

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «02» мая 2023 г. № 936\_\_\_\_\_

Регистрационный № 88925-23

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть – Порт Приморск»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть – Порт Приморск» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (УСПД) со встроенным приемником точного времени и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г (УССВ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи 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 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

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

Данные по группам точек поставки передаются с уровня ИВК 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 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 (Рег. № 39485-08). 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 ТСР/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. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Коррекция внутренних часов УСПД осуществляется по сигналу точного времени ГЛОНАСС/GPS-модуля, встроенного в УСПД. В случае неисправности ГЛОНАСС/GPS-модуля имеется возможность коррекции внутренних часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 053ТНЭ, он указывается типографским способом на формуляре АИИС КУЭ.

Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
1	Нефтебаза №1,2 ЗРУ-10 кВ, 1 секция 10 кВ, яч.4	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14	HP PROLIANT
2	Нефтебаза №1,2 ЗРУ-10 кВ, 2 секция 10 кВ, яч.30	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
3	Нефтебаза №2 ЗРУ-10 кВ №1а, 1 секция 10 кВ, яч.12	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
4	Нефтебаза №2 ЗРУ-10 кВ №1а, 2 секция 10 кВ, яч.13	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
5	Нефтебаза №2 ЗРУ-10 кВ №3, 2 секция 10 кВ, яч.32	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 25433-03	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
6	Нефтебаза №2 214КТП 10/0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, яч.6	ТСН 6 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 26100-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
7	Нефтебаза №2 214КТП 10/0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, яч.20	ТСН 6 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 26100-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14	HP PROLIANT
8	Нефтебаза №2 1ШЩ, 1 секция 0,4 кВ, QF №8	ТОП Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
9	Нефтебаза №2 1ШЩ, 2 секция 0,4 кВ, QF №12	ТОП Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 26100-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
Серверы синхронизации времени ССВ-1Г Рег. № 39485-08						
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.</li> <li>2. Допускается замена УСПД и устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.</li> <li>3. Допускается замена сервера БД без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</li> <li>4. Замена оформляется техническим актом в установленном у владельца АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</li> </ol>						

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %
1 - 5	Активная	1,19	1,64
	Реактивная	1,84	2,27
6 - 9	Активная	0,94	1,45
	Реактивная	1,53	2,03

Примечания:

1) Границы погрешности указаны для  $\cos\varphi=0,8$  инд,  $I = 20$  %  $I_{ном}$  при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С в рабочих условиях и при температуре окружающего воздуха от плюс 21 °С до плюс 25 °С в нормальных условиях.

2) Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3) В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P = 0,95$ .

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	9
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- частота, Гц</li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></li> </ul> <p>температура окружающей среды для УСПД и сервера, °С</p> <p>-температура окружающей среды для счетчиков, °С</p>	<p>от 99 до 102</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,8</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- частота, Гц</li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></li> </ul> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +5 до +35</p> <p>0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ не менее, ч</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее</li> <li>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>114</p> <p>45</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

– 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 счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

журнал УСПД:

- параметрирования;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- счетчика;
- 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:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 30 мин; 1 сутки (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений - не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть – Порт Приморск» 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	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	15
Трансформатор тока	ТСН 6	6
Трансформатор тока	ТОП	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	5

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	4
УСПД	ЭКОМ-3000	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер БД АИИС КУЭ	HP PROLIANT	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ТНЭ.ФО.053	1

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть – Порт Приморск», аттестованном ООО «Транснефтьэнерго», Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311308 от 29.10.2015.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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.

#### **Правообладатель**

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»

(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)

ИНН 4704045809

Юридический адрес: 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-н, г. Приморск, пр-д Портовый (Приморская тер.), д. 7

Тел.: +7 (81378) 78-778

Факс: +7 (81378) 78-720

E-mail: info@prm.transneft.ru

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Стимул-Стройсервис»

(ООО «Стимул-Стройсервис»)

ИНН 7704105740

Адрес: 115280, г. Москва, ул. Ленинская Слобода, д. 9, эт. 1, помещ. 35

Тел.: +7 (495) 725-33-92

Факс: +7 (495) 725-33-92

E-mail: stimu191@gmail.com

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»  
(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, с. 2, помещ. 07.17.1

Телефон: +7 (499) 799-86-88

Факс: +7 (499) 799-86-91

E-mail: [info@tne.transneft.ru](mailto:info@tne.transneft.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311308.

