

Приложение
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» октября 2020 г. № 1737

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую (двухуровневую для ИИК 16-17 и трехуровневую для ИИК 1-15) автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи (для ИИК 1-17).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и коммутационное оборудование (для ИИК 1-15).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, сервер точного времени, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных (для ИИК 1-17).

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух (ИИК 16-17) и трех (ИИК 1-15) уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД (для ИИК 1-15) и сервер базы данных (Сервер БД) (для ИИК 16-17) производят опрос всех подключенных к ним цифровых счетчиков ИК. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД и сервера БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее накопление.

Передача накопленных данных с УСПД на сервер БД происходит по проводным линиям связи.

Сервер базы данных, с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе серверов точного времени ССВ-1Г (основной и резервный).

Сличение сервера БД с сервером точного времени происходит с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов сервера БД выполняется при расхождении времени с сервером точного времени более чем на ± 1 с (программируемый параметр). Синхронизация времени УСПД от сервера БД происходит с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция производится при расхождении времени более чем на ± 1 с (программируемый параметр). Время счетчиков ИИК 1-15 синхронизируется от УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция времени счетчиков производится при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр). Время счетчиков ИИК 16-17 синхронизируется от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция времени счетчиков производится при расхождении времени счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР».

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР», указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.10.03
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «Средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

№№ ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	Бурейская ГЭС, ГА1 (15,75 кВ)	GSR Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 16000/5 Рег. № 25477-03	UGE 17,5 В3 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Рег. № 78692-20	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09/ ССВ-1Г Рег. № 39485-08	Активная Реактивная
2	Бурейская ГЭС, ГА2 (15,75 кВ)	GSR Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 16000/5 Рег. № 25477-03	UGE 17,5 В3 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Рег. № 78692-20	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
3	Бурейская ГЭС, ГА3 (15,75 кВ)	GSR Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 16000/5 Рег. № 25477-03	UGE 17,5 В3 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Рег. № 78692-20	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
4	Бурейская ГЭС, ГА4 (15,75 кВ)	GSR Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 16000/5 Рег. № 25477-03	UGE 17,5 В3 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Рег. № 78692-20	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	Бурейская ГЭС, ГА5 (15,75 кВ)	GSR Кл.т. 0,2 Ктт = 16000/5 Рег. № 25477-03	UGE 17,5 В3 Кл.т. 0,2 Ктн = $15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 78692-20	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09/ CCB-1Г Рег. № 39485-08	Активная Реактивная
6	Бурейская ГЭС, ГА6 (15,75 кВ)	GSR Кл.т. 0,2 Ктт = 16000/5 Рег. № 25477-03	UGE 17,5 В3 Кл.т. 0,2 Ктн = $15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 78692-20	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
7	Бурейская ГЭС, РУ-500 кВ, ВЛ-500кВ Бурейская ГЭС-Амурская	JK ELK CB/3 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 28007-04	НДЕ-М-500 Кл.т. 0,2 Ктн = $500000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 26197-03	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
8	Бурейская ГЭС, РУ-500 кВ, ВЛ-500кВ Бурейская ГЭС-Хабаровская №1	JK ELK CB/3 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 28007-04	НДЕ-М-500 Кл.т. 0,2 Ктн = $500000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 26197-03	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
9	Бурейская ГЭС, РУ-500 кВ, ВЛ-500кВ Бурейская ГЭС-Хабаровская №2	JK ELK CB/3 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 28007-04	НДЕ-М-500 Кл.т. 0,2 Ктн = $500000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 26197-03	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
10	Бурейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220кВ Бурейская ГЭС - Завитая I цепь	ТВ-220 Кл.т. 0,2 Ктт = 1200/1 Рег. № 20644-03	СРВ-245 Кл.т. 0,2 Ктн = $220000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	Бурейская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220кВ Бурейская ГЭС - Завитая II цепь	ТВ-220 Кл.т. 0,2 КТТ = 1200/1 Рег. № 20644-03	СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТН = $220000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09/ ССВ-1Г Рег. № 39485-08	Активная Реактивная
12	Бурейская ГЭС, ОРУ- 220 кВ, ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан №1 с отпайкой на ПС Куруктачи	ТВ-220 Кл.т. 0,2 КТТ = 600/1 Рег. № 20644-03	СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТН = $220000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
13	Бурейская ГЭС, ОРУ- 220 кВ, ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан №2 с отпайкой на ПС Куруктачи	ТВ-220 Кл.т. 0,2 КТТ = 600/1 Рег. № 20644-03	СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТН = $220000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
14	Бурейская ГЭС, ОРУ- 220 кВ, ОВ1 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2 КТТ = 1200/1 Рег. № 20644-03	СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТН = $220000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная
15	Бурейская ГЭС, ОРУ- 220 кВ, ОВ2 220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2 КТТ = 1200/1 Рег. № 20644-03	СРВ-245 Кл.т. 0,2 КТН = $220000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 35 кВ №4, ЗРУ-6 кВ, 1с.ш., яч. №8	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 Рег. № 7069-82	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 КТН = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	ССВ-1Г Рег. № 39485-08	Активная Реактивная
17	ПС 35 кВ №4, ЗРУ-6 кВ, 2с.ш., яч. №12	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 Рег. № 7069-07	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 КТН = 6000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Активная Реактивная

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 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 3 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичное утвержденного типа.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений 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 - Метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1 – 6, 10 – 15	Активная	0,5	2,2
	Реактивная	1,1	2,1
7 – 9	Активная	0,5	2,1
	Реактивная	1,1	2,3
16, 17	Активная	1,0	5,8
	Реактивная	2,2	4,5
Пределы допускаемой погрешности СОВБ, с		± 5	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 до плюс 30 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УССВ	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от -40 до +65 от +1 до +50 от +5 до +40

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электроэнергии Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД RTU-327</p> <ul style="list-style-type: none"> - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>120000</p> <p>72</p> <p>35000</p> <p>24</p> <p>0,99</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>ИИК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИВКЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>45</p> <p>3,5</p>

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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - 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;
 - УСПД;
 - сервера БД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере БД (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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	GSR	18 шт.
Трансформаторы тока	JK ELK CB/3	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-220	18 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	UGE 17,5 В3	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НДЕ-М-500	9 шт.
Трансформаторы напряжения	СРВ-245	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	17 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-100-2020	1 экз.
Формуляр	НТАС.422231.004.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-100-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 26.03.2020 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя, МИ 2982-2006 ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные 500/√3...750/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;

- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

– счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-11) – в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу и документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012 г.;

– УСПД RTU-327 – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

– серверов синхронизации времени ССВ-1Г – в соответствии с документом «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ФГУП «ЦНИИС» в ноябре 2008 г.;

– радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);

– прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиал ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Филиал Публичного акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания-РусГидро» — «Бурейская ГЭС»

(Филиал ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС»)

Адрес: 676730, Амурская область, пос. Талакан

Телефон: +7 (416) 342-83-33

E-mail: burgesh@rushydro.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром»

(ООО «РусЭнергоПром»)

ИНН 7725766980

Адрес: 117218, г. Москва, ул. Большая Черёмушкинская, д. 25, стр. 97, этаж 3, к. 309

Телефон: +7 (499) 397-78-12

Факс: +7 (499) 753-06-78

E-mail: info@rusenprom.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, 2

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.