



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 49706

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "АК "Транснефть"
в части ОАО "Сибнефтепровод" по ЛПДС "Самотлор" НПС-2

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Строительная компания Развития", г.Екатеринбург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52581-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 52581-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 31 января 2013 г. № 48

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 008471

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2 (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, потребленной отдельными технологическими объектами ЛПДС «Самотлор» НПС-2 (по присоединениям «Пожарное депо»), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 2х-уровневую систему.

АИИС КУЭ установлена для коммерческого учета электрической энергии на объекте ЛПДС «Самотлор» НПС-2 ЗРУ 6 кВ (по присоединениям «Пожарное депо»).

1-й уровень включает в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (Госреестр № 38424-08) в составе:

- серверов баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть»,
- серверов приложений,
- системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ),
- аппаратуры передачи данных внутренних и внешних каналов связи,
- автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ) операторов,

- специализированное программное обеспечение (сертификат соответствия РОСС.RU.ME93.H00261 на программно-информационный комплекс «Converge», Госреестр № 35053-07, для работы в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета энергоресурсов).

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й и 2-й уровни АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их

коррекцию по амплитуде, фазе и температуре. Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор для отображения учетной энергии и измеряемых величин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков с помощью спутникового канала «Федеральной сети спутниковой связи» Altego Sky поступает в ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть». В качестве резервного канала связи используется телефонная сеть ОАО «Связьтранснефть».

На уровне ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» выполняется обработка измерительной информации (с учетом коэффициентов ТТ и ТН), в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Специальное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ на базе программно-информационного комплекса «Converge», версия 3.5.001.268 Rev. 64500 функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение ИВК.

СПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами. СПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое СПО.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, включающей в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г со встроенным приемником ГЛОНАСС/GPS, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) и установленный на уровне ИВК. Время часов ИВК АИИС КУЭ синхронизировано со временем ССВ-1Г, корректировка времени часов ИВК АИИС КУЭ выполняется при расхождении времени часов ИВК и ССВ-1Г на ± 1 с. Сличение часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов ИВК происходит при каждом опросе, при расхождении часов счетчиков с часами ИВК на ± 2 с выполняется их корректировка, но не чаще чем один раз в сутки. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ СПО «Converge» версии 3.5.001.268 Rev. 64500, в состав которого входят программы указанные в таблице 1. СПО «Converge» версии 3.5.001.268 Rev. 64500 обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО «Converge» версии 3.5.001.268 Rev. 64500.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (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
"Converge"	"Landis+Gyr Converge 3.5.1"	3.5.001.268 Rev. 64500	B1E67B8256DE 3F55 46A96054A206 2A1E	MD5

Окончание таблицы 1

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
«ЭнергоМонитор»	«Energy Monitor»	1.8.0.0	1E6CE427DAC 589A FE884AB49063 2BC4B	MD5
«Генератор XML-отчетов»	«XML Report Generator»	- -	9486BC5FC4BC 0D3 26752E133D125 F13D 37F58D0D9FB4 44D 085405EB4A16 E7A84	MD5
«ЭМ Администратор»	«EM Admin»	-	621E4F49FB74 E52F9 FFADA2A0732 3FBD	MD5
«Ручной импорт в Converge»	«Manual Converge Import»	-	ACA7D544FAD 3B16 6916B16BB993 59891	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4 нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня измерительных каналов (ИК) приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3 – 4.

Таблица 2 – Состав 1-го уровня ИК

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
1	ЗРУ-6кВ НПС-2 ЛПДС «Самотлор» Яч. № 27 «Пожарное депо IV типа»	ТЛК-10 Госреестр № 42683-09 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 3236110000002 Зав. № 3236110000005 Зав. № 3236110000006	ЗНОЛ.06-6У3 Госреестр № 3344-04 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 1395 Зав. № 14609 Зав. № 1393	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808110914	активная, реактивная
2	ЗРУ-6кВ НПС-2 ЛПДС «Самотлор» Яч. № 28 «Пожарное депо IV типа»	ТЛК-10 Госреестр № 42683-09 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 3236110000003 Зав. № 3236110000001 Зав. № 3236110000004	ЗНОЛ.06-6У3 Госреестр № 3344-04 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 1385 Зав. № 1680 Зав. № 4818	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808110970	активная, реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы относительной погрешности ИК							
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,5	2,9	5,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,5	1,7	3,0
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %		
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	5,6	4,4	2,5	5,7	4,6	2,8
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,0	2,4	1,5	3,3	2,7	1,9
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,3	1,9	1,2	2,6	2,2	1,7

Примечания:

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

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: диапазон напряжения (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; диапазон силы тока (1 – 1,2) $I_{ном}$, коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) = 0,87 (0,5) инд.; частота (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{ном}$; диапазон силы первичного тока (0,05 – 1,2) $I_{ном1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до 60 °С.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от 15 °С до 30 °С;

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

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 0,5) Гц;

- температура окружающего воздуха - от 5 °С до 30 °С.

- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;

- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «АК «Транснефть» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

– счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 140000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B = 2$ ч.;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч..

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания 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;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- 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 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер АИИС КУЭ - 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2 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 ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2

Наименование	Количество
Измерительные трансформаторы тока ТЛК-10	6 шт.
Измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-6УЗ	6 шт.
Счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Сервер синхронизации времени ССВ-1Г (Госреестр № 39485-08)	1 шт.
ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Поверка

Осуществляется по документу МП 52581-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2012 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 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»,
- 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 – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 4 декабря 2007 г.,
- сервера синхронизации времени ССВ-1Г – в соответствии с документом «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным 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 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

Методы измерений изложены в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2

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

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 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».

Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по ЛПДС «Самотлор» НПС-2.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО "Строительная компания Развития"

Юридический адрес: 620026, Россия, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, д. 44

Почтовый адрес: 620142, Россия, г. Екатеринбург, ул. 8 марта, д. 51, БЦ «Саммит» 11 этаж.

Тел.: +7 (343) 272-10-70

Заявитель

ООО «ЕвроМетрология»

Юридический/почтовый адрес: 140000, Московская область, Люберецкий район,

г. Люберцы, ул. Красная, д. 4.

Тел. +7 (926) 786-90-40

Испытательный центр

(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. « ____ » _____ 2013 г.