

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту БКНС «Ерзовка» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают 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-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), каналаобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее - УСВ) УСВ-2.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналаобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер точного 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 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 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 подключенными 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 с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы.

АИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ 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 ИВК АИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Госрегистр СИ №39485-08), 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.

Устройство синхронизации времени УСВ-2, входящее в состав ИВКЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД и счетчиков. УСВ-2 синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Коррекция часов УСПД проводится вне зависимости от величины расхождения часов УСПД и времени приемника. Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИС КУЭ не превышает ± 5 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 корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, в состав которого входят программы, указанные 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 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ - метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала					Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БКНС «Ерзовка», 3РУ-10кВ Ввод-1, яч.1	4МА72 Кл. т. 0,2S 1500/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
2	БКНС «Ерзовка», 3РУ-10кВ Ввод-2, яч.18	4МА72 Кл. т. 0,2S 1500/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			активная реактивная
3	БКНС «Ерзовка», 3РУ-10кВ Ввод-3, яч.25	4МА72 Кл. т. 0,2S 1500/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			активная реактивная
4	БКНС «Ерзовка», 3РУ-10кВ Ввод-4, яч.39	4МА72 Кл. т. 0,2S 1500/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			активная реактивная
5	3РУ-10кВ БКНС «Ерзовка», Ic.ш. - 10кВ, яч. 7, С/Х Ф-7	4МА72 Кл. т. 0,5S 200/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			активная реактивная
6	3РУ-10кВ БКНС «Ерзовка», I с.ш. - 10кВ, яч. 2, С/Х Ф-8	4МА72 Кл. т. 0,5S 200/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			активная реактивная
7	3РУ-10кВ БКНС «Ерзовка», I с.ш. - 10кВ, яч.3, Тр-р 100кВА №1	4МА72 Кл. т. 0,5S 200/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ЗРУ-10кВ БКНС «Ерзовка», II с.ш. - 10кВ, яч.16, С/Х Ф-23	4МА72 Кл. т. 0,5S 200/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
9	ЗРУ-10кВ БКНС «Ерзовка», II с.ш. - 10кВ, яч.17, Тр-р 100кВА №2	4МА72 Кл. т. 0,5S 200/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			активная реактивная
10	ЗРУ-10кВ БКНС «Ерзовка», III с.ш. - 10кВ, яч.26, С/Х Ф-36	4МА72 Кл. т. 0,5S 200/5	4MR12PFK Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5			активная реактивная
11	БКНС «Ерзовка», ЗРУ-10кВ, Щит СН-0,4кВ АВР ТЧН-1 и ТЧН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5			активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, $(\pm d)$, %			Погрешность в рабочих условиях, $(\pm d)$, %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1-4 (TT 0,2S; TH 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	0,9	1,5	1,0	1,1	1,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	0,9	1,5	1,0	1,1	1,6
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,6	1,1	1,2	1,7
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,3	1,5	2,3	1,4	1,6	2,4
5-10 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,3	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,3	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,3	1,6	2,9	1,4	1,7	3,0
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,3	2,9	5,4	2,4	2,9	5,5
11 (TT 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,8	1,0	1,2	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,4	2,6	1,3	1,5	2,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,2	2,7	5,3	2,3	2,8	5,3

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, $(\pm d)$, %			Погрешность в рабочих условиях, $(\pm d)$, %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1-4 (TT 0,2S; TH 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	1,0	2,2	1,8	1,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,3	1,0	2,2	1,8	1,6
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,9	1,5	1,1	2,3	1,9	1,7
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,8	2,2	1,7	3,1	2,5	2,0
5-10 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,6	1,9	1,2	2,9	2,3	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,9	1,2	2,9	2,3	1,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,5	2,4	1,5	3,7	2,7	2,0
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	6,4	4,4	2,7	6,5	4,6	2,9
11 (TT 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,2	1,5	1,0	2,5	2,0	1,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,1	2,2	1,3	3,4	2,5	1,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	6,2	4,2	2,4	6,3	4,4	2,7

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети:
 - диапазон напряжения (0,9 - 1,1) Уном;
 - диапазон силы тока (1 - 1,2) Iном,

частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

коэффициент мощности $\cos j = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды:

ТТ и ТН от минус 45 до плюс 40 °C;

счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °C;

УСПД от плюс 15 до плюс 25 °C;

ИВК от плюс 15 до плюс 25 °C;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети:

диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1) U_{H1}$;

диапазон силы первичного тока $(0,02 - 1,2) I_{H1}$;

коэффициент мощности $\cos j (\sin j) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5)$;

частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети:

диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1) U_{H2}$;

диапазон силы вторичного тока $(0,02 - 1,2) I_{H2}$;

коэффициент мощности $\cos j (\sin j) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5)$;

частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающего воздуха:

- для счетчиков электроэнергии от плюс 17 до плюс 30 °C;

- для ТТ и ТН от плюс 17 до плюс 30 °C;

- для УСПД и УССВ от плюс 17 до плюс 30 °C;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 17 до плюс 30 °C.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном АО «Транснефть-Приволга» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) - среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

- сервер HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8- среднее время наработки на отказ не менее $T_{G6}=261163$, $T_{Gen8}=264599$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 0,5$ ч.

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 счётика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту БКНС «Ерзовка» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформатор тока	4МА72	59024-14	30
Трансформатор тока	Т-0,66	22656-07	3
Трансформатор напряжения	4MR12PFK	58146-14	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	11
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Сервер точного времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Сервер с программным обеспечением	ПК "Энергосфера"	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64003-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту БКНС «Ерзовка». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-2 - по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °C, дискретность 0,1 °C; 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 в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту БКНС «Ерзовка», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по объекту БКНС «Ерзовка»

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 «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «Автоматизированные системы в энергетике»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15

Тел.: 89157694566

E-mail: autosysen@gmail.com

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, 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.