

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по НПС «Филино»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть– Верхняя Волга» по НПС «Филино» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, 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), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2– 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ на базе программного обеспечения (далее – ПО) «Энергосфера», серверы баз данных (далее - БД) АИИС КУЭ, серверы приложений, автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов, сервер синхронизации системного времени, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с первого уровня, ее обработку, хранение и передачу данных результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения 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 преобразуют 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на сервер, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача

накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным устройствам.

На втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, 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.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (номер в Госреестре № 54083-13).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источник частоты и времени ССВ-1Г, часы сервера опроса и счетчиков электроэнергии. Время серверов опроса синхронизировано с временем ССВ-1Г, сличение времени ежесекундное, корректировка при расхождении более чем на  $\pm 1$  с. Сличение времени сервера опроса с временем счетчиков электроэнергии производится не реже одного раза в сутки, корректировка при расхождении со временем сервера более чем на  $\pm 2$  с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5,0$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО "Энергосфера" версии не ниже 7.1. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1. ПО "Энергосфера" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "Энергосфера".

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» 7.1
Идентификационное наименование программного обеспечения	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

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

Уровень защиты – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав АИИС КУЭ				К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	Вид энергии
			Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип			
1	2			3		4	
1	НПС «Филино» ЗРУ-10 кВ, яч. №10, РЭС «с/х район» Ф.10	ТТ	класс точности 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 50/5 Госреестр № 25433-11	A	ТЛО-10	1000	Активная Реактивная
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	класс точности 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Госреестр № 46738-11	A	ЗНОЛП-10		
				B	ЗНОЛП-10		
				C	ЗНОЛП-10		
		Счетчик	класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01			
2	НПС «Филино» ЗРУ-10 кВ, яч. №40, Ввод №1	ТТ	класс точности 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 Госреестр № 25433-11	A	ТЛО-10	30000	Активная Реактивная
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	класс точности 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Госреестр № 46738-11	A	ЗНОЛП-10		
				B	ЗНОЛП-10		
				C	ЗНОЛП-10		
		Счетчик	класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Окончание таблицы 2

1	2	3		4		5	6
3	НПС «Филино» ЗРУ-10 кВ, яч. №31, РЭС «с/х район» Ф.31	ТТ	класс точности 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 50/5 Госреестр № 25433-11	A	ТЛО-10	1000	Активная Реактивная
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	класс точности 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Госреестр № 46738-11	A	ЗНОЛП-10		
				B	ЗНОЛП-10		
				C	ЗНОЛП-10		
Счетчик	класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01					
4	НПС «Филино» ЗРУ-10 кВ, яч. №1, Ввод №2	ТТ	класс точности 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 Госреестр № 25433-11	A	ТЛО-10	30000	Активная Реактивная
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	класс точности 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Госреестр № 46738-11	A	ЗНОЛП-10		
				B	ЗНОЛП-10		
				C	ЗНОЛП-10		
Счетчик	класс точности 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной основной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos φ=1	cosφ=0,8	cosφ=0,5	cos φ=1	cosφ=0,8	cos φ=0,5
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S/1,0)	$0,01I_n \leq I < 0,05I_n$	± 2,0	± 3,0	± 5,4	± 2,4	± 3,3	± 5,7
	$0,05I_n \leq I < 0,1I_n$	± 1,1	± 1,8	± 3,0	± 1,7	± 2,3	± 3,4
	$0,1I_n \leq I < 0,2I_n$	± 0,9	± 1,3	± 2,2	± 1,6	± 1,9	± 2,7
	$0,2I_n \leq I < I_n$	± 0,9	± 1,3	± 2,2	± 1,6	± 1,9	± 2,7
	$I_n \leq I < 1,2I_n$	± 0,9	± 1,3	± 2,2	± 1,6	± 1,9	± 2,7

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной основной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos φ=1	cosφ=0,8	cosφ=0,5	cos φ=1	cosφ=0,8	cos φ=0,5
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S/1,0)	$0,01I_n \leq I < 0,05I_n$	-	± 4,6	± 2,9	-	± 5,4	± 4,1
	$0,05I_n \leq I < 0,1I_n$	-	± 2,9	± 2,1	-	± 4,1	± 3,5
	$0,1I_n \leq I < 0,2I_n$	-	± 2,1	± 1,5	-	± 3,5	± 3,2
	$0,2I_n \leq I < I_n$	-	± 2,1	± 1,5	-	± 3,5	± 3,2
	$I_n \leq I < 1,2I_n$	-	± 2,1	± 1,5	-	± 3,5	± 3,2

Примечания:

1. В Таблице 3 и 4 приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности P=0,95, cosφ=0,5 (sinφ=0,87), токе ТТ, равном 5 % от I<sub>ном</sub> и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 до 60 °С.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение (220±4,4) В; частота (50 ± 0,5) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения (0,98 - 1,02)U<sub>н</sub>; диапазон силы тока (1,0 - 1,2)I<sub>н</sub>; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) – 0,87(0,5); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 45 до 45 °С; счетчиков: в части активной энергии (20±5) °С, в части реактивной энергии (20±5) °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1)U<sub>н1</sub>; диапазон силы первичного тока (0,01 (0,02) - 1,2) I<sub>н1</sub>; коэффициент мощности cosφ (sinφ) 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха от 5 до 35 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1)U<sub>н2</sub>; диапазон силы вторичного тока (0,01 - 1,2)I<sub>н2</sub>; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) 0,5-1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 5 до 35 °С;
- относительная влажность воздуха (30-60) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 15 до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа

4. Измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии).

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 в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М.01 – не менее 165 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- устройство синхронизации данных ССВ-1Г – среднее время наработки на отказ не менее 15000 часов; среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее T = 256554 ч., среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 0,5 ч.

В АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по НПС «Филино» используются следующие виды резервирования:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- предусмотрена возможность автономного считывания информации со счетчиков электроэнергии и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановления данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

В журналах событий счетчиков АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по НПС «Филино» фиксируются факты:

- попытки несанкционированного доступа;

- 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.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счётчика электроэнергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - ИВК;
- защита информации на программном уровне при хранении, передаче и параметрировании:
  - двухуровневый пароль на счетчике;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в различных компонентах:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов 113,7 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по НПС «Филино» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по НПС «Филино»

Наименование	Тип	№ Госреестр	Количество
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	46738-11	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	4 шт.
Сервер синхронизации	ССВ-1Г	39485-08	2 шт.
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	-	1 шт.
Методика поверки	-	-	1 шт.
Паспорт – Формуляр	-	-	1 шт.

## **Поверка**

осуществляется в соответствии с документом МП 63627-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по НПС «Филино». Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в январе 2015 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 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012г.;
- 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 и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, в виде оттиска поверительного клейма.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по НПС «Филино», аттестованной ФБУ «Ивановский ЦСМ» (аттестат об аккредитации № 01.00259-2013 от 24.12.2013 г.).

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по НПС «Филино»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
3. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».



**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью Инженерный центр «Энергия»  
(ООО ИЦ «Энергия»)  
ИНН: 3702062476  
Юридический адрес: 153022, Ивановская обл., г. Иваново, ул. Богдана Хмельницкого,  
дом 44, корпус 2, офис 2  
Тел/факс: 8 (4932) 366-300, 581-030 / 8 (4932) 581-031

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)  
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46  
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66  
E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.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. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.