

УДК 621.311

ВЫБОР КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ РОВНОСТИ ГРАФИКА НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА СУТОЧНОМ ВРЕМЕННОМ ИНТЕРВАЛЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТАРИФНЫХ ПЛАНОВ ПРИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИИ

Докт. техн. наук ЗАБЕЛЛО Е. П., инж. СУЛЬЖИЦ А. М.

РУП «БЕЛТЭИ»

Необходимость выбора критериев оценки степени ровности графика нагрузки энергосистемы диктуется технико-экономической проблемой, обусловленной в энергосистеме двумя обстоятельствами:

- в реальном масштабе времени работа по более ровному графику нагрузок на любых (суточных, недельных, сезонных) интервалах обеспечивает существенную экономию топлива на генерирующих источниках (электростанциях);
- в долгосрочной перспективе более ровные графики нагрузок позволяют иметь генерирующие мощности меньшей величины, что приводит к прямой экономии капитальных затрат на их сооружение.

Сложность решения проблемы выравнивания графиков нагрузок подтверждается тем, что формы графиков нагрузок (ФГН) длительное время остаются стабильными. Так, на рис. 1 показано, что с февраля 1994 г. по октябрь 2004 г. практически никаких изменений в ФГН Белорусской энергосистемы не произошло.

На рис. 1 представлены относительные величины потребляемой в энергосистеме мощности $P_{\text{эс}}^*$, усредненной на получасовых интервалах согласно формуле

$$P_{\text{эс}}^* = \frac{W_i}{W_{\text{сут}}}, \quad (1)$$

где W_i – объем электропотребления на i -м получасовом интервале, млн кВт·ч; $W_{\text{сут}}$ – объем электропотребления за сутки, млн кВт·ч.

На рисунке приведена также прямая линия, характеризующая усредненную получасовую электрическую относительную нагрузку, определяемую формулой

$$\overline{P_{\text{эс}}} = \frac{1}{48} = 0,0208. \quad (2)$$

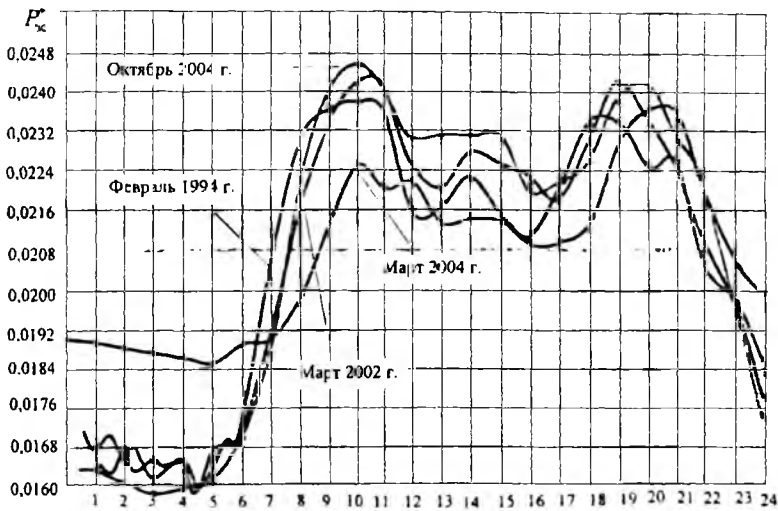


Рис. 1. Суточные графики нагрузки Белорусской энергосистемы за февраль 1994 г., март 2002 г., 2004 г. и октябрь 2004 г. (о. е.)

Как видно из графиков (рис. 1), с 23.00 до 24.00 и с 0 до 7.00 усредненные получасовые относительные мощности по своим значениям ниже $\vec{P}_{эс}$, а в остальное время – выше. Можно констатировать, что если все значения $P_{эс}^*$ рассчитаны правильно, то сумма их отклонений от $\vec{P}_{эс}$ с учетом знака равна нулю, хотя абсолютная сумма как положительных, так и отрицательных отклонений, равная по величине, может быть разной в зависимости от степени ровности графика нагрузок. В частном случае, если график нагрузок энергосистемы ровный, то его отклонение от ровного равно нулю. Назовем коэффициент, определяющий степень отклонения ФГН энергосистемы от ровного, коэффициентом отклонения, который может быть определен двумя путями:

$$K_{откл} = 2 \left(m \vec{P}_{эс} - \sum_{i=1}^{m} P_{эс}^* \right) \quad (3)$$

или

$$K_{откл} = 2 \left(\sum_{i=1}^n P_{эс}^* - n \vec{P}_{эс} \right), \quad (4)$$

где m – число получасов (часов) в сутках, в которые $P_{эс}^* < \vec{P}_{эс}$; n – число получасов (часов) в сутках, в которые $P_{эс}^* > \vec{P}_{эс}$; $m + n = 48$ или $m + n = 24$, если рассматриваются не получасовые, а часовые интервалы.

С помощью формул (3) и (4) для оценки коэффициента неравномерности суточных графиков нагрузки за февраль 1994 г., март 2002 г., а также за октябрь 2004 г. были проведены расчеты отклонений $P_{эс}^*$ и их сумм для данных графиков нагрузок. По девяти из часовых интервалов, на которых значение $P_{эс}^*$ было ниже $\vec{P}_{эс}$, рассчитаны значения составляющих

$$W_1 + W_2 + \dots + W_n = W_{\Sigma} \delta_1 + W_{\Sigma} \delta_2 + W_{\Sigma} \delta_n = W_{\Sigma} \bar{\delta}_{\Sigma} = \bar{W}_q. \quad (8)$$

Как видно из (7) и (8), одинаковое среднечасовое потребление энергии может быть обеспечено и при переменных значениях $W_{i\Sigma}$, характеризующих суммарное потребление i -м абонентом на суточном интервале. Критичным в этом случае является сумма значений W_{ii} по каждому столбцу, которые должны быть одинаковы по условию. Обеспечить такое равенство в оперативном режиме можно только при работе по диспетчерскому графику, когда каждый абонент потребляет электроэнергию в соответствии с заранее обусловленными долями для каждого интервала (например, часового). В случае, когда какой-нибудь абонент, нарушив диспетчерский график, уменьшил электропотребление на любом часовом интервале на величину ΔW и перенес нагрузку на другой интервал, остальные абоненты (или часть из них) должны провести обратный перенос нагрузок на такую же величину ΔW с тем, чтобы условие равенства нагрузок на каждом интервале не нарушалось. Подобный перенос (переносы) связан с дополнительными финансовыми издержками, которые несут абоненты, восстановившие диспетчерский график, причем восстановление выполняется за счет нарушителя этого графика. Фактически та же ситуация получается и при нежестком управлении с применением дифференцированных на часовых интервалах тарифов, однако это управление неоперативно. В реальных условиях наиболее эффективным является сочетание методов прямого и косвенного управления нагрузками.

В частном случае очевидно, что если каждый абонент будет соблюдать ровный график нагрузок, то и суммарный график нагрузок энергоснабжающей организации (ЭСО) будет ровным. Преимущество этого метода заключается в том, что критерий ровности графика хотя и аналогичен по сути критерию отличия ФГН абонента от ФГН ЭСО, однако для его оценки необходимо только единственное и постоянное значение $\bar{\delta}_{\Sigma} = 0,04167$ (для часового интервала), а не регулярно меняющиеся значения δ_{Σ} , характеризующие ФГН ЭСО в динамике. Другим преимуществом метода является то, что будет исключен вариант перерегулирования графика, так как в конечном счете суммарный график нагрузок будет стремиться к ровному, если каждый из абонентов будет минимизировать значение суммы абсолютных отклонений $(\Delta)\delta_{ii}$ от $\bar{\delta}_{\Sigma}$, определяемых по (3) и (4) и позволяющих определить коэффициент неравномерности $K_{откл}$. Рассмотрим подобный вариант регулирования нагрузок на конкретном примере. Учитывая, что принципиально не важно, на сколько интервалов разбит период регулирования, примем для упрощения расчетов число интервалов, равное трем. Тогда для четырех абонентов и при данном числе интервалов получим объемы электропотребления W_{ii} , тыс. кВт·ч, и их доли δ_{ii} по интервалам (табл. 2).

Из таблицы следует, что суммарное электропотребление четырех абонентов на трех интервалах составило 300 тыс. кВт·ч и распределено в целом равномерно, хотя ФГН каждого абонента отличается от ровного.

Таблица 2

$i \backslash t$	1	2	3	W_{Σ}
1	$W_{11} = 10$ $\delta_{11} = 0,143$	$W_{12} = 20$ $\delta_{12} = 0,286$	$W_{13} = 40$ $\delta_{13} = 0,571$	$W_{1\Sigma} = 70$
2	$W_{21} = 20$ $\delta_{21} = 0,333$	$W_{22} = 10$ $\delta_{22} = 0,167$	$W_{23} = 30$ $\delta_{23} = 0,5$	$W_{2\Sigma} = 60$
3	$W_{31} = 30$ $\delta_{31} = 0,333$	$W_{32} = 40$ $\delta_{32} = 0,445$	$W_{33} = 20$ $\delta_{33} = 0,222$	$W_{3\Sigma} = 90$
4	$W_{41} = 40$ $\delta_{41} = 0,5$	$W_{42} = 30$ $\delta_{42} = 0,375$	$W_{43} = 10$ $\delta_{43} = 0,108$	$W_{4\Sigma} = 80$
	$\bar{W}_1 = 100$	$\bar{W}_2 = 100$	$\bar{W}_3 = 100$	$W_{\Sigma} = 300$

Рассчитаем относительное значение среднечасового суммарного электропотребления $\bar{\delta}_{\Sigma}$, учитывая, что число t равно 3:

$$\bar{\delta}_{\Sigma} = \frac{1}{3} = 0,333.$$

В этом случае отклонение значений δ_{it} (табл. 2) от значения $\bar{\delta}_{\Sigma}$ составит некоторые величины Δ с отрицательным и положительным знаком. Рассчитаем их без учета знака и сведем в табл. 3.

Таблица 3

$i \backslash t$	1	2	3	$K_{нр}$
1	$\Delta_{11} = 0,190$	$\Delta_{12} = 0,047$	$\Delta_{13} = 0,238$	0,475
2	$\Delta_{21} = 0$	$\Delta_{22} = 0,167$	$\Delta_{23} = 0,167$	0,334
3	$\Delta_{31} = 0$	$\Delta_{32} = 0,112$	$\Delta_{33} = 0,111$	0,223
4	$\Delta_{41} = 0,167$	$\Delta_{42} = 0,042$	$\Delta_{43} = 0,108$	0,317

Если полученные значения $\Delta_{it} = |\bar{\delta}_{\Sigma} - \delta_{it}|$ характеризуют по каждому абоненту и каждому интервалу степень отклонения ФГН от ровного, то их суммы в строках определяют значения коэффициентов неравномерности. Значения этих коэффициентов приведены в табл. 3 и свидетельствуют о том, что неравномерность графиков нагрузок (ГН) рассматриваемых абонентов очень высокая.

Еще в 80-е гг. прошлого века предлагалась следующая формула для расчета платы за электропотребление абонентами, способными изменять формулу ГН [1]:

$$T_{\Sigma it} = T_n + \frac{(T_n - T_m)(1 - \Delta_{it})}{2}, \quad (9)$$

где T_n, T_m – минимальное и максимальное значения тарифных ставок в ЭСО для данной группы абонентов, руб/(кВт ч); $T_{\Sigma it}$ – текущая плата за электропотребление i -м абонентом на t -м интервале, руб/(кВт ч); Δ_{it} – коэффициент несоответствия ФГН i -го абонента и ЭСО на t -м интервале (абсолютное отклонение (Δ) δ_{it} от $\bar{\delta}_{\Sigma}$).

В нашем случае, применяя (9), возьмем значения Δ_{it} из табл. 3, полагая, что они отражают степень несоответствия ФГН каждого абонента ровному графику. Учитывая, что при ровном суммарном ГН неважно, в какую сторону (выше или ниже средней нагрузки) отклонилась на некотором интервале нагрузка абонента, будем пользоваться в дальнейших расчетах одним знаком Δ_{it} – отрицательным, так как согласно формуле (9) только отрицательное значение δ_{it} может привести к повышению текущей платы T_{zit} относительно минимальной, имеющей место при $\delta_{it} = 0$ (в данном случае при $\Delta_{it} = 0$). Рассчитаем степень этого повышения по отношению к плате, когда все отклонения Δ_{it} равны нулю, т. е. не учитываются ввиду того, что суммарный ФГН ровный.

Вариант 1. ФГН ЭСО – ровный, $\Delta_{it} = 0$, $T_n = 60$ руб/(кВт·ч), $T_n = 180$ руб/(кВт·ч).

Расчетная формула (9) для T_{zit} примет следующий вид:

$$T_{zit} = 60 + \frac{180 - 60}{2} = 120 \text{ руб/кВт·ч.}$$

При электропотреблении $W_\Sigma = 300$ тыс. кВт·ч и плате по тарифу $T_{zit} = 120$ руб/(кВт·ч) суммарная плата составит

$$\Pi_{3\Sigma} = T_{zit} W_\Sigma = 300000 \cdot 120 = 36 \text{ млн руб.}$$

Вариант 2. Расчетная формула (9) для T_{zit} преобразуется к следующей:

$$T_{zit} = 60 + \frac{(180 - 60)(1 + \Delta_{it})}{2} = 60(2 + \Delta_{it}). \quad (10)$$

Используя полученную формулу, рассчитаем суммарную плату за электропотребление при объемах W_{it} (табл. 2) и значениях Δ_{it} (табл. 3)

$$\Pi_{3\Sigma} = 60 \sum_i \sum_t W_{it} (2 + \Delta_{it}) = 38,066 \text{ млн руб.}$$

Полученное значение $\Pi_{3\Sigma}$ на 5,8 % выше платы для случая, когда она рассчитана без учета ФГН абонентов.

Оба из проведенных вариантных расчетов имеют достаточно доказательную основу. Так, при ровном графике нагрузок для ЭСО безразлично, каким образом он получен (из ровных или неровных ГН абонентов), и по этой причине удобнее всего установить тариф, одинаковый для всех абонентов и не зависящий от формы их ГН, что упростит расчеты. В таком варианте, как видно из (9), тариф будет минимальным для каждого потребителя независимо от формы его ГН. Во втором случае каждый потребитель независимо друг от друга формирует свой тариф, обращая внимание только на степень ровности своего ГН и соответственно снижая тариф в той степени, насколько ГН удастся приблизить к ровному. Тарифы при этом для каждого потребителя будут выше средних по ЭСО за исключением только тех абонентов, у которых ГН ровный. Как уже упоминалось, бу-

дуг исключены и случаи перерегулирования при независимом управлении нагрузками по критерию отклонения ГН от ровного.

Принцип независимости регулирования ГН при использовании многоставочных тарифов использован в «Методических указаниях по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», утвержденных приказом Федеральной службы по тарифам в 2004 г. [2]. Согласно этому принципу дифференцированный тариф на электрическую энергию рассчитывается, исходя из ставок за энергию и мощность, а также числа часов использования заявленной мощности. Дифференциация устанавливается для семи диапазонов годового числа часов использования h_{\max} : менее 2000, от 2000 до 3000 и т. д. до 7000, более 7000. Таким образом, считается, что для потребителя, имеющего более плотный график нагрузок (т. е. более ровный), устанавливается и более низкий тариф. Подобное решение недостаточно корректно, так как одного и того же значения h_{\max} два потребителя могут достичь разными путями: один – заполнением ночного провала нагрузок, другой – заполнением их пика.

Однако при приближении h_{\max} к его максимально возможному числу (например, более 7000 ч) все варианты заполнения суточного ГН сводятся к одному – к заполнению всех зон суток. В таких случаях значение h_{\max} (или другой похожий показатель) начинает «работать» достаточно эффективно. Рассмотрим подобную возможность на примере конкретных нагрузок энергосистемы Республики Беларусь, взятых за пять рабочих и два выходных дня ноября 2004 г.

Хотя на приведенных на рис. 1 построенных в относительных единицах графиках суточных нагрузок энергосистемы за разные годы видно, что эти графики длительное время остаются стабильными, но одновременно заметим, что их плотность достаточно высокая. Например, такой показатель, как коэффициент заполнения графика нагрузки K_3 (табл. 4), по всем дням недели находится в пределах 0,847...0,869. Данный коэффициент рассчитан по следующей формуле:

$$K_3 = \frac{\bar{P}}{\bar{P}_{\max}}, \quad (11)$$

где \bar{P} , \bar{P}_{\max} – средняя и максимальная активные нагрузки соответственно.

Связь между коэффициентом заполнения графика нагрузки и годовым числом часов использования максимума мощности определим по упрощенной формуле

$$h_{\text{исп}} = K_3 T_{\text{год}} = 8760 K_3, \quad (12)$$

Упрощение в данном случае заключается в том, что ФГН за семь дней обобщена на весь год без учета сезонности нагрузок. Заметим, что полученные близкие к приведенному выше показателю K_3 его значения, рассчитанные для графиков октября 2004 г., марта 2002 г. и февраля 1994 г.

Подставив значения K_3 (ноябрь 2004 г.) в (12), получим

$$h_{\text{исп}} = (0,847...0,869) \cdot 8760 = 7420...7612 \text{ ч.}$$

Таким образом, имеются достаточные основания для того, чтобы рассмотреть возможность использования показателей (а не только δ и $K_{откл}$), характеризующих форму графика нагрузки как энергосистемы, так и потребителей, для формирования объективного, но несложного тарифного плана.

Таблица 4

Показатель	Дни недели						
	1	2	3	4	5	6	7
P_{\max} , МВт	5417	5431	5383	5448	5330	4709	4596
P_{\min} , МВт	3409	3585	3564	3554	3534	3540	3364
\bar{P} , МВт	4612	4659	4598	4617	4604	4091	3894
$W_{\text{сут}}$, тыс. кВт·ч	110676	111808	110357	112258	110495	98178	93452
$K_{откл}$	0,1440	0,1222	0,1284	0,1340	0,1124	0,0728	0,0752
$K_{пр}$	0,856	0,8778	0,8716	0,866	0,8876	0,9272	0,9248
K_3	0,851	0,858	0,854	0,858	0,864	0,869	0,847
$h_{исп}$	7455	7516	7481	7516	7569	7612	7420

Из приведенных в табл. 4 таких показателей может служить $K_{пр}$ (назовем его коэффициентом приближения), определяемый по формуле

$$K_{пр} = 1 - K_{откл}, \quad (13)$$

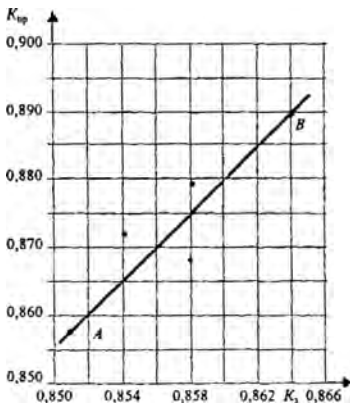


Рис. 2. Исходные данные для определения корреляционной связи между коэффициентами $K_{пр}$ и K_3 .

из которой следует, что значение коэффициента приближения, как и коэффициента заполнения графика нагрузки, определяет степень близости ФГН абонента (или ЭСО) к ровной.

Из табл. 4 видно, что значения $K_{пр}$ и K_3 близки, в некоторых частных случаях они могут быть даже одинаковыми (например, при полностью симметричном распределении отклонений нагрузок от их среднего значения на рассматриваемых интервалах).

Перенесем координаты точек $K_{пр}$ и K_3 из табл. 4 на рис. 2 и запишем уравнение прямой, проходящей через крайние точки A и B. Уравнение будет иметь следующий вид:

$$K_{пр} = K_{прA} + \operatorname{tg}\alpha(K_3 - K_{3A}) = K_{прA} + \frac{K_{прB} - K_{прA}}{K_{3B} - K_{3A}}(K_3 - K_{3A}) = 0,856 + 2,538(K_3 - 0,851) = 2,538K_3 - 1,304. \quad (14)$$

Определив связь между коэффициентом неравномерности $K_{откл}$ и δ ($K_{откл} = \delta$), коэффициентом $K_{откл}$ и коэффициентом приближения $K_{пр}$ (13), между $K_{пр}$ и коэффициентом заполнения графика нагрузки (14), числом часов использования максимума мощности $h_{исп}$ и коэффициентом заполне-

часов использования максимума мощности $h_{исп}$ и коэффициентом заполнения графика нагрузки K_3 (12), можно записать формулу (9) для расчета платы за электропотребление для некоторого периода, например суток, в следующих видах:

$$T_{эл} = T_n + \frac{\Delta T(2 - K_{пр})}{2}; \quad (15)$$

$$T_{эл} = T_n + \frac{\Delta T(3,304 - 2,538K_3)}{2}; \quad (16)$$

$$T_{эл} = T_n + \frac{\Delta T(3,304 - 0,00029h_{исп})}{2}. \quad (17)$$

В (15)–(17) для их упрощения введена разность $\Delta T = T_n - T_n$, а в формуле (17) значение $h_{исп}$ приведено из расчета по году.

Приведенные формулы, разумеется, носят методический характер, так как основаны на использовании хотя и фактической, но не систематизированной информации. Из полученных выражений видно, что по любому из них можно достаточно объективно определить конкретное значение платы за потребление на отдельном временном отрезке для любого потребителя, у которого имеется возможность достоверно определять перечисленные выше коэффициенты.

ВЫВОД

Предложенные в статье критерии оценки степени ровности графика нагрузки энергосистемы на суточном временном интервале позволяют разрабатывать с их использованием эффективные тарифные планы, стимулирующие выравнивание графиков электрических нагрузок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Забелло Е. П. О совершенствовании тарифов на электроэнергию // Промышленная энергетика. – 1985. – № 5.
2. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке. Приказ Федеральной службы по тарифам, № 20-э/2, 2004, 6.08.

Поступила 17.10.2005