

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2184

Регистрационный № 83316-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск» (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 трехуровневую 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), 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.

Для измерительных каналов (ИК) №№ 10-13 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующие модемы и далее по каналам связи стандарта GSM (основному или резервному) поступает на сервер, на котором 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.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование, хранение и передача полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД по каналам связи стандарта GSM (основному или резервному) поступает на сервер, на котором выполняется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер обеспечивает прием информации о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии, выполненных с учетом возможных потерь электроэнергии, от АИИС КУЭ утвержденного типа, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, 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 (ОРЭМ), и ее передачу всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ 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 УСПД, часы сервера 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 сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение часов УСПД с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки, корректировка часов УСПД осуществляется автоматически независимо от величины расхождений.

Для ИК №№ 10-13 сравнение показаний часов счетчика с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки, корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний часов счетчика и часов сервера более ± 2 с.

Для остальных ИК сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД осуществляется не реже одного раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами УСПД более ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf53293 5ca1a3fd 3215049a f1fd979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b261fb 0e2884f5b356a 1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			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	11
1	ПС 110 кВ КНИИТИМ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КН-3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380G7	Актив-ная	1,3	3,4
								Реак-тивная	2,5	5,9
2	ПС 110 кВ КНИИТИМ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КН-7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив-ная	1,3	3,4
					Реак-тивная	2,5	5,9			
3	ПС 110 кВ КНИИТИМ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КН-9	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Актив-ная	1,3	3,4			
					Реак-тивная	2,5	5,9			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
4	ПС 110 кВ КНИИТИМ, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КН- 8	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,5		
										Реак- тивная	2,5	7,4
5	ПС 35 кВ Но- вокубанская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ- 3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04						Актив- ная	1,3	3,4
										Реак- тивная	2,5	5,7
6	ПС 35 кВ Но- вокубанская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ- 5	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08						Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9			
7	ПС 35 кВ Но- вокубанская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ- 7	ТПЛ-10-М-1 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,5			
							Реак- тивная	2,5	5,9			
8	ПС 35 кВ Но- вокубанская, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ- 4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4			
							Реак- тивная	2,5	5,7			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
9	ПС 35 кВ Новокубанская, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ-6	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380G7	Актив- ная	1,3	3,4		
										Реак- тивная	2,5	5,7
10	РП Капланово 10 кВ, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ КП-1	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-					Актив- ная	1,3	3,4
										Реак- тивная	2,5	5,7
11	ЗТП-НВ-1-50/100 кВа 10 кВ, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ-7	ТОЛ 10-1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-96 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-					Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,9		
12	СМВ-2 10 кВ, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ НВ-2	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-			Актив- ная	1,3	3,4		
								Реак- тивная	2,5	5,7		
13	ВЛ-10 кВ фидер ТЧ-2, опора №87, отпайка в сторону ТП-10 кВ №63, ПКУ 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЦ-10 Кл.т. 0,2 10000/√3/100/√3 Рег. № 54371-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-			Актив- ная	1,1	3,4		
								Реак- тивная	2,2	5,8		
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 допустимой 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 указана для ИК №№ 4, 7 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 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	13
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 4, 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 №№ 4, 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 и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °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 -10 до +50</p> <p>от +10 до +25</p>
<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>220000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	113060
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	10
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;

пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: счетчиков электрической энергии; промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки; УСПД; сервера.

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчиков электрической энергии;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М-1	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP Proliant DL380G7	1
Формуляр	ЕКМН.466453.022-9.21 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск», 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) АО «НЭСК» для ГТП «Новокубанск»

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

Акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (АО «НЭСК»)

ИНН 2308091759

Адрес: 350033, г. Краснодар, переулок Переправный, 13, офис 101

Телефон: (861) 992-70-00

Факс: (861) 992-70-55

Web-сайт: www.nesk.ru

E-mail: nesk@nesk.ru

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.

