

УДК 621.316.1.017

М.І. КАПЛІН, В.Г. ЗАГУРСЬКИЙ (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ)

## МЕТОДИКА ВИДІЛЕННЯ ЗОННИХ СКЛАДОВИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Розроблено методику розрахунку часток технологічних витрат електроенергії у розподільних мережах енергосистем, що відповідають добовим зонам графіка навантаження. Границі добових зон визначаються як розв'язки нелінійного рівняння для потужності на основі апроксимаційної аналітичної моделі графіка навантаження за тривалістю. Розраховано відповідні вартості втраченої електроенергії за одноставочним трizonним тарифом. Досліджено залежність витрат та їх вартості від коефіцієнта нерівномірності графіка навантаження.

Добові зони графіка навантаження відрізняються перш за все потужністю споживання електроенергії. Тому в основу методики диференціації витрат за добовими зонами покладено виділення інтервалів потужності споживання на графіку навантаження за тривалістю. Кожен інтервал такого поділу характеризується діапазоном потужностей, що спостерігались в електричній мережі протягом відповідної зони. В даній методиці границі множини таких інтервалів відповідають максимальній та мінімальній потужностям розподільної мережі протягом розрахункового періоду, а межі кожного з них задаються як відсоток граничних значень потужностей. За графіком споживання за тривалістю визначаються відповідні кожному інтервалу потужностей часові інтервали (зони).

Таким чином, методика виділення втратної складової диференційованого за зонами доби тарифу на електроенергію з використанням апроксимаційних моделей графіків навантаження складається з наступних послідовних етапів.

### Побудова моделі графіка навантаження

Невідомий графік навантаження за тривалістю представляється неперервними монотонно-спадними функціями часу [3, 4, 6] вигляду

$$\theta(\zeta) = \theta_{max} - (\theta_{max} - \theta_{min}) \cdot (\zeta)^{\lambda_{\theta}}, \quad \lambda_{\theta} > 1;$$

$$\theta(\zeta) = \theta_{min} + (\theta_{max} - \theta_{min}) \cdot (1 - \zeta)^{1/\lambda_{\theta}}, \quad \lambda_{\theta} < 1,$$

де  $\lambda_{\theta} = \frac{1 - \theta_{min}}{\theta_{max} - 1}$ ,  $\theta(\zeta)$  – загальне позначення нормованого до середнього параметра навантаження:

активної  $P$ , реактивної  $Q$  потужностей, чи струмів

$$I_p, I_q;$$

$$\zeta = t/T \text{ – нормований час;}$$

$$T \text{ – розрахунковий період, год.}$$

### Визначення невідомого параметра графіка навантаження

У випадку невідомого  $\theta_{min}$ , його наближене значення  $\theta_{min}^{appr}$  знаходиться із наступної системи рівнянь, наведеної в [5], що виражає рівність параметрів часу максимальних витрат, розрахованих за методом максимальних витрат та функціональних залежностей графіків навантаження

$$\tau_{kez} = T'^{-2} \cdot \left[ (T' - T) + \frac{T}{\theta_{max}} \right]^2 \cdot T \quad (1)$$

$$\tau_{analit,1} = \left[ 1 + \frac{(\theta_{max} - 1)(\theta_{min}^{appr} - 1)^2}{(\theta_{max} - 2\theta_{min}^{appr} + 1)} \right] \cdot \frac{T}{\theta_{max}^2}, \quad \lambda \geq 1; \quad (2)$$

$$\tau_{analit,2} = \left[ 1 + \frac{(1 - \theta_{min}^{appr})(\theta_{max} - 1)^2}{(2\theta_{max} - \theta_{min}^{appr} - 1)} \right] \cdot \frac{T}{\theta_{max}^2}, \quad \lambda < 1; \quad (3)$$

$$\tau_{analit,1,2} = \tau_{kez}$$

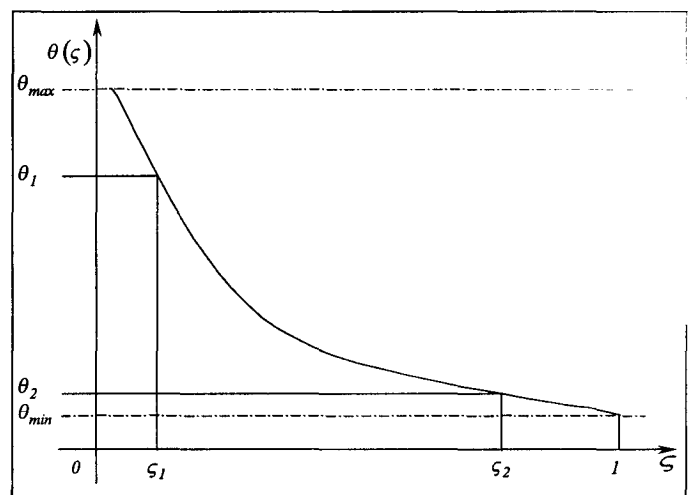


Рис. 1

На рис. 1 зображено модель графіка навантаження за тривалістю у вигляді функціональної залежності, що відповідає випадку  $\lambda \geq 1$ .

$\theta_{min}$  також може бути визначене із апроксимаційних співвідношень, наведених в [5, 6].

**Визначення меж зон графіка навантаження за тривалістю**

Границя  $j$ -ї та  $j+1$ -ї зон графіка навантаження задається відношенням мінімальної потужності зони  $j$  (максимальної потужності зони  $j+1$ ) до діапазону всього інтервалу потужностей  $(\theta_{max} - \theta_{min})$ :

$$\theta_j = \theta_{min} + \delta_j (\theta_{max} - \theta_{min})$$

При цьому ліва межа зони  $j+1$  співпадає з правою межею зони  $j$ .

Відповідні границі зон на осі тривалості визначаються як корені одновимірних нелінійних рівнянь (рис. 1)

$$\theta_{max} - (\theta_{max} - \theta_{min}^{appr}) \cdot (\zeta_j)^{\lambda_\theta} - \theta_j = 0, \quad \lambda_\theta > 1;$$

$$\theta_{min}^{appr} + (\theta_{max} - \theta_{min}^{appr}) \cdot (1 - \zeta_j)^{1/\lambda_\theta} - \theta_j = 0, \quad \lambda_\theta < 1.$$

**Розрахунок втрат за тарифними зонами**

Активні втрати електроенергії, що мали місце протягом тарифної зони  $j$  розраховуються за формулою

$$\Delta W_j = 3RI_{av}^2 T_c \cdot \int_{\zeta_j}^{\zeta_{j+1}} \theta^2(\zeta) d\zeta$$

де  $R$  – активний опір ділянки мережі,  $I_{av}$  – серед-

ній струм  $I_{av} = \frac{\sqrt{W_p^2 + W_q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot T}$ ,  $T_c$  – розрахунковий період. У формі потужностей формула для втрат у тарифній зоні  $j$  має вигляд

$$\Delta W_j = \frac{R}{U^2 T_c} \cdot (W_p^2 + W_q^2) \cdot \int_{\zeta_j}^{\zeta_{j+1}} \theta^2(\zeta) d\zeta$$

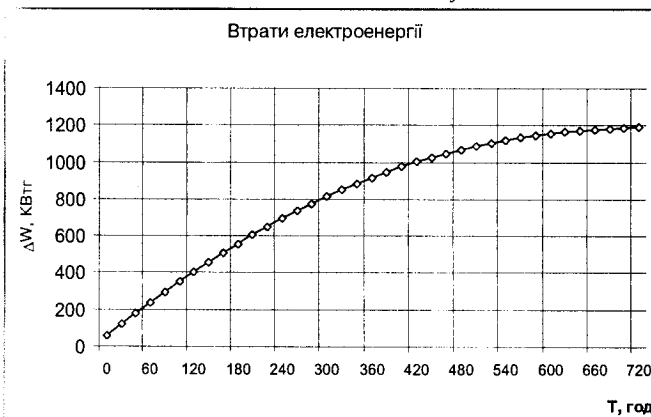


Рис. 2

де  $W_p, W_q$  – активна та реактивна електроенергії, передані через ділянку мережі відповідно.

Повні втрати електроенергії дорівнюють

$$\Delta W_\Sigma = \sum_{j=1}^3 \Delta W_j = \frac{R}{U^2 T_c} \cdot (W_p^2 + W_q^2) \cdot \int_0^1 \theta^2(\zeta) d\zeta$$

**Приклад [2].**

Через елемент розподільної мережі з активним опором  $R = 10$  Ом протягом розрахункового періоду  $T_c = 720$  годин передано  $W_p = 80200$  кВт·год і  $W_q = 40100$  кВар·год електроенергії, максимальний струм навантаження  $I_{max} = 10$  А, середня напруга  $U_c = 10,3$  кВ. Визначити втрати в елементі мережі для 3-зонного графіка навантаження (пік, напівпік, нічний мінімум). Границі тарифних зон за потужністю прийняти рівними  $\delta_1 = 80\%$  (пік),  $\delta_2 = 20\%$  (напівпік).

Результати розрахунку втрат за тарифними зонами згідно з вищеописаною методикою наведено на рис. 2-5. На рис. 2 наведено графік навантаження за тривалістю, побудований за даними прикладу, на якому в абсолютних величинах відмічено границі тарифних зон за струмом навантаження  $I_1, I_2$ , а також відповідні границі за тривалістю –  $\zeta_1, \zeta_2$ . На рис. 3 зображено графік сумарних втрат електроенергії з виділенням втрат за зонами.

На рис. 4 зображено залежність зонних складових втрат від коефіцієнта нерівномірності графіка навантаження, на рис. 5 повні втрати електроенергії як функція коефіцієнта нерівномірності. Остання залежність може бути наближена поліномом другого порядку

$$\Delta W_p = 0,167 \cdot k_{нер}^2 + 25,415 \cdot k_{нер} + 1027,7$$

Розрахунок зонних втрат у вищенаведеному прикладі дозволяє стверджувати, що при вибраних значеннях меж тарифних зон:

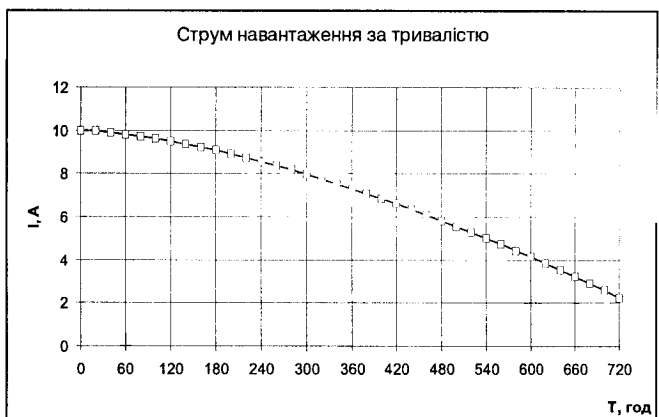


Рис. 3

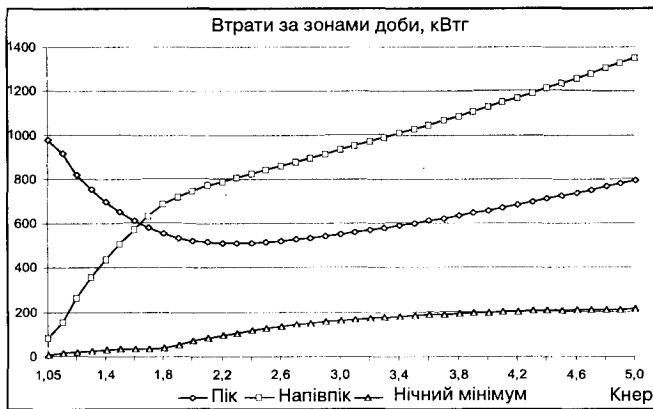


Рис. 4

- протягом розрахункового періоду основна частина втрат має місце в піковій (60%) та напівпіковій (38%) зонах графіка навантаження;

- втрати електроенергії є слабо нелінійною функцією коефіцієнта нерівномірності графіка навантаження за тривалістю.

На рис. 6 зображено залежність вартості втрат електроенергії від коефіцієнта нерівномірності графіка навантаження. Для розрахунку втрат використано тризонний тариф (пік, напівпік, нічний провал) із ставками 0,7 коп/кВт-год, 1,1 коп/кВт-год і 3,0 коп/кВт-год відповідно [1]. Як видно з рисунка графік залежності вартості втрат має екстремум, що визначається зонними тариф-

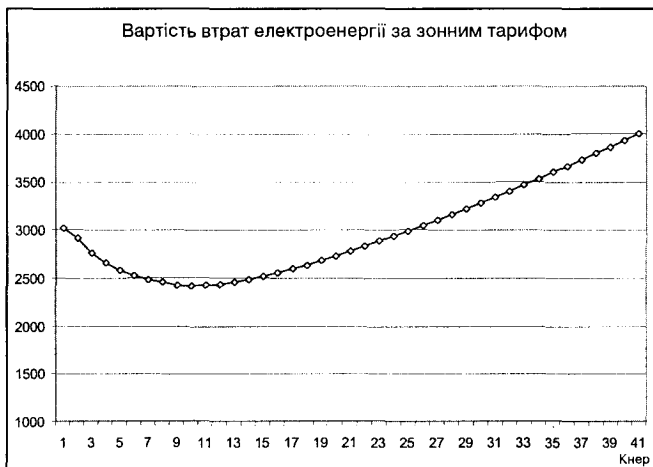


Рис. 6

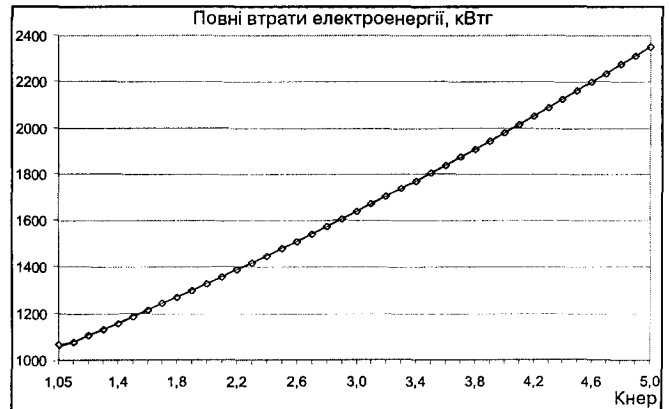


Рис. 5

ними ставками. Таким чином, диференційований за зонами доби тариф на електроенергію є дієвим засобом регулювання режиму енергоспоживання лише за критерієм вартості втрат електроенергії, особливо беручи до уваги нелінійність втрат, як функції енергоспоживання.

### Висновки

У формуванні тарифної політики в електроенергетичній галузі все більшої питомої ваги набуває складова тарифу, пов'язана з технологічними витратами на транспортування, де як особливість сучасного стану, визначення реальних втрат стало ускладнюватися через зростання рівня нерівномірності графіків навантаження розподільних мереж.

У розробках достатньо точних методик визначення технологічних витрат на транспортування необхідно вирішити дві основні задачі, пов'язані з вітчизняними особливостями, зокрема, наявність мінімальної, або неповної інформації про режими мережі, а також значні відмінності втрат у добових зонах графіка навантаження.

Для забезпечення високої точності розрахунків із виділенням зонних втрат використання широко розповсюджених наближених методик стало неможливим, потребується, навіть при наявності обмеженої інформації, введення аналітичних моделей графіків навантаження з апроксимованими параметрами.

1. В.В. Михайлов. Тарифы и режимы энергопотребления. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 215 с.
2. Анисимов Л.П., Левин М.С., Пекелис В.Г. / Методика расчёта потерь энергии в действующих распределительных сетях. // Электричество. – 1975. – №4. – С. 27-30.
3. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчётов. – Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В. Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
5. Узагальнення формули часу максимальних втрат та оцінка залежності її точності від параметрів енергоспоживання. / М.І. Каплін, В.Г. Загурський // Проблеми загальної енергетики. – 2001. – № 4. – С. 39-40.
6. Особливості методики розрахунку технологічних витрат електроенергії у розподільних мережах енергосистем для формування диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію. / В.Г. Загурський, М.І. Каплін // Проблеми загальної енергетики. – 2001. – № 5. – С.