



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 47909

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ОАО "АК "Транснефть" в части
ООО "Дальнефтепровод" по объекту НПС-27 без резервуарного парка
(1-ая пусковая очередь)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 06113258

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Дальнефтепровод"
(ООО "Дальнефтепровод"), г.Хабаровск**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51023-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51023-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **31 августа 2012 г. № 715**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 006400

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "АК "Транснефть" в части ООО "Дальнефтепровод" по объекту НПС-27 без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "АК "Транснефть" в части ООО "Дальнефтепровод" по объекту НПС-27 без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ реализована в объеме первой пусковой очереди и представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.16 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) «ЭКОМ-3000», установленное на уровне ИИК работает в «прозрачном» режиме при обращении сервера ИВК к счетчикам электроэнергии и выполняет функции шлюза-концентратора.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК). Данный уровень включает в себя «Центр сбора и обработки данных (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (номер в Государственном реестре средств измерений 38424-08) и автоматизированные рабочие места (АРМы) диспетчеров (операторов АИИС КУЭ).

Уровень ИВК включает в себя:

- серверное оборудование, обеспечивающее сбор, обработку, хранение данных и формирование отчетных документов;
- оборудование приема-передачи информации, обеспечивающие приём и выдачу информации;
- вспомогательное оборудование, обеспечивающее бесперебойное питание основного оборудования, размещение, защиту и коммутацию оборудования;
- оборудование АРМ обслуживающего персонала;
- программное обеспечение (далее – ПО) «Converge»;
- устройство синхронизации системного времени.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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. Измерительная информация со счетчика электроэнергии передается без учета коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения. Счетчик электроэнергии на выходе формирует результаты измерений:

- активной и реактивной электрической энергии, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.;
- среднюю на интервале времени 30 мин активную (реактивную) электрическую мощность.

Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы, погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с. Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени (или всемирного скоординированного времени) UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация времени АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (номер в Государственном реестре средств измерений 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 обновление данных на сервере ИВК постоянно и непрерывно. Сервер приложений «Converge» автоматически передает счетчикам сформированные метки времени с периодичностью раз в сутки. При расхождении времени в сервере ИВК и счетчике на величину ± 1 с происходит автоматическая коррекция времени в счетчике. Резервный сервер используется при выходе из строя основного сервера.

Минимальная скорость передачи информации в АИИС КУЭ по выделенным каналам корпоративной сети составляет 9600 бит/с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Программное обеспечение

Уровень ИВК содержит ПО «Converge», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Название файлов	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
"Converge"	"Landis+Gyr Converge 3.5.1"	Converge.msi	3.5.001.268 Rev. 64500	B1E67B8256DE3 F5546A96054A2 062A1E	MD5
"ЭнергоМонитор"	"Energy Monitor"	Web Monitor Setup.msi	1.8.0.0	1E6CE427DAC5 89AFE884AB490 632BC4B	MD5
" Генератор XML-отчетов "	" XML Report Generator"	XML Service Setup.msi	-	9486BC5FC4BC 0D326752E133D 125F13D	MD5
		XML Client Setup.msi	-	37F58D0D9FB44 4D085405EB4A1 6E7A84	
«ЭМ Администратор»	«EM Admin»	EM Admin Setup.msi	-	621E4F49FB74E 52F9FFADA2A0 7323FBD	MD5
«Ручной импорт в Converge»	«Manual Converge Import»	Manual Converge Import.msi	-	ACA7D544FAD3 B166916B16BB9 9359891	MD5

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО;
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных комплексов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИИК

Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав измерительно-информационных комплексов				Наименование измеряемой величины	Вид энергии									
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Ктт · Ктн · Ксч			УСПД								
1	2	3		4		5	6	7	8							
1	ПС 220/10кВ ВЛ 220 кВ №1	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 200/1 Госреестр № 30489-09		A	TG245N	440000	ЭКОМ-3000 Госреестр № 17049-09	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная						
					B	TG245N										
					C	TG245N										
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 220000:√3/100:√3 Госреестр № 20344-05		A	НАМИ-220 УХЛ1										
					B	НАМИ-220 УХЛ1										
					C	НАМИ-220 УХЛ1										
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.16											
		2	ПС 220/10кВ ВЛ 220 кВ №2	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 200/1 Госреестр № 30489-09						A	TG245N	440000	ЭКОМ-3000 Госреестр № 17049-09	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная
											B	TG245N				
					C	TG245N										
ТН	КТ = 0,2 Ктн = 220000:√3/100:√3 Госреестр № 20344-05			A	НАМИ-220 УХЛ1											
				B	НАМИ-220 УХЛ1											
				C	НАМИ-220 УХЛ1											
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 36697-08			СЭТ-4ТМ.03М.16												

Таблица 3. - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,5$
1-2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,2	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,6	0,7	1,3	0,8	0,9	1,4
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,5	0,5	0,9	0,8	0,8	1,2
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,5	0,5	0,9	0,8	0,8	1,2

Таблица 4. - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1-2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,1	1,5	2,5	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,6	0,9	2,1	1,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	0,8	1,7	1,4
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	0,8	1,7	1,4

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

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 - от минус 40°C до 50°C ; ТН- от минус 40°C до 50°C ; счетчиков: $(23 \pm 2)^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02) - 1,2)I_{Н1}$; 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 40 °С до 50 °С ;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1)U_{н2}; диапазон силы вторичного тока (0,01 - 1,2)I_{н2}; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) 0,5-1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 10°С до 35°С;
- относительная влажность воздуха (40-60) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±11) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа

4. Измерительные каналы включают измерительные ТТ по ГОСТ 7746-2001, измерительные ТН по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена УСПД, измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 140000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений передается по основному (коммутируемому) и резервному (спутниковому) каналам связи;
- в журнале событий счетчика фиксируются факты:
 - параметрирование;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени;
 - несанкционированный доступ.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток ,
- сервер – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО "АК "Транснефть" в части ООО "Дальнефтепровод" по объекту НПС-27 без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ОАО "АК "Транснефть" в части ООО "Дальнефтепровод" по объекту НПС-27 без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь) представлена в таблице 3.

Таблица 5. Комплектность АИИС КУЭ ОАО "АК "Транснефть" в части ООО "Дальнефтепровод" по объекту НПС-27 без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь)

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформаторы тока серии ТГ	6
Трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 51023-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "АК "Транснефть" в части ООО "Дальнефтепровод" по объекту НПС-27 без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 2012 года.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- Трансформаторы напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющийся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- УСПД «ЭКОМ-3000» – в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 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 -20 до + 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 электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО "АК "Транснефть" в части ООО "Дальнефтепровод" по объекту НПС-27без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь)». Свидетельство об аттестации № 01.00225/206-155-12 от 17.08.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Дальнефтепровод» по объекту НПС-27без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь)

- | | |
|-------------------|--|
| ГОСТ 22261-94 | «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия». |
| ГОСТ 1983-2001 | «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия». |
| ГОСТ 7746-2001 | «Трансформаторы тока. Общие технические условия». |
| ГОСТ Р 52323-2005 | «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S». |
| ГОСТ Р 52425-2005 | «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии». |
| 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». |

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электротехнические системы"
(ООО "Электротехнические системы")

Юридический адрес:

680014, Хабаровск, переулок Гаражный, 30А

Тел. (4212) 75-63-73

Факс (4212) 75-63-75

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Дальнефтепровод»

(ООО «Дальнефтепровод»)

680030, Россия, Хабаровский край, г. Хабаровск,

ул. Ленина, д. 57, оф. 324

тел:8(4212) 22-30-40

Испытатель

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»

(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2012 г.