

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Воркутинская ТЭЦ-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Воркутинская ТЭЦ-1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ является средством измерения единичного производства. Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1) первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), класса точности 0,5, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5, счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S (в части активной электроэнергии), класса точности 1,0 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи.

2) второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер баз данных (далее - БД) типа HP Proliant DL380G5 (зав. № CZC8171WGT) для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

ИИК, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (далее - ИК) АИИС КУЭ. Перечень и состав АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

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 преобразуют 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.

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков через преобразователь интерфейсов и коммутатор поступает на верхний уровень системы (сервер опроса и баз данных).

На верхнем - втором уровне системы сервер опроса и баз данных выполняет дальнейшую обработку измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации - участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера опроса по проводным линиям или через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая интегрирована в одном программном комплексе с АИИС КУЭ Сосногорская ТЭЦ (СТЭЦ), рег. № в ФИФ ОЕИ 69001-17. СОЕВ формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS), встроенный в УСПД ЭКОМ-3000Т входящего в состав ИВКЭ АИИС КУЭ СТЭЦ.

Приемник сигналов точного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию времени УСПД с ежесекундным сличением. Корректировка времени в момент синхронизации осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени более чем на ± 1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера с единым программным комплексом «Энергосфера».

Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется при каждом обращении сервера к УСПД. Корректировка времени сервера выполняется при условии расхождения времени сервера и УСПД ± 2 с.

Сличение времени счетчиков с временем сервера осуществляется при каждом обращении ИВК к счетчику. Корректировка времени счетчиков осуществляется раз в сутки, при условии расхождения времени счетчика и ИВК ± 3 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии содержат: дату и время (часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректируемого устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Таблица 1 - Перечень и состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ					
		Вид СИ	Фаза	Обозначение, тип	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ВТЭЦ-1, ЗРУ-35 кВ, яч. 13	ТТ	А	ТФНД-35М	3689-73	0,5	600/5
			В	ТФНД-35М			
			С	ТФНД-35М			
		ТН	А	ЗНОМ-35	912-05	0,5	$35000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОМ-35			
			С	ЗНОМ-35			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
2	ВТЭЦ-1, ЗРУ-35 кВ, яч. 10	ТТ	А	ТФНД-35М	3689-73	0,5	600/5
			В	ТФНД-35М			
			С	ТФНД-35М			
		ТН	А	ЗНОМ-35	912-05	0,5	$35000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОМ-35			
			С	ЗНОМ-35			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
3	ВТЭЦ-1, ЗРУ-35 кВ, яч. 7	ТТ	А	ТФНД-35М	3689-73	0,5	600/5
			В	ТФНД-35М			
			С	ТФНД-35М			
		ТН	А	ЗНОМ-35	912-05	0,5	$35000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОМ-35			
			С	ЗНОМ-35			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ВТЭЦ-1, ЗРУ-35 кВ, яч. 5	ТТ	А	ТФНД-35М	3689-73	0,5	600/5
			В	ТФНД-35М			
			С	ТФНД-35М			
		ТН	А	ЗНОМ-35	912-05	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОМ-35			
			С	ЗНОМ-35			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
5	ВТЭЦ-1, ЗРУ-35 кВ, яч. 2	ТТ	А	ТФНД-35М	3689-73	0,5	600/5
			В	ТФНД-35М			
			С	ТФНД-35М			
		ТН	А	ЗНОМ-35	912-05	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОМ-35			
			С	ЗНОМ-35			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
6	ВТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, яч. 74	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
7	ВТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, яч. 66	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
8	ВТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, яч. 64	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
9	ВТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, яч. 63	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
10	ВТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, яч. 71	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
11	ВТЭЦ-1, ТГ-2	ТТ	А	ТПШФ	519-50	0,5	1500/5
			В	ТПШФ			
			С	ТПШФ			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
12	ВТЭЦ-1, ТГ-3	ТТ	А	ТПОФ	518-50	0,5	750/5
			В	ТПОФ			
			С	ТПОФ			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		
13	ВТЭЦ-1, ТГ-4	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	1500/5
			В	ТПОЛ-10			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6-66	2611-70	0,5	6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$
			В				
			С				
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-17	0,5S/1,0	-		

Примечание:

- допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице. Замена оформляется актом в установленном в ПАО «Т-Плюс» порядке, который хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии;

- автоматическое измерение средних на тридцатиминутных интервалах времени значений активной и реактивной электрической мощности;

- периодический (каждые 30 мин или два раза в сутки для каналов сотовой связи) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средней мощности с заданной дискретностью и данных о состоянии средств измерений;

- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в базе данных сервера, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование) и от несанкционированного доступа;
 - хранение в счетчиках тридцатиминутных приращений электрической энергии в двух направлениях не менее 45 суток, а при отключении питания - не менее 10 лет;
 - формирование, ведение и хранение журнала событий АИИС КУЭ;
 - формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов в центры сбора информации, в том числе осуществление сервером обмена информацией с ИВК смежных АИИС КУЭ в виде макетов файлов в xml-формате;
 - обеспечение защиты с использованием электронной цифровой подписи при передаче измерительной информации в центры сбора;
 - предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений АИИС КУЭ;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на аппаратном (пломбирование счетчиков, испытательных коробок, механическая защита шкафа сервера АИИС КУЭ) и программном уровне (авторизация пользователей, регистрация событий в журнале);
 - диагностика, мониторинг функционирования, конфигурирование и настройка параметров технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.
- Пломбирование средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, выполняется в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Программное обеспечение

Структура и функции программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ:

- встроенное ПО счетчиков, предназначенное для вычисления приращений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности;
 - ПК «Энергосфера», разработанный ООО «Прософт-Системы» и предназначенный для автоматизированного сбора, обработки и отображения результатов измерений электрической энергии, ведения журнала событий, формирования отчетных документов, хранения и передачи информации в центры сбора.
- Основные программы в составе ПК «Энергосфера», установленные на сервере:
- «Сервер опроса» (автоматизированный сбор информации со счетчиков);
 - «Редактор расчетных схем» (создание и редактирование структуры объекта учета, настройка и отображение свойств средств измерений ИИК АИИС КУЭ);
 - «Консоль администратора» (конфигурирование и настройка сервера, синхронизации времени, прав пользователей, параметров резервного копирования);
 - «АРМ Энергосфера» (отображение результатов измерений и журнала событий, формирование отчетных документов);
 - «Центр импорта/экспорта» (формирование и передача в автоматическом режиме в центры сбора информации, в том числе передача «стандартных» макетов);
 - «Ручной ввод» (ввод данных в базу при нарушении связи со счетчиками);
 - «Алармер» (ведение журнала событий)

На компьютерах АРМ оператора установлена программа «АРМ Энергосфера». Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является библиотека «pso_metr.dll», предназначенная для обработки информации, поступающей от счетчиков электрической энергии. Идентификация выполняется по команде оператора для программ ПК «Энергосфера», установленных на сервере. Идентификационные данные приведены в таблице 2.

Защита программного обеспечения АИИС КУЭ и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется на аппаратном и программном уровне. Для защиты ПО АИИС КУЭ и данных реализован алгоритм авторизации и разграничения полномочий пользователей. Для защиты передаваемых данных осуществляется их кодирование, обеспечиваемое ПК «Энергосфера».

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b для файла «pso_metr.dll»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности приведены в таблицах 3 и 4. В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ При измерении активной электрической энергии							
		для диапазона $I_{2(1^*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %
1 - 13, КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	не норм.	±1,8	±2,2	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6	
	0,87	не норм.	±2,5	±2,8	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6	
	0,8	не норм.	±2,9	±3,2	±1,7	±2,1	±1,3	±1,9	
	0,5	не норм.	±5,5	±5,7	±3,0	±3,3	±2,3	±2,7	

Примечание - В таблице приняты следующие условные обозначения:

$I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} - значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; (1*) - границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$;

δ_o - границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии;

δ_{py} - границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии.

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	sinφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии							
		для диапазона $I_2 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1 - 13, КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,5	не норм.	±5,7	±6,5	±3,2	±4,4	±2,5	±4,0	
	0,6	не норм.	±4,6	±5,5	±2,6	±4,0	±2,1	±3,7	
	0,87	не норм.	±2,7	±4,1	±1,8	±3,5	±1,5	±3,4	

Примечание - В таблице приняты следующие обозначения:

$I_2, I_5, I_{20}, I_{100}$ и I_{120} - значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ;

δ_o - границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии;

δ_{py} - границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии.

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ: - температура окружающей среды, °С - параметр сети: напряжение, в долях от номинального значения U_n - параметр сети: сила тока, в долях от номинального значения I_n	от +20 до +25 1,00±0,02 1,1±0,1
Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ: - температура окружающего воздуха трансформаторов, °С - температура окружающего воздуха счетчиков, °С - температура окружающего воздуха ИВК, °С - относительная влажность воздуха при 30 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -45 до +40 от +10 до +35 от +15 до +30 90 от 84,0 до 106,7
Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ - параметры сети: - напряжение, в долях от номинального значения U_n - сила тока, в долях от номинального значения I_n - частота, в долях от номинального значения f_n - коэффициент мощности (cosφ) - индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	1,0±0,1 от 0,01(0,05) до 1,2 1,00±0,02 от 0,5 до 1,0 0,5
Параметры электрического питания средств приёма-передачи данных: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±10 50,0±0,2
Среднее время наработки на отказ компонентов АИИС КУЭ, ч, не менее: - измерительных трансформаторов тока - измерительных трансформаторов напряжения - счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - сервера	4000000 400000 220000 286800
Среднее время восстановления системы, не более, ч	24
Средний срок службы системы, не менее, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФНД-35М	15 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	13 шт.
Трансформатор тока	ТПШФ	3 шт.
Трансформатор тока	ТПОФ	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	13 шт.
Сервер баз данных	HP Proliant DL380G5	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-003-2018	1 экз.
Формуляр	ТЕ.411711.402.01ФО	1 экз.
Эксплуатационная документация	ТЕ.411711.402.01.	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-003-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Воркутинская ТЭЦ-1. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 15.02.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;

- радиочасы МИР РЧ-02-01 (рег. № 46656-11), абсолютная погрешность привязки к шкале UTC ± 35 мкс;

- прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энергомонитор 3.3Т» (рег. 31953-06), действующее значение напряжения от $0,01 \cdot U_n$ до $1,5 \cdot U_n$, относительная погрешность $\pm [0,1 + 0,01((U_n/U) - 1)]$ %; действующее значение переменного тока от $0,005 \cdot I_n$ до $1,5 \cdot I_n$, относительная погрешность $\pm [0,1 + 0,01((I_n/I) - 1)]$ %; частота переменного тока от 45 до 75 Гц, абсолютная погрешность $\pm 0,01$ Гц;

- прибор комбинированный Testo 622 (Рег. № 53505-13): диапазон измерений давления от 300 до 1200 гПа, допускаемая относительная погрешность ± 3 гПа; диапазон измерений температуры от -10 до +60 °С, допускаемая абсолютная погрешность $\pm 0,3$ °С; диапазон измерений влажности от 0 до 100 %, допускаемая относительная погрешность ± 3 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений 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 Воркутинская ТЭЦ-1», 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 Воркутинская ТЭЦ-1

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

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

ИНН 7704254928

Адрес: 121421, г. Москва, ул. Рябиновая д.26, стр.2

Юридический адрес: 143180, Московская область, г. Звенигород, ул. Ленина, д.15, офис 65

Тел./факс: +7 (495) 795-09-30

Web-сайт: www.telecor.ru

E-mail: info@telecor.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26

Телефон: +7 (351) 958-02-68

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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.