

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Чаши»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Чаши» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК) включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно - вычислительный комплекс (далее – ИВК), обеспечивающий выполнение следующих функций:

- сбор информации от счетчиков АИИС КУЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ИВК;
- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ) и другие заинтересованные организации;
- передача информации в ОАО «АТС».

ИВК состоит из каналобразующей аппаратуры, сервера баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервера опроса, сервер приложений, сервера резервного копирования, автоматизированных рабочих мест персонала (АРМ), сервера синхронизации времени ССВ-1Г и программного обеспечения (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый и второй уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

ИВК автоматически опрашивает счетчики АИИС КУЭ. В ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (Госреестр РФ № 54083-13).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, входящими в состав ЦСОД. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Сличение часов счетчиков с часами ИВК осуществляется каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и ИВК более чем на  $\pm 1$  с, но не чаще одного раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1. Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные (если имеются)	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 – 4, нормированы с учетом ПО.

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровня ИК

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
1	2	3	4	5	6
1.	НПС «Чаши-2», ЗРУ-10 кВ, яч. 15, Ввод № 6В-1	ТЛП-10 Кл.т 0,5S КТТ=1500/5 Зав. № 320 Зав. № 329 Зав. № 207 Госреестр № 30709-05	ЗНОЛ.06-10 Кл.т 0,5 КТН=10000:√3/100:√3 Зав. № 15100 Зав. № 15103 Зав. № 14499 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0108051199 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
2.	НПС «Чаши-2», ЗРУ-10 кВ, яч. 20, Ввод № 7В-2	ТЛП-10 Кл.т 0,5S КТТ=1500/5 Зав. № 212 Зав. № 328 Зав. № 247 Госреестр № 30709-05	ЗНОЛ.06-10 Кл.т 0,5 КТН=10000:√3/100:√3 Зав. № 14948 Зав. № 14650 Зав. № 11478 Госреестр № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0108056042 Госреестр № 27524-04	
3.	НПС «Чаши-1», ЗРУ-10 кВ, яч. 3, Ввод № 1	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ=1500/5 Зав. № 15-5539 Зав. № 15-5548 Зав. № 15-5540 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-10 Кл.т 0,5 КТН=10000:√3/100:√3 Зав. № 5011554 Зав. № 5001592 Зав. № 5000199 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811140620 Госреестр № 36697-12	
4.	НПС «Чаши-1», ЗРУ-10 кВ, яч. 19, Ввод № 2	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ=1500/5 Зав. № 15-5553 Зав. № 15-5547 Зав. № 15-5538 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-10 Кл.т 0,5 КТН=10000:√3/100:√3 Зав. № 5001786 Зав. № 5001244 Зав. № 5000298 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811140606 Госреестр № 36697-12	
5.	НПС «Чаши-1», ЗРУ-10 кВ, яч. 42, Ввод № 3	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ=1500/5 Зав. № 15-5537 Зав. № 15-5550 Зав. № 15-5536 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-10 Кл.т 0,5 КТН=10000:√3/100:√3 Зав. № 5011681 Зав. № 5001785 Зав. № 5001780 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811140203 Госреестр № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6.	НПС «Чаши-1», ЗРУ-10 кВ, яч. 27, Ввод № 4	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ=1500/5 Зав. № 15-21845 Зав. № 15-5544 Зав. № 15-5543 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-10 Кл.т 0,5 КТН=10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Зав. № 5001735 Зав. № 5001670 Зав. № 5001759 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811140266 Госреестр № 36697-12	активная реактивная
7.	НПС «Чаши-1» ЗРУ-10 кВ, яч. 18, Жил. Посёлок	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ=100/5 Зав. № 15-5512 - Зав. № 15-5532 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-10 Кл.т 0,5 КТН=10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Зав. № 5001786 Зав. № 5001244 Зав. № 5000298 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811140352 Госреестр № 36697-12	
8.	НПС «Чаши-1», ЗРУ-10 кВ, яч. 4, РП Чаши-1	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ=100/5 Зав. № 15-5524 - Зав. № 15-5510 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-10 Кл.т 0,5 КТН=10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Зав. № 5011554 Зав. № 5001592 Зав. № 5000199 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811140641 Госреестр № 36697-12	
9.	НПС «Чаши-1», ЗРУ-10 кВ, яч. 30, РП Чаши-2	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ=100/5 Зав. № 15-5514 - Зав. № 15-5515 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-10 Кл.т 0,5 КТН=10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Зав. № 5001735 Зав. № 5001670 Зав. № 5001759 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811140979 Госреестр № 36697-12	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ( $\pm d$ ), %, при доверительной вероятности $P=0,95$				Границы интервала относительной погрешности измерений, ( $\pm d$ ), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$			
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,6	2,2	2,5	4,8	1,7	2,3	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	3,0	1,2	1,5	1,7	3,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,3	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,3	1,4	2,3
3, 4, 5, 6, 7 8, 9	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,9	2,4	2,7	4,9	2,3	2,8	3,1	5,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	3,1	1,8	2,1	2,2	3,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,8

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ( $\pm d$ ), %, при доверительной вероятности $P=0,95$			Границы интервала относительной погрешности измерений, ( $\pm d$ ), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$		
		$\cos j = 0,87$ ( $\sin j = 0,5$ )	$\cos j = 0,8$ ( $\sin j = 0,6$ )	$\cos j = 0,5$ ( $\sin j = 0,87$ )	$\cos j = 0,87$ ( $\sin j = 0,5$ )	$\cos j = 0,8$ ( $\sin j = 0,6$ )	$\cos j = 0,5$ ( $\sin j = 0,87$ )
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	5,1	4,1	2,5	5,4	4,4	2,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,1	2,5	1,6	3,3	2,7	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,3	1,8	1,2	2,4	2,0	1,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,3	1,8	1,2	2,4	2,0	1,4
3, 4, 5, 6, 7, 8, 9	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	5,0	3,9	2,3	5,2	4,2	2,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,2	2,5	1,5	3,5	3,0	2,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,3	1,9	1,2	2,8	2,4	1,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,3	1,9	1,2	2,8	2,4	1,8

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, при доверительной вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 4,4)$  В; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения  $(0,98 - 1,02)U_n$ ; диапазон силы тока  $(1,0 - 1,2)I_n$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) –  $0,87(0,5)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха:
- для ТТ и ТН от минус 60 до 40 °С;
- для счетчиков от 20 до 25 °С;
- для ИВК от 10 до 30 °С;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,02 - 1,2)I_{n1}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,6 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от 5 до 35 °С;
- относительная влажность воздуха  $(40 - 100)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,02 - 1,2)I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,6 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения менее 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 5 до 35 °С;
- относительная влажность воздуха  $(40 - 100)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от 10 до 30 °С;
- относительная влажность воздуха  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100 \pm 4)$  кПа.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 90000 ч, среднее время восстановления работоспособности 48 ч;
- устройство ССВ-1Г.02 - среднее время наработки на отказ не менее 15000 ч, среднее время восстановления работоспособности 48 ч;
- сервер HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 - среднее время наработки на отказ не менее 261 163 ч, среднее время восстановления работоспособности 0,5 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

- Защищенность применяемых компонентов:
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
- наличие защиты на программном уровне:
- пароль на счетчике;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.
- Возможность коррекции времени в:
  - счетчиках (функция автоматизирована).
- Глубина хранения информации:  
электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания - не менее 10 лет;  
ИВК - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 3 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Чаши» 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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Количество (шт.)
Трансформаторы тока ТЛО-10	18
Трансформаторы тока ТЛП-10	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛП-10	12
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-10	6
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	7
ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть»	1
Источник частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г (Госреестр РФ №39485-08)	1
ПО «Энергосфера»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 63376-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Чаши». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2015 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки», МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электроэнергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с документом «Методика поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ.» Методика поверки согласована руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- источника частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г – в соответствии с документом «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП», утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с Приказом Минпромторга России № 1815 от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Чаши», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Сибирь» по ЛПДС «Чаши»**

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 «УралЭнергоСервис»  
(ООО «УралЭнергоСервис»)

Юридический (почтовый) адрес: 450022, Республика Башкортостан, г. Уфа,  
ул. Ст. Злобина, д. 6

ИНН 0275041202

Тел. / факс: +7 (347) 248-12-28 / +7 (347) 248-10-04

**Заявитель**

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

Юридический/почтовый адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, к. 2

Тел.: +7 (985) 992-27-81

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.