

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий 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-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-1, серверы, АРМ (автоматизированное рабочее место), а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК;

- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

- передача результатов измерений ПАК ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» - РДУ и другим субъектам оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

- 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 (коррекция времени);

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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Для ИК № 1 – 34 УСПД по проводным линиям связи и по каналам GSM считывает значения мощностей и текущие показания счетчиков, также в нём осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1 так, как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации. Далее сервер с периодичностью один раз в 30 минут по сети Ethernet (основной канал) или по сети GSM (резервный канал) опрашивает УСПД и считывает с них почасовые значения электроэнергии, показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий.

Для ИК № 35 цифровой сигнал с выхода счетчика по линиям связи и далее через GSM-модем поступает на сервер АИИС КУЭ. Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов

Считанные значения по ИК № 1 – 35 записываются в базу данных (под управлением СУБД Oracle).

Обмен данными между АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ и АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭМ производится по электронной почте через сеть Internet в виде макетов в формате XML.

Наименования АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭМ, с которыми взаимодействует АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ, приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – перечень АИИС КУЭ смежных субъектов ОРЭМ.

Наименование средств измерений утвержденного типа	№ в Госреестре
2	3
1 АИИС КУЭ ОАО "МРСК Центра" - "Тверьэнерго"	45348-10
2 АИИС КУЭ тяговой подстанции "Бужаниново" ОАО "Российские Железные Дороги"	33489-06
3 АИИС КУЭ тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО "РЖД" в границах Московской области	45313-10
4 АИИС КУЭ тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО "РЖД" в границах Московской области	47806-11
5 АИИС КУЭ филиала "Тулаэнерго" ОАО "МРСК Центра и Приволжья"	40021-08
6 АИИС КУЭ ПС 220 кВ №375 «Стачка» - АИИС КУЭ ПС 220 кВ №375 «Стачка»	42312-09
7 АИИС КУЭ Филиала "Рязаньэнерго" ОАО "МРСК Центра и Приволжья"	46378-11
8 АИИС КУЭ ОАО "Владимирэнерго"	32828-06
9 АИИС КУЭ ОАО "Калугаэнерго"	35160-07

Сервер, в автоматическом или ручном режиме 1 раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АРМ считывают данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят: устройство синхронизации времени УСВ-1 с встроенным приемником сигналов точного времени на основе глобальной системы позиционирования GPS, счетчики электроэнергии, УСПД, сервер.

Синхронизация времени УСПД от приемника точного времени происходит ежесекундно.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ± 3 с.

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

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО СБД, ПО АРМ.

Программные средства СБД уровня ИВК включают операционную систему, сервисные программы, программы обработки текстовой информации (MS Office), ПО систем управления базами данных (СУБД) и ПО «Альфа ЦЕНТР».

Программные средства АРМ включают операционную систему, программы обработки текстовой информации (MS Office) и клиентское ПО «Альфа ЦЕНТР».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в ИВК АИИС КУЭ

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Microsoft Windows 2003 Server Standard Edition Service Pack 1 (Build 3790)	GXJ2B-FVKM2-MMBJD-6GXJT-QX249	-	-
	Библиотека метрологически значимой части ac_metrology.dll	Версия 12.01	3E736B7F38086 3F44CC8E6F7B D211C54	MD5

ПО «Альфа Центр» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

ПО «Альфа ЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 3.
Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 4.

Таблица 3 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС №129 Талдом-1 110 кВ, яч. ВЛ-110кВ Борки - Талдом 1 Восточная	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 33140; 33141; 33142 Госреестр № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1986; 1991; 561 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0108062097 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 1702 Госреестр № 37288-08
2	ПС №367 Талдом-2 110 кВ, яч. ВЛ-110кВ Борки - Талдом 2 Западная	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 33130; 33121; 33120 Госреестр № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1960; 1979; 1980 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112065012 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 1703 Госреестр № 37288-08
3	ПС Решетниково 110 кВ, яч. ВЛ- 110 кВ Безборо- дово- Решетниково 1	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 284; 285; 287 Госреестр № 2793-88	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61268; 61302; 61333; 61318; 61635; 70043 Госреестр № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0108073474 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2193 Госреестр № 37288-08
4	ПС Решетниково 110 кВ, яч. ВЛ- 110 кВ Безборо- дово- Решетниково 2	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 273; 261; 269 Госреестр № 2793-88	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61268; 61302; 61333; 61318; 61635; 70043 Госреестр № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0108072761 Госреестр № 27524-04	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
5	ПС Решетниково 110 кВ, яч. ОМВ- 110 кВ	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 11345; 11367; 79214 Госреестр № 2793-88	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61268; 61302; 61333; 61318; 61635; 70043 Госреестр № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 01120644196 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2193 Госреестр № 37288-08
6	ПС №251 Водовод, ввод ВЛ - 110 кВ Во- довод - Усад	ЮФ-123 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 2007.3412.06/1; 2007.3412.06/2; 2007.3412.06/3 Госреестр № 29311-05	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 26796; 26766; 26808 Госреестр № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0111063107 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2203 Госреестр № 37288-08
7	ПС №251 Водовод ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 26177; 26067; 26214 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 26778; 26351; 26797 Госреестр № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112064160 Госреестр № 27524-04	Госреестр № 37288-08
8	ПС №819 Мишеронь, ввод ВЛ - 110 кВ Ун- дол - Мишеронь с отп. Копнино и Собинка	ЮФ-123 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 2006.4173.03/03; 2006.4173.03/02; 2006.4173.03/01 Госреестр № 29311-05	ВЕОТ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2082958; 2082978; 2082967 Госреестр № 37112-08	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112064110 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2195 Госреестр № 37288-08
9	ПС № 819 Мишеронь рем. перемычка - 110 кВ	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 7482; 7448; 7472 Госреестр № 2793-71	ЕОФ-123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2007.1301.03/01; 2007.1301.03/02; 2007.1301.03/03 Госреестр № 29312-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112065138 Госреестр № 27524-04	Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
10	ПС №10 Красный Угол, ввод ВЛ - 6 кВ, Фидер №3	ТПЛ-10-М кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 6734; 6737 Госреестр № 22192-07	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 928 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0103073133 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 5045 Госреестр № 37288-08
11	ПС №10 Красный Угол, ввод ВЛ - 10 кВ, Фидер №301	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 150/5 Зав. № 11790; 11792 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 6342 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0103073236 Госреестр № 27524-04	
12	ПС №10 Красный Угол, ввод ВЛ - 10 кВ, Фидер №302	ТПЛ-10-М кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 6733; 6735 Госреестр № 22192-07	НАМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 6342 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0103073195 Госреестр № 27524-04	
13	ПС №10 Красный Угол, Фидер №1	ТПОЛ-10М кл.т 0,2S Ктт = 75/5 Зав. № 10149; 9762 Госреестр № 37853-08	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 928 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0103074060 Госреестр № 27524-04	
14	ПС №660 Шерна, ввод ВЛ - 6 кВ, Фидер № 301	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 11809; 11811 Госреестр № 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № ПККПЧ Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0111063058 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2197 Госреестр № 37288-08
15	ПС №296 Горлово, ввод ВЛ - 6 кВ, Фидер №3	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 0347; 9153 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2862 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112064187 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2207 Госреестр № 37288-08
16	ПС №296 Горлово, ввод ВЛ - 6 кВ, Фидер №4	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 22463; 27651 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2181 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112064173 Госреестр № 27524-04	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
17	ПС №271 Аленино, ввод ВЛ - 6 кВ, Фидер №13	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 150/5 Зав. № 21651; 21649; 21650 Госреестр № 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № СРПУ Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0111062002 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2199 Госреестр № 37288-08
18	ПС №271 Аленино, ввод ВЛ - 6 кВ, Фидер №23	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 21658; 21660; 21659 Госреестр № 25433-11	НТМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 6000/100 Зав. № 2384 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0111069190 Госреестр № 27524-04	
19	ПС №199 Дубки, ввод ВЛ - 6 кВ, Фидер №3	ТЛП-10 кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 11889; 11888 Госреестр № 30709-08	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1655 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112061038 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2194 Госреестр № 37288-08
20	ПС №245 Пятницкая, яч. ВЛ-110 кВ Пят- ницкая- Ясногорск	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 16118; 16155; 16069 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 4720; 5363; 5344 Госреестр № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0108073482 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2208 Госреестр № 37288-08
21	ПС Пушино, яч. ВЛ-110 кВ Пу- шино-Тарусса 1	ТАГ 123 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 30050900; 30050899; 30050898 Госреестр № 29694-08	НКФ-110-57 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 648914; 648921; 648922 Госреестр № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112066213 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2243 Госреестр № 37288-08
22	ПС Пушино, яч. ВЛ-110 кВ Пу- шино-Тарусса 2	ТАГ 123 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 30050892; 30050894; 30050893 Госреестр № 29694-08	НКФ-110-57 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 726162; 726158; 726161; 648914; 648921; 648922 Госреестр № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0111062032 Госреестр № 27524-04	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
23	ПС №224 Кашира-город, яч. ВЛ-35 кВ Кашира- Иваньково	ТФНД-35М кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 634; 635 Госреестр № 3689-73	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 394 Госреестр № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0108073895 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2196 Госреестр № 37288-08
24	ПС №360 Белоомут, ОРУ- 110 кВ, яч. ВЛ- 110 кВ Есенино- Белоомут	ЮФ-123 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 2007.3412.06/10; 2007.3412.06/11; 2007.3412.06/12 Госреестр № 29311-05	НКФ-110-57 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 30994; 35330; 34811 Госреестр № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0108073578 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2200 Госреестр № 37288-08
25	ПС №360 Белоомут, РУ-10 кВ, яч. Ф.Сельцы	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 96521; 96785 Госреестр № 2363-68	НТМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 1118 Госреестр № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03.01 кл.т 0,2S Зав. № 0108078543 Госреестр № 27524-04	
26	ПС №693 Мох, ОРУ-110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ Клепики-Мох	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 5483; 24925; 5433 Госреестр № 2793-71	ЕОФ-123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2007.3412.03/17; 2007.3412.03/18; 2007.3412.03/19 Госреестр № 29312-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0104071165 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2186 Госреестр № 37288-08
27	ПС №693 Мох 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, Фидер №5	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 03810; 30970 Госреестр № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 1273 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112064140 Госреестр № 27524-04	
28	ПС №693 Мох 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, Фидер №10	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 02649; 02924 Госреестр № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 767 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112063237 Госреестр № 27524-04	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
29	ПС №158 Мишуково 110/6 кВ, яч.ВЛ-110 кВ Ворсино- Мишуково	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 24839; 24878; 25002 Госреестр № 2793-88	ЕОФ-123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2008.3733.01/8; 2008.3733.01/9; 2008.3733.01/7; 2007.3412.01/21; 2007.3412.01/20; 2007.3412.01/17 Госреестр № 29312-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112064180 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2250 Госреестр № 37288-08
30	ПС №158 Мишуково 110/6 кВ,ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 26673; 26668; 26685 Госреестр № 2793-88	ЕОФ-123 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2008.3733.01/8; 2008.3733.01/9; 2008.3733.01/7; 2007.3412.01/21; 2007.3412.01/20; 2007.3412.01/17 Госреестр № 29312-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0112065052 Госреестр № 27524-04	
31	ПС №272 Егоровка, яч. ВЛ-35кВ Ерми- лово-Егоровка	ЮФ 36 кл.т 0,2S Ктт = 150/5 Зав. № 2007.1302.03/13; 2007.1302.03/14; 2007.1302.03/15 Госреестр № 36509-07	ЕОФ 36 кл.т 0,2 Ктн = 35000/100 Зав. № 2007.1302.01/01; 2007.1302.01/02; 2007.1302.01/03 Госреестр № 36508-07	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0108074233 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2199 Госреестр № 37288-08
32	ПС №76 Цезарево, КРУН- 10 кВ, СШ-10 кВ, фидер №4	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1356; 8682 Госреестр № 2473-05	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 2684 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S Зав. № 0108074367 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2191 Госреестр № 37288-08
33	ПС №705 "Жега- лово", РУ-10 кВ, сек. 5, фид.51	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 10428; 10429; 10426 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 2862 Госреестр № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03.01 кл.т 0,2S Зав. № 0105073087 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2265 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
34	ПС №705 "Жегалово", РУ-10 кВ, сек. 8, фид.81	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 10430; 10427; 10425 Госреестр № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 2684 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,2S Зав. № 0808091549 Госреестр № 27524-04	RTU-325 Зав.№ 2265 Госреестр № 37288-08
35	ТП №325 Черново, РУ-6 кВ ввод п/ст №251	GS-12 кл.т 1,0 Ктт = 200/5 Зав. № 73/367791; 73/367832; 73/367781 Госреестр № 28402-04	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № ППСВТ Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,2S Зав. № 0805131662 Госреестр № 27524-04	-

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{I(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{I(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 9, 25 – 30, 32 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,7	±0,9	±0,7
	0,9	-	±2,2	±1,2	±0,8
	0,8	-	±2,8	±1,4	±1,0
	0,7	-	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,9
3 – 5, 7, 15, 16, 20, 23 (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
6, 10 – 14, 17, 19 (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
8, 18, 31, 33, 34, (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

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
21, 22, 24 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	1,0	±1,5	±1,2	±1,2	±1,2
	0,9	±1,7	±1,4	±1,3	±1,3
	0,8	±1,9	±1,6	±1,5	±1,5
	0,7	±2,2	±1,9	±1,8	±1,8
	0,5	±3,1	±2,7	±2,6	±2,6
35 (Сч. 0,2S; ТТ 1; ТН 0,5)	1,0	-	±3,4	±1,8	±1,3
	0,9	-	±4,4	±2,3	±1,6
	0,8	-	±5,5	±2,8	±2,0
	0,7	-	±6,8	±3,5	±2,4
	0,5	-	±10,6	±5,4	±3,7
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 9, 25 – 30, 32 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,2	±3,2	±2,2
	0,8	-	±4,2	±2,2	±1,5
	0,7	-	±3,3	±1,7	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,2	±0,9
3 – 5, 7, 15, 16, 20, 23 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	-	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,4	±1,4	±1,1
6, 10 – 14, 17, 19 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±2,6	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±1,8	±1,3	±1,1	±1,1
	0,7	±1,5	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
8, 18, 31, 33, 34, (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±0,9	±0,7	±0,7
	0,7	±1,3	±0,8	±0,6	±0,6
	0,5	±1,1	±0,6	±0,5	±0,5
21, 22, 24 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	0,9	±3,6	±3,1	±3,0	±3,0
	0,8	±2,5	±2,2	±2,1	±2,1
	0,7	±2,1	±1,8	±1,7	±1,7
	0,5	±1,7	±1,4	±1,4	±1,4
35 (Сч. 0,5; ТТ 1; ТН 0,5)	0,9	-	±12,4	±6,3	±4,4
	0,8	-	±8,4	±4,3	±3,0
	0,7	-	±6,6	±3,4	±2,3
	0,5	-	±4,7	±2,4	±1,7

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{I(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{I(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 9, 25 – 30, 32 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	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	±1,4
	0,5	-	±5,3	±2,8	±2,0
3 – 5, 7, 15, 16, 20, 23 (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
6, 10 – 14, 17, 19 (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
8, 18, 31, 33, 34, (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
21, 22, 24 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	1,0	±1,6	±1,3	±1,3	±1,3
	0,9	±1,8	±1,5	±1,5	±1,5
	0,8	±2,0	±1,7	±1,7	±1,7
	0,7	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9
	0,5	±3,2	±2,8	±2,6	±2,6
35 (Сч. 0,2S; ТТ 1; ТН 0,5)	1,0	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,9	-	±4,4	±2,3	±1,7
	0,8	-	±5,5	±2,9	±2,1
	0,7	-	±6,8	±3,5	±2,5
	0,5	-	±10,6	±5,4	±3,8

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 9, 25 – 30, 32 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,2	±3,2	±2,2
	0,8	-	±4,2	±2,2	±1,5
	0,7	-	±3,3	±1,7	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,2	±0,9
3 – 5, 7, 15, 16, 20, 23 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	-	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,4	±1,4	±1,1
6, 10 – 14, 17, 19 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±2,6	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±1,8	±1,3	±1,1	±1,1
	0,7	±1,5	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
8, 18, 31, 33, 34, (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±0,9	±0,7	±0,7
	0,7	±1,3	±0,8	±0,6	±0,6
	0,5	±1,1	±0,6	±0,5	±0,5
21, 22, 24 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	0,9	±3,6	±3,1	±3,0	±3,0
	0,8	±2,5	±2,2	±2,1	±2,1
	0,7	±2,1	±1,8	±1,7	±1,7
	0,5	±1,7	±1,4	±1,4	±1,4
35 (Сч. 0,5; ТТ 1; ТН 0,5)	0,9	-	±12,4	±6,3	±4,4
	0,8	-	±8,4	±4,3	±3,0
	0,7	-	±6,6	±3,4	±2,3
	0,5	-	±4,7	±2,4	±1,7

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 ИК 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 плюс 15 до плюс 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 $1,2 I_{ном}$;
- температура окружающей среды:

- для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Таблице 4 погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5°С до 40°С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 7 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 3. 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.

9. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

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

- УСПД – 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 компьютера АРМ $T_v \leq 1$ 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, сервере, АРМ;

- 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:

- счетчики электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;

- 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 средств 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 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1 Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б	24
2 Трансформатор тока	ЮФ-123	9
3 Трансформатор тока измерительный	ТФНД-110М	9
4 Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
5 Трансформатор тока	ТЛО-10	16
6 Трансформатор тока	ТПОЛ-10М	2
7 Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
8 Трансформатор тока	ТЛП-10	2
9 Трансформатор тока	ТАГ 123	6
10 Трансформатор тока	ТФНД-35М	2
11 Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
12 Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	4
13 Трансформатор тока	ЮФ 36	3
14 Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
15 Трансформатор тока	GS-12	3
16 Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
17 Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
18 Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	18
19 Трансформатор напряжения	VEOT	3
20 Трансформатор напряжения	ЕОФ-123	12
21 Трансформатор напряжения	НТМИ-6	4
22 Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3
23 Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2
24 Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
25 Трансформатор напряжения	НАМИ-10	5
26 Трансформатор напряжения	ЕОФ 36	3
27 Счетчик электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	31
28 Счетчик электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	4
29 Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325	20

Продолжение таблицы 5

1	2	3
30 Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1
31 Специализированное ПО	ПО «Альфа ЦЕНТР»	1
32 Методика поверки	МП 1878/550-2014	1
33 Паспорт – формуляр	87242-34.0004-ФО-УЭ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1878/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июле 2014 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004;
- УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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 со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

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) ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ аттестована ФБУ «Ростест-Москва» в июле 2014 г. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений №1376/550-01.00229-2014.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ

- 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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли.

Изготовитель

ОАО «МОЭСК».

Адрес (юридический): 115114, г. Москва, 2-й Павелецкий пр., д. 3, стр. 2.

Тел.: +7 (495) 343-00-11.

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений

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

117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Тел. (495) 544-00-00; <http://www.rostest.ru>

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2014 г.