

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 167 от 05.02.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Некоуз»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Некоуз» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в 30 минут) и /или по запросу автоматический сбор результатов измерений о приращениях электрической энергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы обеспечения единого времени (СОЕВ), с помощью которой осуществляется введение поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC в АИИС КУЭ.

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 счётчики электрической энергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВКЭ), включающий контроллер сетевой индустриальный, устройство синхронизации времени и автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчеров.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВК), реализованный на основе сервера с программным обеспечением ПК «Энергосфера», сервер синхронизации времени.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электрической энергии, с помощью которого производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности. На основании средних значений электрической мощности измеряются приращения электрической энергии за интервалы времени 30 мин.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков поступают на второй уровень АИИС КУЭ – в контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, с помощью которого происходит хранение, накопление, подготовка и передача данных на третий уровень АИИС КУЭ – в сервер с ПК «Энергосфера», с помощью которого осуществляются вычисление электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, архивирование и передача данных с использованием средств электронной цифровой подписи в заинтересованные организации, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, предусматривающей поддержание единого времени на всех уровнях АИИС КУЭ (счетчики, контроллер сетевой индустриальный, сервер). Синхронизация в ИВК АИИС КУЭ с шкалой координированного времени UTC обеспечивается с помощью сервера синхронизации времени ССВ-1Г, который формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную отметку координированного времени UTC, полученного по сигналам спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика.

Устройство синхронизации времени УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 и счетчиков. Коррекция часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 от устройства синхронизации времени УСВ-2 проводится ежесекундно. Часы счетчиков синхронизируются от часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при их расхождении с часами контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 более чем на  $\pm 1$  с, но не чаще одного раза в сутки. В итоге расхождение часов любого компонента АИИС КУЭ с шкалой координированного времени UTC не превышает  $\pm 5$  с.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- испытательной коробки;
- сервера.

Задача информации на программном уровне обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой паролей на сервер, предусматривающих разграничение прав доступа к результатам измерений для различных групп пользователей;
- возможностью применения электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений.

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));

- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача данных по присоединениям в сервера ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### **Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2 – Состав ИК АИС КУЭ

Канал измерений		Средства измерений							
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Фаза	Обозначение	№ в реестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации		
1	2	3	4	5	6	7	8		
<b>1 уровень – ИИК</b>									
1	ППС "Некоуз", КРУН-10 кВ, яч.109, ф. №9 ВЛ-10 кВ Некоуз-Быково	ТТ	A	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	0,5S	50/5		
			B	ТОЛ-НТЗ-10					
			C	ТОЛ-НТЗ-10					
		TH	A	ЗНОЛП-НТЗ-10	51676-12	0,5	10000ÖВ/100ÖВ		
			B	ЗНОЛП-НТЗ-10					
			C	ЗНОЛП-НТЗ-10					
2	ППС "Некоуз" ЗРУ-10 кВ, Ввод №1, яч.3	ТТ	Cчетчик	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	0,2S/0,5	–		
			A	ТОЛ-10-I	15128-03	0,5	600/5		
			B	ТОЛ-10-I					
		TH	C	ТОЛ-10-I					
			A	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	10000ÖВ/100ÖВ		
			B						
3	ППС "Некоуз" ЗРУ-10 кВ, Ввод №2, яч.19	ТТ	C						
			A	ТОЛ-10-I	15128-03	0,5	600/5		
			B	ТОЛ-10-I					
		TH	C	ТОЛ-10-I					
			A	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	10000ÖВ/100ÖВ		
			B						
4	ППС "Некоуз", КРУН-10 кВ, яч.209, ф. №10 ВЛ-10 кВ Некоуз-Ярославль	ТТ	C						
			A	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	0,5S	50/5		
			B	ТОЛ-НТЗ-10					
		TH	C	ТОЛ-НТЗ-10					
			A	ЗНОЛП-НТЗ-10	51676-12	0,5	10000ÖВ/100ÖВ		
			B	ЗНОЛП-НТЗ-10					
			C	ЗНОЛП-НТЗ-10					
<b>2 уровень – ИВКЭ</b>									
Контроллер сетевой индустриальный			СИКОН С70		28822-05	–	–		
Устройство синхронизации времени			УСВ-2		41681-10	–	–		
<b>3 уровень – ИВК</b>									
Сервер синхронизации времени			ССВ-1Г		39485-08	–	–		

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с доверительной вероятностью 0,95, %					
		В нормальных условиях эксплуатации			В рабочих условиях эксплуатации		
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1, 4 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,2S)	$0,01I_h \leq I < 0,02I_h$	$\pm 1,82$	–	–	–	–	–
	$0,02I_h \leq I < 0,05I_h$	$\pm 1,63$	$\pm 2,56$	$\pm 4,79$	–	–	–
	$0,05I_h \leq I < 0,2I_h$	$\pm 1,05$	$\pm 1,66$	$\pm 2,96$	$\pm 1,20$	$\pm 1,77$	$\pm 3,03$
	$0,2I_h \leq I < I_h$	$\pm 0,85$	$\pm 1,24$	$\pm 2,18$	$\pm 1,04$	$\pm 1,59$	$\pm 2,28$
	$I_h \leq I \leq 1,2I_h$	$\pm 0,85$	$\pm 1,24$	$\pm 2,18$	$\pm 1,04$	$\pm 1,38$	$\pm 2,28$
2 – 3 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_h \leq I < 0,2I_h$	$\pm 1,78$	$\pm 2,88$	$\pm 5,42$	$\pm 1,87$	$\pm 2,94$	$\pm 5,46$
	$0,2I_h \leq I < I_h$	$\pm 1,05$	$\pm 1,60$	$\pm 2,93$	$\pm 1,20$	$\pm 1,71$	$\pm 3,00$
	$I_h \leq I \leq 1,2I_h$	$\pm 0,85$	$\pm 1,24$	$\pm 2,18$	$\pm 1,04$	$\pm 1,38$	$\pm 2,28$

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с доверительной вероятностью 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		$\cos j = 0,8$	$\sin j = 0,6$	$\cos j = 0,5$	$\sin j = 0,87$
1, 4 (TT 0,5S; TH 0,5; Сч 0,5)	$0,01I_h \leq I < 0,02I_h$	–	$\pm 2,68$	–	–
	$0,02I_h \leq I < 0,05I_h$	$\pm 3,95$	$\pm 2,43$	–	–
	$0,05I_h \leq I < 0,2I_h$	$\pm 2,58$	$\pm 1,49$	$\pm 2,90$	$\pm 1,93$
	$0,2I_h \leq I < I_h$	$\pm 1,86$	$\pm 1,21$	$\pm 2,27$	$\pm 1,73$
	$I_h \leq I \leq 1,2I_h$	$\pm 1,86$	$\pm 1,21$	$\pm 2,27$	$\pm 1,73$
2 – 3 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_h \leq I < 0,2I_h$	$\pm 4,44$	$\pm 2,51$	$\pm 4,63$	$\pm 2,80$
	$0,2I_h \leq I < I_h$	$\pm 2,42$	$\pm 1,49$	$\pm 2,75$	$\pm 1,93$
	$I_h \leq I \leq 1,2I_h$	$\pm 1,86$	$\pm 1,21$	$\pm 2,27$	$\pm 1,73$

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия эксплуатации:	
параметры сети:	
– напряжение, В	от 215,6 до 224,4
– частота, Гц	от 49,5 до 50,5
– температура окружающего воздуха:	
– ТТ и ТН, °C	от -40 до +50
– счетчиков, °C	от +21 до +25
– относительная влажность воздуха, %	от 65 до 75
– атмосферное давление, мм рт.ст. (кПа)	от 720 до 780 (от 96 до 104)

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>для ТТ и ТН:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение, % от Uном</li> <li>– частота, Гц</li> <li>– температура окружающего воздуха, °С</li> </ul> <p>для счетчиков электрической энергии:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение, % от Uном</li> <li>– частота, Гц</li> <li>– индукция внешнего магнитного поля, мТл</li> <li>– температура окружающего воздуха, °С</li> </ul>	<p>от 0,9 до 1,1</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от 0,9 до 1,1</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от 0,05 до 0,5</p> <p>от +10 до +35</p>

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Сервер синхронизации времени	CCB-1Г	2
Сервер с ПК «Энергосфера»	-	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ВЛСТ 912.02.000.ФО	1
Методика поверки	МП 55511-13 с изменением № 1	1

**Проверка**

осуществляется по документу МП 55511-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Некоуз». Методика поверки с изменением № 1», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 23 октября 2018 г.

Основные средства поверки:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ» (регистрационный номер 33750-07 в Федеральном информационном фонде);
- радиочасы РЧ-011/2 (регистрационный номер 35682-07 в Федеральном информационном фонде);
- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-2011;

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по документу: Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- СИКОН С70 – по документу: ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;
- ССВ-1Г – по документу: ЛЖАР.468150.003-08 МП «Источники частоты и времени /серверы синхронизации времени ССВ-1 Г. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- УСВ-2 – по документу: ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Некоуз», регистрационный номер ФР.1.34.2013.16138 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ППС «Некоуз»**

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

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

#### **Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка» (ОАО «Ивэлектроналадка»)  
ИНН 3729003630

Юридический адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, д. 5.

Почтовый адрес: 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, д. 90.

Телефон (факс): (4932) 23-02-30; (4932) 29-88-22.

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

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Балтика» Ярославское районное нефтепроводное управление (ООО «Транснефть-Балтика» Ярославское РНУ)

ИНН 4704041900

Адрес: 150521, Ярославская область, Ярославский район, д. Богоулево, ул. Балтийская, д. 1

Телефон (факс): (4852) 49-15-55; (4852) 49-18-71

E-mail: [yrnu\\_baltneft@spb.transneft.ru](mailto:yrnu_baltneft@spb.transneft.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

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

E-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30033-10 от 20.07.2010 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

A.B. Кулешов

М.п.                  « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.