

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПАО «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань» (далее-АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, измерений времени в координированной шкале времени UTC, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

### Описание средства измерений

Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений (привязанных к координированной шкале времени UTC) о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;

- получение в формате XML результатов измерений с АИИС КУЭ Рязанского филиала ООО «Ново-Рязанская ТЭЦ» (№ 66881-17 в реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений);

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений на сервер и автоматизированные рабочие места (АРМ);

- подготовка результатов измерений в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- 1) первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений, выполняющие функцию измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности и включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии, вторичные электрические цепи, технические средства приёма-передачи данных;

2) второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора, серверы синхронизации времени и программное обеспечение ПК «Энергосфера» (далее – ПО ПК «Энергосфера»).

ИИК, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ. Перечень и состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении первичного тока и напряжения с использованием измерительных трансформаторов и масштабном преобразовании их в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счетчиков. В счетчиках осуществляется преобразование входных аналоговых сигналов тока и напряжения в цифровой код и вычисление мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности. Тридцатиминутные приращения электрической энергии вычисляются, как интеграл по времени от средней мощности за интервал 30 мин.

Вычисленные значения приращений активной и реактивной электрической энергии, служебная информация в виде цифрового кода передаются в базу данных сервера. Связь между счетчиками и сервером осуществляется с использованием линий проводной и беспроводной связи. Сервер осуществляет автоматизированный сбор информации, вычисление приращений электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации, формирование отчетных документов, ведение журнала событий, конфигурирование и параметрирование технических и программных средств АИИС КУЭ, долговременное хранение и передачу данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи. Оперативный доступ к информации, хранящейся в базе данных сервера, осуществляется с АРМ оператора с использованием ПО ПК «Энергосфера».

ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть». Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

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 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 электрической энергии и мощности с использованием электронно-цифровой подписи 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» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (Reg.№) № 54083-13).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). Синхронизация часов сервера БД с единым координированным временем UTC обеспечивается серверами синхронизации времени ССВ-1Г, входящими в состав ИВК. Серверы синхронизации времени непрерывно обрабатывают 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 (Network Time Protocol). Серверы синхронизации времени 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. Серверы синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере уровня ИВК.

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

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0. Метрологически значимая часть содержится в модуле, указанном в таблице 1. ПО ПК «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 ПК «Энергосфера».

Метрологически значимой частью программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека pso\_metr.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

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

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№№ ИК	Наименование точки измерений	Состав АИИС КУЭ			Вид энергии	
		Рег. №, тип	Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации,			
1	2	3		4	5	
1	ППС "Плавск" КРУН-10 кВ, Ввод №1, 1 СШ 10 кВ, яч. №2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 Рег. № 48923-12	А	ТЛМ-10	Активная  Реактивная
				В	ТЛМ-10	
				С	ТЛМ-10	
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Рег. № 16687-07	А	НАМИТ-10	
				В	НАМИТ-10	
				С	НАМИТ-10	
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				
2	РП-10 кВ ППС "Плавск", СШ 10 кВ, яч. №1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 Рег. № 48923-12	А	ТЛМ-10	Активная  Реактивная
				В	ТЛМ-10	
				С	ТЛМ-10	
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Рег. № 16687-07	А	НАМИТ-10	
				В	НАМИТ-10	
				С	НАМИТ-10	
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				

Продолжение таблицы 2

№№ ИК	Наименование точки измерений	Состав АИИС КУЭ			Вид энергии	
		Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации, Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № СИ, Обозначение, тип				
1	2	3		4	5	
3	ППС «Плавск», КРУН-10 кВ яч.21, ввод №2 от РП-10 кВ Ф-3	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 Рег. № 48923-12	А	ТЛМ-10	Активная  Реактивная
				В	ТЛМ-10	
				С	ТЛМ-10	
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Рег. № 16687-07	А	НАМИТ-10	
				В	НАМИТ-10	
				С	НАМИТ-10	
Счетчи к	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				
4	ППС «Венев», ПС "Нефтяная" 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. №2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 Рег. № 48923-12	А	ТЛМ-10	Активная  Реактивная
				В	ТЛМ-10	
				С	ТЛМ-10	
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000ÖВ/100ÖВ Рег. № 16687-07	А	НАМИТ-10	
				В	НАМИТ-10	
				С	НАМИТ-10	
Счетчи к	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				

Продолжение таблицы 2

№№ ИК	Наименование точки измерений	Состав АИИС КУЭ			Вид энергии	
		Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации, Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № СИ, Обозначение, тип				
1	2	3		4	5	
5	ППС «Венев», ПС "Нефтяная" 110/10 кВ, ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. №13	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 Рег. № 48923-12	А	ТЛМ-10	Активная  Реактивная
				В	ТЛМ-10	
				С	ТЛМ-10	
		ТН	К <sub>ТН</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Рег. № 16687-07	А	НАМИТ-10	
				В	НАМИТ-10	
				С	НАМИТ-10	
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				
6	ППС «Венев», ПС "Нефтяная" 110/10 кВ, ТСН-1, ввод 0,4 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 50/5 Рег. № 22656-07	А	Т-0,66	Активная  Реактивная
				В	Т-0,66	
				С	Т-0,66	
		ТН	-	А	-	
				В	-	
				С	-	
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.08		

Продолжение таблицы 2

№№ ИК	Наименование точки измерений	Состав АИИС КУЭ			Вид энергии				
		Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации, Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № СИ, Обозначение, тип							
1	2	3		4	5				
7	ППС «Венев», ПС "Нефтяная" 110/10 кВ, ТСН-2, ввод 0,4 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 50/5 Рег. № 22656-07	А	Т-0,66	Активная  Реактивная			
				В	Т-0,66				
				С	Т-0,66				
		ТН	-	А	-				
				В	-				
				С	-				
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.08					
		8	ЛПДС Рязань, ЗРУ-6 кВ яч.1, ввод №1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 Рег. № 25433-11		А	ТЛО-10	Активная  Реактивная
							В	ТЛО-10	
С	ТЛО-10								
ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000ÖВ/100ÖВ Рег. № 46738-11			А	ЗНОЛ				
				В	ЗНОЛ				
				С	ЗНОЛ				
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 2

№№ ИК	Наименование точки измерений	Состав АИИС КУЭ				Вид энергии
		Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации, Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № СИ, Обозначение, тип				
1	2	3		4		5
9	ЛПДС Рязань, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.5	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 Рег. № 25433-11	A	ТЛО-10	Активная  Реактивная
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000ÖВ/100ÖВ Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ	
				B	ЗНОЛ	
				C	ЗНОЛ	
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				
10	ЛПДС Рязань, ЗРУ-6 кВ яч.15, ввод №2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 Рег. № 25433-11	A	ТЛО-10	Активная  Реактивная
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000ÖВ/100ÖВ Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ	
				B	ЗНОЛ	
				C	ЗНОЛ	
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				



Продолжение таблицы 2

№№ ИК	Наименование точки измерений	Состав АИИС КУЭ			Вид энергии	
		Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации, Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № СИ, Обозначение, тип				
1	2	3		4	5	
11	ЛПДС Рязань, Щитовое помещение ввод №1 0,4 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 Рег. № 22656-07	А	Т-0,66	Активная  Реактивная
				В	Т-0,66	
				С	Т-0,66	
		ТН	-	А	-	
				В	-	
				С	-	
Счетч ИК	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.08				
12	ЛПДС Рязань, Щитовое помещение ввод №2 0,4 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 Рег. № 22656-07	А	Т-0,66	Активная  Реактивная
				В	Т-0,66	
				С	Т-0,66	
		ТН	-	А	-	
				В	-	
				С	-	
Счетчи к	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.08				
13	ПС 110/35/6 кВ «Факел» ЗРУ-35 кВ Ввод Т-1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 Рег. № 5717-76	А	ТПОЛ-35	Активная  Реактивная
				В	ТПОЛ-35	
				С	ТПОЛ-35	
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000ЌВ/100ЌВ Рег. № 912-70	А	ЗНОМ-35	
				В	ЗНОМ-35	
				С	ЗНОМ-35	
Счетч ИК	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия)					
		Границы основной относительной погрешности ИК, ( $\pm\delta$ ), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm\delta$ ), %		
		cos $\varphi$ = 1,0	cos $\varphi$ = 0,8	cos $\varphi$ = 0,5	cos $\varphi$ = 1,0	cos $\varphi$ = 0,8	cos $\varphi$ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1-5, 8-10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,7	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
6-7,11-12 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,8	5,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	1,0	1,8	0,9	1,2	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,8	0,9	1,2	1,9
13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,08	3,03	5,50	2,40	3,29	5,66
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,17	1,92	3,11	1,68	2,31	3,39
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,00	1,37	2,26	1,56	1,88	2,63
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,00	1,37	2,26	1,56	1,88	2,63
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
		Границы основной относительной погрешности ИК, ( $\pm\delta$ ), %		Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm\delta$ ), %			
		cos $\varphi$ = 0,8 (sin $\varphi$ = 0,6)	cos $\varphi$ = 0,5 (sin $\varphi$ = 0,87)	cos $\varphi$ = 0,8 (sin $\varphi$ = 0,6)	cos $\varphi$ = 0,5 (sin $\varphi$ = 0,87)		
1	2	3	4	5	6		
1-5, 8-10 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,4	2,7	4,6	2,9		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,6	1,8	2,8	2,1		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,3	2,2	1,7		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,3	2,2	1,7		
6-7,11-12 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,3	2,6	4,5	2,8		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,4	1,6	2,6	2,0		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,1	2,0	1,6		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,1	2,0	1,6		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,61	2,95	4,79	3,27
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,86	2,15	3,15	2,57
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,06	1,53	2,45	2,08
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,06	1,53	2,45	2,08
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5			

Примечания:

Пределы допускаемой погрешности измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .

Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

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

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

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем указанные в настоящем описании типа АИИС КУЭ (при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик). Допускается замена УССВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в ООО «Транснефть – Верхняя Волга» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от -45 до +40 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, - среднее время восстановления работоспособности, ч, Сервер синхронизации времени ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, - среднее время восстановления работоспособности, ч,	140000 2 15000 2

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

**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;
- журнал сервера ИВК:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и сервере ИВК;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

**Защищённость применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - сервера ИВК.

**Возможность коррекции времени в:**

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

**Возможность сбора информации:**

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

**Цикличность:**

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – вверху, справа) эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПАО «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань».

## Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	15
Трансформатор тока	ТЛО-10	9
Трансформатор тока	Т-0,66	12
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	3
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	4
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 206.1-139-2018	1
Формуляр	ИЦЭ 1264РД-18.00.ФО	1
Руководство по эксплуатации	-	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-139-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПАО «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань» Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 09 июля 2018 г.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

Основные средства 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/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

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.;

ССВ-1Г – в соответствии с документом «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;

радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (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): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60, дискретность 0,1 ; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

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 документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по объектам ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань», аттестованной ФБУ «Ивановский ЦСМ» (аттестат об аккредитации № 01.00259-2013 от 24.12.2013 г.).

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части ОАО «Рязаньтранснефтепродукт» по ППС «Плавск», ППС «Венев», ЛПДС «Рязань»**

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**

Акционерное общество «Транснефть –Верхняя Волга»

(АО «Транснефть-Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

Адрес: 603950, Россия, г. Нижний Новгород, переулок Гранитный, дом 4/1 ГСП 1504

Телефон: +7 (831) 438-22-00

Факс: +7 (831) 438-22-05

Web-сайт: [uppervolga.transneft.ru](http://uppervolga.transneft.ru)

E-mail: [referent@tvv.transneft.ru](mailto:referent@tvv.transneft.ru)

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергия»

(ООО «ИЦ «Энергия»)

ИНН: 3702062476

Адрес: 195009, Россия, г. Санкт-Петербург, Свердловская набережная, 14/2 литера А, помещение 11-Н

Телефон: +7 (812) 245-07-60

Факс: +7 (812) 245-07-60

**Испытательный центр**

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

Адрес: 119361, Россия, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.