

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть – Восток» по НПС – 12, НПС – 13, НПС – 14

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть – Восток» по НПС – 12, НПС – 13, НПС – 14 (далее – 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 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-й уровень – измерительно-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) УСВ-2.

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 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верх-

ний 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 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» (номер в Госреестре № 54083-13).

АИИС 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 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.

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 ± 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 ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера 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 ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.0, 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

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК «Энергосфера» 7.0	Библиотека pso_metr.dll	1.1.1.1	СВЕВ6F6СА69318BED 976E08A2BB7814В	MD5

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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ЗРУ-10 кВ НПС – 12 1 с.ш. 10 кВ яч. 3	ТЛП-10 3000/5 Кл.т. 0,5S А № 8200 В № 8727 С № 8201	ЗНОЛП 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 1002487 В № 1002484 С № 1002553	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803112801	СИКОН С70 Зав. № 07089	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
2	ЗРУ-10 кВ НПС – 12 2 с.ш. 10 кВ яч. 27	ТЛП-10 3000/5 Кл.т. 0,5S А № 8198 В № 8729 С № 8731	ЗНОЛП 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 1002511 В № 1002525 С № 1002488	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803111840	СИКОН С70 Зав. № 07089	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
3	ЗРУ-10 кВ НПС – 13 1 с.ш. 10 кВ яч. 3	ТЛП-10 3000/5 Кл.т. 0,5S А № 8196 В № 8197 С № 8199	ЗНОЛП 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 1002554 В № 1002524 С № 1002566	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803111412	СИКОН С70 Зав. № 06070	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ЗРУ-10 кВ НПС – 13 2 с.ш. 10 кВ яч. 27	ТЛП-10 3000/5 Кл.т. 0,5S А № 8732 В № 8730 С № 8728	ЗНОЛП 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 1002557 В № 1002491 С № 1002567	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805102617	СИКОН С70 Зав. №06070	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
5	ПС 220/10 кВ «НПС – 14» ОРУ-220 кВ ввод 1	ТРГ-220 II* 200/5 Кл.т. 0,2S А № 172 В № 173 С № 174	НДКМ-220 220000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 228 В № 226 С № 225	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810136975	СИКОН С70 Зав. № 04283	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
6	ПС 220/10 кВ «НПС – 14» ОРУ-220 кВ ввод 2	ТРГ-220 II* 200/5 Кл.т. 0,2S А № 175 В № 177 С № 176	НДКМ-220 220000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 230 В № 229 С № 227	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810137114	СИКОН С70 Зав. № 04283	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		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; 2; 3; 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,2	1,4	2,3	1,8	2,0	2,8
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,2	1,4	2,3	1,8	2,0	2,8
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,5	1,7	3,0	2,0	2,2	3,4
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	2,6	3,1	5,5	3,0	3,4	5,8
5; 6 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,6	0,7	1,0	0,9	0,9	1,2
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,6	0,7	1,0	0,9	0,9	1,2
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	0,7	0,8	1,2	1,0	1,0	1,4
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	1,2	1,3	2,1	1,4	1,5	2,2

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		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; 2; 3; 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	2,8	2,1	1,6	4,3	3,8	3,4
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,8	2,1	1,6	4,3	3,8	3,4
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	3,6	2,6	1,8	4,9	4,1	3,6
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	6,6	4,7	3,0	7,4	5,7	4,5
5; 6 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,3	1,0	0,8	2,0	1,8	1,6
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,0	0,8	2,0	1,8	1,6
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,5	1,2	0,9	2,2	1,9	1,6
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	2,6	2,0	1,6	3,0	2,6	2,2

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) $U_{ном}$; диапазон силы тока (0,02 – 1,2) $I_{ном}$, частота (50 \pm 0,15) Гц; коэффициент мощности cos j = 0,5; 0,8; 0,9 инд.;
 - температура окружающей среды:
 - ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;
 - счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;
 - УСПД от плюс 15 °С до плюс 25 °С;
 - ИВК от плюс 10 °С до плюс 30 °С;
 - 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) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока (0,02 – 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности cos j (sin j) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 \pm 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С.
- для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{н2}; диапазон силы вторичного тока (0,02 – 1,2) I_{н2}; коэффициент мощности cos ϕ (sin ϕ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для cos ϕ = 0,5; 0,8; 0,9 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр №36697-08) – среднее время наработки на отказ не менее T = 140 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 2 ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр №36697-12) – среднее время наработки на отказ не менее T = 165 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 2 ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее T= 70000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 2 ч;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее T= 35000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 2 ч;
- ССВ-1Г – среднее время наработки на отказ не менее T= 15000 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 2 ч;
- сервер HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8– среднее время наработки на отказ не менее T_{G6}=261163 ч, T_{Gen8}=264599 ч, среднее время восстановления работоспособности t_в = 0,5 ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера 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 счётчика:
 - 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:
 - электросчётчика;
 - 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);
- сервере (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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть – Восток» по НПС – 12, НПС – 13, НПС – 14 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Трансформаторы тока	ТЛП-10	30709-11	12
Трансформаторы тока	ТРГ-220 II*	33677-07	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	23544-07	12
Трансформаторы напряжения	НДКМ-220	38000-08	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-08	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	3

Окончание таблицы 5

1	2	3	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	3
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59442-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть – Восток» по НПС – 12, НПС – 13, НПС – 14. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2014 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 (Госреестр №36697-08) – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр №36697-12) – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС 17 января 2005 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.001 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- ССВ-1Г – по документу «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-80 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в

части ООО «Транснефть – Восток» по НПС – 12, НПС – 13, НПС – 14 (АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть – Восток» по НПС – 12, НПС – 13, НПС – 14)», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ)

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.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»

ООО «Центр энергетических решений»

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, 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

Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2014 г.