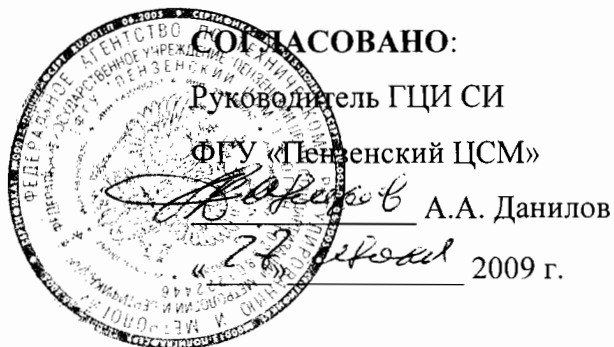


Подлежит публикации в
открытой печати



<p>Система автоматизированная информационно-измерительная показателей ка- чества электроэнергии на границах раздела ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (АИИС ПКЭ РНПК)</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>41252-09</u> Взамен № _____</p>
--	--

Изготовлена ООО «НТП Энергоконтроль» по техническому заданию НЕКМ.421451.110 ТЗ и проектной документации ООО «НТП Энергоконтроль», заводской номер 0277.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная показателей качества электроэнергии на границах раздела ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (в дальнейшем – АИИС ПКЭ РНПК) предназначена для измерений действующего значения и установившегося отклонения междуфазного напряжения и напряжения прямой последовательности по первой гармонике, значения частоты и отклонения частоты напряжения переменного тока, длительности и глубины провалов междуфазных напряжений как на внутренних элементах электрической сети, так и элементах на границах балансовой принадлежности ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания», времени и интервалов времени.

Область применения: выполнение работ по оценке соответствия электроэнергии установленным законодательством Российской Федерации обязательным требованиям.

ОПИСАНИЕ

АИИС ПКЭ РНПК представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений и включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерения включает в себя следующие измерительные компоненты измерительной системы:

- устройства измерительные (УИ) E443M5(EURO) НЕКМ.426489.008 ТУ;
- измерительные трансформаторы тока (ТТ);
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН);
- счетчики электрической энергии.

Перечень и состав ИИК приведен в таблице 1.

Таблица 1

Номер точки измерения	Наименование точки измерения, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИИК			
		Тип	Заводской номер	Класс точности	Номер в Госреестре
1и	ПС "Факел" ЗРУ- 6 кВ 1 секция шин (6 кВ)	ТПШЛ-10, 3000/5 А	2242	0,5	11077-87
			2644		
			0511		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0240	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075959	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37043	0,5	29397-05		
2и	ПС "Факел" ЗРУ- 6 кВ 2 секция шин (6 кВ)	ТПШЛ-10, 3000/5 А	959	0,5	11077-87
			1033		
			5736		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0032	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108073988	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37047	0,5	29397-05		
3и	ПС "Факел" ЗРУ- 6 кВ 3 секция шин (6 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	1408	0,5	6811-78
			1453		
			1436		
		НТМИ-6-66, 6000/100 В	1240	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075876	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37048	0,5	29397-05		
4и	ПС "Факел" ЗРУ- 6 кВ 4 секция шин (6 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	1402	0,5	6811-78
			1562		
			1206		
		НТМИ-6-66, 6000/100 В	ХТХХ	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075896	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37049	0,5	29397-05		
5и	ГПП-1 1 секция шин (35 кВ)	ТПШЛ-10, 3000/5 А	154067	0,5	11077-87
			154061		
		НТМИ-6, 6000/100 В	3199	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074502	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37036	0,5	29397-05		
6и	ГПП-1 2 секция шин (35 кВ)	ТПШФ-10, 2000/5 А	30093	0,5	519-50
			36752		
		НТМИ-6, 6000/100 В	3393	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108076159	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37037	0,5	29397-05		
7и	ГПП-2 1 секция шин (35 кВ)	ТПШФ-10, 3000/5 А	154084	0,5	519-50
			154023		
		НТМИ-6, 6000/100 В	761	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074947	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37034	0,5	29397-05		
8и	ГПП-2 2 секция шин (35 кВ)	ТПШФ-10, 2000/5 А	10144	0,5	519-50
			11922		
		НТМИ-6, 6000/100 В	1486	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074227	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37035	0,5	29397-05		
9и	ГПП-3 1 секция шин (35 кВ)	ТПШЛ-10, 2000/5 А	61026	0,5	11077-87
			60254		
		НТМИ-6, 6000/100 В	3230	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108076012	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37032	0,5	29397-05		
10и	ГПП-3 2 секция шин (35 кВ)	ТПШЛ-10, 2000/5 А	60212	0,5	11077-87
			60324		
		НТМИ-6, 6000/100 В	1538	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075973	0,2S/0,5	27524-04
Е443М5 (EURO), 100 В	37033	0,5	29397-05		

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерения	Наименование точки измерения, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИИК			
		Тип	Заводской номер	Класс точности	Номер в Госреестре
11и	ГПП-6 1 секция шин (35 кВ)	ТПШЛ-10, 2000/5 А	1694	0,5	11077-87
			1171		
		НТМИ-6, 6000/100 В	837	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075081	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37045	0,5	29397-05
12и	ГПП-6 2 секция шин (35 кВ)	ТПШЛ-10, 2000/5 А	1704	0,5	11077-87
			1858		
		НТМИ-6-66, 6000/100 В	7744	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074979	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37046	0,5	29397-05
13и	ГПП-9 1 секция шин (35 кВ)	ТПОЛ-10, 1500/5 А	12772	0,5	1261-59
			12992		
		НТМИ-6, 6000/100 В	467	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074928	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37038	0,5	29397-05
14и	ГПП-9 2 секция шин (35 кВ)	ТПОЛ-10, 1500/5 А	12139	0,5	1261-59
			12988		
		НТМИ-6, 6000/100 В	2228	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074930	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37039	0,5	29397-05
15и	ГПП-10 1 секция шин (35 кВ)	ТПОЛ-10, 1500/5 А	8515	0,5	1261-59
			4095		
		НТМИ-6-66, 6000/100 В	РХТВ	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075011	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37040	0,5	29397-05
16и	ГПП-10 2 секция шин (35 кВ)	ТПОЛ-10, 1500/5 А	4029	0,5	1261-59
			4527		
		НТМИ-6-66, 6000/100 В	РХТА	0,5	2611-70
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074929	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37041	0,5	29397-05
17и	ГПП-11 1 секция шин (110 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	263	0,5	6811-78
			88		
			264		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0847	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075848	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37052	0,5	29397-05
18и	ГПП-11 2 секция шин (110 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	343	0,5	6811-78
			82		
			266		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0848	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075652	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37050	0,5	29397-05
19и	ГПП-11 3 секция шин (110 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	86	0,5	6811-78
			79		
			341		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0053	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075864	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37053	0,5	29397-05
20и	ГПП-11 4 секция шин (110 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	83	0,5	6811-78
			265		
			80		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0807	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075585	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37051	0,5	29397-05

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерения	Наименование точки измерения, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИИК			
		Тип	Заводской номер	Класс точности	Номер в Госреестре
21и	ГПП-11 5 секция шин (110 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	81	0,5	6811-78
			348		
			84		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0803	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074948	0,2S/0,5	27524-04
	Е443М5 (EURO), 100 В	37054	0,5	29397-05	
22и	ГПП-11 6 секция шин (110 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	326	0,5	6811-78
			327		
			345		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0837	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074791	0,2S/0,5	27524-04
	Е443М5 (EURO), 100 В	37055	0,5	29397-05	
23и	ГПП-11 7 секция шин (110 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	1064	0,5	6811-78
			1051		
			1062		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0319	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075092	0,2S/0,5	27524-04
	Е443М5 (EURO), 100 В	37056	0,5	29397-05	
24и	ГПП-11 8 секция шин (110 кВ)	ТЛШ-10, 3000/5 А	1057	0,5	6811-78
			1053		
			1061		
		НАМИТ-10-2, 6000/100 В	0102	0,5	18178-99
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074784	0,2S/0,5	27524-04
	Е443М5 (EURO), 100 В	37057	0,5	29397-05	
25и	РП-1 1 секция шин (6 кВ)	ТПОЛ-10, 600/5 А	67142	0,5	1261-59
			67178		
		НТМИ-6, 6000/100 В	1112	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075945	0,2S/0,5	27524-04
			Е443М5 (EURO), 100 В	37061	0,5
26и	РП-1 2 секция шин (6 кВ)	ТПОЛ-10, 600/5 А	46371	0,5	1261-59
			46433		
		НТМИ-6, 6000/100 В	1384	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075743	0,2S/0,5	27524-04
			Е443М5 (EURO), 100 В	37062	0,5
27и	ТП-12 1 секция шин (6 кВ)	ТПОЛ-10, 600/5 А	65824	0,5	1261-59
			6658		
		НТМИ-6, 6000/100 В	3101	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108076110	0,2S/0,5	27524-04
			Е443М5 (EURO), 100 В	37059	0,5
28и	ТП-12 2 секция шин (6 кВ)	ТПОЛ-10, 600/5 А	51102	0,5	1261-59
			42686		
		НТМИ-6, 6000/100 В	3595	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108075739	0,2S/0,5	27524-04
			Е443М5 (EURO), 100 В	37058	0,5
29и	ТП-29 3 секция шин (6 кВ)	ТПОЛ-10, 600/5 А	10777	0,5	1261-59
			10322		
		НТМИ-6, 6000/100 В	169	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108073981	0,2S/0,5	27524-04
			Е443М5 (EURO), 100 В	37060	0,5
30и	ТП-41 1 секция шин (6 кВ)	ТПОЛ-10, 600/5 А	14163	0,5	1261-59
			14626		
		НТМИ-6, 6000/100 В	3039	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108074804	0,2S/0,5	27524-04
			Е443М5 (EURO), 100 В	37042	0,5

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерения	Наименование точки измерения, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИИК			
		Тип	Заводской номер	Класс точности	Номер в Госреестре
31и	ТП-41 2 секция шин (6 кВ)	ТПОЛ-10, 600/5 А	8698	0,5	1261-59
			9915		
		НТМИ-6, 6000/100 В	3320	0,5	380-49
		СЭТ-4ТМ.03, 1(10) А 100 В	0108076104	0,2S/0,5	27524-04
		Е443М5 (EURO), 100 В	37044	0,5	29397-05
<p>Примечания</p> <p>1 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.</p> <p>2 Допускается замена измерительных трансформаторов, устройств измерительных и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже указанных в настоящей таблице. Замена оформляется актом в установленном на ОАО "РНПК" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.</p>					

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя вычислительный компонент измерительной системы (сервер с программным обеспечением (ПО)), технические средства организации каналов связи, каналы связи, автоматизированные рабочие места персонала.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС ПКЭ РНПК и выполняет законченную функцию измерений времени.

В каждой точке измерения с помощью ТН, УИ и ИВК организуются по 8 простых измерительных каналов, с помощью которых в этих точках автоматически производятся измерения следующих величин:

- 1) действующего значения междуфазного напряжения по первой гармонике на интервале усреднения 60 с ($U_{п}$);
- 2) действующего значения напряжения прямой последовательности по первой гармонике на интервале усреднения 60 с ($U_{пп}$);
- 3) установившегося отклонения междуфазного напряжения по первой гармонике в процентах от номинального значения ($\delta U_{пy}$);
- 4) установившегося отклонения напряжения прямой последовательности по первой гармонике в процентах от номинального значения ($\delta U_{ппy}$);
- 5) значения частоты напряжения переменного тока в электрической сети на интервале усреднения 20 с ($f_{п}$);
- 6) отклонения частоты напряжения переменного тока в электрической сети от номинального значения ($\Delta f_{п}$);
- 7) длительности провалов междуфазных напряжений по первой гармонике ($\Delta t_{п}$);
- 8) глубины провалов междуфазных напряжений по первой гармонике ($\delta U_{п}$)

Первичные напряжения преобразуются измерительными трансформаторами напряжения ТН в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы устройства измерительного УИ. С выхода УИ коды, функционально связанные с перечисленными выше измеряемыми величинам, при помощи каналаобразующей аппаратуры и каналов связи поступают на сервер ИВК, представляющий собой IBM-совместимый компьютер, который обеспечивает расчет значений измеряемых величин, хранение и выдачу результатов измерений в виде таблиц, ведомостей на видеомонитор и внешние отчуждаемые носители.

Кроме того, в каждой точке измерения с помощью ТТ, ТН, счетчика электрической энергии и ИВК организуются два простых измерительных канала, которые в этих точках автоматически производят измерения средней за 60 с активной и реактивной мощности (каналы 9 и 10). Эти каналы как самостоятельные не используются, а применяются как простые только в составе сложного измерительного канала и используются как источники информации для расчета потерь напряжения и приведения результатов измерений в точках измерений ПКЭ к точкам кон-

троля ПКЭ (точкам поставки на границах раздела ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания») по алгоритмам расчета, приведенным в аттестованной МВИ.

Таким образом, к каждой из 31-й точек измерения подключены по 10 простых измерительных каналов.

В каждой из 20-и точек контроля ПКЭ с помощью 4-х сложных измерительных каналов производятся измерения следующих величин:

- 1) установившегося отклонения междуфазного напряжения по первой гармонике в процентах от номинального значения ($\delta U_{сy}$);
- 2) установившегося отклонения напряжения прямой последовательности по первой гармонике в процентах от номинального значения ($\delta U_{спy}$);
- 3) значения частоты напряжения переменного тока в электрической сети на интервале усреднения 20 с (fc);
- 4) отклонения частоты напряжения переменного тока в электрической сети от номинального значения (Δfc).

Информация о составе сложных измерительных каналов измерения установившегося отклонения междуфазного напряжения и напряжения прямой последовательности приведена в таблице 2, измерения частоты и отклонения частоты приведена в таблице 3.

Таблица 2

№ точки контроля ПКЭ	Диспетчерское наименование точки коммерческого контроля	Обозначение сложного измерительного канала	Обозначение простого измерительного канала
1к	ПС "Факел"; Ввод-Т1 6 кВ	1к-1	1и-1, 1и-9, 1и-10, 3и-1, 3и-9, 3и-10
		1к-2	1и-2, 1и-9, 1и-10, 3и-2, 3и-9, 3и-10
2к	ПС "Факел"; Ввод-Т2 6 кВ	2к-1	2и-1, 2и-9, 2и-10, 4и-1, 4и-9, 4и-10
		2к-2	2и-2, 2и-9, 2и-10, 4и-2, 4и-9, 4и-10
3к	ПС "Факел"; яч.2 ЗРУ- 35 кВ	3к-1	12и-1, 12и-9, 12и-10
		3к-2	12и-2, 12и-9, 12и-10
4к	ПС "Факел"; яч.8 ЗРУ-35 кВ	4к-1	6и-1, 6и-9, 6и-10, 16и-1, 16и-9, 16и-10
		4к-2	6и-2, 6и-9, 6и-10, 16и-2, 16и-9, 16и-10
5к	ПС "Факел"; яч.10 ЗРУ-35 кВ	5к-1	8и-1, 8и-9, 8и-10, 9и-1, 9и-9, 9и-10
		5к-2	8и-2, 8и-9, 8и-10, 9и-2, 9и-9, 9и-10
6к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.21 ГРУ-110 кВ	6к-1	17и-1, 17и-9, 17и-10, 19и-1, 19и-9, 19и-10, 21и-9, 21и-10, 23и-9, 23и-10
		6к-2	17и-2, 17и-9, 17и-10, 19и-2, 19и-9, 19и-10, 21и-9, 21и-10, 23и-9, 23и-10
7к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.22 ГРУ-110 кВ	7к-1	18и-1, 18и-9, 18и-10, 20и-1, 20и-9, 20и-10, 22и-9, 22и-10, 24и-9, 24и-10
		7к-2	18и-2, 18и-9, 18и-10, 20и-2, 20и-9, 20и-10, 22и-9, 22и-10, 24и-9, 24и-10
8к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.12 ЗРУ-35 кВ	8к-1	10и-1, 10и-9, 10и-10
		8к-2	10и-2, 10и-9, 10и-10
9к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.9 ЗРУ-35 кВ	9к-1	11и-1, 11и-9, 11и-10
		9к-2	11и-2, 11и-9, 11и-10
10к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.5 ЗРУ-35 кВ	10к-1	13и-1, 13и-9, 13и-10
		10к-2	13и-2, 13и-9, 13и-10
11к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.1 ЗРУ-35 кВ	11к-1	14и-1, 14и-9, 14и-10
		11к-2	14и-2, 14и-9, 14и-10
12к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.22 ЗРУ-35 кВ	12к-1	5и-1, 5и-9, 5и-10, 7и-1, 7и-9, 7и-10
		12к-2	5и-2, 5и-9, 5и-10, 7и-2, 7и-9, 7и-10
13к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.23 ЗРУ-35 кВ	13к-1	15и-1, 15и-9, 15и-10
		13к-2	15и-2, 15и-9, 15и-10
14к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.14 ГРУ-6 кВ	14к-1	26и-1, 26и-9, 26и-10
		14к-2	26и-2, 26и-9, 26и-10
15к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.9 ГРУ-6 кВ	15к-1	28и-1, 28и-9, 28и-10
		15к-2	28и-2, 28и-9, 28и-10

Продолжение таблицы 2

№ точки контроля ПКЭ	Диспетчерское наименование точки коммерческого контроля	Обозначение сложного измерительного канала	Обозначение простого измерительного канала
16к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.6 ГРУ-6 кВ	16к-1	30и-1, 30и-9, 30и-10
		16к-2	30и-2, 30и-9, 30и-10
17к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.22 ГРУ-6 кВ	17к-1	25и-1, 25и-9, 25и-10
		17к-2	25и-2, 25и-9, 25и-10
18к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.27 ГРУ-6 кВ	18к-1	27и-1, 27и-9, 27и-10
		18к-2	27и-2, 27и-9, 27и-10
19к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.25 ГРУ-6 кВ	19к-1	31и-1, 31и-9, 31и-10
		19к-2	31и-2, 31и-9, 31и-10
20к	Ново-Рязанская ТЭЦ; яч.41 ГРУ-6 кВ	20к-1	29и-1, 29и-9, 29и-10
		20к-2	29и-2, 29и-9, 29и-10
<p>Примечания</p> <p>1 Обозначение простого измерительного канала состоит из номера точки измерения и номера простого измерительного канала через дефис</p> <p>2 Обозначение сложного измерительного канала состоит из номера точки контроля ПКЭ и номера сложного измерительного канала через дефис</p>			

Таблица 3

№ точки контроля ПКЭ	Диспетчерское наименование точки коммерческого контроля.	Обозначение сложного измерительного канала	Обозначение простого измерительного канала
1к - 5к	ПС "Факел"	1к-3	1и-5, 2и-5, 3и-5, 4и-5, 6и-5, 8и-5, 9и-5, 12и-5, 16и-5
		1к-4	
6к - 20к	Ново-Рязанская ТЭЦ	6к-3	5и-5, 7и-5, 10и-5, 11и-5, 13и-5, 14и-5, 15и-5, 17и-5, 18и-5, 19и-5, 20и-5, 21и-5, 22и-5, 23и-5, 24и-5, 25и-5, 26и-5, 27и-5, 28и-5, 29и-5, 30и-5, 31и-5
		6к-4	
<p>Примечания</p> <p>1 Обозначение простого измерительного канала состоит из номера точки измерения и номера простого измерительного канала через дефис</p> <p>2 Обозначение сложного измерительного канала состоит из номера точки контроля ПКЭ и номера сложного измерительного канала через дефис</p>			

АИИС ПКЭ РНПК обеспечивает защищённость:

– применяемых компонент – технические средства, входящие в состав АИИС ПКЭ РНПК (устройства измерительные, счетчики электрической энергии, ИВК, каналобразующая аппаратура), имеют механическую защиту от несанкционированного доступа и пломбируются;

– информации на программном уровне от несанкционированного доступа путем установки паролей при параметрировании устройств измерительных, счетчиков электрической энергии и сервера ИВК, а также при конфигурировании и настройке АИИС ПКЭ РНПК.

АИИС ПКЭ РНПК обеспечивает надежность системных решений:

– резервирование питания сервера ИВК, устройств измерительных от источников бесперебойного питания;

– диагностика (функция выполняется автоматически):

а) в журналах событий устройств измерительных и счетчиков электрической энергии фиксируются факты:

- 1) параметрирования;
- 2) пропадания напряжения питания;
- 3) коррекции.

б) в журналах событий ИВК фиксируются факты:

- 1) параметрирования сервера ИВК, а также конфигурирования и настройки АИИС ПКЭ РНПК;
- 2) коррекции времени в ИВК, устройствах измерительных и счетчиках электрической энергии.

АИИС ПКЭ РНПК оснащена СОЕВ, построенной на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени, и состоит из приемника меток времени GPS, устройства сервисного, сервера ИВК, устройств измерительных и счетчиков электрической энергии ИИК.

Приемник меток времени GPS принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное.

Устройство сервисное принимает СПВ от приемника меток времени GPS, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию встроенного в устройство сервисное корректора времени. Корректор времени представляет собой таймер, ведущий часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИВК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с корректора время и сравнивает это время со своим временем. При расхождении времени сервера и корректора более чем на 60 мс, сервер ИВК корректирует свое время по времени корректора.

Сличение времени устройств измерительных и счетчиков электрической энергии со временем ИВК производится каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков и устройств измерительных производится при расхождении со временем ИВК более ± 1 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные метрологические характеристики простых измерительных каналов приведены в таблице 4. В качестве доверительных границ здесь и далее принимаются границы при доверительной вероятности равной 0,95.

Таблица 4

№ простого ИК	Наименование измеряемой величины	Диапазон измерений	Доверительные границы погрешностей измерений		Интервал усреднения, с
			в нормальных условиях	в рабочих условиях	
(1и-1) – (31и-1); (1и-2) – (31и-2)	Действующее значение междуфазных напряжений по первой гармонике (U_p) и напряжения прямой последовательности по первой гармонике (U_{pp})	4,8 – 7,2 кВ	$\pm 0,9 \%$	$\pm 1,2 \%$	60
(1и-3) – (31и-3); (1и-4) – (31и-4)	Установившееся отклонение междуфазного напряжения по первой гармонике ($\delta U_{p\gamma}$) и установившееся отклонение напряжения прямой последовательности по первой гармонике ($U_{pp\gamma}$)	$\pm 20 \%$	$\pm 0,9 \%$	$\pm 1,2 \%$	60
(1и-5) – (31и-5)	Значение частоты (f_p)	(45 – 55) Гц	$\pm 0,015$ Гц	$\pm 0,026$ Гц	20
(1и-6) – (31и-6)	Отклонение частоты (Δf_p)	± 5 Гц	$\pm 0,015$ Гц	$\pm 0,026$ Гц	20
(1и-7) – (31и-7)	Длительность провала напряжения, Δt_n	(0,05 – 59,5) с	$(2 \cdot 10^{-4} \cdot \Delta t_n + 0,04)$ с	$(3,7 \cdot 10^{-4} \cdot \Delta t_n + 0,07)$ с	-
(1и-8) – (31и-8)	Глубина провала напряжения, δU_n	от 10 до 80 %	$\pm 0,8 \%$	$\pm 1,1 \%$	-
		от 80 до 90 %	$\pm 0,6 \%$	$\pm 0,9 \%$	

Основные метрологические характеристики сложных измерительных каналов для рабочих условий применения приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5

Номер сложного ИК	Доверительные границы абсолютной погрешности измерения установившегося отклонения напряжения (δU_{c_v} , $\delta U_{сп_v}$), %		
	в диапазоне нормально допустимых значений (от минус 5,6% до плюс 5,6%)	в интервалах от нормально допустимых значений до предельно допустимых значений (от плюс 5,6% до плюс 10,6% и минус 5,6% до минус 10,6%)	в интервалах от нормально допустимых значений до предельно допустимых значений (от плюс 10,6% до плюс 15% и минус 10,6% до минус 20%)
1к-1, 1к-2, 2к-1, 2к-2	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,9$
3к-1, 3к-2	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 4,2$
4к-1, 4к-2	$\pm 2,7$	$\pm 3,2$	$\pm 4,4$
5к-1, 5к-2	$\pm 2,6$	$\pm 3,0$	$\pm 4,1$
6к-1, 6к-2, 7к-1, 7к-2	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$
8к-1, 8к-2	$\pm 2,5$	$\pm 2,9$	$\pm 4,0$
9к-1, 9к-2	$\pm 2,6$	$\pm 3,0$	$\pm 4,2$
10к-1, 10к-2, 11к-1, 11к-2	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$	$\pm 2,5$
12к-1, 12к-2	$\pm 3,3$	$\pm 3,6$	$\pm 4,5$
13к-1, 13к-2	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 3,3$
(14к-1) – (20к-1), (14к-2) – (20к-2)	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$

Таблица 6

№ сложного ИК	Наименование измеряемой величины	Диапазон измерений	Доверительные границы погрешности измерений
1к-3, 6к-3	Значение частоты (f_c)	(45 – 55) Гц	$\pm 0,026$ Гц
1к-4, 6к-4	Отклонение частоты (Δf_c)	± 5 Гц	$\pm 0,026$ Гц

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени и интервалов времени ± 5 с.

Нормальные условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха (20 ± 5) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- параметры сети:
 - а) напряжение $(0,98 - 1,02) \cdot U_{ном}$; ток $(1,0 - 1,2) \cdot I_{ном}$;
 - б) частота $(50,00 \pm 0,15)$ Гц;
 - в) $\cos \varphi = 0,87$ инд.;
 - г) коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения и тока не более 2 %;
- магнитные поля отсутствуют.

Рабочие условия эксплуатации:

- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 50 °С и счетчиков электрической энергии от минус 10 до плюс 50 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 % при температуре окружающего воздуха 30 °С;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- параметры сети:
 - а) напряжение $(0,80 - 1,15) \cdot U_{ном}$;
 - б) ток $(0,05 - 1,2) \cdot I_{ном}$;
 - в) частота $(50,0 \pm 0,4)$ Гц;
 - г) $\cos \varphi \geq 0,5$ инд.;
 - д) для счетчиков электрической энергии коэффициент третьей гармонической составляющей тока не более 10 %;
- индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков) от 0 до 0,5 мТл.

Глубина хранения в ИВК результатов измерений и состояний средств измерений – не менее 110 суток (функция выполняется автоматически).

ИВК обеспечивает автоматический перезапуск (перезагрузку) при сбоях программного обеспечения и после восстановления сетевого питания, при этом длительность перезапуска ИВК – не более 2 мин.

Показатели надежности применяемых в АИИС ПКЭ РНПК компонент приведены в таблице 7.

Таблица 7

Наименование	Средняя наработка на отказ (Т ₀), ч	Время восстановления (Т _в), ч	Коэффициент готовности (К _г)
1 Трансформаторы тока	300000	–	–
2 Трансформаторы напряжения	300000	–	–
3 Устройства измерительные	100000	8	–
4 Счетчики электрической энергии	90000	2	–
5 ИВК	–	1	0,99993
6 СОЕВ	–	10	0,9998

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной показателей качества электроэнергии на границах раздела ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС ПКЭ РНПК входят технические средства, программные средства и документация, представленные в таблице 7.

Таблица 7

Наименование	Обозначение (тип)	Количество, шт.
Технические средства		
1 Трансформатор тока	ТПОЛ-10	22
2 Трансформатор тока	ТПШЛ-10	16
3 Трансформатор тока	ТЛШ-10	30
4 Трансформатор тока	ТПШФ-10	6
5 Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	10
6 Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5
7 Трансформатор напряжения	НТМИ-6	16
8 Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	32
9 Модуль интерфейсов-02	НЕКМ.426479.001 ТУ	13
10 Плата полудуплексной связи 4-х канальная	НЕКМ.426419.006 ТУ	1
11 Разветвитель интерфейса 2× RS-485/2× RS-485	НЕКМ.687281.043	18
12 Устройство измерительное E443M5 (EURO)	НЕКМ.426489.008 ТУ	32
13 Устройство сбора данных E443M2 (EURO) 32 канала	НЕКМ.426489.001 ТУ	2
14 Устройство сбора данных E443M2 (EURO) 16 канала	НЕКМ.426489.001 ТУ	10
15 Модуль ввода-вывода СИМ2	НЕКМ.426419.013	1
16 Модуль ввода-вывода УУК2/СИМ1	НЕКМ.426419.021	2

Продолжение таблицы 7

Наименование	Обозначение (тип)	Количество, шт.
17 Модуль ввода-вывода УУК2	НЕКМ.426419.020	3
18 Модуль ввода-вывода ПДС2	НЕКМ.426419.008	2
19 Модуль ввода-вывода ПДС3	НЕКМ.426419.009	1
20 Устройство уплотнения каналов	НЕКМ.426479.002 ТУ	10
21 Устройство формирования импульсов многоканальное	НЕКМ.426479.006 ТУ	1
22 Приемник меток времени GPS	НЕКМ.426479.011 ТУ	1
23 Устройство сервисное УС-01	НЕКМ.426479.008 ТУ	1
24 Асинхронный сервер Ethernet/16×RS232	МОХА Nport 5610-16	2
25 Коммутатор	МОХА EDS-205 5 портов 10/100	1
26 IBM – совместимый сервер: P4; 3,0ГГц; 2Гб;VGA/LAN; FDD; HDD 2x120 Гб RAID; CD-RW		1
27 Монитор LCD 19»		1
28 Источник бесперебойного питания	Smart-UPS 1000VA 2U (SUA1000RMI2U)	2
29 Источник бесперебойного питания	EATON Powerware 3105 500VA	12
Программные средства		
30 Базовое ПО КТС «Энергия+». Версия 6.3	НЕКМ.467619.001	1
31 Программа «Мониторинг мгновенных и средних параметров электросети». Версия 6.	НЕКМ.467619.032	1
32 Автоматизированная диспетчерская система. Версия 6.	НЕКМ. 467619.041	1
33 Специализированное ПО «АИИС ПКЭ РНПК». Версия 2.0.	НЕКМ. 467619.044	1
34 Microsoft® SQL Server™ 2005 Standard +Service Pack 2		1
35 Операционная система Windows Server 2003 R2 Rus		1
Документация		
36 Ведомость эксплуатационных документов	НЕКМ.421451.110 ВЭ	1
37 Руководство пользователя	НЕКМ.421451 110 ИЗ	1
38 Инструкция по эксплуатации КТС	НЕКМ.421451.110 ИЭ	1
39 Формуляр-паспорт	НЕКМ.421451.110 ФО	1
40 Ведомость ЗИП	НЕКМ.421451.110 ЗИ	1
41 Методика выполнения измерений	НЕКМ.421451.110 МВИ	1
42 Методика поверки	НЕКМ.421451.110 МП	1

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом НЕКМ.421451.110 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная показателей качества электроэнергии на границах раздела ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания». Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» в июле 2009 г.

Перечень основного оборудования, используемого при поверке:

- мультиметр «Ресурс -ПЭ»
- радиочасы РЧ-011;
- измеритель показателей качества электрической энергии «РЕСУРС-UF2»;
- переносной компьютер с ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» и оптический преобразователь

для работы с электросчетчиками системы;

- средства поверки устройства измерительного в соответствии с методикой поверки приведенной в Руководстве по эксплуатации НЕКМ.426489.008 РЭ;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков по методике поверки на многофункциональные счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Автоматизированная информационно-измерительная система показателей качества электроэнергии на границах раздела ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания». Техническое задание. НЕКМ.421451.110 ТЗ.

Автоматизированная информационно-измерительная система показателей качества электроэнергии на границах раздела ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания». Технорабочий проект. НЕКМ.421451.110.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной показателей качества электроэнергии на границах раздела ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Изготовитель – ООО «НТП Энергоконтроль»

Адрес: 442963, г. Заречный Пензенской обл., ул. Ленина, 4а.

Телефон (8412) 61-39-82

Телефон/факс (8412) 61-39-83

Директор ООО «НТП Энергоконтроль»



Е.А. Журавлева