



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
(Росстандарт)**

П Р И К А З

13 декабря 2012 г.

№ 1114

Москва

**О внесении изменений в описание типа
на систему автоматизированную информационно-измерительную
коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части
ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы
«НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор»**

В связи с обращением ЗАО «Институт проектирования и инноваций
«УралСофт», г. Москва, от 12.06.2012 г.

П р и к а з ы в а ю :

1. Внести изменение в описание типа на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор», зарегистрированную в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, с сохранением регистрационного № 49562-12 и номера свидетельства об утверждении типа средств измерений № 46093.

Изменения проведены в части:

- наименования НПС «Вынгапур» в табл. 2 (введено дополнительное идентификационное наименование «Промежуточная»);
- описания средства измерений (ГОСТ 30206-94 и ГОСТ 26035-83 заменены на ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005, соответственно);
- примечания к табл. 2 (исключено УСПД, как элемент, отсутствующий в составе АИИС КУЭ);
- комплектности АИИС КУЭ (исключен элемент каналообразующий аппаратуры «свитч», заменены коммутатор, маршрутизатор и 5 серверов);
- нанесения знака утверждения типа (исключены требования к нанесению знака утверждения типа на устройства верхнего уровня);

- даты утверждения методики поверки;
- сведения о методах измерений (внесены две методики измерений, внесенные в Федеральный информационный фонд).

2. Управлению метрологии (В.М. Лахову) оформить новое описание типа средства измерений:

3. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства



Ф.В. Булыгин



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.024.A № 46093

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ОАО "АК "Транснефть" в части
ОАО "Сибнефтепровод" по объектам "Трубопроводной системы
"НПС "Пур-Пе" - НПС "Самотлор"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Открытое акционерное общество "Сибнефтепровод", г. Тюмень

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49562-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 49562-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **13 апреля 2012 г. № 231**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004203

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих автоматизированных функций:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- вычисление и представление результатов измерений за выбранный отчетный период по отдельным измерительным каналам (ИК) и группам точек измерений;
- вычисление потребленной электрической мощности по отдельным объектам, усредненной за выбранный интервал;
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- ежесуточное резервирование баз данных на внешних носителях;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений по запросу со стороны интегрированной автоматизированной системы управления коммерческим учетом ОАО «АТС» в соответствии с процедурой контрольного доступа и форматом запроса данных;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени)..

Каждый ИК состоит из трансформаторов напряжения и тока, счетчика электроэнергии, оборудования приема-передачи, коммутационного оборудования, АРМ и серверов.

Первый уровень АИИС КУЭ (аппаратное оборудование НПС), включает:

- оборудование информационно-измерительных комплексов (ИИК): измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, микропроцессорные счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии, установленные на объектах, указанные в таблице 2;
- оборудование приёма-передачи информации: шлюз-концентратор, коммутатор Ethernet, маршрутизатор, спутниковый модем (с тарельчатой антенной), модем коммутируемый;
- вспомогательное оборудование: источник бесперебойного питания, переключатель ре-

зервного питания, средства защиты от импульсных помех и перенапряжений информационных линий, блок питания, вводные автоматы защиты и коммутационное оборудование, средства компоновки и защиты оборудования (шкаф) и аппаратура термоконтроля.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках измерений с заданной дискретностью измерений (30 минут), хранение и передачу информации на верхний уровень АИИС КУЭ.

Второй (верхний) уровень АИИС КУЭ включает в себя «Центр сбора и обработки данных» ОАО «АК «Транснефть» и автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчеров (операторов АИИС КУЭ).

Аппаратное оборудование «Центра сбора и обработки данных»:

- серверное оборудование, обеспечивающее сбор, обработку, хранение данных и формирование отчетных документов: серверы управления (Master-Converge, основной и резервный), сервер управления кластерами БД, серверы базы данных (Oracle, основной и резервный), серверы опроса, аппаратура резервного копирования – ленточная библиотека, устройства синхронизации системы единого времени УССВ, серверы SQL (Web-доступ пользователей, БД), система хранения данных, контроллер управления, дисковый накопитель, коммутатор;

- оборудование приёма-передачи информации, обеспечивающее приём и выдачу информации: маршрутизатор, модемный пул;

- оборудование АРМ эксплуатирующего персонала, включающее: персональный компьютер, монитор, клавиатуру, мышь, источник бесперебойного питания.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за этот период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности.

Состав измерительной информации на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи (интерфейс RS485) поступает на шлюз-концентратор и через сети передачи данных ОАО «Связьтранснефть» передается в сервер «Центра сбора и обработки данных» ОАО «АК «Транснефть» (г. Москва).

На верхнем (втором) уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации – вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Пользователям «АК «Транснефть» и ОАО «Сибнефтепровод» предоставляется Web-доступ к результатам измерений. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию системных часов компонентов измерительной системы с единым календарным временем, установленным для часового пояса города Москвы.

Программное обеспечение

Архитектура программного обеспечения, используемого в АИИС КУЭ, разработана на основе принципов взаимодействия открытых систем с обеспечением санкционированного доступа на базе международных стандартов на программно-аппаратные интерфейсы.

В состав программного обеспечения (далее - ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков электроэнергии и ПО серверов ИВК АИИС КУЭ. Программные средства ИВК АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО «Converge», ПО устройства синхронизации времени.

Таблица 1. Состав программного обеспечения АИИС КУЭ

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	B1E67B8256DE3F55 46A96054A2062A1E	MD5
"ЭнергоМонитор"	"Energy Monitor"	WebMonitor Setup.msi	1.8.0.0	1E6CE427DAC589A FE884AB490632BC4B	MD5
"Генератор XML-отчетов"	"XML Report Generator"	XRGService Setup.msi	-	9486BC5FC4BC0D3 26752E133D125F13D	MD5
		XRGClient Setup.msi	-	37F58D0D9FB444D 085405EB4A16E7A84	
"ЭМ Администратор"	«EM Admin»	EM Admin Setup.msi	-	621E4F49FB74E52F9 FFADA2A07323FBD	MD5
"Ручной импорт в Converge"	"Manual Converge Import"	ManualConverge Import.msi	-	ACA7D544FAD3B16 6916B16BB99359891	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Перечень ИК, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, представлен в Таблице 2.

Таблица 2. Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Измерительный канал (присоединение)	Вид энергии отпущ/прием (А – активная, R – реактивная)	Электро-счетчик		Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения			
			Тип счетчика	Кл. точности	Тип	Кл. точности	Ктн	Уст. фазы АВС	Тип	Кл. точности	Ктн	Уст. фазы АВС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НПС «Пур-пе»												
1	Ввод №1 ЗРУ-10кВ НПС-1 НПС «Пур-Пе-2» яч.3	Апр.	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S	ТОЛ-СЭШ-10-21 (3 шт.)	0,5S	1500/5	АВС	ЗНОЛ-СЭЩ-10-0,5/3-75/100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{10000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	АВС
		Аог.		0,5								
		Рпр.		0,2S								
		Рог.		0,5								
2	Ввод №2 ЗРУ-10кВ НПС-1 НПС «Пур-Пе-2» яч.33	Апр.	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	АВС	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	АВС
		Аог.		0,5								
		Рпр.		0,2S								
		Рог.		0,5								
3	Ввод Т-1 ОРУ-110кВ ПС 110/10 кВ Пур-Пе	Апр.	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	АВС	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	АВС
		Аог.		0,5								
		Рпр.		0,2S								
		Рог.		0,5								
4	Ввод Т-2 ОРУ-110кВ ПС 110/10 кВ Пур-Пе	Апр.	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	АВС	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	АВС
		Аог.		0,5								
		Рпр.		0,2S								
		Рог.		0,5								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НПС «Вынгапур» (Промежуточная)												
5	Ввод №1 ЗРУ-10кВ НПС-1 НПС «Вынгапур» яч.1	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.)	0,5S	1500/5	ABC	ЗНОЛ-СЭЩ-10-0,5/3-75/100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{10000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аог.		0,5								
		Рлр.		0,2S								
		Рот.		0,5								
6	Ввод №2 ЗРУ-10кВ НПС-1 НПС «Вынгапур» яч.31	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	ABC	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аог.		0,5								
		Рлр.		0,2S								
		Рот.		0,5								
7	Ввод Т-1 ОРУ-110кВ ПС 110/10 кВ НПС-2 Промежуточная	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	ABC	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аог.		0,5								
		Рлр.		0,2S								
		Рот.		0,5								
8	Ввод Т-1 ОРУ-110кВ ПС 110/10 кВ НПС-2 Промежуточная	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТВГ-110-0,2S (3 шт.)	0,2S	300/5	ABC	НАМИ-110 УХЛ1 (3 шт.)	0,2	$\frac{110000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Аог.		0,5								
		Рлр.		0,2S								
		Рот.		0,5								
НПС «Самотлор»												
9	Ввод №1 ЗРУ-6кВ НПС-1 площадки приема и смешения нефти НПС «Самотлор» яч.27	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.)	0,5S	600/5	ABC	ЗНОЛ-СЭЩ-6-0,5/3-50/100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{6000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Рлр.		0,5								
10	Ввод №2 ЗРУ-6кВ НПС-1 площадки приема и смешения нефти НПС «Самотлор» яч.1	Апр.	СЭТ-4ТМ. 03М	0,2S	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.)	0,5S	600/5	ABC	ЗНОЛ-СЭЩ-6-0,5/3-50/100 У2 (3 шт.)	0,5	$\frac{6000\sqrt{3}}{100\sqrt{3}}$	ABC
		Рлр.		0,5								

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

Все средства измерений, являющиеся компонентами ИК АИИС КУЭ, внесены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации.

ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений в точке измерений. Метрологические характеристики ИИК определяются классом точности ТТ, ТН, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчиков.

Средства передачи и хранения данных, входящие в состав АИИС КУЭ, метрологической поверке не подлежат.

В Таблице 3 приведены основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Таблица 3. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Класс точности		Счетчик	Значение тока I, % от Iном	Коэффициент мощности cosφ	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений энергии, %							
Трансформатор тока	напряжения				активной	реактивной						
0,2S	0,2	0,2S/0,5	5	1	0,68	не нормируется						
			20		0,47							
			100		0,47							
			0,2S	0,2	0,2S/0,5	5	0,5 инд	1,25	1,26			
						20		0,94	0,82			
						100		0,94	0,82			
						0,2S	0,2	0,2S/0,5	5	0,8 емк	0,87	1,44
									20		0,63	0,99
									100		0,63	0,99

0,5S	0,5	0,2S/0,5	5	1	1,12	не нормируется
			20		0,85	
			100		0,85	
			5	0,5 инд	2,96	1,76
			20		2,18	1,25
			100		2,18	1,25
			5	0,8 емк	1,66	2,58
			20		1,24	1,86
			100		1,24	1,86

Число ИК АИИС КУЭ - 10.

Число АРМ пользователей – 5.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: электросчетчика, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательной коробки, сервера БД;

- защита информации на программном уровне: результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи), установка пароля на счетчик, установка пароля на сервер БД.

Глубина архивирования данных по точкам измерений: получасовые приращения электроэнергии - не менее 18 месяцев, суточные - не менее 3 лет, месячные - не менее 5 лет.

Предел допускаемой погрешности системных часов сервера БД не превышает ± 5 с.

Предел допускаемого рассогласования системных часов сервера БД и встроенных часов счетчиков электроэнергии не превышает ± 5 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности передачи измерительной информации от счетчика на сервер БД не превышает ± 1 единиц младшего разряда.

Условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока (0,05 - 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ от 0,5 инд. до 0,8 емк.; частота (50 \pm 0,2) Гц;

- параметры окружающей среды: температура окружающего воздуха от минус 5 °С до плюс 25 °С; относительная влажность воздуха (70 \pm 5) %; атмосферное давление (750 \pm 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,05 - 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ от 0,5 инд. до 0,8 емк.; частота (50 \pm 0,2) Гц; магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

параметры окружающей среды: температура окружающего воздуха от минус 20 °С до плюс 30 °С; относительная влажность воздуха от 40 до 60 %; атмосферное давление (750 \pm 30) мм рт. ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 \pm 22) В; частота (50 \pm 0,2) Гц;

- параметры окружающей среды: температура окружающего воздуха от плюс 15 °С до плюс 25 °С; относительная влажность воздуха (70 \pm 5) %; атмосферное давление (750 \pm 30) мм рт.ст.

Режим эксплуатации - непрерывный

Параметры надежности:

Средняя наработка на отказ блоков верхнего уровня не менее 45000 ч. при круглосуточной работе; Средний срок службы АИИС КУЭ - 20 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 4. Комплектность АИИС КУЭ

№ п/п	Тип	Наименование, № в Госреестре	Количество, шт.
1.	Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21; № 32139-11 ТВГ-110-0,2S; № 22440-07	18 12
2.	Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10-0,5/3-75/100 У2; № 35956-07 ЗНОЛ-СЭЩ-6-0,5/3-50/100 У2; № 35956-07 НАМИ-110 УХЛ1; № 24218-08	12 6 12
3.	Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, № 36697-08	10
4.	Шлюз-концентратор	Шлюз-концентратор интеллектуальный ЕСНик 800	3
5.	Коммутатор	EDG-6528	1
6.	Маршрутизатор	Cisco 1841	1
7.	Порт-сервер	TS16 MEI-RS-232/422/485	2
8.	Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
9.	Сервер опроса	HP ProLiant DL 380	11
10.	Сервер БД	HP ProLiant DL 580	2
11.	Сервер приложений	HP ProLiant DL 380	2
12.	Сервер www100 системы Web доступа	HP ProLiant DL 360	2
13.	Сервер MS SQL системы Web доступа	HP ProLiant DL 360	2
14.	Методика поверки	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в границах ОАО «Сибнефтепровод» в части объектов «Трубопроводной системы НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор»	1

Поверка

осуществляется по документу МП 49562-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 05 сентября 2011 года.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- прибор электроизмерительный эталонный многофункциональный «Энергомонитор 3.1К»;
- переносной компьютер с ПО и оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы;
- эталонные сигналы частоты и времени ГСВЧ РФ тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ» (Свидетельство № 0000592). Погрешность синхронизации системного времени тайм-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает ± 10 мкс.

Виды и периодичность поверок средств измерений, входящих в систему, приведены в эксплуатационной документации на эти средства.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документах:

- «Электроэнергия и мощность. Методика измерений с использованием АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части объектов НПС «Пур-Пе-2». Свидетельство об аттестации методики измерений № 452/01.00248-2008/2011 от 16 октября 2011 г.

- «Электроэнергия и мощность. Методика измерений с использованием АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части объектов НПС «Самотлор». Свидетельство об аттестации методики измерений № 504/01.00248-2008/2011 от 25 октября 2011 г.

- «Электроэнергия и мощность. Методика измерений с использованием АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части объектов НПС «Вынгапур». Свидетельство об аттестации методики измерений № 505/01.00248-2008/2011 от 25 октября 2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. 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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Сибнефтепровод»

тел./факс: (3452) 32-27-10

адрес: 625048, Российская Федерация, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, 139

Заявитель

Закрытое акционерное общество «Институт проектирования и инноваций «УралСофт»

тел./факс: (495) 983-32-73

адрес: 123610, г. Москва, ул. Складочная, д.1, стр.18

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе - Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»).

тел./факс: (3452) 20-62-95; 28-00-84

адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д.88

Аттестат аккредитации – зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений № 30024-11 от 08 августа 2011 года.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.п. «__» _____ 20__ г.