

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по БКНС «Бугуруслан»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по БКНС «Бугуруслан» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии 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, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (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 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2- 4.

2-ой уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройства синхронизации времени (далее - УСВ).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее - ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех 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 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. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее 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 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. 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» (Рег. номер № 54083-13).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-2. Сличение часов УСПД с УСВ-2 производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов УСПД с временем УСВ-2 проводится независимо от величины расхождения времени.

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

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5,0$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректуре.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергосфера» версии не ниже 7.0. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1. ПО «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 ПО «Энергосфера».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	ПК «Энергосфера» 7.0
Идентификационное наименование программного обеспечения	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ.

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав АИИС КУЭ				УСПД	СОЕВ	Вид энергии		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Рег. номера СИ	Обозначение, тип							
1	2	3		4		5	6	7		
1	БКНС «Бугуруслан» ЗРУ-10 кВ, яч. №6 Ввод №1	ТТ	класс точности 0,5S К <sub>тт</sub> = 1500/5 Рег. номер № 25433-11	A	ТЛО-10	СИКОН С70, Рег. номер № 28822-05	УСВ-2, Рег. номер № 41681-10 ССВ-1Г Рег. номер № 39485- 08	Активная  Реактивная		
				B	ТЛО-10					
				C	ТЛО-10					
		ТН	класс точности 0,5 К <sub>тн</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Рег. номер № 46738-11	A	ЗНОЛП-10					
				B	ЗНОЛП-10					
				C	ЗНОЛП-10					
		Счетчик	класс точности 0,2S/0,5 Рег. номер № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М						
		2	БКНС «Бугуруслан» ЗРУ-10 кВ, яч. №22 Ввод №2	ТТ	класс точности 0,5S К <sub>тт</sub> = 1500/5 Рег. номер № 25433-11				A	ТЛО-10
									B	ТЛО-10
C	ТЛО-10									
ТН	класс точности 0,5 К <sub>тн</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Рег. номер № 46738-11			A	ЗНОЛП-10					
				B	ЗНОЛП-10					
				C	ЗНОЛП-10					
Счетчик	класс точности 0,2S/0,5 Рег. номер № 36697-12			СЭТ-4ТМ.03М						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
3	БКНС «Бугуруслан» ЗРУ-10 кВ, яч. №5 НПС-1	ТТ	класс точности 0,2S Ктт = 150/5 Рег. номер № 25433-11	A	ТЛО-10	СИКОН С70, Рег. номер № 28822-05	УСВ-2, Рег. номер № 41681-10 ССВ-1Г Рег. номер № 39485- 08	Активная  Реактивная
				B	-			
				C	ТЛО-10			
		ТН	класс точности 0,5 Ктн = 10000ÖВ/100ÖВ Рег. номер № 46738-11	A	ЗНОЛП-10			
				B	ЗНОЛП-10			
				C	ЗНОЛП-10			
Счетчик	класс точности 0,2S/0,5 Рег. номер № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М						
4	БКНС «Бугуруслан» ЗРУ-10 кВ, яч. №8 НПС-3	ТТ	класс точности 0,2S Ктт = 150/5 Рег. номер № 25433-11	A	ТЛО-10	СИКОН С70, Рег. номер № 28822-05	УСВ-2, Рег. номер № 41681-10 ССВ-1Г Рег. номер № 39485- 08	Активная  Реактивная
				B	-			
				C	ТЛО-10			
		ТН	класс точности 0,5 Ктн = 10000ÖВ/100ÖВ Рег. номер № 46738-11	A	ЗНОЛП-10			
				B	ЗНОЛП-10			
				C	ЗНОЛП-10			
Счетчик	класс точности 0,2S/0,5 Рег. номер № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М						
5	БКНС «Бугуруслан» ЗРУ-10 кВ, яч. №20 НПС-2	ТТ	класс точности 0,2S Ктт = 150/5 Рег. номер № 25433-11	A	ТЛО-10	СИКОН С70, Рег. номер № 28822-05	УСВ-2, Рег. номер № 41681-10 ССВ-1Г Рег. номер № 39485- 08	Активная  Реактивная
				B	-			
				C	ТЛО-10			
		ТН	класс точности 0,5 Ктн = 10000ÖВ/100ÖВ Рег. номер № 46738-11	A	ЗНОЛП-10			
				B	ЗНОЛП-10			
				C	ЗНОЛП-10			
Счетчик	класс точности 0,2S/0,5 Рег. номер № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М						

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Пределы допускаемой погрешности измерений активной электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации при доверительной вероятности $P=0,95$ , $\pm\%$			Пределы допускаемой погрешности измерений активной электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности $P=0,95$ , $\pm\%$		
		$\cos \varphi=1,0$	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,5$	$\cos \varphi=1,0$	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,5$
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01I_H \leq I < 0,05I_H$	1,8	2,8	5,3	1,9	2,9	5,4
	$0,05I_H \leq I < 0,1I_H$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_H \leq I < I_H$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,3	2,3
	$I_H \leq I < 1,2I_H$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,3	2,3
3-5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01I_H \leq I < 0,05I_H$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,4	2,2
	$0,05I_H \leq I < 0,1I_H$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_H \leq I < I_H$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_H \leq I < 1,2I_H$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Пределы допускаемой погрешности измерений реактивной электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации при доверительной вероятности $P=0,95$ , $\pm\%$			Пределы допускаемой погрешности измерений реактивной электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности $P=0,95$ , $\pm\%$		
		$\cos \varphi=1,0$	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,5$	$\cos \varphi=1,0$	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,5$
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01I_H \leq I < 0,05I_H$	-	4,4	2,3	-	4,6	2,5
	$0,05I_H \leq I < 0,1I_H$	-	2,6	1,6	-	2,8	2,0
	$0,2I_H \leq I < I_H$	-	1,9	1,2	-	1,9	1,7
	$I_H \leq I < 1,2I_H$	-	1,9	1,2	-	1,9	1,7
3-5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01I_H \leq I < 0,05I_H$	-	2,0	1,6	-	2,4	2,0
	$0,05I_H \leq I < 0,1I_H$	-	1,6	1,1	-	2,1	1,6
	$0,2I_H \leq I < I_H$	-	1,3	1,0	-	1,8	1,5
	$I_H \leq I < 1,2I_H$	-	1,3	1,0	-	1,8	1,5

Примечания:

1. В Таблице 3 и 4 приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos \varphi=0,5$  ( $\sin \varphi=0,87$ ); токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 60.

2. 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  $(1,0 - 1,2)I_n$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,87(0,5)$ ; частота  $(50\pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 60 до плюс 60; счетчиков: в части активной энергии  $(23\pm 2)$ , в части реактивной энергии  $(20\pm 2)$ ;
- относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100\pm 4)$  кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01 (0,02) - 1,2)I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 60 до плюс 60;
- относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100\pm 4)$  кПа;

для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5-1,0 (0,6 - 0,87)$ ; частота  $(50\pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения  $0,5$  мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 65;
- относительная влажность воздуха  $(40-60)$  %;
- атмосферное давление  $(100\pm 4)$  кПа;

для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220\pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 30;
- относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100\pm 4)$  кПа.

4. Измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии).

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом в установленном на АО «Транснефть-Приволга» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик - среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М - не менее 165 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД - среднее время наработки на отказ для УСПД типа СИКОН С70 - не менее 70 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- устройство синхронизации данных ССВ-1Г - среднее время наработки на отказ не менее 15000 часов; среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 256554$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 0,5$  ч.

В АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по БКНС «Бугуруслан» используются следующие виды резервирования:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- предусмотрена возможность автономного считывания информации со счетчиков электроэнергии и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановления данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

В журналах событий счетчиков АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по БКНС «Бугуруслан» фиксируются факты:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
- изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счётчика электроэнергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК;
- защита информации на программном уровне при хранении, передаче и параметрировании:
  - двухуровневый пароль на счетчике;
  - пароли на сервере и УСПД, предусматривающие разграничение прав доступа к данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в различных компонентах:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов 113,7 суток;
- УСПД - хранение суточных данных о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток;
- ИВК - хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по БКНС «Бугуруслан» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по БКНС «Бугуруслан»

Наименование	Тип	№ Рег. номер	Количество
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	46738-11	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	5 шт.
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	39485-08	2 шт.
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	-	1 шт.
Методика поверки	-	-	1 шт.
Формуляр	ИЦЭ 1244РД-15.00.ФО	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Г.0.0000.15059-ПМН/ГТП-00.000-АСКУЭ	-	1 шт.

### Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 64009-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по БКНС «Бугуруслан». Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в марте 2016 г.

Перечень основных средств 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 «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»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков 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 ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012г.;
- УСПД Сикон С70 - в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 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 системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 , дискретность 0,1; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 % , дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований 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 автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по БКНС «Бугуруслан», аттестованной ФБУ «Ивановский ЦСМ» (аттестат об аккредитации № 01.00259-2013 от 24.12.2013 г.).

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по БКНС «Бугуруслан»**

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
- 2 ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- 3 ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергия» (ООО «ИЦ «Энергия»)  
ИНН: 3702062476  
Юридический адрес:  
153022, Ивановская обл., г. Иваново, ул. Богдана Хмельницкого, дом 44, корпус 2, офис 2  
Тел/факс: 8 (4932) 366-300, 581-030 / 8 (4932) 581-031

### **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.