

Диспетчер УГЭ сообщает об этом факте диспетчеру цеха.

Дальнейшие события развиваются по одному из сценариев. По первому – цех прекращает работу. От сети отключаются его электроприемники, отнесенные в группу регуляторов. Нагрузка снижается до P_{xx} и удерживается на таком уровне до 24 часов. В итоге – фактическое электропотребление не выходит за пределы лимита.

По второму варианту – цех продолжает выполнять производственное задание до конца суток. Причиной могут быть, например, сжатые сроки исполнения комбинатом заказа. В этом случае превышение лимита имеет объективные причины и не требует административного разбора.

По третьему сценарию – цех выполняет производственную программу только к m часу. До конца суток еще имеется время $(24-m)$ для ликвидации перебора лимита. Дополнительно к отключенным приемникам останавливаются другие агрегаты мощностью

$$dPm = dWm / (24 - m). \quad (5)$$

"Советчик..." вычисляет эту мощность, а диспетчер определяет по энергетическому паспорту цеха оборудование, подлежащее отключению до конца суток. При этом он исходит из производственной целесообразности, не допуская нанесения ущерба цеху в виде недоотпуска товарной продукции.

ОПТИМИЗАЦИЯ ИНТЕРВАЛОВ РЕЖИМНЫХ ЗОН ДЛЯ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

А.В. Сычев

*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П.О. Сухого», Республика Беларусь*

Одним из средств энергосбережения является снижение максимума нагрузки энергосистемы, что позволяет снизить топливную составляющую себестоимости вырабатываемой электроэнергии. Применение дифференцированного по зонам суток тарифа на электроэнергию направлено на стимулирование промышленных потребителей к выравниванию графиков нагрузки энергоисточников путем изменения стоимости потребленной электроэнергии в зависимости от зоны суток. При переходе на тариф по зонам суток у предприятий появляется финансовая заинтересованность в реализации мероприятий, направленных на выполнение производственных программ в зонах льготного электропотребления и снижения за счет этого стоимости потребленной электроэнергии (коммерческого расхода $W_{кэ}$), а, следовательно, и себестоимости продукции.

Наиболее простым и доступным для реализации в условиях дифференциации стоимости электроэнергии для потребителей является «горизонтальное» маневрирование графиком нагрузки $p(t)$ (ГН), т.е. смещение ГН в направлении, обеспечивающем улучшение структуры суточного электропотребления (снижения расходов в часы Пик и увеличение расходов в часы Полупик и Ночь). Смещение ГН может производиться за счет переноса начала рабочего дня в относительно небольших интервалах времени в диапазоне $\Delta t = \pm 2$ часа.

Направление смещения ГН и величина экономического эффекта для потребителей определяются параметрами дифференцированного тарифа: границами режимных зон ($t1-t2$, $t3-t4$, $t5-t6$) и тарифными коэффициентами ($K^{зон}_{пик}$, $K^{зон}_{пп}$, $K^{зон}_{н}$), характеризующими соотношение стоимостей электроэнергии в этих зонах. Динамика параметров дифференцированного тарифа за последние 5 лет приведена в таблице.

Динамика параметров дифференцированного тарифа

Дата	Параметр тарифа	Зона суток		
		Пик	Полупик	Ночь
01.05.1996 г. II-III кв.	$K^{зон}$	1,95	1,0	0,6
	$t1-t2$	9:00-11:00		
	$t3-t4$	20:00-23:00		23:00-6:00
	$t5-t6$			
IV-I кв.	$K^{зон}$	2,05	1,15	0,6
	$t1-t2$	8:00-10:00		
	$t3-t4$	18:00-22:00		23:00-6:00
	$t5-t6$			
01.07.1999 г.	$K^{зон}$	3	1	0,5
	$t1-t2$	8:00-12:00		
	$t3-t4$			23:00-6:00
	$t5-t6$			

Параметры дифференцированного тарифа, действующие в Беларуси в настоящее время, оказывают значительное экономическое «давление» на электропотребление в зоне ПИК с целью смещения его в дневную и ночную зоны. Анализ суточных графиков 33 промышленных предприятий-потребителей Гомельэнерго, имеющих различные режимы сменности и относящиеся к разным отраслям промышленности, показал, что наиболее выгодным для этих потребителей является смещение суточного графика «вправо» по оси времени на $\Delta t = 1,5-2$ 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. Анализ совмещенного графика нагрузки $P(t)$, полученного при смещении индивидуальных графиков нагрузок $p(t)$, способствующих снижению $W_{кэ}$, показывает, что одна из целей дифференциации стоимости электроэнергии – выравнивание совмещенного ГН и снижение максимума энергосистемы – не только не способствует этому, но может и ухудшать эти показатели.

Границы режимных зон $t_j, j=1,4$, стимулирующих потребителей смещать нагрузки $p_i(t)$ на величину Δt_i в направлениях снижения совмещенного максимума P_{max} , предлагается определять поиском решения следующей системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned}
 W_{кэ}(\Delta t_i) &= K_t^{зон} \cdot \sum_{t=0}^{24} p_{t+\Delta t_i} \rightarrow \min \\
 P_{max}(\Delta t_i) &= \left(\sum_{i=1}^N p_{t+\Delta t_i} \right) \rightarrow \min \\
 \Delta t_i &= f(t_1, t_2, t_3, t_4) \\
 t &= 0, 0.5, \dots, 24 \\
 K_t &= K_{п} \quad \text{при } t \in [t_1, t_2] \cup [t_3, t_4] \\
 K_t &= K_{н} \quad \text{при } t \in [t_5, t_6] \\
 K_t &= K_{н} \quad \text{при } t \notin [t_1, t_2] \cup [t_3, t_4] \cup [t_5, t_6] \\
 T_j^{min} &\leq t_j \leq T_j^{max}; \Delta t_i^{min} \leq \Delta t_i \leq \Delta t_i^{max} \\
 j &= \overline{1,4}; i = \overline{1,N}
 \end{aligned} \right\}$$

Поиск решения ведется методом упорядоченного перебора с учетом ограничений на изменение границ интервалов режимных зон (T_j^{min} , T_j^{max}), ограничений на допустимые смещения (Δt_i^{min} , Δt_i^{max}), обусловленных сменностью предприятий и характером технологического процесса.

Автором выполнен расчет временных диапазонов для дифференцированного тарифа, стимулирующих отдельных потребителей смещать свои ГН в направлениях снижения P_{max} совмещенного ГН. Исходными данными для анализа являлись суточные ГН 33 промышленных объектов за 1-й квартал 2000 г.

Поиск решения выполнялся по следующему алгоритму:

- 1) для всех возможных вариантов режимных зон рассчитываются относительное значение P_{max} , % совмещенного ГН и соответствующий вектор смещений индивидуальных ГН $\{\Delta t_i\}$;
- 2) из массива полученных $\{P_{max}\}$ выделяется подмножество решений $\{P_{max}'\}$, удовлетворяющих условию:

$$P_{max}' - \min\{P_{max}\} \leq 0,5 \%;$$

- 3) из массивов значений границ режимных зон $\{t_1, t_2, t_3, t_4\}$ выбирается вектор (t_1, t_2, t_3, t_4) , обеспечивающий наибольшую вероятность попадания ожидаемого снижения максимума в пределы:

$$P_{max}' \leq P_{max} \leq \min\{P_{max}\}.$$

Основные результаты поиска оптимальных интервалов режимных зон для группы из 33 потребителей следующие:

- в идеале за счет маневрирования графиком нагрузки потребителей при заданных ограничениях на смещения производственных циклов снижение совмещенного максимума достигает 7 %, но для стимулирования этих смещений режимные интервалы должны назначаться индивидуально для части предприятий;
- при установке оптимальных (по критериям $P_{max} \rightarrow \min$ и $W_{кэ} \rightarrow \min$) общих интервалов режимных зон и смещении производственных циклов отдельных потребителей максимум совмещенной нагрузки снижается до 5 %;
- оптимальные интервалы режимных зон стимулируют потребителей к маневрированию нагрузкой в направлении снижения совмещенного максимума, но не всех. Рассогласованное смещение ГН таких потребителей может уменьшить эффект энергосистемы до 4 %;
- эффект потребителей (снижение $W_{кэ}$) при маневрировании графиком нагрузки при соотношении ставок тарифа режимных зон 0,5:1;3 составляет в среднем 2 %. Для увеличения эффекта потребителей необходимо увеличить дифференциацию тарифных ставок. Наиболее чувствительно изменение $W_{кэ}$ к соотношению ставок Полу пик:Пик. При изменении этого соотношения на 1:6 снижение $W_{кэ}$ достигает 2,5 %, при 1:12 – 2,9 %.