

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

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 устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя центральный сервер баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени, автоматизированное рабочее место (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 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 «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 УСПД, часы сервера, устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS, синхронизирующее часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера с единым координированным временем UTC (обеспечивается подключенным к нему УССВ-35HVS) осуществляется ежесекундно, корректировка часов сервера производится при расхождении с УССВ-35HVS на величину более ± 1 с.

Также СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия.

В случае неисправности или ремонта УССВ-35HVS имеется возможность синхронизации часов сервера с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ». Контроль показаний времени часов сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка часов производится при расхождении на величину более ± 2 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину более ± 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 на величину более ± 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» 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 15.08
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
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 энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допус- каемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях, (±δ) %
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 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	А1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	Depo Storm	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 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	А1802RAL- 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		
3	Читинская ТЭЦ-1, СШ 10 кВ ТГ-3	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63 Фазы: А; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	Depo Storm	Активная	1,1	3,0		
								Реактив- ная	2,3	4,7	
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/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная	1,1	3,0
								Реактив- ная	2,3	4,7	
5	Читинская ТЭЦ-1, СШ 10 кВ ТГ-5	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63 Фазы: А; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0		
							Реактив- ная	2,3	4,7		
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/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0		
							Реактив- ная	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/√3/100/√3 Рег. № 14626-00 Фазы: А; В; С 2 с.ш.: НКФ-220-58 Кл.т. 0,5 220000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	Depo Storm	Активная	1,1	3,0		
							Реактив- ная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	Рег. № 14626-00 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7
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/√3/100/√3 Рег. № 14626-00 Фазы: А; В; С 2 с.ш.: НКФ-220-58 Кл.т. 0,5 220000/√3/100/√3	А1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	Depo Storm	Активная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	Рег. № 14626-00 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная Реактив- ная	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	ТФЗМ-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/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: С 2 с.ш.: НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	Depo Storm	Активная	1,1	3,0
				Реактив- ная			2,3	4,7	
12	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч №103 ВЛ-110-02	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С		Активная			1,1	3,0	
				Реактив- ная			2,3	4,7	
13	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч №106 ВЛ-110-07	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С		Активная			1,1	3,0	
				Реактив- ная			2,3	4,7	
14	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч №108 ВЛ-110-08	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	Активная	1,1	3,0				
			Реактив- ная	2,3	4,7				
15	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч №111 ВЛ-110-09	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	Активная	1,1	3,0				
			Реактив- ная	2,3	4,7				
16	Читинская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ Яч №112 ВЛ-110-10	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	Активная	1,1	3,0				
			Реактив- ная	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	ТФЗМ-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/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: С 2 с.ш.: НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	А1802RAL- P4GB-DW4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	Depo Storm	Активная Реактив- ная	1,1 2,3	3,0 4,7
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 указана 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 31819.22-2012, в режиме измерений реактивной электрической энергии по ТУ 4228-011-29056091-11.
- 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 УСПД на аналогичное утвержденного типа, а также замена УССВ и 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	17
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 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 $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 100000 24 35000 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 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 для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 30 45 5 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 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.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
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

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	ТШВ-15	4
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-20	8
Трансформаторы тока	ТФЗМ-220Б-III	4
Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	8
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-IV	21
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	12
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	Depo Storm	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	1
Методика поверки	МП ЭПР-091-2018	1
Формуляр	ТГК-14.АИИС.001.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-091-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Читинская ТЭЦ-1 «Читинской генерации» (АИИС КУЭ Читинской ТЭЦ-1). Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 11.07.2018 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 ПАО «ТГК-14» Читинская ТЭЦ-1 «Читинской генерации» (АИИС КУЭ Читинской ТЭЦ-1)», свидетельство об аттестации № 107/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Читинская ТЭЦ-1 «Читинской генерации» (АИИС КУЭ Читинской ТЭЦ-1)

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 «ТГК-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

E-mail: office@chita.tgk-14.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: (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.