

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от « 02 » февраля 2026 г. № 171

Регистрационный № 72383-18

Лист № 1  
Всего листов 11

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Читинская ТЭЦ-1 «Читинской генерации» (АИС КУЭ Читинской ТЭЦ-1)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Читинская ТЭЦ-1 «Читинской генерации» (АИС КУЭ Читинской ТЭЦ-1) (далее – АИС 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

АИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИС 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 устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы (клUSTER Hyper-V) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую 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 УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД по каналу связи сети Internet поступает на сервер, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера информация передается на АРМ по корпоративной сети передачи данных.

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 «Регламент предоставления результатов измерений и состояния объектов измерений» 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, 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 1 раз в час, корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ на  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчика, УСПД и 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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ПАО «ТГК-14» Читинская ТЭЦ-1 «Читинской генерации» (АИИС КУЭ Читинской ТЭЦ-1) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне АРМ, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

## Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические характеристики ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ		Границы допус- каемой основной относительной погрешности, ( $\pm\delta$ ) %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	Читинская ТЭЦ-1, СШ 6 кВ ТГ-1	ТШВ-15 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1836-63 Фазы: А; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-18 Фазы: АВС	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		
2	Читинская ТЭЦ-1, СШ 6 кВ ТГ-2	ТШВ-15 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1836-63 Фазы: А; С	НТМИ-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-18 Фазы: АВС	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		
3	Читинская ТЭЦ-1, СШ 10 кВ ТГ-3	ТШЛ-СВЭЛ-20 Кл.т. 0,2S 8000/5 Рег. № 67629-17 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СВЭЛ- 10М Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 67628-17 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	0,9	1,6		
							Реак- тивная	1,6	2,7		
4	Читинская ТЭЦ-1, СШ 10 кВ ТГ-4	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63 Фазы: А; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Читинская ТЭЦ-1, СШ 10 кВ ТГ-5	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63 Фазы: А; С	ЗНОМ-15-63М Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46277-10 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,1	3,0
6	Читинская ТЭЦ-1, СШ 10 кВ ТГ-6	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63 Фазы: А; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,3	4,7
7	Читинская ТЭЦ-1, СШ 220 кВ, Яч № 203 ВЛ-220-201	ТФЗМ-220Б-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26006-03 Фазы: А  ТФНД-220-1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3694-73 Фазы: В; С	1 с.ш.: НКФ-220-58 Кл.т. 0,5 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1382-60 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,0
8	Читинская ТЭЦ-1, СШ 220 кВ, Яч № 205 ВЛ-220-202	ТФЗМ-220Б-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26006-03 Фазы: А  ТФНД-220-1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3694-73 Фазы: В; С	2 с.ш.: НКФ-220-58 Кл.т. 0,5 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1382-60 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	Читинская ТЭЦ-1, СШ 220 кВ, Яч № 207 ВЛ-220-293	ТФНД-220-1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3694-73 Фазы: А; С ТФЗМ-220Б-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26006-03 Фазы: В	1 с.ш.: НКФ-220-58 Кл.т. 0,5 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1382-60 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
10	Читинская ТЭЦ-1, СШ 220 кВ, Яч № 208 ВЛ-220-296	ТФНД-220-1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3694-73 Фазы: А; С ТФЗМ-220Б-III Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26006-03 Фазы: В	2 с.ш.: НКФ-220-58 Кл.т. 0,5 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1382-60 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч № 101 ВЛ-110-01	ТФ3М-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	1 с.ш.: НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В	A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,0
12	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч № 103 ВЛ-110-02	ТФ3М-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С		A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,3	4,7
13	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч № 106 ВЛ-110-07	ТФ3М-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	2 с.ш.: НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 Фазы: С	A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,0
14	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч № 108 ВЛ-110-08	ТФ3М-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С		A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,3	4,7
15	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч № 111 ВЛ-110-09	ТФ3М-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	1 с.ш.: НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,0
16	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч № 112 ВЛ-110-10	ТФ3М-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С		A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Реак- тивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч № 110 ОВ-110	ТФ3М-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	1 с.ш.: НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В  НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05 Фазы: С  2 с.ш.: НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная  Реак- тивная	1,1  2,3	3,0  4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								$\pm 5$ 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 указана для ИК № 3 для силы тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК для силы тока 5 % от  $I_{ном}$ ,  $\cos\phi = 0,8$ 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 УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена облачной системы без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический 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	17
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от $U_{ном}$	от 95 до 105
сила тока, % от $I_{ном}$	
ИК № 3	от 1 до 120
остальные ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности $\cos\phi$	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °C	от +15 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
сила тока, % от $I_{ном}$	
ИК № 3	от 1 до 120
остальные ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности $\cos\phi$	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C	от -45 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C	от 0 до +40
температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСПД:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч	24
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	180 30
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 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 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 счетчика:  
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.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТШВ-15	4
Трансформаторы тока	ТШЛ-СВЭЛ-20	2
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-20	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-220Б-III	4
Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	8
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-IV	21
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 У3	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-10М	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63М	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83	5
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	17
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Сервер	—	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ТГК-14.АИИС.001.ФО	1

#### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «ТГК-14» Читинская ТЭЦ-1 «Читинской генерации» (АИИС КУЭ Читинской ТЭЦ-1)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

#### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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 «Территориальная генерирующая компания № 14»

(ПАО «ТГК-14»)

ИНН 7534018889

Адрес: 672000, Забайкальский край, г. Чита, ул. Профсоюзная, д. 23

Телефон: (3022) 38-73-59

Факс: (3022) 38-75-22, 23-85-47

Web-сайт: [www.tgk-14.com](http://www.tgk-14.com)

E-mail: [office@chita.tgk-14.com](mailto:office@chita.tgk-14.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](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц  
RA.RU.312047