Госреестр № 14555-02	
429	ПС 110/35/6 кВ "Бекметьевская", ОРУ-110 кВ Ввод 110 кВ 1Т	TG145N кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 05602; 05603; 05604 Госреестр № 30489-09	СРА 123-550 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8814291; 8814287; 8814290 Госреестр № 15852-96	A1802RALXQV-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01229027 Госреестр № 31857-11	ТК16L Зав.№ 120206 Госреестр № 36643-07
430	ПС 110/35/6 кВ "Бекметьевская", ОРУ-110 кВ Ввод 110 кВ 2Т	TG145N кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 05601; 05600; 05599 Госреестр № 30489-09	СРА 123-550 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8814289; 8814288; 8814292 Госреестр № 15852-96	A1802RALXQV-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01229028 Госреестр № 31857-11	
431	ПС "Евсеенковская" 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ № 3 ЦПС Приразломного яч.23	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 27792; 27350; 27627 Госреестр № 7069-07	ЗНОЛП кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 17599; 17783; 18502 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0812107068 Госреестр № 36697-08	ТК16L Зав. № 200508018 Госреестр № 36643-07
432	ПС "Евсеенковская" 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ № 3 ЦПС Приразломного яч.26	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 27545; 27564; 27543 Госреестр № 7069- 07	ЗНОЛП кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 17778; 17787; 18503 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0802112107 Госреестр № 36697- 08	
434	ПС 110/35/6 кВ "Корниловская", ОРУ-110 кВ Ввод 110 кВ 1Т	TG145N кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 02576; 02577; 02578 Госреестр № 30489- 09	СРВ 123 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8710623; 8710620; 8710621 Госреестр № 15853-96	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01193681 Госреестр № 31857- 11	ТК16L Зав.№ 10184 Госреестр № 36643- 07
435	ПС 110/35/6 кВ "Корниловская", ОРУ-110 кВ Ввод 110 кВ 2Т	TG145N кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 02581; 02580; 02579 Госреестр № 30489- 09	СРВ 123 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 8710622; 8710619; 8710624 Госреестр № 15853-96	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01215268 Госреестр № 31857- 11	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
2991, 3001 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±2,1	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,5	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±3,0	±1,7	±1,3	±1,3
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,1	±2,3	±2,3
2992, 3002 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	±1,7	±1,0	±0,8
	0,9	-	±2,3	±1,2	±0,9
	0,8	-	±2,8	±1,5	±1,1
	0,7	-	±3,5	±1,8	±1,3
	0,5	-	±5,4	±2,7	±1,9
4011, 4021, 429, 430 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,0	±0,6	±0,5	±0,5
	0,9	±1,1	±0,7	±0,5	±0,5
	0,8	±1,3	±0,8	±0,6	±0,6
	0,7	±1,5	±0,9	±0,7	±0,7
	0,5	±2,0	±1,3	±0,9	±0,9
419, 420, 421, 422, (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
423, 424, 425, 426 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	±0,9	±0,6	±0,5
	0,9	-	±1,1	±0,6	±0,5
	0,8	-	±1,2	±0,7	±0,6
	0,7	-	±1,4	±0,8	±0,7
	0,5	-	±2,0	±1,2	±0,9
427, 428, 431, 432 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,3
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
434, 435 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,9	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,5	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±5,4	±3,0	±2,2	±2,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
436, 437, 438 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,1	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,2	±1,0	±1,0
	0,5	±2,3	±1,7	±1,4	±1,4
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
2991, 3001 (Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±8,7	±3,9	±2,8	±2,7
	0,8	±6,3	±2,9	±2,1	±2,1
	0,7	±5,3	±2,5	±1,8	±1,8
	0,5	±4,3	±2,0	±1,5	±1,5
2992, 3002 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,3	±2,3
	0,8	-	±4,5	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,8	±1,6	±1,3
4011, 4021, 429, 430 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±3,8	±1,6	±1,2	±1,2
	0,8	±2,8	±1,3	±0,9	±0,9
	0,7	±2,4	±1,1	±0,8	±0,8
	0,5	±2,1	±1,0	±0,7	±0,7
419, 420, 421, 422, (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,5	±2,6
	0,8	-	±4,4	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±2,6	±1,5	±1,2
423, 424, 425, 426 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,9	-	±2,5	±1,4	±1,2
	0,8	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,7	-	±1,6	±1,0	±0,8
	0,5	-	±1,3	±0,8	±0,7
427, 428, 431, 432 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,6	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±2,9	±1,8	±1,5
434, 435 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±7,0	±3,5	±2,6	±2,6
	0,8	±4,9	±2,5	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±3,0	±1,6	±1,2	±1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
436, 437, 438 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±4,0	±2,1	±1,7	±1,7
	0,8	±3,0	±1,5	±1,3	±1,3
	0,7	±2,5	±1,3	±1,1	±1,1
	0,5	±2,1	±1,1	±1,0	±0,9
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
2991, 3001 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±5,7	±3,4	±2,6	±2,6
2992, 3002 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,7	±1,5
	0,8	-	±3,1	±1,9	±1,6
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±5,6	±3,0	±2,3
4011, 4021, 429, 430 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
419, 420, 421, 422, (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
423, 424, 425, 426 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	±1,1	±0,8	±0,7
	0,9	-	±1,2	±0,9	±0,8
	0,8	-	±1,4	±0,9	±0,8
	0,7	-	±1,6	±1,0	±0,9
	0,5	-	±2,1	±1,3	±1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
427, 428, 431, 432 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6
434, 435 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
436, 437, 438 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
2991, 3001 (Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±12,1	±4,8	±3,3	±3,1
	0,8	±9,0	±3,8	±2,7	±2,6
	0,7	±7,7	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±6,5	±2,9	±2,2	±2,1
2992, 3002 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)	0,9	-	±7,0	±3,7	±2,8
	0,8	-	±5,1	±2,9	±2,3
	0,7	-	±4,3	±2,5	±2,2
	0,5	-	±3,5	±2,2	±2,0
4011, 4021, 429, 430 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±5,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±4,3	±1,7	±1,2	±1,2
	0,7	±3,7	±1,6	±1,1	±1,1
	0,5	±3,2	±1,4	±1,1	±1,1
419, 420, 421, 422, (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$ %	$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$ %
423, 424, 425, 426 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,9	-	±2,8	±1,7	±1,4
	0,8	-	±2,2	±1,4	±1,2
	0,7	-	±1,9	±1,2	±1,1
	0,5	-	±1,7	±1,1	±1,1
427, 428, 431, 432 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
434, 435 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±8,1	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±5,8	±2,7	±2,0	±2,0
	0,7	±4,8	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±3,9	±1,9	±1,4	±1,4
436, 437, 438 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±5,7	±2,5	±1,9	±1,9
	0,8	±4,4	±1,9	±1,5	±1,5
	0,7	±3,8	±1,7	±1,4	±1,3
	0,5	±3,2	±1,5	±1,2	±1,2

Примечания:

1 Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi<1,0$ нормируется от $I_2\%$;

2 Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

3 Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; УСПД - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{n2}$ до $1,1 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $1,2 \cdot I_{n2}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных 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;

– счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;

– счетчики электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

– счетчики электроэнергии АЛЬФА – срок службы не менее 30 лет;

– счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

– резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчиков;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– УСПД.

– наличие защиты на программном уровне:

– пароль на счетчиках;

– пароль на УСПД;

– пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– УСПД (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

– счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01, СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;

– счетчики электроэнергии Альфа А1800– до 30 лет при отсутствии питания;

– УСПД – хранение данных при отключении питания – не менее 5 лет;

– ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование СИ	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1. Трансформатор тока	ВСТ	9
2. Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
3. Трансформатор тока	ТШП-0.66	3
4. Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
5. Трансформатор тока	TG145N	24
6. Трансформатор тока	ТВЭ-35УХЛ2	12
7. Трансформатор тока	АСН-36	12
8. Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
9. Трансформатор напряжения	СРВ 245	6
10. Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1
11. Трансформатор напряжения	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2	1
12. Трансформатор напряжения	СРВ 123	18
13. Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
14. Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-35	2
15. Трансформатор напряжения	СРА 123-550	6
16. Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
17. Счетчик	Альфа А1800	13
18. Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	8
19. Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01	2
20. Счетчик	АЛЬФА	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
21.Комплекс аппаратно-программный для автоматизации учета энергоресурсов	ПО "Телескоп+"	1
22. УСПД	ТК16L	9
23. Методика поверки	1796/550-2014	1
24. Паспорт – формуляр	A212331.42 2231.1196.ФО2	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1796/550-2014 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (3-я очередь). Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" в феврале 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

– для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";

– для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";

– для счётчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 10 сентября 2004 г.

– для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" 4 декабря 2007 г.

– для счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом « Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2012 г.;

– для счетчиков АЛЬФА – в соответствии с документом «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки», согласованным ВНИИМ им. Д.И.Менделеева в 2001 г.;

– для УСПД ТК16L – по документу "Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки" АВБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в декабре 2007 г.;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (3-я очередь)». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1347/550-01.00229-2014 от 21.02.2014 года.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» (3-я очередь)

1 ГОСТ 22261-94 с изм. "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".

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

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

4 ГОСТ 7746–2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".

5 ГОСТ 1983–2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".

6 ГОСТ 31819.22-2012 "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S".

7 ГОСТ 31819.23-2012 "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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «РН-Энерго»

Юридический адрес: 11907, г. Москва, ул. Малая Калужская, д. 19.

Тел.: +7 (495) 777-47-42

Факс: +7 (499) 576-65-96

Заявитель

ООО «Центр инновационного развития МЭИ»

Юридический адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д. 7Г, стр. 5

Тел.: +7 (499) 681-15-52

Испытательный центр

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

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин