



Эффективность

применения дифференцированных тарифов на электроэнергию

С 1 мая 1996 г. в Республике Беларусь введен в действие дифференцированный тариф по зонам суток как элемент развития рыночных отношений между продавцами и потребителями электроэнергии. Новый тариф направлен на стимулирование энергосбережения за счет выравнивания графиков нагрузки энергоисточников путем изменения стоимости потребленной электроэнергии в зависимости от зоны суток. При переходе на тариф по зонам суток у предприятий появилась финансовая заинтересованность в реализации мероприятий, направленных на выполнение производственных программ в зонах льготного электропотребления и снижения за счет этого стоимости потребленной электроэнергии, а, следовательно, и себестоимости продукции.

Новый тариф явился мощным стимулом к внедрению на промышленных предприятиях современных систем автоматизированного учета электроэнергии, обеспечивающих дифференциацию суточного электропотребления по трем зонам суток — ПИК, ПОЛУПИК, НОЧЬ. Анализ результатов работы ряда предприятий показал, что в среднем стоимость потребленной электроэнергии снижалась на 10-20% по отношению к двухставочному тарифу, а сроки окупаемости затрат на внедрение средств автоматизации учета, обеспечивающих контроль за электропотреблением по зонам суток, не превышали 1 года. Особенно большой эффект достигался на предприятиях, работающих неритмично, и имеющих значительную разность между средним значением фактического максимума и заявленным. Кроме того, стало целесообразно расширение автоматизированных систем из коммерческих до систем технического учета. Автоматизация технического учета позволяет сделать процесс электропотребления «прозрачным», выявить внутреннюю структуру расхода электроэнергии, дать объективную и достоверную информацию для анализа и разработки мероприятий по энергосбережению и оптимизации режимов электропотребления.

В процессе перехода предприятий на новый тариф началась его корректировка путем изменения тарифных коэффициентов и временных интервалов их действия (табл.1).

С 1 июля 1999 года в дифференцированный тариф внесены следующие изменения: период утреннего пика расширен до 4 часов, вечерний пик отсутствует, изменены тарифные коэффициенты. Сокращение общей продолжительности зоны ПИК компенсировано увеличением тарифного коэффициента для этой зоны, а электропотребление в ночные и полупиковые часы стимулировано снижением тарифных коэффициентов этих зон. Таким образом, последние изменения в зонном тарифе значительно усилили экономическое «давление» на электропотребление в зоне ПИК, с целью смещения его в дневную и ночную зоны. Кроме того, изменилась и экономическая эффективность перехода на дифференцированный тариф для промышленных потребителей.

В табл. 2. и на рис. 1. приведены результаты анализа суточных графиков нагрузок и эффективности перехода на дифференцированный тариф для некоторых промышленных предприятий: Добрушский фарфоровый завод (ДФЗ), Гомельский завод пусковых двигателей (ГЗПД), завод Гомелькабель (ГК),

ПАРАМЕТРЫ ЗОННОГО ТАРИФА

Таблица 1

Дата введения	Параметр тарифа	ПИК	ПОЛУПИК	НОЧЬ
01.05.1996 г.	во II-III квартале			
	Коэффициент	1,95	1,0	0,6
	Зона действия	9:00-11:00 20:00-23:00	остальные	23:00-6:00
	в IV-I квартале			
01.07.1999 г.	Коэффициент	3,0	1,0	0,5
	Зона действия	8:00-12:00	остальные	23:00-6:00

СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕХОДА НА ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫЙ ТАРИФ

Таблица 2

Пред-приятие	Электро-потребление			Структура суточного потребления, %						Эффект, %	
				до 01.07.99г.			после 01.07.99г.				
	Wмес, тыс.кВт·ч	Pmax, кВт	Tм, ч	Wпик	Wп/пик	Wночь	Wпик	Wппик	Wночь	Э1	Э2
ГЗПД	232639	1255	186	22%	66%	12%	25%	63%	12%	27,0%	12,3%
ГК	698112	2727	253	19%	66%	15%	21%	64%	15%	22,0%	10,0%
НКХП	608610	1589	383	16%	67%	17%	14%	69%	16%	11,3%	10,6%
ГМК	505189	1151	439	16%	72%	12%	14%	74%	12%	6,8%	4,0%
ДФЗ	567086	1319	430	20%	66%	14%	17%	69%	14%	5,5%	0,2%
ГФСК	818612	2064	397	25%	59%	16%	18%	64%	18%	5,5%	3,1%

Новобелицкий комбинат хлебопродуктов (НКХП), Гомельский молочный комбинат (ГМК), Гомельский фанерно-спичечный комбинат (ГФСК). Анализ выполнен на основании статистических данных по суточным графикам за период 6-12 месяцев, полученных после внедрения средств автоматизированного учета электроэнергии типа СИМЭК.

Экономический эффект Э определялся как разность между стоимостью электроэнергии по двухставочному тарифу и стоимостью по дифференциро-

ванному тарифу (Э1 — при тарифных коэффициентах, действовавших до 1.07.1999г., Э2 — после 1.07.1999г.). В табл.2 приведены исходные данные для расчета: Wмес — электроэнергия за месяц; Pmax — средняя получасовая мощность в часы максимума; Tм — число часов использования максимума за месяц; Wпик, Wп/пик, Wночь — доля суточного электропотребления в часы пиковой, полупиковой (дневной) и ночной зон.

Как видно из рис.1, при внедрении

дифференцированного тарифа наибольший эффект наблюдался на предприятиях с меньшим числом часов использования максимума нагрузки (Tм), работающих в 1-2 смены. Такие потребители имеют наиболее неравномерный и нестабильный суточный график, а следовательно, и большую разницу между фактическим и заявленным максимумом. Переход на дифференцированный тариф позволял исключить составляющую затрат на заявленный максимум и платить только по факту потребления в режимных зонах суток. Снижение затрат на электроэнергию для предприятий достигало 25-30%. На предприятиях с более равномерным и стабильным графиком нагрузки эффект был ниже в 2-3 раза и составлял 5-15%.

Изменение параметров дифференцированного тарифа за счет увеличения коэффициента для пиковой зоны при сокращении общей продолжительности утреннего максимума привело к снижению экономического эффекта у потребителей примерно в 2 раза, а для некоторых предприятий (ДФЗ) эффект близок к нулю. Только на Новобелицком комбинате хлебопродуктов, имеющем значительную долю электропотребления в зоне вечернего максимума, экономический эффект остался на том же уровне. Таким образом, экономическая привлекательность перехода на дифференцированный тариф в новых условиях для предприятий стала значительно ниже, что может затормозить процессы внедрения новых автоматизированных средств контроля электропотребления.

Тем не менее, в новых условиях предприятия могут попытаться снизить затраты на электроэнергию за счет «горизонтального» маневрирования графиком нагрузки, т.е. смещения во времени своих производственных циклов. В табл. 3 приведены результаты расчета дополнительного эффекта ЭΔ при смещении графика нагрузки относительно базового начала рабочего дня в диапазоне +/- 2 часа. Рис. 2 иллюстрирует полученные результаты.

Как видно, дополнительный эффект предприятия от смещения суточного графика на 1 час влево (Δt = -1) для четырех из шести анализируемых предприятий незначителен (0-1%) или вообще отрицателен, и несколько выше только для двух потребителей (2-4%) при смещении на Δt = -2 часа. Такое глубокое смещение возможно только для предприятий, начинающих работу в 9 часов утра.

При смещении суточного графика вправо (Δt > 0) достаточно ощутимый эффект имеет место по всем анализируемым предприятиям при величине сдвига Δt = 1,5-2 часа. Причем, чем глубже сдвиг, тем больше эффект: при глубине сдвига более чем на 1 час на каждые последующие 0,5 часа приходится 2-3% снижения платы за электроэнергию.

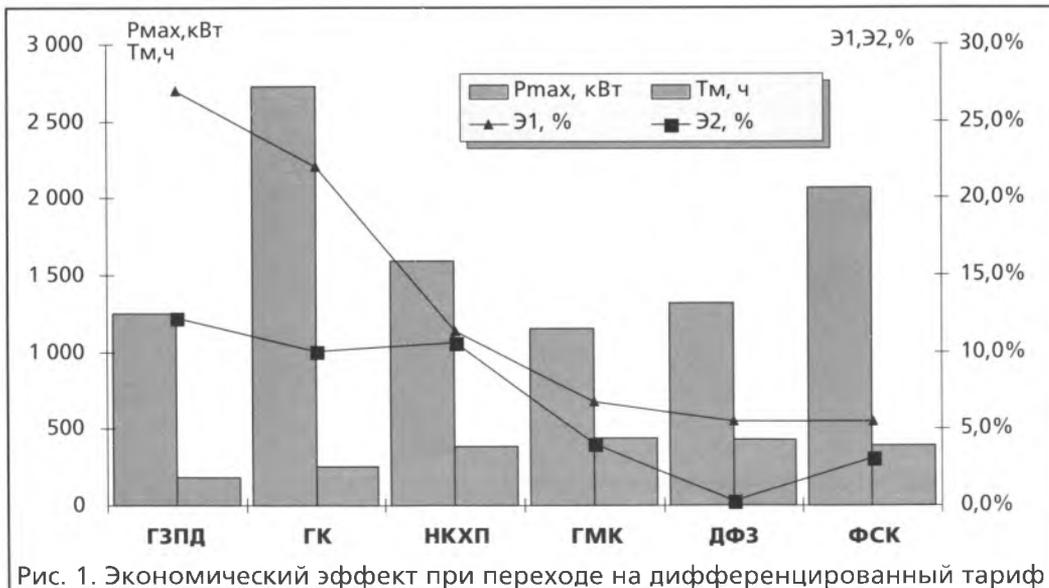


Рис. 1. Экономический эффект при переходе на дифференцированный тариф

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ $\Delta\mathcal{E}$ ПРЕДПРИЯТИЯ ОТ СМЕЩЕНИЯ ГРАФИКА НАГРУЗКИ

Предприятие	Смещение Δt , час								
	-2	-1,5	-1	-0,5	0	0,5	1	1,5	2
ГЗПД	4%	2%	1%	0%	0%	-1%	0%	3%	7%
ДФЗ	2%	2%	2%	1%	0%	1%	2%	5%	7%
ГК	1%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	5%	8%
ГФСК	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	1%	4%	7%
НКХП	-6%	-5%	-4%	-2%	0%	2%	5%	7%	9%
ГМК	-4%	-3%	-3%	-1%	0%	2%	4%	7%	10%

ПОКАЗАТЕЛИ ГРАФИКА СОВМЕЩЕННОЙ НАГРУЗКИ

Вариант	Смещение Δt , час						Показатели графика		
	ГК	ГФСК	НКХП	ГМК	ГЗПД	ДФЗ	Кф	Кз	ΔP_{\max}
1	0	0	0	0	0	0	1,044	1,415	1
2	2	1	1	2	2	1	1,045	1,355	0,96
3	-1	1	1	2	-1	0	1,031	1,287	0,87

ВЫВОДЫ:

1. Экономическая эффективность перехода на дифференцированный тариф после последних изменений тарифных коэффициентов для предприятий стала значительно ниже, что может отрицательно сказаться на процессах внедрения новых автоматизированных средств контроля электропотребления.

2. Дифференцированный тариф стимулирует смещение графиков нагрузок потребителей в одном направлении — вправо по оси времени. Экономический эффект от смещения проявляется при сдвигах не менее чем на 1 час и составляет около 2-3% на каждые 0,5 часа. При смещении графиков нагрузок предприятий в направлении снижения затрат на оплату электроэнергии коэффициент формы совмещенного графика практически не изменяется, а снижение максимума нагрузки не является максимально возможным. Это объясняется тем, что смещение графика нагрузки отдельных потребителей в направлении роста экономического эффекта приводит к росту неравномерности графика совмещенной нагрузки, что противоречит целям, которые преследует зонный тариф.

3. Для стимулирования потребителей к выравниванию совмещенного графика необходимо пересмотр временных интервалов тарифных зон дифференцированного тарифа и тарифных коэффициентов, которые не в полной мере выявляют возможности потребителей по маневрированию нагрузкой и выравниванию совмещенного графика.

Смещение технологических циклов промышленных предприятий влево ограничено социальными факторами и вряд ли может превысить 1 час (что соответствует началу рабочего дня 7.00 для подавляющего большинства предприятий). Смещение вправо более реально, особенно для предприятий с одно- и двухсменным режимом работы. Рабочий график таких предприятий может быть смещен до 8 часов при организации работы только во вторую и третью смены. Для предприятий с трехсменным режимом работы смещение вправо можно ожидать не более чем на 1 час, т.к. более глубокий сдвиг рабочего графика приводит к необходимости оплаты ночного труда для работников второй смены.

Таким образом, при ныне действующих параметрах дифференцированного тарифа наиболее эффективным является сдвиг графика нагрузки вправо по оси времени, причем глубина сдвига индивидуальна и, скорее всего, составит 1-4 часа.

Одной из целей, которые преследует дифференцированный тариф является выравнивание совмещенного графика за счет смещения нагрузок потребителей в дневную и ночную зоны. В табл.4 приведены результаты анализа влияния сдвигов суточных графиков указанных ранее предприятий на показатели графика совмещенной нагрузки этих предприятий. Расчет коэффициентов заполнения графика Кз, коэффициента формы Кф и снижения максимальной мощности ΔP_{\max} выполнены для трех вариантов:

1 — при отсутствии смещения индивидуальных графиков;

2 — при смещении индивидуальных графиков в направлении роста экономического эффекта на предприятии;

3 — при смещении индивидуальных графиков в направлении максимального выравнивания совмещенной нагрузки.

Расчет показывает, что величины смещений графиков нагрузок, способствующие снижению платы предприятия за электроэнергию, и смещения, способствующие максимально возможному выравниванию совмещенной нагрузки, могут не совпадать, причем не только по величине, но и по знаку (в рассматриваемом случае для предприятий ГК и ГЗПД). Другими словами, смещение индивидуального графика в сторону роста экономического эффекта на предприятии может совпадать с направлением роста коэффициента формы, а, следовательно, и неравномерности графика совмещенной нагрузки.

Что касается снижения максимума совмещенной нагрузки при отработке предприятиями смещений в направлении уменьшения платы за электроэнергию, то снижение P_{\max} составляет 4%. Максимально возможное снижение ΔP_{\max} составляет 13%, но тариф не стимулирует его достижения.

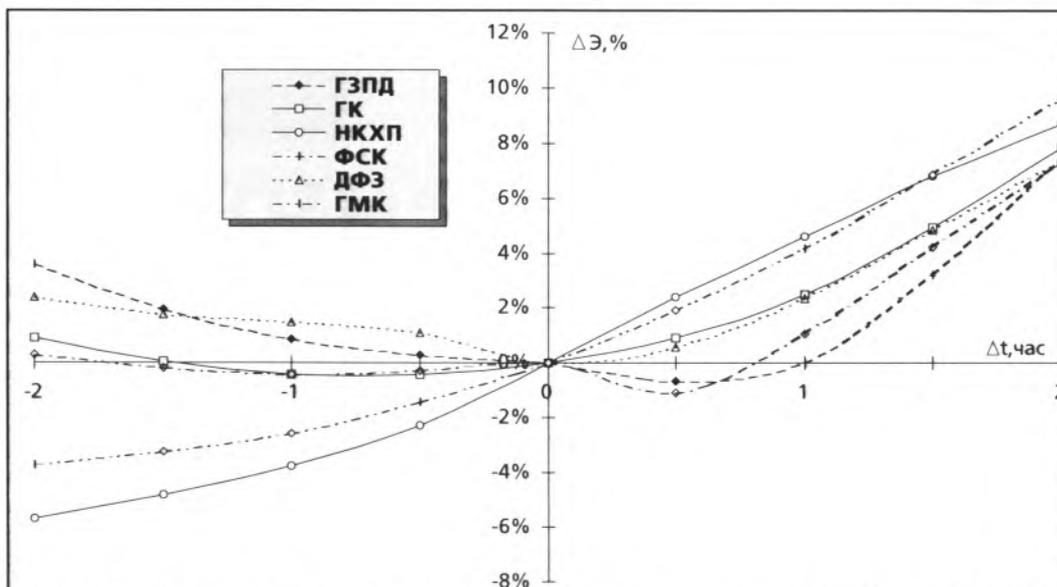


Рис. 2. Зависимость дополнительного эффекта от смещении графика нагрузки