

Лекція 4

(2 години)

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ

4.1 Втрати енергії в елементах електричних мереж

Електричний струм, проходячи по проводах повітряних та кабельних ліній електропередачі, внутрішніх проводок та обмоток силових трансформаторів, супроводжується втратами потужності і, відповідно, енергії на їх нагрівання. Втрати потужності та енергії в елементах мережі повинні компенсуватися генераторами електростанції, що збільшує їх навантаження.

При проектуванні мереж електропостачання завжди намагаються зменшити втрати енергії в мережах. Але при незмінному коефіцієнті потужності ($\cos \varphi$) цього можна досягти лише шляхом підвищення перерізу проводів і, як наслідок, підвищенням витрат кольорового металу на спорудження ліній електропередачі. Тому при проектуванні мереж необхідно враховувати втрати енергії в елементах електричних мереж, ціни на електроенергію, ціни на кольоровий метал та інші фактори.

На основі закону Джоуля-Ленца втрати потужності у провіднику ΔP , Вт, по якому протікає струм визначають за виразом:

$$\Delta P = I^2 r, \quad (4.1)$$

де I – струм, що протікає по провіднику, А;

r – активний опір провідника, Ом.

Якщо вважати, що струм, який протікає в провіднику незмінний ($I = const$) на протязі деякого часу t , то втрати енергії в провіднику при незмінному коефіцієнті потужності визначаються із виразу:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = I^2 \cdot r \cdot t. \quad (4.2)$$

Тоді річні втрати енергії в провіднику $\Delta W_{\text{рік}}$, кВт · год:

$$\Delta W_{\text{рік}} = \Delta P \cdot 24 \cdot 365 = I^2 \cdot r \cdot 8760 \cdot 10^{-3}. \quad (4.3)$$

Проте, цей метод не можна застосовувати на практиці оскільки струм в провіднику (в мережі) постійно змінюється, як протягом доби, так і протягом року, залежно від зміни режиму роботи споживачів.

Для розрахунку втрат енергії в реальній лінії електропередачі із змінним навантаженням будують графік зміни цього навантаження (дивись лекцію 2), краще за все для цього підходить річний графік навантаження за тривалістю (рисунок 4.1).

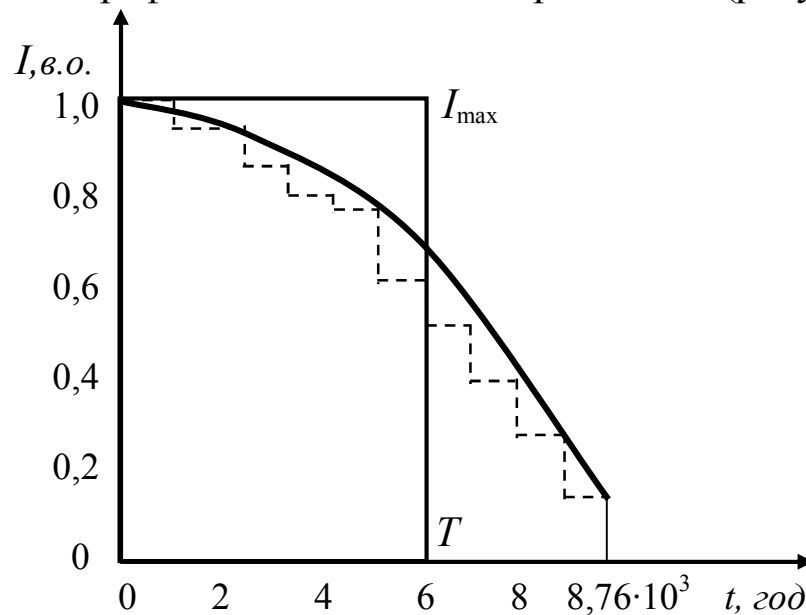


Рисунок 4.1 – Річний графік навантаження за тривалістю
Площа, що обмежена графіком та осями координат (рисунок 4.1) визначається за виразом:

$$S = \int_0^t i dt \quad (t = 8760 \text{ годин}). \quad (4.4)$$

Ця площа пропорційна енергії, яка передається по лінії за рік:

$$W_{\text{рік}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot \int_0^t i dt, \quad (4.5)$$

де U – напруга мережі, В;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності мережі.

Побудуємо прямокутник із висотою, яка дорівнює максимальному навантаженню I_{max} і з площею, яка дорівнює площі, що обмежена графіком та осями координат (рисунок 4.1). Тоді

$$W_{\text{рік}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot I_{\text{max}} \cdot T. \quad (4.6)$$

Як уже відмічалось раніше T – час використання максимального навантаження, звідси

$$T = \frac{W_{\text{рік}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{max}} \cdot \cos \varphi} = \frac{W_{\text{рік}}}{P_{\text{max}}}. \quad (4.7)$$

Втрати потужності і енергії в лінії електропередачі пропорційні квадрату струму, що протікає в ній (вирази (4.1) та (4.2)), тому далі будуємо річний графік за тривалістю квадрата струму в лінії (рисунок 4.2).

Площа, яка обмежена графіком і осями координат пропорційна річним втратам енергії в трифазній лінії електропередачі:

$$\Delta W = 3r \cdot \int_0^t i^2 dt. \quad (4.8)$$

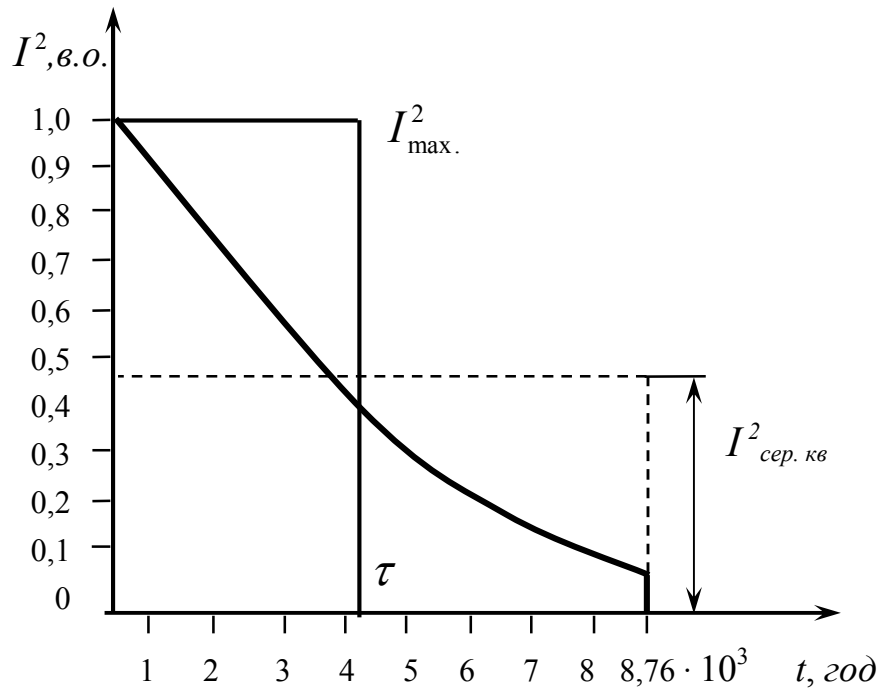


Рисунок 4.2 – Визначення часу втрат електроенергії в лінії

Як і в попередньому випадку будемо прямокутник із висотою, яка дорівнює квадрату максимального струму I_{\max}^2 та площею, яка дорівнює площі, що обмежена графіком і осями координат (рисунок 4.2). Основа такого прямокутника називається часом максимальних втрат, або часом втрат τ .

Час максимальних втрат τ – це умовний час, за який максимальний струм навантаження I_{\max} , протікаючи по лінії створив би втрати енергії, які дорівнюють дійсним втратам енергії за рік.

Втрати енергії в мережі:

$$\Delta W = 3r \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau. \quad (4.9)$$

звідки

$$\tau = \frac{\Delta W}{3r \cdot I_{\max}^2}. \quad (4.10)$$

Для виконання ряду технічних розрахунків рекомендовано використовувати залежності $\tau = f(T)$, $\tau = f(I, \cos \phi)$, які наводяться в довідковій та нормативній літературі.

Для визначення втрат енергії також можна користуватися аналогічними графіками, в яких за основу прямокутника беруть час, який дорівнює 8760 годин (один рік). Висота такого прямокутника дорівнює середньому квадратичному струму $I_{сер.кв.}$, А (рисунок 4.2).

Середній квадратичний струм – це такий незмінний струм, що протікає в лінії на протязі року і створює втрати енергії, які дорівнюють дійсним, тобто

$$\Delta W = 3r \cdot I_{сер.кв.}^2 \cdot 8760. \quad (4.11)$$

$$I_{max}^2 \cdot \tau = I_{сер.кв.}^2 \cdot 8760. \quad (4.12)$$

Тоді

$$I_{сер.кв.} = I_{max} \sqrt{\frac{\tau}{8760}}. \quad (4.13)$$

Втрати енергії в лініях електропередачі.

Для будь-якої ділянки лінії електропередачі із навантаженням в кінці втрати енергії можна легко визначити, якщо є графік тривалості струму навантаження. Якщо графік за тривалістю струму навантаження відсутній, але відоме максимальне навантаження I_{max} та T , тоді τ визначають за кривими $\tau = f(T)$ (додаток В). Згідно із (4.8), (4.9) та (4.11):

$$\Delta W_{л} = 3r_{л} \cdot \int_0^t i_{л}^2 dt; \quad (4.14)$$

$$\Delta W_{л} = 3r_{л} \cdot I_{max\ л}^2 \cdot \tau; \quad (4.15)$$

$$\Delta W_{л} = 3r_{л} \cdot I_{сер.кв.}^2 \cdot 8760, \quad (4.16)$$

де r_l – активний опір проводу однієї фази лінії, Ом;
 i_l – струм, що протікає в проводі лінії, А;
 $I_{\max l}$ – максимальне значення струму в лінії, А;
 t – час, за який визначаються втрати енергії, год;
 $I_{c.кв}$ – середній квадратичний струм, А;
 τ – час максимальних втрат, год.

Якщо у виразі (4.15) струм виразити через активну потужність, напругу та коефіцієнт потужності, тоді втрати в лінії визначаються за виразом:

$$\Delta W_l = \left(\frac{P_{\max l}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \right)^2 3r_l \cdot \tau = \frac{P_{\max l}^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_l \cdot \tau, \quad (4.17)$$

де U_n – номінальна напруга мережі, В;
 $P_{\max l}$ – максимальна навантаження лінії, Вт;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Опір однієї фази лінії електропередачі r_l , Ом, визначається за виразом:

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (4.19)$$

де r_0 – питомий опір проводу, Ом/км;
 l – довжина лінії, км.

Втрати енергії в силових трансформаторах.

Як відмічалось вище, в електричних мережах, окрім ліній електропередачі є трансформатори (знижувальні та підвищувальні), в яких також втрачається електрична енергія.

В трансформаторах потужність втрачається в обмотках ΔP_m , Вт (втрати в міді або втрати короткого замикання), та в сталі

магнітопроводу ΔP_x , Вт (втрати в сталі або втрати неробочого ходу), тобто

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_m + \Delta P_x. \quad (4.20)$$

Втрати потужності в сталі трансформатора прийнято вважати постійними, так як вони залежать лише від прикладеної до первинної обмотки напруги.

Втрати потужності в міді залежать від струму навантаження I_{mp} та пропорційні квадрату цього струму. Для трифазного трансформатора втрати в міді визначаються за виразом:

$$\Delta P_m = 3r_{mp} \cdot I_{mp}^2, \quad (4.21)$$

де r_{mp} – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом.

Якщо струм навантаження трансформатора дорівнює номінальному значенню $I_{н.тр}$, то і втрати потужності в міді будуть номінальними:

$$\Delta P_{м.н} = 3r_{mp} \cdot I_{н.тр}^2, \quad (4.22)$$

Розділивши вираз (4.21) на вираз (4.22) отримаємо:

$$\Delta P_m = \Delta P_{м.н} \left(\frac{I_{mp}}{I_{н.тр}} \right)^2 = \Delta P_{м.н} \left(\frac{S_{mp}}{S_{н.тр}} \right)^2. \quad (4.23)$$

де r_{mp} – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом;
 I_{mp} – струм навантаження трансформатора, А;

$I_{н\text{тп}}$ – номінальний струм трансформатора, А;

$S_{\text{тп}}$ – потужність навантаження трансформатора, ВА;

$S_{н\text{тп}}$ – номінальна потужність трансформатора, ВА;

$\Delta P_{\text{м.н}}$ – номінальні втрати потужності в міді трансформатора (втрати короткого замикання), Вт.

Сумарні втрати потужності в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{тп}} = \Delta P_{\text{м.н}} \left(\frac{S_{\text{тп}}}{S_{н\text{тп}}} \right)^2 + \Delta P_x, \quad (4.24)$$

де $\Delta P_x = \Delta P_{\text{хн}}$ – номінальні втрати потужності в сталі трансформатора (втрати неробочого ходу), Вт.

Річні втрати енергії в трансформаторі також як і втрати потужності складаються із втрат в міді та втрат в сталі:

$$\Delta W_{\text{тп}} = 3r_{\text{тп}} \cdot I_{\text{макс тп}}^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.25)$$

або

$$\Delta W_{\text{тп}} = \Delta P_{\text{м.н}} \left(\frac{S_{\text{макс тп}}}{S_{н\text{тп}}} \right)^2 \tau + \Delta P_x \cdot 8760. \quad (4.26)$$

де τ – час втрат для заданого графіка навантаження трансформатора, год;

$I_{\text{макс тп}}$ – максимальний струм навантаження трансформатора, А;

$S_{\text{макс тп}}$ – максимальна потужність навантаження трансформатора, ВА.

Якщо на підстанції встановлено два трансформатора, які працюють паралельно, тоді втрати енергії в силових трансформаторах визначаються за виразом:

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{mn} \left(\frac{S_{\max mp}}{S_{н. mp}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.27)$$

де n – кількість трансформаторів, шт.

Максимальна потужність трансформатора:

$$S_{\max mp} = S_{н. mp} \cdot \kappa_3, \quad (4.28)$$

де κ_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$\kappa_3 = \frac{S_{\max . mp}}{S_{н. mp}}. \quad (4.29)$$

4.2 Приведені витрати на передачу та розподіл електричної енергії

При проектуванні систем електропостачання необхідно забезпечити вибір найбільш доцільного, тобто того, що має кращі техніко-економічні показники, варіанта електропостачання.

Варіанти електропостачання можуть різнитися як капітальними вкладеннями так і поточними експлуатаційними (виробничими) витратами на передачу та розподіл електроенергії. Якщо є варіант, при якому менші і капітальні вкладення, і мінімальні поточні виробничі витрати у порівнянні із іншими, то звісно, такий варіант електропостачання буде найкращим.

Але на практиці для одних варіантів електропостачання характерні значні капітальні вкладення, а для інших – значні поточні витрати на експлуатацію обладнання. Для вибору найбільш прийняттого варіанту електропостачання необхідно оцінити (порівняти) економічну ефективність додаткових капіталовкладень.

Для вказаної мети використовують метод терміну окупності. Розглянемо два варіанта електропостачання. Кожен із варіантів має свої капітальні вкладення та свої поточні витрати на експлуатацію.

Варіант 1 Варіант 2

$K_1 > K_2$ – капітальні вкладення за варіантами;

$B_1 < B_2$ – річні поточні витрати за варіантами.

Визначаємо термін окупності капітальних вкладень в систему електропостачання $T_{ок.}$, рік:

$$T_{ок.} = \frac{K_1 - K_2}{B_2 - B_1}, \quad (4.30)$$

де $T_{ок.н}$ – нормативний термін окупності капіталовкладень.

Для систем електропостачання $T_{ок.н} \approx 8,3$ року ($T_{ок.н} \approx 6,7$ року).

Якщо $T_{ок.} < T_{ок.н}$, то перевагу віддають 1-му варіанту.

Якщо $T_{ок.} > T_{ок.н}$ то вибирають 2-й варіант.

У випадку, коли $T_{ок.} = T_{ок.н}$ – варіанти рівноцінні.

Величина обернена нормативному терміну окупності називається нормативним коефіцієнтом порівняльної ефективності капітальних вкладень:

$$E_n = \frac{1}{T_{ок.н}}, \quad (4.31)$$

Нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень для систем електропостачання становить $E_n = 0,12$ ($T_{ок.н} = 8,3$ року). Для нового інноваційного обладнання $E_n = 0,15$ ($T_{ок.н} = 6,7$ року).

Якщо варіантів більше ніж два, то для визначення ефективності електропостачання необхідно користуватися приведеними витратами.

Приведені витрати – це сума річних експлуатаційних (виробничих) витрат та капітальних вкладень, приведених до річної розмірності за нормативом коефіцієнта ефективності.

Критерієм оптимальності варіанту електропостачання (проекту) є мінімум приведених витрат на його реалізацію.

Приведені витрати i -го варіанту електропостачання Z_i , грн.:

$$Z_i = E_n K_i + B_i, \quad (4.32)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, %;

K_i – капітальні вкладення i -го варіанта, грн.;

B_i – річні експлуатаційні (виробничі) витрати i -го варіанта, грн.

Капіталовкладення в систему електропостачання визначаються на основі кошторису в цінах, що діють на даний час, або за укрупненими показниками, якщо відсутній кошторис:

$$K = K_L + K_{ТП} + K_D, \quad (4.33)$$

де K_L – капітальні вкладення на спорудження ліній електропередачі, грн;

K_T – капітальні вкладення на спорудження трансформаторних підстанцій, грн;

K_D – додаткові капітальні вкладення, грн.

Річні поточні витрати на експлуатацію обладнання B , грн., визначаються за виразом:

$$B = B_A + B_O + B_{втр}, \quad (4.34)$$

де B_A – витрати на амортизацію обладнання;

B_O – витрати на ремонт та обслуговування обладнання;

$B_{втр}$ – вартість втрат електроенергії;

Амортизаційні відрахування визначаються за виразом:

$$B_A = \frac{P_a}{100} K_n + \frac{P_a}{100} K_T ; \quad (4.35)$$

де p_a – норма відрахування на амортизацію обладнання, %;

Для ПЛ 6...35 кВ і для трансформаторних підстанцій $p_a = 6\%$.

Вартість обслуговування та ремонту обладнання:

$$B_O = \frac{P_o}{100} K_n + \frac{P_o}{100} K_T ; \quad (4.36)$$

де p_o – норма відрахування на ремонт та обслуговування обладнання, %.

Для ПЛ 10 кВ $p_o = 3,9\%$, для ПЛ 35...110 кВ $p_o = 1,2\%$, для трансформаторних підстанцій із вищою напругою 10 кВ $p_o = 4,3\%$, для трансформаторних підстанцій із вищою напругою 35...110 кВ $p_o = 2,4\%$.

$$\Delta\Pi = \Pi_{i+1} - \Pi_i, \quad (4.41)$$

де $\Delta\Pi_i$ – прибуток за попередній період, грн.;

$\Delta\Pi_{i+1}$ – прибуток за розрахунковий період, грн.

Вартість втрат електроенергії в мережі електропостачання із заданим навантаженням визначається за виразом:

$$B_{втр} = C_0 \Delta W . \quad (4.37)$$

де C_0 – вартість однієї кВт·год електроенергії (тариф), грн;

ΔW – кількість втраченої електроенергії, кВт·год.

Підставивши (4.35)...(4.37) у вираз (4.34) отримаємо:

$$B = \frac{P_a}{100} K_l + \frac{P_a}{100} K_T + \frac{P_o}{100} K_l + \frac{P_o}{100} K_T + c_0 \Delta W. \quad (4.38)$$

При порівнянні ряду варіантів систем електропостачання оптимальним буде той варіант, у якого приведені витрати Z , грн., мінімальні.

Собівартість передачі та розподілу електроенергії C , грн.:

$$C = \frac{B}{W}, \quad (4.39)$$

де W – кількість спожитої (переданої) електроенергії, кВт·год.

Чим нижчою є собівартість передачі електроенергії в системі електропостачання, тим раціональнішим і ефективнішим є варіант електропостачання (проект).

Показником абсолютної ефективності капітальних вкладень в систему електропостачання є строк їх окупності:

$$T_{ок.} = \frac{K}{\Delta\Pi}, \quad (4.40)$$

де $\Delta\Pi$ – приріст прибутку за рік, грн.

Приріст прибутку підприємства за рік розраховується як різниця прибутків за попередній період (базовий варіант) і розрахунковий (проектний варіант):

Прибуток підприємства від транспортування (передачі) електроенергії визначається за виразом:

$$\Delta\Pi_{i+1} = \frac{(C_0 - C_\Sigma) \cdot W}{1 + d}, \quad (4.42)$$

де C_Σ – собівартість однієї кВт·год електроенергії, грн.;

d – норма відрахування податку на додану вартість, $d = 0,2$.

4.3 Економічна густина струму та економічні інтервали навантажень

Вартість передачі електричної енергії визначається вартістю втрат електроенергії в проводах повітряних (кабельних) ліній, відрахуваннями від капітальних вкладень на амортизацію обладнання, його ремонт та обслуговування (4.34).

Вартість втрат електроенергії визначається із виразу (4.37):

$$B_{\text{втр}} = c_0 \Delta W .$$

Із врахуванням виразу (4.17) отримаємо:

$$B_{\text{втр}} = c_0 \frac{P_{\text{max}}^2}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r \cdot \tau . \quad (4.43)$$

Як відомо, активний опір провідника дорівнює:

$$r = \frac{l}{\gamma F} , \quad (4.44)$$

де l – довжина проводу, м;

γ – питома провідність матеріалу проводу, См/м;

F – переріз проводу, мм².

Підставивши (4.44) у вираз (4.43) отримаємо:

$$B_{\text{втр}} = c_0 \frac{P_{\text{max}}^2 \cdot \tau}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot \frac{l}{\gamma F} . \quad (4.45)$$

Із отриманого виразу (4.45) видно, що вартість втрат електроенергії в лінії обернено пропорційна його перерізу та квадрату коефіцієнта потужності.

Як відмічалось вище, при проектуванні мереж необхідно забезпечити найменші приведені витрати на передачу та розподіл електроенергії.

Мінімальні приведені витрати на передачу і розподіл електроенергії можна визначити графічним способом.

Для цього необхідно побудувати залежність вартості втрат електроенергії від перерізу проводу – гіпербола $B_{втр} = c_0 \Delta W$ (рисунок 4.3). Отримана залежність показує, що втрати енергії, а значить, і вартість втрат електроенергії в лінії зменшується із збільшенням перерізу проводу.

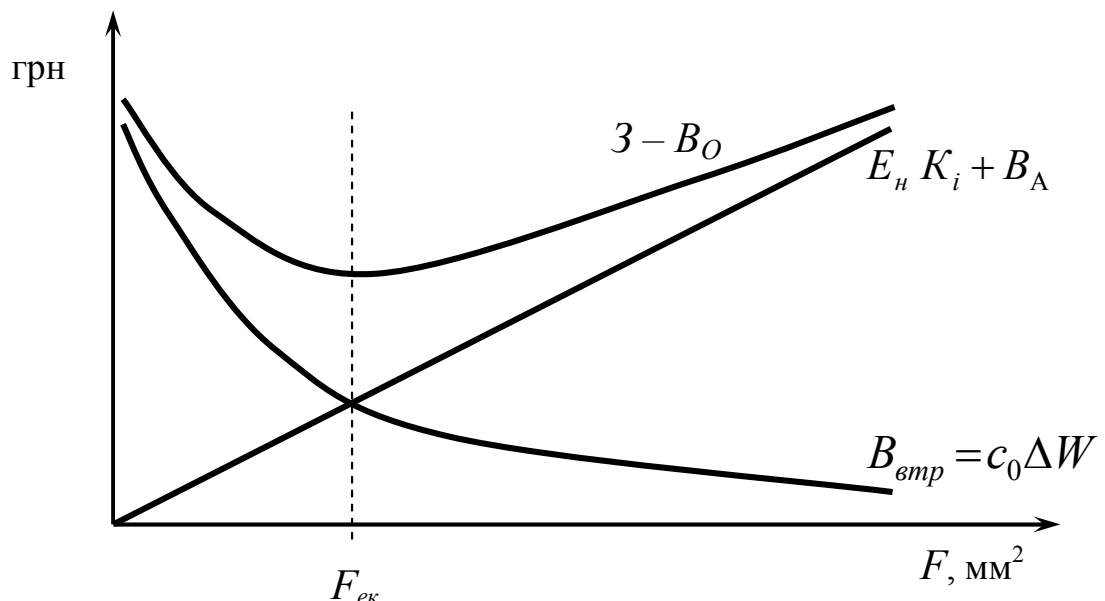


Рисунок 4.3 – Залежність вартості передачі електроенергії від перерізу проводів

Також будуюмо залежність капітальних та експлуатаційних витрат від перерізу проводу – пряма $E_n K_i + B_A$. Ця лінійна залежність наочно показує, що чим більшим є переріз проводу тим вищою буде вартість лінії.

Витрати на обслуговування лінії B_0 практично не залежать від зміни перерізу проводу, тому їх в подальшому не враховуємо.

Далі отримані залежності підсумовують. Таким чином розрахункові приведені витрати на передачу електричної енергії без врахування витрат на обслуговування лінії ($Z - B_0$) виражаються U -подібною кривою $Z - B_0$ (рисунок 4.3).

Мінімум на отриманій кривій $Z - B_0$ відповідає найбільш економічно вигідному (оптимальному) або **економічному** перерізу проводу $F_{ек}$. Отримане значення $F_{ек}$ округляють до найближчого стандартного значення.

Якщо проводи в лінії мають економічний переріз, то розрахункові приведені витрати на передачу електроенергії повинні бути найменшими, і, відповідно, лінія спроектована правильно.

Для кожної лінії можна побудувати аналогічні криві і визначити економічний переріз проводів. Проте на практиці розрахунки перерізу проводів ведуть більш простим способом.

Правилами улаштування електроустановок передбачені значення економічної густини струму $j_{ек}$ для проводів з різних металів при різній тривалості використання максимуму навантаження. Ці значення наведені в таблицях ПУЕ.

Економічний переріз проводу при заданій економічній густині струму визначають за виразом:

$$F_{ек} = \frac{I_{\max}}{J_{ек}}, \quad (4.46)$$

де $J_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²; визначається за таблицями ПУЕ в залежності від часу максимального навантаження T і матеріалу проводу.

I_{\max} – максимальний робочий струм лінії, А.

Таким чином вибирають переріз проводів для ліній напругою 35...220 кВ.

Якщо лінія має декілька навантажень (рисунок 4.4), то можна визначати $F_{ек}$ для кожної ділянки.

$$F_{1ек} = \frac{I_1}{J_{ек}}; \quad F_{2ек} = \frac{I_2}{J_{ек}}; \quad F_{3ек} = \frac{I_3}{J_{ек}}.$$

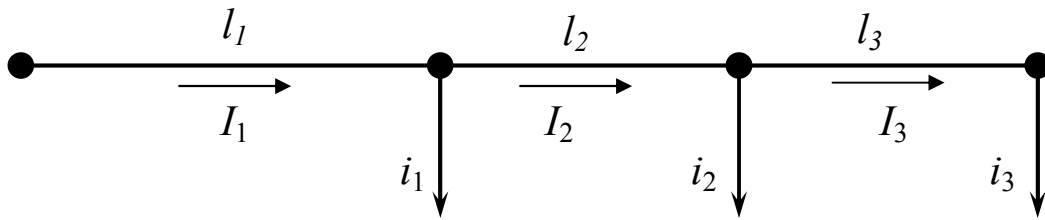


Рисунок 4.4 – До розрахунку перерізу проводів за економічною густиною струму

Якщо переріз проводу в лінії повинен бути незмінним по всій довжині лінії, тоді визначають еквівалентний струм в мережі:

$$I_{екв} = \sqrt{\frac{\sum_1^n I_i^2 l_i}{\sum_1^n l_i}}, \quad (4.47)$$

тоді, відповідно:

$$F_{ек} = \frac{I_{екв}}{J_{ек}}. \quad (4.48)$$

Споруджувати повітряну лінію із проводів одного перерізу по всій довжині значно зручніше, але втрати потужності і втрати металу при цьому дещо більші.

Згідно із ПУЕ за економічною густиною струму не розраховуються:

- лінії напругою до 1000 В у яких $T < 4000...5000$ годин;
- лінії, які розраховуються за допустимою втратою напруги;
- лінії тимчасових будівель;
- лінії «глибоких» вводів.

4.4 Визначення перерізу проводів повітряних ліній напругою 0,38...10 кВ методом економічних інтервалів

Для ПЛ напругою 0,38 та 10 (6) кВ переріз проводів вибирають методом економічних інтервалів (за мінімумом приведених витрат) з урахуванням навантаження, району кліматичних умов, матеріалу опор і темпів збільшення навантаження. Вибір перерізу проводів виконується за спеціальними таблицями.

Це пояснюється тим, що вихідні розрахункові дані істотно залежать від конкретних умов роботи мережі. Вибраний за економічною густиною струму переріз проводів не завжди відповідає умові мінімальних приведених витрат.

Як відмічалось вище для лінії електропередачі вартістю K_i і опором r_i при вартості одиниці втраченої енергії C_0 приведені витрати будуть визначатися за виразом:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + B_A + 3r_i \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau \cdot C_0.$$

Для різних перерізів проводів лінії та для різних струмів навантаження I_{\max} можемо побудувати залежності $Z_i = f(I)$.

На рисунку 4.5 видно, що кожному перерізу проводів відповідає інтервал навантажень із мінімальними приведеними витратами. Так для проводу перерізом F_1 інтервал буде в межах від 0 до I_1 , для проводу перерізом F_2 – від I_1 до I_2 , для проводу перерізом F_3 – від I_2 до I_3 і т. д. Ці інтервали називають **економічними інтервалами**. Використання цих інтервалів дозволяє за заданим струмом (потужністю) навантаження вибрати економічно найдоцільніший переріз проводу для лінії електропередачі.

Так, якщо

$$I_1 < I_{\max} < I_2 ,$$

то слід вибрати провід перерізом F_2 (рисунок 4.5).

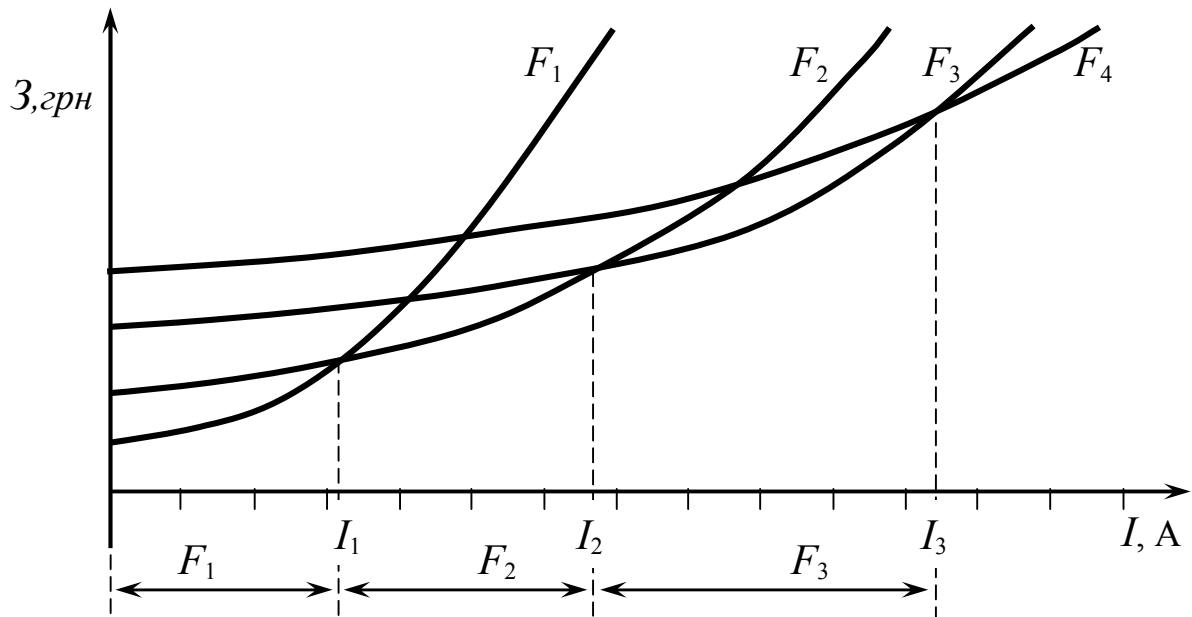


Рисунок 4.5 – Економічні інтервали навантаження проводів різного перерізу

Для спрощення вибору перерізу проводів створені таблиці, в яких для певного інтервалу навантаження пропонується економічний переріз проводу.

Переріз проводів вибраний за економічними інтервалами необхідно перевіряти за допустимою втратою напруги в мережі.

Методика вибору перерізу проводів методом економічних інтервалів (за мінімумом приведених витрат).

1. Відомим методом визначається розрахункове (максимальне) навантаження на ділянці лінії, S_p .

2. Визначається еквівалентна потужність ділянки лінії:

$$S_{екв} = \kappa_{\partial} \cdot S_p. \tag{4.49}$$

де κ_{∂} – коефіцієнт динаміки зростання навантаження, вибирається за таблицями РУМ:

– для ліній, що споруджуються заново $\kappa_{\partial} = 0,7$;

– для ліній що реконструюються із передбачуваним зростанням навантаження не менше ніж як в 1,5 раза $\kappa_{\partial} = 0,8$;

– для ліній що реконструюються із передбачуваним зростанням навантаження в 1,5...2 рази $\kappa_d = 0,7$.

3. За таблицями РУМ за еквівалентною потужністю $S_{екв}$, в залежності від району кліматичних умов (товщини стінки ожеледі) та від матеріалу опор вибирають «основний» переріз проводу $F_{осн}$.

4. Вибраний «основний» переріз проводу перевіряють за допустимою втратою напруги:

$$\Delta U_{факт.} \leq \Delta U_{доп.}; \quad (4.50)$$

$$\Delta U_{факт.} = \Delta U_{нит.} \cdot S_P \cdot l_l, \quad (4.51)$$

де $\Delta U_{нит.}$ – питома втрата напруги, %/кВА·км;

l_l – довжина лінії (ділянки лінії), км.

5. Якщо умова (4.50) не виконується, тоді, за тими ж таблицями РУМ «основний» переріз проводу $F_{осн}$ замінюють на «додатковий» $F_{дод}$.

6. «Додатковий» переріз проводів $F_{дод}$ також перевіряють за допустимою втратою напруги.

В електричній мережі не допускається застосовувати більше чотирьох перерізів (марок) проводів.

Збільшення перерізу проводів розпочинають з головної ділянки лінії (від ТП або РТП).

Згідно із ПУЕ, на ділянках ліній напругою 0,38 кВ, за умовами механічної міцності, необхідно застосовувати багатодротові неізольовані проводи із наступним мінімально допустимим перерізом: А25, АС25 для 1...3 району за ожеледдю; А35, АС25 – для 4...6 району. На ділянках ліній напругою 10 кВ необхідно застосовувати неізольовані проводи із наступним мінімально допустимим перерізом: А50, АС35 для 1 та 2 району за ожеледдю; А50, АС50 – для 3 та 4 району; А70, АС70 – для 5 та 6 району.

Запитання для самоконтролю

1. Що таке час максимальних втрат?
2. Від чого залежать втрати електричної енергії в лінії?
3. Від чого залежать втрати енергії в трансформаторах?
4. Поняття «втрати потужності в міді» та «втрати потужності в сталі трансформатора».
5. Що таке метод строку окупності? Де його застосовують?
6. Що таке приведені витрати на передачу і розподіл електроенергії?
7. Як визначається вартість втрат електроенергії?
8. Як визначається прибуток підприємства від транспортування електроенергії?
9. Як визначається термін окупності капітальних вкладень в систему електропостачання?
10. Коли приведені витрати на передачу електроенергії будуть мінімальними?
11. Що таке економічна густина струму?
12. Як вибирають переріз проводу за економічною густиною струму?
13. Як визначається еквівалентний струм в лінії?
14. Що таке економічний інтервал навантаження?
15. Алгоритм визначення перерізу проводів в лініях 0,38...10 кВ методом економічних інтервалів.
16. Що таке «основний» та «додатковий» переріз проводів?
17. За якими показниками перевіряють вибрані перерізи проводів методом економічних інтервалів?