

Приложение № 5
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» декабря 2020 г. № 2045

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Шахта «Томская» АО «ОУК «Южкузбассуголь», Аппарата Управления ООО «РУК» и АО «ОРМЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Шахта «Томская» АО «ОУК «Южкузбассуголь», Аппарата Управления ООО «РУК» и АО «ОРМЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й 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.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», источник точного времени (ИТВ) в составе устройства сбора и передачи данных (УСПД) и устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на модем и далее по каналу связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера полученные данные передаются на АРМ, где осуществляется формирование отчета с результатами измерений в виде xml-файла установленного формата.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера, часы УСПД и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов УСПД с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов УСПД производится при обнаружении расхождения часов УСПД с УСВ.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с часами УСПД на величину ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении часов счетчиков с часами сервера на величину ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты

данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных

изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	ИТВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	ТП-686 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell PowerEdge R710	Активная	1,0	3,2	
								Реактивная	2,1	5,5
2	ТП-686 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18				Активная	1,0	3,2
						Реактивная	2,1	5,5		
3	РЩ-0,4 кВ корпус №4 АО ОУК Южкузбассуголь по ул. Невского,4, Ввод-1 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		Активная	1,0	3,2		
						Реактивная	2,1	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	РЩ-0,4 кВ корпус №4 АО ОУК Юж-кузбассуголь по ул. Невского,4, Ввод-2 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 58465-14 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell PowerEdge R710	Активная	1,0	3,2		
									Реактивная	2,1	5,5
5	ТП-686 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ввод-1 РЩ-0,4 кВ базовой станции ПАО Вымпелком	-	-	Меркурий 234 ARTM-01 POB.R Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11					Активная	1,0	3,2
									Реактивная	2,0	5,9
6	ТП-686 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ввод-2 РЩ-0,4 кВ базовой станции ПАО Вымпелком	-	-	Меркурий 234 ARTM-01 POBR.R Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19					Активная	1,0	3,2
									Реактивная	2,0	5,9
7	ТП-686 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону РЩ-0,4 кВ Администрации Куйбышевского района	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18					Активная	1,0	3,3
									Реактивная	2,1	5,5
8	ПС 110 кВ Томская, РУ-6 кВ, яч. 15, ф. 6-15-Т	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7		
9	ПС 110 кВ Томская, РУ-6 кВ, яч. 16, ф. 6-16-Т	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активная	1,1	3,0		
							Реактивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	2КТП 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Dell PowerEdge R710	Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
11	2КТП 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell PowerEdge R710	Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
12	ГРЩ-0,4 кВ Нового цеха, ввод КЛ-0,4 кВ от ТП 6 кВ РП-8	ТТИ-30 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 230 ART- 03PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Активная	1,0	3,2
							Реактивная	2,1	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

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 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях для ИК № 7 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков 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. Допускается замена УСВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	12
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК № 7</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК № 7</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК и СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 230:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Меркурий 234:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>150000</p> <p>2</p> <p>320000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>24</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК и СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>40</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа Меркурий 230: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	85 10
для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	170 5
для сервера: 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (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, шт./экз.
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	3
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Dell PowerEdge R710	1
Методика поверки	МП ЭПР-280-2020	1
Паспорт-формуляр	ЭНПР.411711.045.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-280-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Шахта «Томская» АО «ОУК «Южкузбассуголь», Аппарата Управления ООО «РУК» и АО «ОРМЗ». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 08.09.2020 г.

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

– счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.;

– счетчиков Меркурий 234 – по документу РЭ1 26.51.63-130-061-89558048-2018 с изменением № 1 «Счётчики электрической энергии статические «Меркурий 204», «Меркурий 208», «Mercury 204», «Mercury 208», «Меркурий 234», «Меркурий 238», «Mercury 234», «Mercury 238». Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 10.04.2020 г.;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М.

Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;

– счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;

– счетчиков Меркурий 230 – по документу АВЛГ.411152.021 РЭ1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические «Меркурий230». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки», согласованному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21.05.2007 г.;

– ЭКОМ-3000 – по документу ПБКМ.421459.003 МП «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;

– УСВ-3 – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;

– блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37328-15);

– анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);

– вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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 документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ филиала «Шахта «Томская» АО «ОУК «Южкузбассуголь», Аппарата Управления ООО «РУК» и АО «ОРМЗ», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Шахта «Томская» АО «ОУК «Южкузбассуголь», Аппарата Управления ООО «РУК» и АО «ОРМЗ»

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

Общество с ограниченной ответственностью «Металлэнергофинанс» (ООО «Металлэнергофинанс»)

ИНН 4217039402

Адрес: 654006, Кемеровская область-Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Рудокопровая (Центральный р-н), д. 4

Телефон: (3843) 357-647

Факс: (3843) 357-623

E-mail: mef_nk@evraz.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.