

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Дружба» по ЛПДС (НПС) «Сызрань»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Дружба» по ЛПДС (НПС) «Сызрань» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами, 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, многоуровневую 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), 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) на базе контроллера сетевого промышленного СИКОН С70, устройство синхронизации времени УСВ-3 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных АИИС КУЭ (сервер БД), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», серверы синхронизации времени ССВ-1Г (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 39485-08), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ. Перечень и состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные от ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД.

ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов. Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются из ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую АИИС КУЭ и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, ИВКЭ 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 ТСР/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/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. В случае выхода из строя основного сервера синхронизации времени ССВ-1Г, используется резервный.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему УСВ-3. Сличение часов УСПД с УСВ-3 производится не реже 1 раза в сутки. Синхронизация часов УСПД с УСВ-3 проводится независимо от величины расхождения времени.

В случае неисправности, ремонта или поверки УСВ-3 имеется возможность синхронизации часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0. 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 - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CVEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B (для файла pso_metr.dll)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### 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 электро-энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ уровня ИВКЭ	УСВ уровня ИВЭ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЛПДС (НПС) «Сызрань» ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 1500/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛП-6 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = $6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 51644-12	ССВ-1Г Рег. № 39485-08	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ЛПДС (НПС) «Сызрань» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.19	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 1500/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛП-6 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 39485-08			Активная
3	ПС 110 кВ «Дружба» ЗРУ-6кВ НПС «Сызрань» 1 с.ш. 6 кВ яч. 6	ТЛП-10-3 ф. А, ф. С Кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 30709-05 ТПОЛ 10 ф. В Кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-6 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная
4	ПС 110 кВ «Дружба» ЗРУ-6 кВ НПС «Сызрань» 2 с.ш. 6 кВ яч. 16	ТЛП-10-3 ф. А, ф. С Кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 30709-05 ТПОЛ 10 ф. В Кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-6 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная
5	ЛПДС (НПС) «Сызрань» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 21	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-6 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная
								Реактивная

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что АО «Транснефть - Дружба» не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть - Дружба» порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ( $\pm\delta$ ), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ( $\pm\delta$ ), %		Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )	$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )		
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,0	2,4	4,2	2,8		
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,5	1,5	2,9	2,0		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,9	1,2	2,4	1,8		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,9	1,2	2,4	1,8		
5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,4	2,5	4,7	2,9		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,4	1,5	2,8	2,0		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,9	1,2	2,4	1,8		
Пределы допускаемой погрешности СОВ ( $\pm\Delta$ ), с		5					
Примечания:							
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).							
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.							
3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	5
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> <li>- температура окружающей среды, °C</li> </ul>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>температура окружающей среды, °C:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для УСПД</li> <li>- для УСВ-3</li> <li>- для ССВ-1Г</li> </ul>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub> от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50 от -25 до +60 от +5 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСВ-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>сервер синхронизации времени ССВ-1Г:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- коэффициент готовности, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul>	<p>165000 2 70000 24 45000 2 15000 0,5 0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее</li> </ul> <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>45 45 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	ТЛО-10	9 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10-3	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6 У2	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1 шт.
Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	2 шт.
Сервер	HP ProLiant BL460	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-031-2018	1 экз.
Формуляр	2018.АСКУЭ.03/05 ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП-312235-031-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Дружба» по ЛПДС (НПС) «Сызрань». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 31.07.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3}...35$  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;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки. ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-3 – в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
- ССВ-1Г – в соответствии с документом ЛЖАР.468150.003-08 МП «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» 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 АИИС КУЭ.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Дружба» по ЛПДС (НПС) «Сызрань», 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) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Дружба» по ЛПДС (НПС) «Сызрань»**

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**

Акционерное общество «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть - Дружба»)

ИНН 3235002178

Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113

Телефон: (4832) 74-76-52

Факс: (4832) 67-62-30

E-mail: [office@brn.transneft.ru](mailto:office@brn.transneft.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: (351) 958-02-68

E-mail: [encomplex@yandex.ru](mailto:encomplex@yandex.ru)

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

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.