

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту ЛПДС «Никулино»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту ЛПДС «Никулино» (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), трансформаторы напряжения (далее - ТН), счетчики активной и 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 - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) СИКОН С 70, устройство синхронизации времени УСВ-2 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД), обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных и сервер синхронизации времени ССВ-1Г.

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 входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи. 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 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 ПАО «Транснефть» (Госреестр № 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 (далее - СОЕВ), которая 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 УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-2. Сличение часов УСПД с УСВ-2 производится непрерывно, коррекция часов УСПД с временем УСВ-2 проводится независимо от величины расхождения времени. Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут. Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов 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 ПО "Энергосфера" версии 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

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)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

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

Уровень защиты - «высокий» 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	Диспетчерское наименование присоединения	Состав АИИС КУЭ					Вид энергии	
		Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации, Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № СИ, Обозначение, тип			Зав. номер	УСПД		
1	2	3		4		5	6	7
1	ЛПДС Никулино ЗРУ-6 кВ, Ввод от Т1, яч. №9	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 25433-11	А	ТЛО-10	15-35314	СИКОН С70, Рег. номер № 06836	Активная Реактивная
				В	ТЛО-10	15-35315		
				С	ТЛО-10	15-35316		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000ЇВ/100ЇВ Рег. № 46738-11	А	ЗНОЛ.06.4-6	5001713		
				В	ЗНОЛ.06.4-6	5001714		
				С	ЗНОЛ.06.4-6	5001712		
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804151156				
2	ЛПДС Никулино ЗРУ-6 кВ, Ввод от Т2, яч. №10	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 25433-11	А	ТЛО-10	15-35311	СИКОН С70, Рег. номер № 06836	Активная Реактивная
				В	ТЛО-10	15-35312		
				С	ТЛО-10	15-35313		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000ЇВ/100ЇВ Рег. № 46738-11	А	ЗНОЛ.06.4-6	5001709		
				В	ЗНОЛ.06.4-6	5001710		
				С	ЗНОЛ.06.4-6	5001711		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804151638		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
3	ЛПДС Никулино ЗРУ-6 кВ, яч. №4, «Жилпоселок» КТП-250, ТЗ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 47959-11	A	ТОЛ-10-I-7	8247		Активная Реактивная
				B	ТОЛ-10-I-7	8245		
				C	ТОЛ-10-I-7	8246		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000ÖВ/100ÖВ Рег. № 46738-11-	A	ЗНОЛ.06.4-6	5001709		
				B	ЗНОЛ.06.4-6	5001710		
				C	ЗНОЛ.06.4-6	5001711		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804152009		
4	ЛПДС Никулино ЗРУ-6 кВ, ТСН-2	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 51516-12	A	Т-0,66	000283	СИКОН С70, Рег. номер № 06836	Активная Реактивная
				B	Т-0,66	000282		
				C	Т-0,66	000271		
		ТН	-	A	-	-		
				B	-	-		
				C	-	-		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.08		0812124324		
5	ЛПДС Никулино ЗРУ-6 кВ, ТСН-1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 51516-12	A	Т-0,66	000259		Активная Реактивная
				B	Т-0,66	000256		
				C	Т-0,66	000257		
		ТН	-	A	-	-		
				B	-	-		
				C	-	-		
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.08		0812124296		

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность 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 - 3 (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
4 - 5 (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

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %		Относительная погрешность 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 - 3 (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
4 - 5 (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

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.
2. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 17 до плюс 30°C.
3. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

4. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии.
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности. диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - УСПД	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -45 до +50 от -40 до +65 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счётчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД СИКОН С70: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 2 15000 48

Продолжение таблицы 5

1	2
сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	256554 0,5
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, не более ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 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:
- параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД.

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.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113,7 суток;
- ИВК - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту ЛПДС «Никулино» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту ЛПДС «Никулино»

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформатор тока ТЛО-10	6
Трансформатор тока Т-0,66	6
Трансформатор тока ТОЛ-10-І-7	3
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06.4-6	6
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	5
УСПД типа СИКОН С70	1
Сервер синхронизации времени ССВ-1Г	2
Устройство синхронизации времени УСВ-2	1
Сервер с программным обеспечением ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки МП 206.1-248-2016	1
Паспорт-формуляр ИЦЭ 1251РД-15.00. ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-248-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту ЛПДС «Никулино». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 5 декабря 2016 г.

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/ $\sqrt{3}$... 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.;
- СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки. ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;
- ССВ-1Г - в соответствии с документом «Источники частоты и времени серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (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 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 поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства 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 АО «Транснефть-Дружба» по объекту ЛПДС «Никулино», 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 ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту ЛПДС «Никулино»

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

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».

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: +7 (4932) 366-300

Факс: +7 (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, 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.

« ____ » _____ 2017 г.