

УДК 654.032.3+330.115

АНАЛИЗ ТАРИФНЫХ РАСЦЕНОК РЕГИОНАЛЬНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КУБАНИ

Ярошко В.М. – к. э. н.

Энергосбыт ОАО «Кубаньэнерго»

Никишова М.В. – аспирант

Муляр Е.В. – аспирант

Кубанский государственный технологический университет

Приведен детальный маркетинговый анализ динамики изменения расценок двухставочного и дифференцированного тарифов на электроэнергию по Краснодарскому краю, показывающий наличие существенного их дисбаланса в сторону последнего. Аналитическими выкладками, подтвержденными машинными расчетами, доказано, что это ведет к получению региональными электропотребителями, переходящими на дифференцированный тариф, необоснованной экономии затрат на покупаемую электроэнергию. При этом экономически не стимулируется ни выравнивание графиков суточных нагрузок, ни создание полнофункциональных АСКУЭ, реализующих задачу оптимального посуточного электrorаспределения. Электроснабжающие организации взамен получают только существенную величину дополнительных выпадающих доходов в виде «тарифных» потерь и увеличивающееся число не стыкуемых между собой полуфабрикатных АСКУЭ электропотребителей.

In this paper it is presented the detailed marketing analysis of valuations time history for double-rate and differential electricity rates on Krasnodar territory, which reveals, that there is an essential disbalance between them towards the last. It is showed with the help of analytic computations, verified by machines' calculations, that it will bring regional electrical consumers, turning to differential rate, to inaccurate savings on costs when buying electric energy. At that, there is none economical incentive for leveling of daily load diagrams and none incentive for creation of ASKUE, which can even realize the optimum daily electrical distribution. Electricity supply organizations in return for, gets only an essential quantity of extra drop-out incomes (in the form of waste of «tariffs») and keeps the increasing number of half-stuffs ASKUE electrical consumers (Automatic System of Commercial Electricity Registration), unconnectable between each other.

Введение

Тарифные расценки на электроэнергию, устанавливаемые региональными энергетическими комиссиями (РЭК) [1] для отдельных категорий электропотребителей (ЭП) по экономическим показателям и режимам электропотребления, являются усредненными. Поэтому переход ЭП на новый вид тарифа, при сохранении прежнего режима электропотребления, неизбежно ведет к некоторому увеличению или уменьшению их платежей за потребляемую электроэнергию.

Конечно, у ЭП, так же как и электробытовой организации, есть право выбора того или иного вида тарифа. Однако если перевод на него существенно меняет сумму платежей, при сохранении ЭП прежнего режима электропотребления, то необходимо предусмотреть четкие формы такого перехода, не ущемляющие интересы других субъектов регионального рынка электроэнергии (РРЭ). Это требует постоянного и квалифицированного маркетингового контроля со стороны электросбытовых организаций и согласованного (с РЭК) планирования расценок вводимых тарифов, отработав скоординированный механизм (вплоть до автоматизированного) опережающего регулирования возможных диспропорций тарифных расценок. Допущенная устойчивая их диспропорция (на протяжении хотя бы одного периода действия тарифа) в сторону какого-либо субъекта РРЭ (потребителя или поставщика) приводит к нарушению финансовой сбалансированности рынка из-за появления так называемых «тарифных» потерь, как одной из составляющей коммерческих потерь.

Неотработанность в настоящее время такого регулирующего механизма РРЭ («ценового регулятора»), а также субъективизм принятия маркетинговых решений какой-либо из сторон ведут к несогласованной тактике поведения субъектов рынка, в частности, по такому актуальному и важному направлению совместных действий, как автоматизация коммерческого

учета и взаиморасчетов за поставляемую электроэнергию на РРЭ в виде АСКУЭ-РРЭ. Это направление, закладывающее материальную основу «высоких» автоматизированных информационных технологий и механизма ценового «саморегулирования» региональной энергетики, давно и остро нуждается в квалифицированных и скоординированных усилиях и инвестициях всех участников РРЭ. Промедление и ошибки в решении этой проблемы чреваты легко прогнозируемыми и всевозрастающими методологическими, организационными и финансовыми проблемами, возникающими у отдельных субъектов РРЭ, но чаще у электроснабжающих организаций [2, 3]. Поэтому целесообразно в ходе маркетингового анализа не только дать методику сравнительной оценки существующих и планируемых тарифных расценок на электроэнергию, но и определить возможный диапазон варьирования их дисбаланса на РРЭ (допускаемой величины «тарифных» возмущений) для последующего анализа тактики поведения субъектов регионального рынка с целью выработки ими правильных стратегий, минимизирующих их возможные потери и прогнозируемые риски.

1. АСКУЭ – один из заложников диспропорций тарифных расценок

В последние три года (с марта 2001 г.) наметился ажиотаж у ЭП создавать свои АСКУЭ-ЭП. Причем за это время ОАО «Кубаньэнерго» было выдано ЭП более сотни техтребований на создание АСКУЭ-ЭП. Чем же вызван столь повышенный интерес у разных категорий ЭП к созданию АСКУЭ? Чаще всего это объясняется их желанием иметь возможность гибкого маневрирования существующими региональными тарифами на электроэнергию, обеспечивая тем самым снижение энергетической составляющей затрат в себестоимости выпускаемой продукции. Однако спектр тарифов, предлагаемый [1] в регионе Краснодарского края, еще весьма узок и представлен в настоящее время только тремя видами – двухставочным, одноставочным и модификацией последнего в виде дифференциро-

ванного по времени суток тарифа (табл. 1, 2, рис. 1, 2). Причем, дифтариф впервые введен РЭКом тоже с 1.02.2003 г.

В то же время, как отмечают авторы [2, 3], степень автоматизации электроучета у большинства даже крупных ЭП края низка или полностью отсутствует. В настоящее время превалирует в основном ручной съем показаний электросчетчика с первичной аperiodической обработкой данных электроучета. Хотя о необходимости создания АСКУЭ у ЭП говорится уже с начала 80-х годов с внедрения еще автоматизированных телекомплексов учета энергоресурсов на базе ИССЭ и ЦТ-5000 (в соответствии требованиями ПУЭ [4, § 1.5.11], при наличии более одной точки учета электроэнергии). Поэтому переход на дифтариф, верно определенный первым решением РЭК от 01.02.2003 г., требовал от ЭП проведения весьма ощутимых затратных мероприятий по выравниванию графиков нагрузки, с разработкой и внедрением необходимого для этого инструментария в виде АСКУЭ-ЭП. Учитывая это, трудно поверить, что массовое желание ЭП перейти на дифтариф, несмотря на необходимость реализации вышеуказанных оргтехмероприятий, обусловлено только стремлением помочь региональной энергосистеме выравнивать суточные графики нагрузок, способствуя тем самым «снятию» пиковых перегрузок в электросетях 6–35 и 110 кВ, снижению технических потерь электроэнергии, локализации и в конечном счете ликвидации «веерных» отключений в крае.

2. Маркетинговый анализ тарифных расценок

В основу маркетингового анализа возможного дисбаланса тарифных расценок положено аналитическое исследование изменения соотношения приведенных (к одной размерности) расценок двухставочного и дифференцированного тарифов, введенных решениями РЭК Краснодарского края [1] за 2001–2003 годы по всем категориям ЭП, и разной мощностью присоединения электронагрузки.

Исходя из структуры тарифов на электроэнергию, расчет ЭП за потребляемую электроэнергию W по двухставочному тарифу производится согласно выражению

$$Z^{2ct} = c^W W + c^P P_{max}^3, \quad (1)$$

где c^W, c^P – расценки за потребляемый объем электроэнергии (руб./кВт·ч) и заявленную мощность, участвующую в максимуме нагрузки энергосистемы, руб./кВт; P_{max}^3 – заявленная ЭП мощность нагрузки, участвующая в максимуме нагрузки энергосистемы, кВт.

Расчет ЭП за потребляемую электроэнергию по тарифу, дифференцированному по зонам суток, дням недели и сезонам года, осуществляется по формуле

$$Z^{диф} = c^H W^H + c^Д W^Д + c^П W^П, \quad (2)$$

где $c^H, c^Д, c^П$ – расценки за потребленный объем электроэнергии в ночную, дневную и пиковую зоны суток, руб./кВт·ч; $W^H, W^Д, W^П$ – объем электроэнергии, потребляемый ЭП соответственно в ночную, дневную и пиковую зоны суток, кВт·ч.

Найдем удельные среднемесячные расценки на электроэнергию, приводя выражения (1), (2) к максимально возможным объемам электропотребления, определенным по заявленной ЭП мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы:

$$c_{np}^{2ct} = Z^{2ct} / W = c^W + c^P / \phi^M, \quad (3)$$

$$c_{np}^{диф} = (c^H \phi^H + c^Д \phi^Д + c^П \phi^П) / \phi^M, \quad (4)$$

где $\phi^M = \phi^H + \phi^Д + \phi^П$ – среднемесячный интервал времени (равный 730 часам), включающий сумму интервалов составляющих временных зон (ночного, дневного и пикового).

Рассчитанные по формулам (3)–(4) значения удельных расценок на электроэнергию, приведенные к среднемесячному интервалу, для всех категорий ЭП по пяти решениям РЭК с 02.2001 г. по 02.2003 г. сведены соответственно в таблицы 1, 2 и показаны на рисунках 1, 2. Результаты сравнительного анализа полученной динамики изменения приведенных тарифных расценок и коэффициент, характеризующий их соотношение, отражены в сводной таблице 3 и на рисунке 3.

Таблица 1 - Величина расценок двухставочного тарифа с 02.2001 г. по 02.2003 г.

Категория потребителей электроэнергии	Мощность присоединения, кВА	Единица измерения тарифных расценок: - мощности (за месяц); - объема электроэнергии; - приведенные (к часу)		Дата начала действия тарифов и величина их расценок (включая и приведенные), руб./кВт·ч									
				01.02.01		01.06.01		01.04.02		01.08.02		01.02.03	
				руб./кВт в мес.	руб./кВт·ч	руб./кВт в мес.	руб./кВт·ч	руб./кВт в мес.	руб./кВт·ч	руб./кВт в мес.	руб./кВт·ч	руб./кВт в мес.	руб./кВт·ч
1.Пром. предприятия и приравненные к ним потребители	≥ 750	руб./кВт в мес.	руб./кВт·ч	100	0,72	114	0,82	120	0,90	138	1,14	157	1,30
	< 750	руб./кВт·ч		0,58		0,66		0,74		0,95		1,08	
2. Потребители, финансируемые из бюджета	≥ 750	руб./кВт в мес.	руб./кВт·ч	84	0,61	95	0,69	102	0,76	102	0,76	116	0,87
	< 750	руб./кВт·ч		0,49		0,56		0,62		0,62		0,71	
3. Магистральные водопроводы	≥ 750	руб./кВт в мес.	руб./кВт·ч	84	0,61	95	0,69	102	0,76	117	0,93	133	1,06
	< 750	руб./кВт·ч		0,49		0,56		0,62		0,77		0,88	

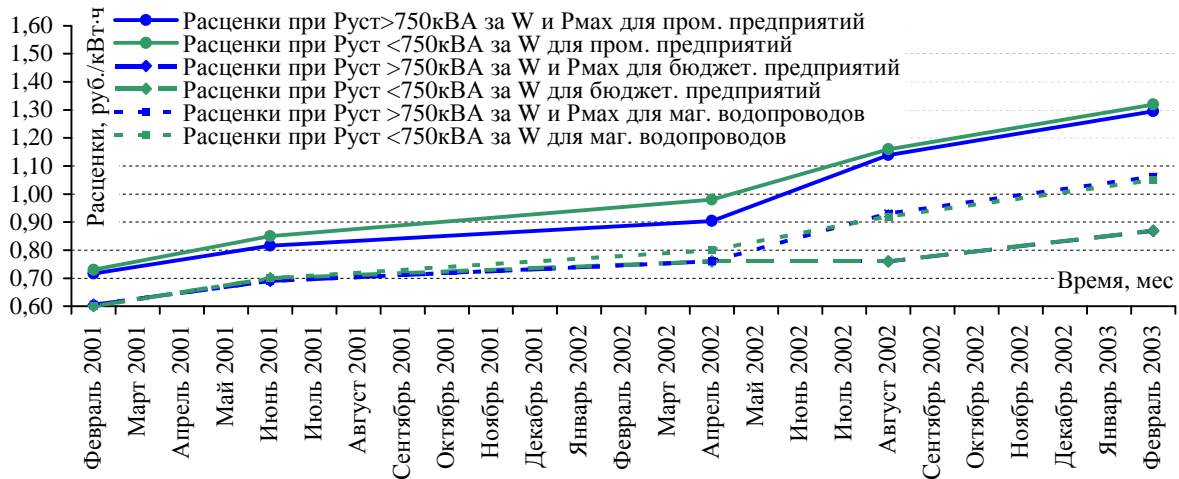


Рис. 1. Динамика изменения расценок на электроэнергию по двухставочному тарифу

Таблица 2 - Величина расценок двухставочного тарифа с 02.2001 г. по 02.2003 г.

Категория потребителей электроэнергии	Наименование тарифных зон и расценок	Даты ввода и значения тарифных расценок, включая приведенные, руб./кВт·ч										Интервалы временных зон дифтарифа, час			
		01.02.01		01.06.01		01.04.02		01.08.02		01.02.03		в году	в усредненных		%
													в месяце	в сутках	
1. Пром. предприятия и приравненные к ним потребители	ночная	0,52		0,60		0,86		0,93		1,06		3597	299,75	9,855	41,06
	дневная	0,76	0,71	0,88	0,82	0,95	0,96	1,03	1,04	1,17	1,18	3888	324,00	10,652	44,38
	пиковая	1,07		1,23		1,27		1,38		1,57		1275	106,25	3,493	14,55
2. Потребители, финансируемые из бюджета	ночная	0,43		0,52		0,67		0,67		0,76		8760	730,0	24,0	100,0
	дневная	0,62	0,58	0,72	0,68	0,74	0,75	0,74	0,75	1,00	0,93				
	пиковая	0,88		0,98		0,99		0,99		1,18					
3. Магистральные водопроводы	ночная	0,43		0,52		0,70		0,74		0,84					
	дневная	0,62	0,58	0,72	0,68	0,77	0,78	0,82	0,83	0,93	0,94				
	пиковая	0,88		0,98		1,04		1,10		1,25					

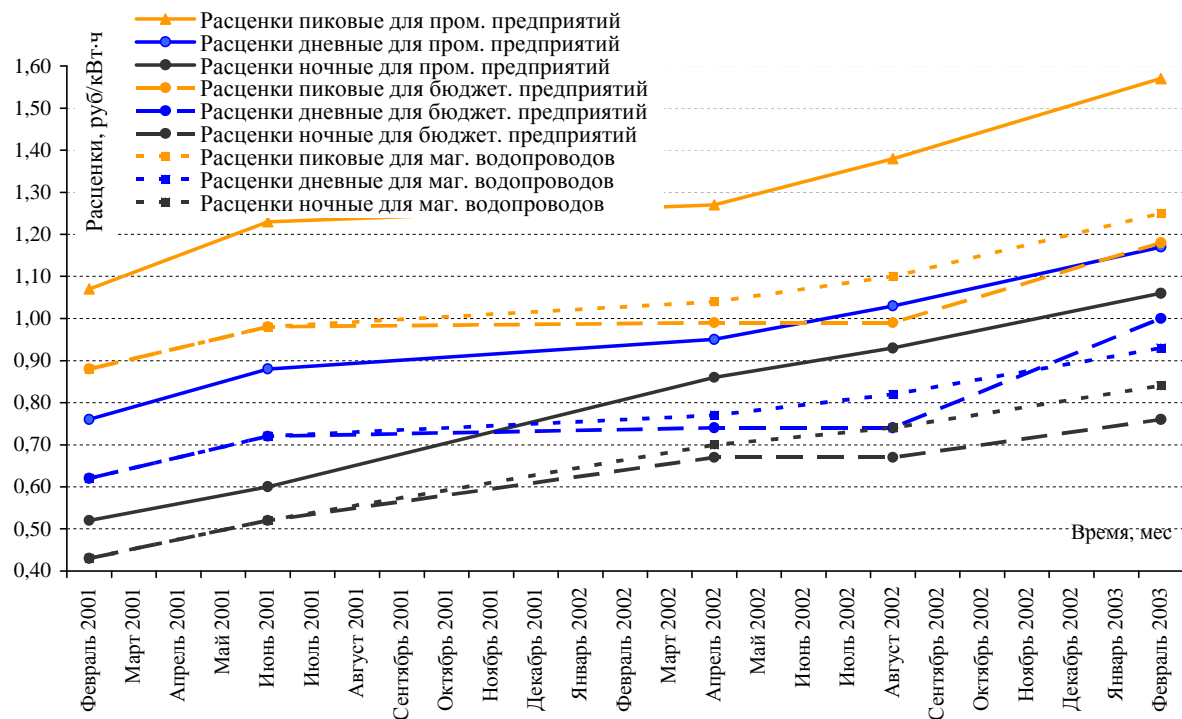


Рис. 2. Динамика изменения расценок на электроэнергию по дифференцированному тарифу

Таблица 3 - Величина приведенных тарифных расценок на электроэнергию

Категория потребителей электроэнергии	Наименование тарифов	Дата ввода и значения приведенных (средневзвешенных) тарифных расценок и их соотношение, руб./кВт·ч				
		01.02.01	02.06.01	01.04.02	01.08.02	01.02.03
1. Пром. предприятия и приравненные к ним потребители	двуставочный	0,72	0,82	0,90	1,14	1,30
	дифтариф	0,71	0,82	0,96	1,04	1,18
	соотношение расценок	1,01	1,00	0,94	1,10	1,09
2. Потребители, финансируемые из бюджета	двуставочный	0,61	0,69	0,76	0,76	0,87
	дифтариф	0,58	0,68	0,75	0,75	0,93
	соотношение расценок	1,04	1,02	1,02	1,02	0,94
3. Магистральные водопроводы	двуставочный	0,61	0,69	0,76	0,93	1,06
	дифтариф	0,58	0,68	0,78	0,83	0,94
	соотношение расценок	1,04	1,02	0,97	1,12	1,13

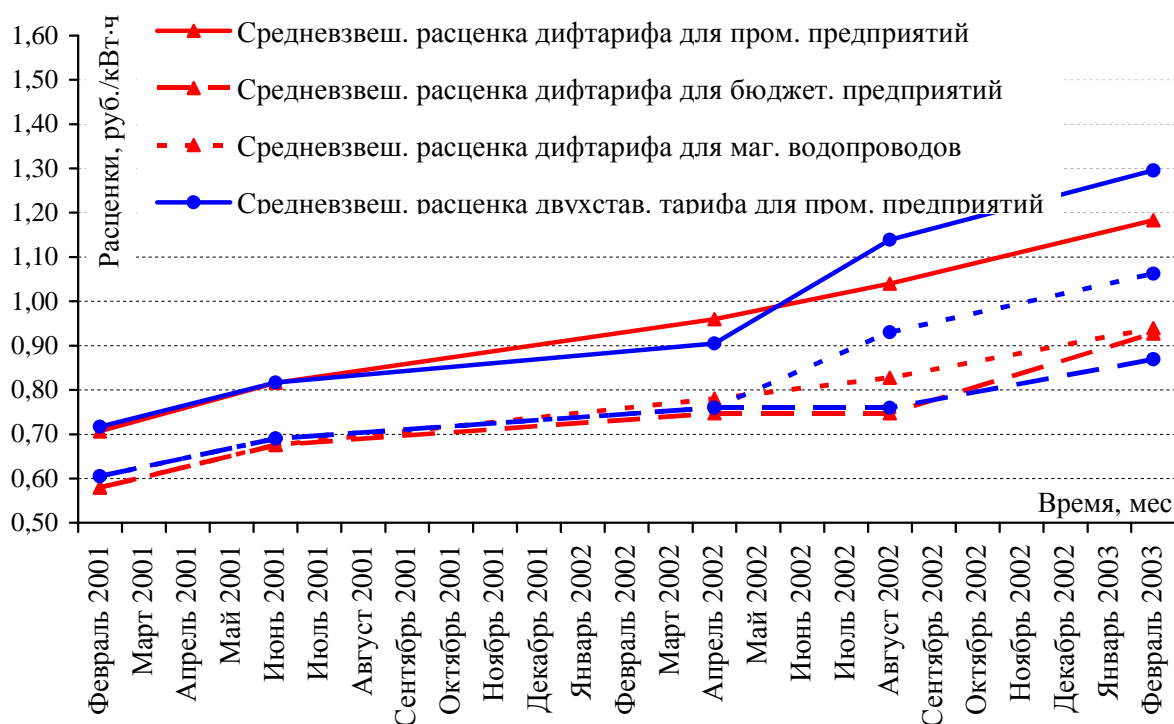


Рис.3. Динамика изменения соотношения тарифных расценок на электроэнергию

Полученные данные свидетельствуют о том, что, начиная с 01.08.2002 г., коэффициент превышения расценок двухставочного тарифа над дифтарифом составил для промышленных предприятий 9,5 %, а для магистральных водопроводов на 01.02.2003 г. он достиг уже 13 %.

Выявленный дисбаланс соотношения тарифных расценок ведет к получению этими категориями ЭП существенной, но ничем не обоснованной тарифной составляющей снижения (экономии) затрат на покупаемую электроэнергию при их переходе на дифтариф. При этом искажается сама цель внедрения дифтарифа, заключающаяся в получении ЭП ожидаемого экономического эффекта в виде минимизации удельных затрат за потребляемую электроэнергию (подтвержденного соответствующим ТЭО) в основном за счет переноса максимального технологически возможного объема нагрузки электроэнергии из условно «дорогих» в «дешевые» зоны суток. Эта диспропорция в соотношении тарифных расценок подтверждена расчетами, проведенными авторами, по всем категориям ЭП и указанным тарифам (за весь период существования дифтарифа, начиная с 02.2001 по 02.2003 год). Результат этих сравнительных расчетов сведен в таблицу 3 и представлен на рисунке 3.

Поэтому интересно и важно оценить максимально возможную величину годового прироста «чистого» эффекта, получаемого гипотетическим ЭП, от «переноса» им определенного объема электроэнергии из «дорогих» зон суток в более «дешевые», оптимизируя при этом процесс позиционного перераспределения нагрузки. За базовую математическую модель такого углубленного маркетингового анализа были взяты модель и метод решения задачи «Оптимального распределения электроэнергии», предложенные в [5], но дополненные результатами исследований, полученными авторами в [6, 7]. Исходными данными задачи явились расценки тех же сравниваемых тарифов по всем категориям ЭП с заявленной мощностью электропотреб-

ления $P_{max}^3 = 800$ кВА (при мощности присоединения ≥ 750 кВА) и 400 кВА (мощность присоединения < 750 кВА), при среднесуточном коэффициенте загрузки суточных графиков, равном 0,75. Результаты решения этой ежесуточной задачи, суммированные на выбранном (в качестве базового) годовом интервале планирования, сведены в таблицу 4. Расчеты велись по всем категориям ЭП и каждому виду тарифа для расценок, определенных соответствующими решениями РЭК, причем по дифтарифу – для двух случаев, когда ЭП не перераспределял суточные зонные нагрузки и с учетом их оптимального перераспределения.

Как видно из полученных итоговых данных (графа 7 таблицы 4), эффект только от смены тарифа принесет ЭП по последнему решению РЭК (от 01.02.2003 г.) «тарифное» снижение затрат для первой и третьей категорий ЭП от 11,88 до 14,80 %, а за счет действительного перераспределения нагрузки (даже оптимизируя ежесуточные графики электропотребления) прибавка эффекта составит лишь 2,53–2,59 % ! Это говорит, во-первых, о явной диспропорции соотношения тарифных расценок за счет заниженных дифтарифных расценок (табл. 3) по основным категориям ЭП, кроме госбюджетных организаций, для которых соотношение расценок, наоборот, пока завышено на 0,63 %, а, во-вторых, о перекосе соотношений в самих дифтарифных расценках $c^H, c^Д, c^П$, в частности, между расценками «дорогих» $c^П$ и «дешевых» зон суток $c^H, c^Д$.

Выводы и предложения

Ввиду того, что «перекос» соотношения приведенных тарифных расценок (в сторону занижения дифтарифных расценок по отношению к двухставочным) только по последнему решению РЭК от 02.2003 г. (см. табл. 4) для промышленных предприятий уже достиг 9,5 %, а для магистральных водопроводов – 13 %, то ежемесячный «подарок» от РЭК каждому ЭП

Таблица 4 - Годовые затраты на электроэнергию потребителей, переходящих на дифтариф

Категории потребителей	Заявленная ЭП мощность присоединения, кВА		Затраты по двухставочному тарифу, тыс. руб.	Затраты по дифтарифу (без оптимизации / с оптимизацией), тыс. руб.	Экономия затрат при переходе на дифтариф (без оптимизации / с оптимизацией)		Эффект от оптимизации планов %
	по тарифу	для расчета			тыс.руб.	%	
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Тарифы, введенные РЭК с 01.02.2001 г.							
1.Промышленные и приравненные к ним потребители	>=750	800	4 021,813	3 871,924	149,890	3,73	5,13
				3 665,592	356,222	8,86	
	<750	400	1 918,440	1 935,962	- 17,522	- 0,91	5,37
				1 832,796	85,644	4,46	
2.Бюджетные организации	>=750	800	3 393,040	3 176,056	216,984	6,39	4,97
				3 007,544	385,496	11,36	
	<750	400	1 576,800	1 588,028	- 11,228	- 0,71	5,34
				1 503,772	73,028	4,63	
3.Групповые магистральные водопроводы	>=750	800	3 393,040	3 176,056	216,984	6,39	4,97
				3 007,544	385,496	11,36	
	<750	400	1 576,800	1 588,028	- 11,228	- 0,71	5,34
				1 503,772	73,028	4,63	
2. Тарифы, введенные РЭК с 01.06.2001 г.							
1.Промышленные и приравненные к ним потребители	>=750	800	4 578,560	4 470,666	107,894	2,36	5,16
				4 234,078	344,482	7,52	
	<750	400	2 233,800	2 235,333	- 1,533	- 0,07	5,30
				2 117,039	116,761	5,23	
2.Бюджетные организации	>=750	800	3 868,027	3 683,771	184,255	4,76	4,46
				3 511,238	356,789	9,22	
	<750	400	1 839,600	1 841,886	- 2,286	- 0,12	4,69
				1 755,619	83,981	4,57	
3.Групповые магистральные водопроводы	>=750	800	3 868,027	3 683,771	184,255	4,76	4,46
				3 511,238	356,789	9,22	
	<750	400	1 839,600	1 841,886	- 2,286	- 0,12	4,69
				1 755,619	83,981	4,57	
3. Тарифы, введенные РЭК с 01.04.2002 г.							
1.Промышленные и приравненные к ним потребители	>=750	800	5 057,440	5 148,718	- 91,278	- 1,80	2,95
				4 999,169	58,271	1,15	
	<750	400	2 575,440	2 574,359	1,081	0,04	2,91
				2 499,585	75,855	2,95	
2.Бюджетные организации	>=750	800	4 251,520	4 011,497	240,023	5,65	2,74
				3 894,788	356,732	8,39	
	<750	400	1 997,280	2 005,749	- 8,469	- 0,42	2,92
				1 947,394	49,886	2,50	
3.Групповые магистральные водопроводы	>=750	800	4 251,520	4 188,957	62,563	1,47	2,91
				4 065,163	186,357	4,38	
	<750	400	2 102,400	2 094,479	7,921	0,38	2,94
				2 032,582	69,818	3,32	
4. Тарифы, введенные РЭК с 01.08.2002 г.							
1.Промышленные и приравненные к ним потребители	>=750	800	6 336,400	5 580,984	755,416	11,92	2,59
				5 416,786	919,614	14,51	
	<750	400	3 048,480	2 790,492	257,988	8,46	2,70
				2 708,393	340,087	11,16	
2.Бюджетные организации	>=750	800	4 251,520	4 011,497	240,023	5,65	2,74
				3 894,788	356,732	8,39	
	<750	400	1 997,280	2 005,749	- 8,469	- 0,42	2,92
				1 947,394	49,886	2,50	
3.Групповые магистральные водопроводы	>=750	800	5 185,920	4 443,763	742,157	14,31	2,53
				4 312,405	873,515	16,84	
	<750	400	2 417,760	2 221,881	195,879	8,10	2,72
				2 156,202	261,558	10,82	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
5. Тарифы, введенные РЭК с 01.02.2003 г.							
1.Промышленные и приравненные к ним потребители	≥750	800	7 204,613	6 348,389	856,225	11,88	2,59
				6 162,458	1 042,155	14,47	
	<750	400	3 468,960	3 174,194	294,766	8,50	2,68
3 081,229				387,731	11,18		
2.Бюджетные организации	≥750	800	4 860,827	5 004,795	- 143,968	- 2,96	3,30
				4 844,513	16,314	0,34	
	<750	400	2 286,360	2 502,398	- 216,038	- 9,45	3,51
2 422,256				- 135,896	- 5,94		
3.Групповые магистральные водопроводы	≥750	800	5 919,813	5 043,598	876,215	14,80	2,53
				4 894,049	1 025,764	17,33	
	<750	400	2 759,400	2 521,799	237,601	8,61	2,71
2 447,025				312,375	11,32		

только этих категорий превышает несколько десятков тысяч рублей. Причем, учитывая, что дифтариф для приобретения электроэнергии с ФОРЭМ самими энергосистемами отменен (с начала 2003 г.), нетрудно подсчитать, в какую сумму обходятся ОАО «Кубаньэнерго» утраченные (выпадающие) доходы. На фоне этого «дармового» дохода ЭП, достигающего по расчетам авторов 14,8 %, их действительно «трудовой» доход даже при оптимизации электрораспределения не превышает 2,7 % ! Таким образом, наличие и сохранение выявленной диспропорции в тарифных расценках края (на протяжении уже более двух лет), кроме прямого и существенного ущемления финансовых интересов электроснабжающих организаций из-за узаконенных РЭКом «тарифных» потерь, профанируют саму идею введения дифтарифа в крае, подрывают материальный стимул ЭП «сглаживать» свои электронагрузки, а тем более квалифицированно заниматься автоматизацией электроучета.

Все вышесказанное говорит не просто о допущенной систематической ошибке вследствие отсутствия или некавалифицированного маркетингового контроля, а о неверной и недальновидной региональной тарифной «политике», которая, еще более усугубляя непростые финансовые взаимоотношения субъектов формируемого РРЭ, негативно сказывается на качестве и темпах процесса автоматизации электроучета – основы его инфраструктуры, мешая концентрации сил и средств на создание действительно единой, унифицированной и полнофункциональной АСКУЭ-РРЭ.

1. Предлагается ближайшим решением РЭК ликвидировать выявленные «перекося» между расценками двухставочного и дифференцированного тарифов, хотя установка их оптимального соотношения является достаточно сложной, многовариантной задачей, требующей дальнейшего квалифицированного маркетингового исследования. При этом необходим не усредненный, а полный и покатегорийный анализ всех ЭП (не игнорируя существенный объем аграрных и приравненных к ним ЭП) и расценок

указанных тарифов. В дальнейшем для этих целей необходимо разработать спектр специальных маркетинговых задач, решаемых в рамках АСКУЭ-РРЭМ/ФОРЭМ.

2. Электроснабжающим организациям разрешать ЭП переход на дифтариф только при наличии ТЭО, полностью соответствующего цели дифтарифа, беря за основу методику, изложенную авторами в данной работе, а также при наличии АСКУЭ-ЭП, реализующей функцию планирования ежесуточного распределения электроэнергии в виде задачи, приведенной авторами в [5–7]. Это может и должно быть узаконено тем же решением РЭК для соблюдения интересов всех субъектов РРЭ.

3. ОАО «Кубаньэнерго» необходимо организовать опережающую разработку и внедрение АСКУЭ-РРЭ, как основу для типизации и унификации основных видов обеспечения АСКУЭ-ЭП, без чего успешное внедрение, «стыковка» и эксплуатация создаваемых в настоящее время разнотипных и индивидуальных «полуфабрикатов» АСКУЭ-ЭП в рамках РРЭ просто невозможны. Как отмечали авторы [2, 3], благоприятным для начала создания единой, полнофункциональной и унифицированной АСКУЭ-РРЭ, ее внедрения и успешного тиражирования был момент до ввода в действие дифтарифа на территории края, который, к сожалению, был упущен.

Предложенный авторами подход к разработке методики маркетингового анализа соотношения расценок региональных тарифов (на примере Краснодарского края) может и должен быть положен в основу создания своеобразного автоматизированного «регулятора» для оперативной корректировки намечаемого дисбаланса тарифных расценок, реализованного в виде функциональной задачи в АРМ-маркетолога АСКУЭ электроснабжающих (электросбытовых) организаций в составе единой АСКУЭ-РРЭ.

Список литературы

1. Об утверждении тарифов на электрическую энергию. Решения РЭК Краснодарского края с 01. 02. 2001 г. по 01. 02. 2003 г.
2. Об утверждении тарифов на электрическую энергию. Решения РЭК Краснодарского края с 01. 02. 2001 г. по 01. 02. 2003 г.
3. Ярошко В.М. Роль и проблемы автоматизации энергосистемы Кубани при переходе к региональному рынку электроэнергии / В.М. Ярошко, С.Ю. Суворов, А.В. Климантович // Материалы Всероссийской науч.-техн. конференции «Пути решения проблемы устойчивого электроснабжения потребителей», г. Геленджик, 10–14. 06. 2002 г. Краснодар: ККО РНТОЭ, 2002. С. 129–144.
4. Ярошко В.М. Роль и проблемы автоматизации региональных энергосистем при переходе к региональному рынку электроэнергии / В.М. Ярошко, С.Ю. Суворов, А.В. Климантович // Материалы третьего науч.-техн. семинара «Системы АСКУЭ и автоматизация расчетов с потребителями электроэнергии в энергосистемах», Москва, 16–20. 09. 2002 г. М.: Научно-учеб. центр «ЭНАС», 2002. 10 с.
5. Правила устройства электроустановок. Изд. 6-е. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 50–51.
6. Ярошко В.М. Оптимальное оперативное планирование энергопотребления предприятия / В.М. Ярошко, М.В. Никишова, И.А. Бесчастный // Материалы Всероссийской науч.-техн. конференции «Некоторые проблемы системы электроснабжения городов и районов Краснодарского края», п. Дивноморск, 4–8. 06. 2001 г. Краснодар: ККО РНТОЭ, 2001. С. 183–194.
7. Ярошко В.М. Оптимизация суточного графика электропотребления предприятия / В.М. Ярошко, М.В. Никишова // Материалы третьего науч.-техн. семинара «Системы АСКУЭ и автоматизация расчетов с потребителями электроэнергии в энергосистемах», 16–20. 2002 г. М.: Науч.-учеб. центр «ЭНАС», 2002. 11 с.
8. Никишова М.В. Оптимизация электропотребления предприятия / М.В. Никишова, В.М. Ярошко, Е.В. Ярошко // Материалы второй межвуз. науч.-метод. конференции «Электромеханические преобразователи энергии»: Сб. тезисов и докладов. Т.2. Краснодар: КВАИ, 2003. С. 37–40.
9. Никишова М.В. Тарифная политика и АСКУЭ электропотребителей Кубани / М.В. Никишова, В.М. Ярошко // Материалы межвуз. научн. конференции «Энергосберегающие технологии и процессы в АПК». Краснодар: КубГАУ, 2003. С. 130–132.