

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1008 от 17.05.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "АК "Транснефть" в части ООО "Дальнефтепровод" по НПС-38 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 НПС-38 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 трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», устройство синхронизации системного времени.

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. 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.

Каждые 30 минут УСПД производит опрос цифровых счетчиков, установленных на объекте. Сервер сбора данных производит опрос УСПД не реже 1 раза в сутки.

УСПД в автоматическом режиме осуществляет сбор данных со счетчиков, а также передачу данных посредством каналообразующей аппаратуры на Сервер сбора данных ИВК. В Сервере сбора данных ИВК выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭ) через каналы связи интернет-провайдеров.

ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ОАО «АК «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы, погрешность часов компонентов системы. 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 (Рег. № 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 (NetworkTimeProtocol). 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.

Синхронизация времени в УСПД ИВКЭ осуществляется от устройства синхронизации системного времени (приемник, встроенный в УСПД) по сигналам единого календарного времени, передаваемым со спутников системы GPS/ГЛОНАСС. Пределы допустимой абсолютной погрешности внутренних часов (с коррекцией времени по источнику точного времени с использованием PPS сигнала) не превышают  $\pm 0,001$  с. Сличение времени счетчиков от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится один раз в сутки при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с. Резервный сервер используется при выходе из строя основного сервера.

Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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**

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1.

Состав и идентификационные данные ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll

ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту полученной измерительной информации от несанкционированного доступа и изменения путём многоуровневой системы паролей в соответствии с правами доступа.

Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений - высокий (по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

# **Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 5.

Таблица 2 - Состав ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ						Вид энергии					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег. №		Обозначение, тип		К <sub>ТТ</sub> · К <sub>ТН</sub> · К <sub>сч</sub>	УСПД						
1	присоединения	3		4		5	6	7					
1	ПС 220/10 кВ, НПС-38, ЗРУ-10 кВ, Ввод №1, 1С 10 кВ, ячейка №1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 Рег. № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	30000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Активная  Реактивная					
				B	ТОЛ-СЭЩ-10								
				C	ТОЛ-СЭЩ-10								
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10								
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10								
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10								
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01									
		2	ПС 220/10 кВ, НПС-38, ЗРУ-10 кВ, Ввод №2, 2С 10 кВ, ячейка №27	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 Рег. № 32139-06				A	ТОЛ-СЭЩ-10	30000	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Активная  Реактивная
									B	ТОЛ-СЭЩ-10			
C	ТОЛ-СЭЩ-10												
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07			A	ЗНОЛ-СЭЩ-10								
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10								
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10								
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 Рег. № 36697-08			СЭТ-4ТМ.03М.01									

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ( $\pm d$ ), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1-2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	2,4	4,9	2,4	2,7	5,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,5	3,1	1,7	2,0	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,2	2,3	1,6	1,7	2,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	2,3	1,6	1,7	2,7

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ( $\pm d$ ), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), %	
		$\cos \varphi = 0,87$ ( $\sin \varphi = 0,5$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )	$\cos \varphi = 0,87$ ( $\sin \varphi = 0,5$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )
1	2	3	4	5	6
1-2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	5,1	2,5	6,0	3,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,4	1,9	4,6	3,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	1,5	4,0	3,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,5	1,5	4,0	3,4

#### Примечания

1 В Таблицах 3, 4 в графе «Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm d$ ), %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°С.

2 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, как его неотъемлемая часть.

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

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<b>Нормальные условия:</b> <b>параметры сети:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></li> </ul> <b>температура окружающей среды °С:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005</li> <li>- для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005</li> </ul>	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87  от +21 до +25 от +21 до +25
<b>Условия эксплуатации:</b> <b>параметры сети:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> </ul> <b>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для УСПД</li> </ul> <b>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</b>	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>емк.</sub>  от -60 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50 0,5
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> <b>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, сутки</li> </ul> <b>Сервер:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <b>УСПД ЭКОМ-3000:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	140000 7  45000 1  75000 1
<b>Глубина хранения информации</b> <b>Электросчетчики:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не более</li> </ul> <b>ИВКЭ:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее:</li> </ul> <b>ИВК:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	45  45  3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;

- факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
- изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК;
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

### 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 НПС-38 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 НПС-38 без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь) представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000»	1
Сервер синхронизации времени ССВ-1Г	2
Сервер с ПО ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки МП 50964-12 с изменением № 1	1
Паспорт-формуляр ТНДВ.422231.038 ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 50964-12 с изменением № 1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "АК "Транснефть" в части ООО "Дальнефтепровод" по НПС-38 без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь). Методика поверки с изменением № 1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 29.03.2017 года.

Основные средства поверки:

- Трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- Трансформаторы напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся 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 GlobalPositioningSystem (GPS), Рег. № 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) Рег. № 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

**Сведения о методиках (методах) измерений**  
приведены в эксплуатационной документации.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Дальнефтепровод» по НПС-38 без резервуарного парка (1-ая пусковая очередь)**

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 «Транснефть - Дальний Восток»  
(ООО «Транснефть - Дальний Восток»)  
Адрес: 680020, Россия, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Запарина, д. 1  
ИНН 2724132118  
Телефон: +7 (4212) 40-11-01



**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@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.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.