

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» по границе с «Владимирэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» по границе с «Владимирэнерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (сервер БД), автоматизированное рабочее место, устройство синхронизации системного времени (СОЕВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

На ПС Арсаки 110/35/10 кВ, ПС Санино 110/10 кВ, ПС № 251 Водовод 110/10 кВ, ПС № 819 Мишеронь 110/10 кВ, ПС № 271 Аленино 110/6 кВ, ТПС Черусти 110/35/10 кВ, ПС № 296 Горлово 35/6 кВ, ПС № 199 Дубки 35/10/6 кВ, ПС № 660 Шерна 110/35/6 кВ, ПС № 10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ПС № 222 Головино 35/10/6 кВ, ПС №236 Мележи 35/6 кВ установлены УСПД, которые по проводным линиям связи по каналам GSM один раз в 30 минут опрашивают счетчики ИИК № 1-11, 13-20, 22-25, считывают параметры электросети и 30-минутный профиль мощности. Считанные профили используются УСПД для вычисления значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены коэффициентов трансформации установлены равными единице. УСПД выступают в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» с периодичностью один раз в 30 минут по сети Ethernet (основной канал) или по сети GSM (резервный канал) опрашивает УСПД ИИК № 1-3 и считывает с них 30-минутные профили счетчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго».

Для ИИК № 21 цифровой сигнал с выхода счетчика по линиям связи и далее через GSM-модем поступают на сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго». Считанные данные также записываются в базу данных сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго».

Коммуникационный сервер ПАО «МОЭСК» опрашивает УСПД ИИК № 4-11, 13-20, 22-25 и считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, параметры электросети, а также журналы событий счетчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных сервера ПАО «МОЭСК».

Коммуникационный сервер ПАО «МОЭСК» опрашивает счетчик ИИК № 12 и считывает с него 30-минутные профили мощности для канала учета, параметры электросети, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных сервера ПАО «МОЭСК».

Серверы филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго», ПАО «МОЭСК» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации для ИИК 12 и 21), перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов. Сервером ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» в том числе осуществляется прием xml-файлов формата 80020, 80030, 80040 из ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» и сервер ПАО «МОЭСК» в автоматическом режиме один раз в сутки формирует отчеты в формате XML (макеты электронных документов 80020, 80030) и отправляет данные коммерческого учета на сервер ПАО «Мосэнергосбыт».

Сервер ПАО «Мосэнергосбыт» сохраняет вложения электронных сообщений, получаемых от сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» и сервера ПАО «МОЭСК» на жесткий диск с последующим импортом информации в базу данных (под управлением СУБД Oracle). Сервер базы данных ПАО «Мосэнергосбыт» при помощи программного обеспечения осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ПАК АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов форматов 80020, 80030, 80040 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Коррекция времени сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» и сервера ПАО «Мосэнергосбыт» происходит по сети Internet от NTP-сервера, расположенного на территории ФГУП «ВНИИФТРИ». Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Предел допускаемой абсолютной погрешности измерений времени серверов филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго», ПАО «Мосэнергосбыт» с источником точного времени (NTP-сервер) не более $\pm 0,2$ с/сут.

В качестве устройства синхронизации времени на сервере ПАО «МОЭСК» используется устройство УСВ-3. УСВ-3 осуществляет прием сигналов точного времени непрерывно.

Сравнение показаний часов серверов ПАО «МОЭСК» и УСВ-3 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера ПАО «МОЭСК» и УСВ-3 осуществляется независимо от показаний часов сервера ПАО «МОЭСК» и УСВ-3.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК № 1-3 и сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» происходит при каждом обращении, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД ИИК 1-3 и сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК 1-3 и филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» на величину не более чем $\pm 0,3$ с.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК № 4-11, 13-20, 22-25 и сервера ПАО «МОЭСК» происходит при каждом обращении, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД ИИК 4-11, 13-20, 22-25 и сервера ПАО «МОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК 4-11, 13-20, 22-25 и сервера ПАО «МОЭСК» на величину не более чем $\pm 0,3$ с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1-11, 13-20, 22-25 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков ИИК 1-11, 13-20, 22-25 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1-11, 13-20, 22-25 и УСПД на величину не более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчика ИИК № 21 и сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчика ИИК № 21 и сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчика ИИК № 21 и сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» на величину не более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчика ИИК № 12 и сервера ПАО «МОЭСК» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчика ИИК № 12 и ПАО «МОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов счетчика ИИК № 12 и сервера ПАО «МОЭСК» на величину не более чем ± 1 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Энергосфера» (сервер ПАО «Мосэнергосбыт»), ПО «АльфаЦентр» (сервер ПАО «МОЭСК») и ПО «Пирамида 2000» (сервер ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго»). Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблицах 1 а - 1 в. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 а - Идентификационные данные ПО «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1 б - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1 в - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClient s.dll	CalcLeaka ge.dll	CalcLosse s.dll	Metrology .dll	ParseBin. dll	ParseIEC. dll	ParseMod bus.dll	ParsePira mida.dll	Synchro- NSI.dll	VerifyTi- me.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b 1b219065d 63da94911 4dae4	b1959ff70b e1eb17c83f 7b0f6d4a13 2f	d79874d10 fc2b156a0f dc27e1ca48 0ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885b 737261328 cd77805bd 1ba7	48e73a928 3d1e66494 521f63d00 b0d9f	c391d6427 1acf4055bb 2a4d3fe1f8 f48	ecf532935c a1a3fd3215 049af1fd97 9f	530d9b012 6f7cdc23ec d814c4eb7 ca09	1ea5429b2 61fb0e2884 f5b356a1d1 e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Средство измерений (СИ)		УСПД	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип			Границы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %					
1	2	3		4	5	6	7	8				
1	ПС Арсаки 110/35/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Бужаниново - Арсаки	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 30489-09	А	TG145N	Сикон С1 Рег. № 15236-03	Активная	0,6	1,4			
				В	TG145N							
				С	TG145N							
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽¹⁾					Реактивная	1,1	2,6
				В	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽¹⁾							
				С	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽¹⁾							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.04										

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
2	ПС Арсаки 110/35/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, Ремонтная перемычка - 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 26813-06	А	ТРГ-110 П*	Сикон С1 Рег. № 15236-03	Активная Реактивная	0,6 1,1	1,4 2,6
				В	ТРГ-110 П*				
				С	ТРГ-110 П*				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽¹⁾				
				В	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽¹⁾				
				С	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽¹⁾				
				А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.04					
3	ТПС Санино 110/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Стачка - Санино	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/1 Рег. № 23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	Сикон С1 Рег. № 15236-03	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,2 4,1
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
				А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М.01					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
4	ПС №251 Водовод 110/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Водовод - Усад	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 29311-10	A	JOF-123	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	0,8 1,5	1,6 3,2
				B	JOF-123				
				C	JOF-123				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58	A	НКФ-110-57 У1 ⁽²⁾				
				B	НКФ-110-57 У1 ⁽²⁾				
				C	НКФ-110-57 У1 ⁽²⁾				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03							
5	ПС №251 Водовод 110/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 2793-71	A	ТФЗМ-110Б-1У1	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,9 4,6
				B	ТФЗМ-110Б-1У1				
				C	ТФЗМ-110Б-1У1				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-58	A	НКФ-110-57 У1 ⁽²⁾				
				B	НКФ-110-57 У1 ⁽²⁾				
				C	НКФ-110-57 У1 ⁽²⁾				
				A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
6	ПС №819 Мишеронь 110/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Мишеронь - Ундол с отпайками на ПС Копнино и ПС Собинка	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 29311-05	A	JOF-123	RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	0,6 1,0	1,4 3,1
				B	JOF-123				
				C	JOF-123				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 37112-08	A	VEOT 123 ⁽³⁾				
				B	VEOT 123 ⁽³⁾				
				C	VEOT 123 ⁽³⁾				
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
7	ПС №819 Мишеронь 110/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, Ремонтная перемычка - 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 2793-71	А	ТФНД-110-П	RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,9 4,6
				В	ТФНД-110-П				
				С	ТФНД-110-П				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 37112-08	А	ВЕОТ 123 ⁽³⁾				
				В	ВЕОТ 123 ⁽³⁾				
				С	ВЕОТ 123 ⁽³⁾				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	А	НКФ-110-57 У1				
В	НКФ-110-57 У1								
С	НКФ-110-57 У1								
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03							
8	ТПС Черусти 110/35/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Н. Мезиново - Черусти с отпайкой на ТПС Ильичев	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/1 Рег. № 23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	0,6 1,0	1,4 3,1
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽⁴⁾				
				В	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽⁴⁾				
				С	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽⁴⁾				
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
9	ТПС Черусти 110/35/10 кВ, ОРУ- 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 300/1 Рег. № 23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	0,6 1,0	1,4 3,1
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТТ} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽⁴⁾				
				В	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽⁴⁾				
				С	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽⁴⁾				
				А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03							
10	ПС №271 Аленино 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 13	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 25433-08	А	ТЛО-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	0,8 1,5	1,6 3,2
				В	ТЛО-10				
				С	ТЛО-10				
		ТН	К _T = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 2611-70	А	НТМИ-6-66 УЗ				
				В					
				С					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8		
11	ПС №271 Аленино 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 23	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 25433-08	A	ТЛО-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	0,6 1,0	1,4 3,1		
				B	ТЛО-10						
				C	ТЛО-10						
12	ТП №325 Черново 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, Ввод ВЛ-6 кВ ф. 13, ф. 23	ТТ	К _Т = 1,0 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 28402-09	A	GS-12C	-	Активная Реактивная	1,8 3,9	5,7 9,2		
				B	GS-12C						
				C	GS-12C						
13	ПС №296 Горлово 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,9 4,6		
				B	-						
				C	ТПЛ-10						
13	ПС №296 Горлово 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 831-69	A	НАМИ-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	0,6 1,0	1,4 3,1		
				B							
				C							
13	ПС №296 Горлово 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	0,6 1,0	1,4 3,1		
				ТТ	К _Т = 1,0 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 28402-09					A	GS-12C
										B	GS-12C
C	GS-12C										
12	ТП №325 Черново 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, Ввод ВЛ-6 кВ ф. 13, ф. 23	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A	НТМИ-6-66 У3	-	Активная Реактивная	1,8 3,9	5,7 9,2		
				B							
				C							
13	ПС №296 Горлово 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03.01		RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,9 4,6		
				ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59					A	ТПЛ-10
										B	-
C	ТПЛ-10										
13	ПС №296 Горлово 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 831-69	A	НТМИ-6	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,9 4,6		
				B							
				C							
13	ПС №296 Горлово 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,9 4,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8		
14	ПС №296 Горлово 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 4	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 517-50	А	ТПФ-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	1,1	2,9		
				В	-						
				С	ТПФ-10						
15	ПС №199 Дубки 35/10/6 кВ, КРУН-6 кВ, ф. 3	ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 2611-70	А	НТМИ-6-66	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	2,2	4,6		
				В							
				С							
16	ПС №660 Шерна 110/35/6 кВ, КРУ-6 кВ, ф. 301	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	0,8	1,6		
				ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 30709-08					А	ТЛП-10-5 У2
										В	-
С	ТЛП-10-5 У2										
15	ПС №199 Дубки 35/10/6 кВ, КРУН-6 кВ, ф. 3	ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 831-69	А	НТМИ-6	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	1,5	3,2		
				В							
				С							
16	ПС №660 Шерна 110/35/6 кВ, КРУ-6 кВ, ф. 301	Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	1,0	2,3		
				ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-08					А	ТЛО-10
										В	-
С	ТЛО-10										
16	ПС №660 Шерна 110/35/6 кВ, КРУ-6 кВ, ф. 301	ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 2611-70	А	НТМИ-6-66	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	1,8	5,7		
				В							
				С							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8		
17	ПС №10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф. 301	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 25433-08	A	ТЛО-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	0,6	1,4		
				B	-						
				C	ТЛО-10						
18	ПС №10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф. 302	ТН	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 10000/100 Рег. № 11094-87	A	НАМИ-10 У2 ⁽⁵⁾	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	0,6	1,4		
				B							
				C							
19	ПС №10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 1	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	0,8	1,6		
				ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 1261-08					A	ТПОЛ-10-3
										B	-
C	ТПОЛ-10-3										
18	ПС №10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф. 302	ТН	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 10000/100 Рег. № 11094-87	A	НАМИ-10 У2 ⁽⁵⁾	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	0,6	1,4		
				B							
				C							
19	ПС №10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 1	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	0,8	1,6		
				ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 831-53					A	НТМИ-6 ⁽⁶⁾
										B	
C											
19	ПС №10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 1	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная	0,8	1,6		
				ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 831-53					A	НТМИ-6 ⁽⁶⁾
										B	
C											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8		
20	ПС №10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 22192-07	А	ТПЛ-10-М	RTU-325L Рег. № 37288-08	Активная Реактивная	0,8 1,5	1,6 3,2		
				В	-						
				С	ТПЛ-10-М						
21	ТП №99 Крутцы 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 28139-04	А	ТТИ-30	-	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,3		
				В	ТТИ-30						
				С	ТТИ-30						
22	ПС №222 Головино 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 2	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 517-50					А	ТПФ
										В	-
С	ТПФ										
22	ПС №222 Головино 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 2611-70	А	НТМИ-6-66 УЗ ⁽⁷⁾	RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				В							
				С							
22	ПС №222 Головино 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 2	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	А1802-RALXQ-P4GB- DW-4		RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 2611-70					А	НТМИ-6-66 УЗ ⁽⁷⁾
										В	
С											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8		
23	ПС №222 Головино 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				В	-						
				С	ТПЛ-10						
24	ПС №222 Головино 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 1	ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 2611-70	А	НТМИ-6-66 УЗ ⁽⁷⁾	RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				В							
				С							
25	ПС №236 Мележи 35/6 кВ, РУ-6 кВ, ф. 3	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	A1802-RALXQ-P4GB-DW-4		RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 517-50					А	ТПФ
										В	-
С	ТПФ										
24	ПС №222 Головино 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 1	ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 2611-70	А	НТМИ-6-66 УЗ ⁽⁷⁾	RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				В							
				С							
25	ПС №236 Мележи 35/6 кВ, РУ-6 кВ, ф. 3	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	A1802-RALXQ-P4GB-DW-4		RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 517-50					А	ТПФ
										В	-
С	ТПФ										
25	ПС №236 Мележи 35/6 кВ, РУ-6 кВ, ф. 3	ТН	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 6000/100 Рег. № 2611-70	А	НТМИ-6-66	RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				В							
				С							
25	ПС №236 Мележи 35/6 кВ, РУ-6 кВ, ф. 3	Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	A1802-RALXQ-P4GB-DW-4		RTU-327L Рег. № 41907-09	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7		
				ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 517-50					А	ТПФ
										В	-
С	ТПФ										

Продолжение таблицы 2

Примечания

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2\% \text{ от } I_{\text{ном}} \cos \varphi = 0,8 \text{ инд.}$
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 ⁽¹⁾ - Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 1, 2.
- 6 ⁽²⁾ - Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 4, 5.
- 7 ⁽³⁾ - Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 6, 7.
- 8 ⁽⁴⁾ - Указанные трансформаторы напряжения подключены к двум счетчикам измерительных каналов №№ 8, 9.
- 9 ⁽⁵⁾ - Указанный трансформатор напряжения подключен к двум счетчикам измерительных каналов №№ 17, 18.
- 10 ⁽⁶⁾ - Указанный трансформатор напряжения подключен к двум счетчикам измерительных каналов №№ 19, 20.
- 11 ⁽⁷⁾ - Указанный трансформатор напряжения подключен к трем счетчикам измерительных каналов №№ 22, 23, 24.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	25
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$ для ИИК №№ 1-4, 6, 8-11, 15-20</p> <p>ток, % от $I_{ном}$ для ИИК №№ 5, 7, 12-14, 21-25</p> <p>коэффициент мощности:</p> <p>$\cos\varphi$</p> <p>$\sin\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,5 до 1,0</p> <p>от 0,5 до 0,87</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +10 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков Альфа А1800:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков СЭТ-4ТМ.02:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для RTU-325L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37288-08)</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для RTU-327L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41907-09)</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для Сикон С1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 15236-03) среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
для УСВ-3: среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: счетчики Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	300
при отключении питания, лет, не менее	30
счетчики СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	3,5
сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	TG145N	3 шт.
Трансформаторы тока	ТРГ-110 П	3 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	9 шт.
Трансформаторы тока	ЮФ-123	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-1У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-110-П	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	10 шт.
Трансформаторы тока	GS-12С	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПФ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10-5 У2	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10-3	2 шт.
Трансформаторы тока	ТТИ-30	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПФ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	9 шт.
Трансформаторы напряжения	VEOT 123	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02.2	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	15 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	2 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.01	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.04	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	СИКОН С1	2 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго»	Fujitsu Siemens	1 шт.
Сервер ПАО «Мосэнергосбыт»	HP Proliant DL 360 G5	1 шт.
Сервер базы данных ПАО «Мосэнергосбыт»	HP Proliant DL 360 G5	1 шт.
Сервер ПАО «МОЭСК»	HP Proliant ML 350 G4p	1 шт.
Методика поверки	МП КЦСМ-143-2017	1 экз.
Паспорт-формуляр	17254302.384106.016.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-143-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» по границе с «Владимирэнерго». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 12.12.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр электронный ИВА-6Н-Д (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46434-11);
- мультиметр «Ресурс - ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-07);
- вольтперфазометр ПАРМА ВАФ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-05);
- миллитесламетр портативный универсальный; ТП2-2У (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16373-02).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» по границе с «Владимирэнерго»

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Мосэнергосбыт» (ПАО «Мосэнергосбыт»)
Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 9
ИНН 7736520080
Телефон: (495) 981-98-19
E-mail: info@mosenergosbyt.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)
ИНН 7707798605
Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1
Телефон: (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)
Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а
Телефон: (4712) 53-67-74
E-mail: kcsms@sovtest.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.