

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс») (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 многофункциональную, 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 с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени, автоматизированное рабочее место персонала (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 GSM-модемы и далее по каналам связи, организованным по технологии CSD стандарта GSM, поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация передается на АРМ по каналу связи Ethernet.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиалы АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом SMTP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера, устройство синхронизации времени УСВ-3, синхронизирующее часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника. Сравнение показаний часов сервера с УСВ-3 осуществляется 1 раз в минуту. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Журналы событий счетчика 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 программный комплекс (ПК) «Энергосфера» версии не ниже 8.0. 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 ПК «Энергосфера» 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 ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точ- ки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Устрой- ство синхро- низации времени			Границы допус- каемой основ- ной относитель- ной погрешно- сти, ($\pm\delta$) %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110кВ Выселки, 2БКРП-6кВ, 2 СШ 6кВ, КЛ-6кВ ВЦ-16	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE ProLiant DL20 Gen9	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
2	ПС 110кВ Выселки, 2БКРП-6кВ, 2 СШ 6кВ, КЛ-6кВ ВЦ-18	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,6
3	ПС 110кВ Выселки, 2БКРП-6кВ, 1 СШ 6кВ, КЛ-6кВ ВЦ-17	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,6		
4	ПС 110кВ Выселки, 2БКРП-6кВ, 1 СШ 6кВ, КЛ-6кВ ВЦ-15	ТЛК-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Актив- ная	1,3	3,3		
					Реак- тивная	2,5	5,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110кВ Выселки, ЗРУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, КЛ-6кВ ВЦ-14	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE ProLiant DL20 Gen9	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1
6	ПС 110кВ Выселки, ЗРУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, КЛ-6кВ ВЦ-12	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
7	ПС 110кВ Выселки, ЗРУ-6кВ, 2 СШ 6кВ, КЛ-6кВ ВЦ-6	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
8	ПС 110кВ Выселки, ЗРУ-6кВ, 1 СШ 6кВ, КЛ-6кВ ВЦ-7	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Актив- ная	1,3	3,2		
					Реак- тивная	2,5	5,5		
9	ВЛ-6кВ ВЦ-5, ПКУ-6кВ ВЦ-5, Оп. №1-1/4-4	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51677-12 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	Актив- ная	1,3	3,2		
					Реак- тивная	2,5	5,5		
10	ТП-ВЦ-11-149П 6кВ, РУ-6кВ, ввод КЛ-6кВ ВЦ-11	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Актив- ная	1,3	3,2		
					Реак- тивная	2,5	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
11	КРН №100 6кВ ВЛ-6кВ ВЦ-9	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE ProLiant DL20 Gen9	Актив- ная	1,3	3,2	
								Реак- тивная	2,5	5,1
12	ТП-ВЦ-10-174П 6кВ, РУ-6кВ, ввод КЛ-6кВ ВЦ-10	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2	
							Реак- тивная	2,5	5,5	
13	БКТП-ВЦ-10-164П 6кВ, РУ-6кВ, ввод КЛ-6кВ ВЦ-10	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,2	
					Реак- тивная	2,5	5,5			
14	ТП-ВЦ-10-173П 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ трансформа- тора Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 54852-13 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.02М.10 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Актив- ная	0,9	2,8			
					Реак- тивная	1,9	4,5			
15	ТП-ВЦ-10-563П 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ трансформа- тора Т-1	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02.2- 38 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Актив- ная	1,0	3,1			
					Реак- тивная	2,1	5,0			

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±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 №№ 1-4 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 31819.22-2012, в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 31819.23-2012, но ввиду отсутствия в ГОСТ Р 52425-2005 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков активной энергии класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005.

5 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-3 на аналогичное утвержденного типа, 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	15
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</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 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.02М:</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02 и ПСЧ-4ТМ.05:</p> <p> среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p> среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ-3:</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></p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p> тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p> при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:</p> <p> хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p></p> <p>113</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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

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);
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	ТЛК-10	12
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-1	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	2
Трансформаторы тока с номинальными первичными токами 1000 А, 1200 А, 1500 А	ТШП-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-100	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6	15
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НОЛП-НТЗ-6	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	1
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HPE ProLiant DL20 Gen9	1
Методика поверки	МП ЭПР-089-2018	1
Формуляр	ЭНПР.411711.011.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-089-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс»). Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 29.06.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);
- 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

«Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс»)», свидетельство об аттестации № 105/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Южная энергосбытовая компания» (АО фирма «Агрокомплекс»)

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 «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

ИНН: 5024145974

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: +7 (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

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

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: +7 (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.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.