

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут»

ОГЛЯД МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ

Методичні вказівки
для самостійної роботи студентів
із дисципліни «Системи електропостачання»

Київ – 2016

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут»

ОГЛЯД МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ

Методичні вказівки

для самостійної роботи студентів

із дисципліни «Системи електропостачання»

напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

за спеціальністю «Електротехнічні системи електроспоживання»

Рекомендовано Вченою радою ІЕЕ НТУУ «КПІ»

Київ
НТУУ «КПІ»
2016

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗГІДНО МЕТОДИКИ «ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ І ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ».....	6
2. РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗГІДНО МЕТОДИКИ «ВИЗНАЧЕННЯ НОРМАТИВНИХ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОКОМПАНІЙ УКРАЇНИ».....	12
3. РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗГІДНО МЕТОДИКИ «СКЛАДАННЯ СТРУКТУРИ БАЛАНСУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38–150 кВ, АНАЛІЗУ ЙОГО СКЛАДОВИХ І НОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ».....	20
4. МЕТОД РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПО ВТРАТАМ НАПРУГИ.....	26
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	33

ВСТУП

Метою дисципліни «Системи електропостачання» є формування у студентів здібностей вирішувати широке коло питань, пов'язаних із визначенням розрахункових навантажень, вибором загальної структури та параметрів елементів електропостачальних систем, розрахунком режимів, а також втрат потужності й електричної енергії в різноманітних сегментах системи й обґрунтуванням заходів щодо їх зменшення, раціональною компенсацією реактивної потужності, забезпеченням надійності електропостачання й якості електричної енергії згідно з типовими завданнями їх майбутньої діяльності у сфері проектування й експлуатації електропостачальних систем, вирішення питань енергозбереження й управління енергоспоживанням.

При викладанні зазначеної дисципліни важливе місце займають питання, пов'язані з визначенням технічних втрат електричної енергії при її передаванні та розподілі. У цьому плані значну роль відіграють завдання визначення втрат у мережах низької напруги. Це пов'язано як з відсутністю єдиної загальноприйнятої методики для вирішення зазначеної задачі, так і необхідністю виконання відповідних розрахунків у умовах обмеженості необхідної інформації. Тому метою методичних вказівок є ознайомлення студентів з існуючими методами розрахунків для вибору найкращого з них із урахуванням конкретних умов його використання.

1. РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗГІДНО МЕТОДИКИ «ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ І ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ»

Зазначена методика запропонована Державним підприємством «Український науково-дослідний, проектно-вишукувальний та конструкторсько-технологічний інститут «Укрсілэнергопроект» [1] і у хронологічному плані є останнім нормативним документом, створеним для практичної реалізації задачі розрахунку втрат електричної енергії в мережах низької напруги. У той же час, ця методика не дає змогу вирішити поставлену задачу у повному обсязі, оскільки спрямована виключно на визначення втрат електричної енергії у внутрішньобудинкових мережах.

Згідно цієї методики втрати електричної енергії у внутрішніх мережах багатоповерхових житлових (офісних) будинків обчислюються для кожного з введів як різниця одночасних показників лічильника електричної енергії, встановленого на вводі у житловий будинок і лічильників, за якими здійснюють облік електроенергії на внутрішньобудинкові потреби (освітлення сходів, сходових клітин, коридорів і технічних поверхів; системи водопостачання та тепlopостачання; світлозагорожа; робота ліфтів тощо) та у фізичних (юридичних) осіб цього будинку.

У разі відсутності лічильника на вводі у багатоповерховий житловий (офісний) будинок або лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб або неможливості одночасного зчитування показів лічильників найменше можливе значення втрат електричної енергії, пов'язаних із електропостачанням будинку, розраховують як суму втрат у зовнішній живильній мережі $\Delta A_{з.м}^{(P)}$, внутрішньобудинковій мережі живлення споживачів (квартир, офісів тощо) $\Delta A_{в.м}^{(P)}$, втрат у лічильниках електричної енергії $\Delta A_{л}^{(P)}$, а також втрат в опорах контактних з'єднань відгалужень до лічильників $\Delta A_{з}^{(P)}$.

У зазначених розрахунках приймають, що:

- графіки навантаження споживачів рівномірні у часі;

- навантаження споживачів рівномірно розподілено уздовж стояка по довжині;
- між фазами зовнішньої живильної мережі навантаження розподілено рівномірно.

У разі відсутності лічильника на вводі у будинок і наявність лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб втрати активної електроенергії (у кВт·год) у зовнішній мережі обчислюють за формулою:

$$\Delta A_{з.м}^{(P)} = \frac{(A_{в.п}^{(P)} + \sum_k \sum_m A_{m.k}^{(P)})^2 + A_{в.п}^{(Q)^2}}{U_n^2 T} k_\phi^2 R_3^2 l_3 \cdot 10^{-3},$$

де $A_{в.п}^{(P)}$ – споживання активної енергії на внутрішньо будинкові потреби протягом розрахункового періоду, кВт·год;

$A_{m.k}^{(P)}$ – споживання активної енергії m -м споживачем k -го стояка протягом розрахункового періоду часу, кВт·год;

$A_{в.п}^{(Q)}$ – споживання реактивної енергії на внутрішньо будинкові потреби протягом розрахункового періоду, квар·год;

k_ϕ^2 – коефіцієнт форми графіка навантаження;

R_3 – питомий активний опір кабелю (дроту) зовнішньої мережі, Ом/км;

l_3 – довжина кабелю (дроту) зовнішньої мережі, км;

T – тривалість розрахункового періоду, год;

m – кількість квартир (офісів), приєднаних до стояка;

k – кількість стояків.

При цьому значення коефіцієнта форми при відсутності інформації, необхідної для його безпосереднього розрахунку, можуть бути визначені у відповідності з даними наведеними у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10(6)/0,38 кВ у разі відсутності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності

Характеристика споживача	Значення коефіцієнту форми графіка k_{Φ}^2				
	сезонне				середнє річне
	зима	весна	літо	осінь	
Сільські житлові будинки	1,17	1,13	1,14	1,15	1,15
Міські житлові будинки	1,13	1,11	1,13	1,12	1,12
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Сільські комунально-побутові споживачі	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16
Міські комунально-побутові споживачі	1,09	1,08	1,09	1,09	1,09
Змішане навантаження (переважно комунально-побутові споживачі)	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Змішане навантаження (переважно виробничі споживачі)	1,08	1,09	1,08	1,08	1,08
Сільські виробничі споживачі	1,12	1,13	1,11	1,12	1,12
Птахофабрики	1,05	1,06	1,05	1,06	1,06
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	-	-	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,02	1,04
Однозмінні промислові підприємства	1,48	1,46	1,48	1,49	1,48
Двозмінні промислові підприємства	1,27	1,25	1,26	1,27	1,26
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електродотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11
Електроопалення садибних житлових будинків у акумуляційному режимі	3,07	3,31	-	3,31	3,23
Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі	1,02	1,02	-	1,02	1,02
Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі з відключенням в години максимального навантаження енергосистеми	1,36	1,36	-	1,36	1,36
Електроопалення садибних житлових будинків у акумуляційному режимі в нічний період із підзарядкою в денне зниження навантаження енергосистеми	2,01	2,01	-	2,01	2,01
Часткове електроопалення садибних житлових будинків переносними електронагрівачами	1,12	1,12	-	1,13	1,12

Втрати активної електроенергії у кВт·год у кожному з k -му стояків внутрішньобудинкової мережі обчислюються за формулою:

$$\Delta A_{\text{в.м.к}}^{(P)} = \frac{(\sum A_{m,k}^P)^2}{U_{\text{н}}^2 T} k_{\phi}^2 k_{\text{нс}} R_{\text{в.к}} (l_{\text{н.к}} + \frac{l_{\text{р.к}}}{3}) \cdot 10^{-3},$$

де $R_{\text{в.к}}$ - питомий активний опір кабелю (дроту) k -го стояка, Ом/км;

$l_{\text{н.к}}$ - довжина кабелю (дроту) нерозгалуженої частини k -го стояка, км;

$l_{\text{р.к}}$ - довжина кабелю (проводу) розгалуженої частини k -го стояка, км;

$k_{\text{нс}}$ - коефіцієнт збільшення втрат в лінії 0,38 кВ стояка з несиметричним навантаженням фаз, який приймається для ліній з $R_0/R_{\phi} = 1$ рівним 1,13 для ліній з $R_0/R_{\phi} = 2$ рівним 1,20 (R_0 і R_{ϕ} опори нульового і фазного проводів відповідно, Ом).

У разі неможливості одночасного зчитування показів з лічильників споживачів і наявності лічильників на вводі у будинок та лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків живлення споживачів приймати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт·год обчислювати за формулою:

– у зовнішній мережі:

$$\Delta A_{\text{з.м}}^{(P)} = \frac{A_6^{(P)^2} + A_{6(\text{в.п})}^{(Q)^2}}{U_{\text{н}}^2 T} k_{\phi}^2 R_3 l_3 \cdot 10^{-3}; \quad (1.1)$$

– у внутрішньобудинковій мережі:

$$\Delta A_{\text{в.м}}^{(P)} = \sum_k \left[\frac{(A_6^{(P)} - A_{6(\text{в.п})}^{(P)})^2}{k^2 U_{\text{н}}^2 T} k_{\phi}^2 k_{\text{нс}} R_{\text{в.к}} (l_{\text{н.к}} + \frac{l_{\text{р.к}}}{3}) \cdot 10^{-3} \right],$$

де $A_6^{(P)}$ – споживання активної енергії протягом розрахункового періоду за показами лічильника на вводі у будинок, кВт·год;

k – кількість стояків.

У разі неможливості визначення споживання електричної енергії для кожного із k стояків і/або відсутності лічильника на вводі в будинок і лічильника обліку

внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків приймати однаковими та втрати активної електроенергії в кВт·год обчислювати за формулою:

- у зовнішній мережі:

$$\Delta A_{3.M}^{(P)} = \frac{\left(\sum_k \sum_m A_{m,k}^{(P)} \right)^2}{U_H^2 T \cos^2 \varphi} k_\phi^2 R_3 I_3 \cdot 10^{-3},$$

де $\cos \varphi$ – середнє значення коефіцієнту потужності у зовнішній мережі, $\cos \varphi = 0,9$;

- у внутрішньобудинковій мережі:

$$\Delta A_{B.M}^{(P)} = \sum_k \left[\frac{\left(\sum_k \sum_m A_{m,k}^{(P)} \right)^2}{k^2 U_H^2 T} k_\phi^2 k_{nc} R_{B.k} \left(l_{H.k} + \frac{l_{P.k}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right]. \quad (1.2)$$

У разі наявності лічильника на вводі у будинок і відсутності лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб, втрати активної електроенергії у кВт·год

- у зовнішній мережі обчислюється за виразом (1.1);
- у внутрішньобудинковій мережі – за виразом (1.2).

Втрати електричної енергії в лічильниках в кВт·год визначаються згідно з формулою:

$$\Delta A_{л}^{(P)} = \sum_i N_i \Delta P_i T \cdot 10^{-3},$$

де N_i – кількість лічильників i -го типу;

ΔP_i – втрати потужності в лічильниках i -го типу відповідно до паспортних даних лічильника, Вт;

T – тривалість розрахункового періоду, год.

Обсяг втрат електричної енергії у з'єднаннях внутрішньобудинкових мереж в кВт·год може бути врахований за взаємною згодою сторін на підставі вимірювань опорів контактних з'єднань відповідно до ГОСТ 17441-84 [2] за формулою:

$$\Delta A_z^{(P)} = N_z I^2 R_z k_\phi^2 T \cdot 10^{-3},$$

де N_z – кількість контактних з'єднань на відгалуженнях до лічильників;

I – середній струм фази, А;

R_z – опір контактного з'єднання, Ом;

Значення квадрату середнього струму в A^2 розраховується по формулі:

$$I^2 = \frac{\left(\sum_k \sum_m A_{m,k}^{(P)} \right)^2}{bk^2 m^2 T^2 U_n^2},$$

де b – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазних споживачів і 1 – для однофазних споживачів;

k – кількість стояків;

m – кількість квартир приєднаних до стояка.

2. РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗГІДНО МЕТОДИКИ «ВИЗНАЧЕННЯ НОРМАТИВНИХ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОКОМПАНІЙ УКРАЇНИ»

Зазначена методика запропонована Державним підприємством «ДонОРГРЕС» [3] і її основні положення полягають у наступному.

Лінії, що живлять житлову забудову, можна вважати лініями з рівномірно розподіленим навантаженням (рис. 2.1а), особливо в сільській місцевості, де до лінії, що йде уздовж вулиці, через приблизно однакові відстані підключені житлові будинки з приблизно однаковим рівнем електроспоживання. Виробничі підприємства сільської місцевості (тваринницькі, зернообробні й ін.) знаходяться звичайно осторонь від житлових будинків і до них йдуть окремі лінії, які можна вважати лініями з зосередженим навантаженням (рис. 2.1б).

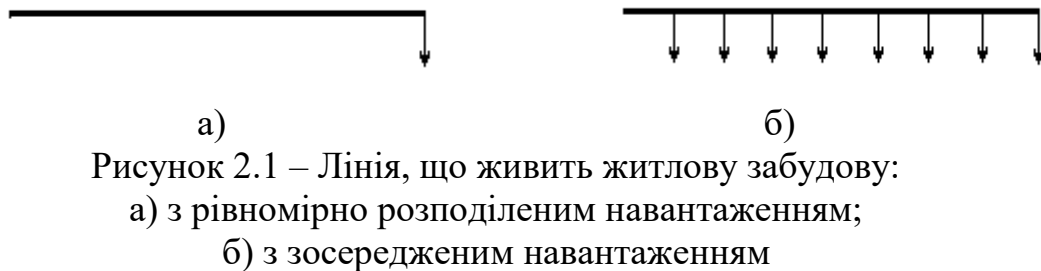


Рисунок 2.1 – Лінія, що живить житлову забудову:

а) з рівномірно розподіленим навантаженням;

б) з зосередженим навантаженням

Навантажувальні втрати електроенергії в лінії визначають по формулі:

$$\Delta A = \frac{A^2(1 + \operatorname{tg}^2\varphi)k_{\phi}^2}{24DU^2} R_{\text{екв}}, \quad (2.1)$$

де A – електроенергія, відпущена в лінію за D днів;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження;

U – напруга, кВ;

$R_{\text{екв}}$ – еквівалентний опір лінії, Ом.

Еквівалентний опір залежить від конфігурації лінії та розподілу навантаження вздовж її довжини. Очевидно, що для лінії постійного перерізу з навантаженням, зосередженої в її кінці,

$$R_{\text{екв}} = r_0 L,$$

де r_0 - питомий опір проводу, Ом/км;

L – довжина лінії, км;

тобто $R_{\text{екв}}$ відповідає фізичному опору лінії.

Для такої ж лінії з рівномірно розподіленим навантаженням P_r

$$R_{\text{екв}} = \frac{r_0}{P_r^2} \int_0^L p^2(l) dl,$$

яке з урахуванням виразу

$$p(l) = P_r \frac{L-l}{L}, \quad (2.2)$$

приводить до результату

$$R_{\text{екв}} = \frac{r_0 L}{3},$$

де P_r – навантаження головної ділянки.

З цього слідує, що при однакових довжинах лінії, перерізі проводів і значеннями відпущеної енергії, втрати в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в 3 рази менша, ніж в лінії з зосередженим навантаженням.

У теоретичному випадку зміна перерізу проводів змінюється пропорційно з навантаженням (лінія з постійною густиною струму). Тому при підстановці у вираз (2.2) замість r_0 виразу

$$r(l) = r_0 \frac{L}{L-l},$$

отримаємо

$$R_{\text{екв}} = \frac{r_0 L}{2}.$$

Цей результат демонструє, що у зазначеному граничному випадку втрати в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в 2 рази менші, у порівнянні з лінією з зосередженим навантаженням, так як коефіцієнт, який враховує вплив на втрати ступеню розподілу навантажень вздовж лінії k_L , знаходиться в діапазоні 0,33–0,5. На практиці всю лінію або її основну магістральну частину виконують проводом одного перерізу і лише в кінці лінії та на відгалуженнях від неї можуть використовуватись дроти меншого перерізу. Розрахунки реальних схем ліній без відгалужень і з розподіленим по довжині лінії навантаженням показали, що значення k_L знаходяться в межах $0,37 \pm 0,04$.

У діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35–120 мм², які звичайно використовуються на таких лініях, справедливе співвідношення

$$r_0 \approx \frac{32,25}{F},$$

де F – переріз проводу.

Підставляючи у формулу розрахунку втрат енергії (2.1) $U = 0,38$ кВ та

$$R_{\text{екв}} = r_0 L = \frac{32,25}{F} L k,$$

можна одержати

$$\Delta A = 9,3 \frac{A^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) k_{\phi}^2 k}{D} \cdot \frac{L}{F}, \quad (2.3)$$

де D – число днів, $k = 1,0$ для ліній із зосередженим навантаженням і $k = 0,37$ – для ліній із розподіленим навантаженням;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження, який можна визначити наступним чином

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (2.4)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка, що представляє собою відносне значення числа годин максимального навантаження:

$$k_3 = \frac{T_{\max}}{T}.$$

Формула (2.3) відповідає лінії без відгалужень. При наявності відгалужень втрати електроенергії при тій же сумарній довжині лінії зменшуються, тому що щільність струму у відгалуженнях істотно нижче, ніж у магістралі. Позначимо відношення щільність струму у відгалуженнях і в головній ділянці магістралі як

$$k_j = \frac{j_0}{j_M},$$

а відносно довжину відгалужень

$$k_{\text{розг}} = \frac{L_0}{L_{\Sigma}},$$

назвемо коефіцієнтом розгалуженості лінії (для нерозгалуженої лінії $k_{\text{розг}} = 0$, а для розгалуженої $k_{\text{розг}} = 1/3$). Питомі втрати електроенергії у відгалуженнях у k_j^2 разів менше, ніж у магістралі, у зв'язку з чим при використанні у формулі (2.3) сумарної довжини лінії в неї повинний бути введений понижуючий коефіцієнт:

$$k_{\text{відг}} = 1 - k_{\text{розг}}(1 - k_j^2). \quad (2.5)$$

Значення коефіцієнта k_j значно нижче одиниці. Аналіз типових схем сільських електричних мереж 0,38 кВ показав, що в практичних розрахунках можна прийняти середнє значення $k_j^2 = 0,25$, і формула (2.5) набуває вид:

$$k_{\text{відг}} = 1 - 0,75k_{\text{розг}}. \quad (2.6)$$

Формула (2.3) справедлива для лінії з однаковими (симетричними) навантаженнями фаз. Разом із тим несиметрія навантажень фаз – явище досить розповсюджене в лініях 0,38 кВ. Коефіцієнт збільшення втрат електроенергії в лінії з несиметричним навантаженням фаз ($k_{\text{нес}}$) визначають по формулі

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сеп}}^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}}\right) - 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}}, \quad (2.7)$$

де I_A, I_B, I_C – струми фаз;

R_0, R_ϕ – опір нульового та фазного проводів.

На практиці виміряти струми фаз у всіх лініях 0,38 кВ, які знаходяться на балансі Обленерго, важко, тому в практичних розрахунках доцільно використовувати середнє значення коефіцієнта $k_{\text{нec}}$. При відносному відхиленні струмів фаз від їх середнього значення в діапазоні 0,3-0,5 і $R_0/R_\phi = 1-1,5$, коефіцієнт $k_{\text{нec}}$ змінюється в діапазоні від 1,15 до 1,55 ($k_{\text{нec}} = 1,35 \pm 0,2$). Це значення коефіцієнта може бути застосовано до ліній із розподіленим навантаженням, наприклад за наявності навантаження житлових будинків, яке переважно однофазне. Зосереджені навантаження мають, як правило, велику частку симетричних, трифазних навантажень, тому $k_{\text{нec}}$ для таких ліній знаходиться в діапазоні $1,05 \pm 0,05$.

У відповідності з викладеним, коли відома частка розподілених навантажень d_p середні значення коефіцієнтів k_L і $k_{\text{нec}}$ можуть бути визначені по формулам:

$$k_L = 1 - 0,63d_p, \quad (2.8)$$

$$k_{\text{нec}} = 1,05 + 0,3d_p. \quad (2.9)$$

Квадрат коефіцієнта форми графіка k_ϕ^2 визначають по формулі (2.4).

При визначенні втрат в N лініях з відомим сумарним відпуском енергії в них згідно формулі (2.1) виникає необхідність урахування ще одного коригуючого коефіцієнту – k_N , який відбиває неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. При відносному розкиді їх значення $\pm \gamma_j$, коефіцієнт k_N визначають по формулі:

$$k_N = 1 + \gamma_j^2. \quad (2.10)$$

Якщо значення γ_j лежать в діапазоні 0,2–0,4, то величини значення k_N знаходиться в інтервалі 1,04–1,16 ($k_N = 1,1 \pm 0,06$).

З врахуванням (2.6), (2.8)–(2.10) остаточна формула для розрахунку втрат у N_F лініях з перерізом головних ділянок F і сумарною довжиною L_F приймає вигляд:

$$\Delta A_F = 9,3 \frac{A_F^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) k_\phi^2 L_F}{N_F^2 D F} k_{\text{нес}} k_{\text{відг}} k_L k_N. \quad (2.11)$$

Для використання формули (2.11) необхідно знати сумарну енергію A_F , яка відпускається в лінії з цим перерізом. Очевидно, що при наявності проблем з визначенням сумарного відпуску електричної енергії в мережі 0,38 кВ в цілому оцінити значення енергії, яка відпускається в лінії певного перерізу, можна тільки розрахунковим способом. Єдиним припущенням, на основі якого можна це зробити, являється гіпотеза про однакову середню густину струму на головних ділянках ліній різних перерізів. Вплив цього допущення відображається коефіцієнтом k_N . В цьому випадку формула для розрахунку сумарних втрат у всіх лініях 0,38 кВ, які живляться від шин ТП приймає вигляд:

$$\Delta A_{0,4} = 9,3 k_\phi^2 k_{\text{нес}} k_{\text{відг}} k_L k_N (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \frac{\sum_{i=1}^n F_i L_i}{F_\Sigma^2} \cdot \frac{A_{0,4}^2}{D},$$

де n – кількість груп ліній 0,38 кВ з різним перерізом головних ділянок, які отримують живлення від розглянутого об'єкта;

F_Σ - сумарний переріз головних ділянок цієї лінії;

$A_{0,4}$ - електроенергія, яка відпускається в ці лінії.

Окрім цього для урахування наявності в реальній мережі однофазних, двофазних і трифазних ліній 0,38 кВ у формулі (2.11) замість параметра L_F вводять поняття еквівалентної довжини лінії.

На основі численних емпіричних досліджень запропоновано еквівалентну довжину лінії визначають по формулі:

$$L_{\text{екв}} = L_M + 0,44L_{2-3} + 0,22L_1, \quad (2.12)$$

де L_M – довжина магістралі;

L_{2-3} – довжина двофазних і трифазних відгалужень;

L_1 – довжина однофазних відгалужень.

При цьому під магістраллю розуміють найбільшу відстань від шин 0,4 кВ розподільного трансформатора 6-20/0,4 кВ до найбільш віддаленого споживача, приєднаного до трифазної або двофазної лінії.

Внутрішньо будинкові мережі багатоповерхових будинків (до лічильників електричної енергії) включають у довжину відгалужень відповідної фазності.

При наявності сталевих проводів у магістралі або відгалуженнях у формулу (2.12) підставляють довжини ліній, які визначаються по формулі:

$$L = L_a + 4L_c + 0,6L_m,$$

де L_a , L_c , L_m – довжина алюмінієвих, сталевих та алюмінієвих проводів, відповідно.

Значення $k_{\text{нес}}$, $k_{\text{відг}}$, k_L розраховують по формулах (2.8)–(2.10) за даними відносно коефіцієнту розгалуженості електричних мереж, що визначається на основі аналізу їх типових схем і долі комунально-побутових навантажень d_p у загальному споживанні електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ, що, у свою чергу, оцінюється на підставі звітності про корисний відпуск електроенергії.

Об'єднавши всі ці коефіцієнти та враховуючи, що для визначення k_{ϕ}^2 використовується формула (2.4) можна представити вираз (2.11) у такий спосіб:

$$\Delta A_{\text{н0,38}} = k_{0,38} \frac{A_{0,38}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) L_{\text{екв}}}{F_{\Gamma} D} \cdot \frac{1 + 2k_3}{3k_3} \quad (2.13)$$

де F_{Γ} – переріз проводу головної ділянки;

$k_{0,38}$ – коефіцієнт, що враховує характер розподілу навантажень по довжині лінії та неоднаковість навантажень фаз.

Коефіцієнт $k_{0,38}$ також може бути визначений по формулі:

$$k_{0,38} = 9,67 - 3,32d_p - 1,84d_p^2. \quad (2.14)$$

При використанні формули (2.13) для розрахунку втрат енергії в N лініях із сумарними довжинами магістралей $L_{\text{м}\Sigma}$, двофазних і трифазних відгалужень $L_{2-3\Sigma}$ і однофазних відгалужень $L_{1\Sigma}$ у формулу підставляють середній відпуск електроенергії в одну лінію $A_{0,38} = A_{0,38\Sigma}/N$, (де $A_{0,38\Sigma}$ - сумарний відпуск енергії в N

ліній) і середній переріз головних ділянок, а коефіцієнт $k_{0,38}$, визначений по формулі (2.14), множать на коефіцієнт k_N , що враховує неоднаковість довжин ліній і, як зазначалося раніше, неоднакову щільність струмів на головних ділянках ліній. При цьому відповідний корегуючий коефіцієнт визначається не по формулі (2.10), а згідно наступного виразу

$$k_N = 1,25 + 0,14d_p.$$

При відсутності даних про коефіцієнт заповнення графіка і (або) коефіцієнт реактивної потужності приймають $k_3 = 0,3$, $\text{tg}\varphi = 0,6$.

3. РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗГІДНО МЕТОДИКИ «СКЛАДАННЯ СТРУКТУРИ БАЛАНСУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38–150 кВ, АНАЛІЗУ ЙОГО СКЛАДОВИХ І НОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ»

Методика розроблена ВАТ «ЛьвівОРГРЕС» [4] і призначена для розрахунку технічних втрат електричної енергії в елементах електричних мереж достатньо широкого кола номінальних напруг, у тому числі, мереж напругою 0,38 кВ. Відповідні розрахунки, які стосуються мереж низької напруги, полягають у наступному.

У загальному випадку змінні втрати електроенергії ΔA в будь-якій вітці електричної мережі з опором R визначаються за формулою

$$\Delta A_{\text{з.м}} = \frac{R}{U_{\text{сеп}}^2} \left(\frac{A^2 + W^2}{T^2} + D[P] + D[Q] \right) T,$$

де R – активний опір вітки;

T – розрахунковий час;

A, W – відповідно потоки активної та реактивної енергії;

$U_{\text{сеп}}$ – середньоексплуатаційний рівень напруги;

$D[P], D[Q]$ – відповідно дисперсії активної та реактивної потужностей.

Дисперсії активної та реактивної потужностей $D[P], D[Q]$ визначають за такими формулами:

$$D[N] = \frac{(N_2 - N_1)(N_1 - N_0)^2}{N_2 + N_1 - 2N_0}, \text{ при } \lambda > 1$$

$$\text{або } D[N] = \frac{(N_2 - N_1)^2(N_1 - N_0)}{2N_2 + N_1 - N_0}, \text{ при } \lambda < 1,$$

де N_0, N_1, N_2 – відповідно мінімальне, середнє та максимальне значення параметрів графіка активної та реактивної потужності за тривалістю;

λ – показник форми графіка потужності за тривалістю.

Показник форми графіка потужності за тривалістю λ , визначається за формулою

$$\lambda = \frac{N_1 - N_0}{N_2 - N_1}.$$

Збір інформації про схеми розподільних мереж різних ступенів напруги та параметри її елементів (довжини ділянок ЛЕП, приєднану до них потужність, поперечні перерізи проводів і кабелів) із наступним кодуванням і введенням інформації в ЕОМ є дуже трудомістким завданням, особливо для мереж напругою 0,38 кВ. Тому пропонується використовувати в розрахунках еквівалентні (групові) опори груп ліній однієї номінальної напруги на основі узагальнених параметрів мереж (сумарної довжини ПЛ і КЛ, кількості повітряних і кабельних фідерів, сумарної приєднаної потужності трансформаторів і ін.), що завжди відомі.

Таким чином, використання у даному випадку еквівалентних (групових) опорів обумовлене однією з двох причин:

- відсутністю достатнього обсягу початкової інформації для застосування індивідуального розрахунку втрат в окремих елементах (поелементного розрахунку);

- недоцільністю (коли затрати праці зі збору та вводу необхідної інформації для поелементного розрахунку не виправдовуються підвищенням, точності розрахунку).

Розрахунок еквівалентного опору на основі даних про топологію мереж 0,38 кВ і їх реальні параметри нехтуючи втратами напруги здійснюється наступним чином

$$R_{\text{екв}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_d} r_i S_{\text{Ді}}^2}{S_{\text{ДГ}}^2},$$

де $S_{\text{Ді}}$ – потоки повної потужності, що протікають по i -м ділянкам, МВА.

Розрахунок еквівалентного опору ліній номінальної напруги 0,38 кВ за узагальненими параметрами полягає у наступному. Пряме застосування наведеної

вище формули для розрахунку еквівалентного опору ЛЕП номінальної напруги 0,38 кВ є неможливим через те, що для середньої ЛЕП дуже складно визначити значення приєднаної потужності та кількості ділянок.

Сумарні довжини ПЛ і КЛ, кількість повітряних та кабельних фідерів номінальної напруги 0,38 кВ, а також дані про трансформатори 35–6/0,38 кВ, що живлять мережу 0,38 кВ, – таким обсягом даних вичерпується початкова інформація для розрахунку еквівалентного опору ліній. Окрім того, ще є інформація про потоки енергії за розрахунковий період.

Лінії напругою 0,38 кВ представляють собою розгалужені деревоподібні схеми зі значно більшою, порівняно з лініями інших ступенів напруги, кількістю ділянок. Для виведення розрахункової формули для умовної низьковольтної лінії формується послідовність із ділянок у порядку спадання їх сумарної приєднаної потужності. Потім лінія представляється у вигляді нерозгалуженої топологічної схеми, де дотримується той же принцип, що і при формуванні зазначеної послідовності ділянок – до точки живлення такої модельної лінії розташована ближче та ділянка, у якої величина сумарної приєднаної потужності більша. Очевидно, що першою (найближчою до точки живлення) буде головна ділянка, за нею розміщується ділянка, що живиться від головної і т.д

На рис. 3.1 зображено відповідну модель лінії номінальної напруги 0,38 кВ, що має 10 ділянок (насправді, кількість ділянок набагато більша).

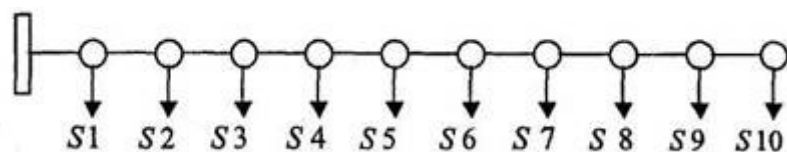


Рисунок 3.1 – Геометрична інтерпретація моделі лінії номінальною напругою 0,38 кВ

Очевидно, що сума довжин відрізків дорівнює довжині лінії.

Математично залежність розподілу потужності $S(x)$ описується формулою

$$S(x) = S_{\max} - \frac{S_{\max} - S_{\min}}{L_{\text{л}}^2} x^2,$$

де S_{\max} , S_{\min} – відповідно максимальне та мінімальне значення потужності, приєднаної до ділянок лінії;

$L_{\text{л}}$ – довжина лінії.

Наведену модель є можливим застосувати і для характеристики зміни перетинів ліній. При цьому цю модель можна умовно розбити на нескінчену множину елементарних ділянок довжиною Δl , переріз яких буде змінюватися наступним чином:

$$F(x) = F_{\text{max}} - \frac{F_{\text{max}} - F_{\text{min}}}{L_{\text{л}}^2} x^2.$$

За цих умов еквівалентний опір буде визначатися так

$$R_{\text{екв}} = 1,33 \frac{\rho_{\text{Al}} k_{\text{Cu}}}{S_{\text{л}}^2} \int_0^{L_{\text{л}}} \frac{S^2(x)}{F(x)} dx. \quad (3.1)$$

Коефіцієнт збільшення 1,33 у формулі (3.1) враховує систематичне заниження результату розрахунку еквівалентного опору методом узагальнених параметрів. Введемо поняття умовної ПЛ й умовної КЛ номінальної напруги 0,38 кВ. Умовна ПЛ (КЛ) номінальної напруги 0,38 кВ – це лінія, яка має довжину і сумарну потужність навантаження, що дорівнюють середньоарифметичним значенням, або математичним сподіванням відповідних величин для всіх ПЛ (КЛ) 0,38 кВ.

Через відсутність реальної інформації, приймаємо наступні припущення:

$$F_{\text{max}} = \begin{cases} 50, \text{ для ПЛ } 0,38 \text{ кВ} \\ 95, \text{ для КЛ } 0,38 \text{ кВ} \end{cases}, \quad F_{\text{min}} = \begin{cases} 35, \text{ для ПЛ } 0,38 \text{ кВ} \\ 50, \text{ для КЛ } 0,38 \text{ кВ} \end{cases},$$

$$S_{\text{ПЛmax}} = \bar{S}_{\text{ПЛ}}, \quad S_{\text{КЛmax}} = \bar{S}_{\text{КЛ}},$$

де $S_{\text{ПЛ}}, S_{\text{КЛ}}$ – відповідно потужності навантаження умовних ПЛ і КЛ.

Сформуємо вирази для визначення мінімальних значень потужності навантаження ділянок умовних ПЛ і КЛ:

$$S_{\text{ПЛmin}} = \begin{cases} 0,1 \bar{S}_{\text{ПЛ}}, \text{ при } \bar{L}_{\text{ПЛ}} > 0,5 \text{ км} \\ 0,3 \bar{S}_{\text{ПЛ}}, \text{ при } \bar{L}_{\text{ПЛ}} \leq 0,5 \text{ км} \end{cases}, \quad S_{\text{КЛmin}} = \begin{cases} 0,3 \bar{S}_{\text{КЛ}}, \text{ при } \bar{L}_{\text{КЛ}} > 0,5 \text{ км} \\ 0,6 \bar{S}_{\text{КЛ}}, \text{ при } \bar{L}_{\text{КЛ}} \leq 0,5 \text{ км} \end{cases}.$$

Коефіцієнти в приведених вище виразах також визначені на основі опрацювання статистичних даних. Інтеграл у формулі (3.1) визначається методом трапецій.

Методика передбачає можливість як групового, так і індивідуального розрахунку змінних втрат електроенергії в лініях, для яких відсутня необхідна інформація для поелементного розрахунку (або, як мінімум, наявності зафіксованих приладами обліку значень головних потоків енергії за розрахунковий період). Для цієї групи ліній визначають еквівалентний опір і розраховують втрати електроенергії від сумарного перетікання енергії по цих лініях за формулою

$$\Delta A_{ли}^{бо} = \frac{R_{ели} (A_{ли}^{бо})^2 d_i k_{ни}}{1,05 U_{ни}^2 T_p} (1 + \text{tg}^2 \varphi_i),$$

де $R_{ели}$ – еквівалентний опір i -ї групи ліній;

T_p – число годин у розрахунковому періоді;

$A_{ли}$ – сумарне перетікання енергії по лініях i -ї групи за розрахунковий період;

d_i – дисперсійний коефіцієнт збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження i -ї групи ліній;

$k_{ни}$ – коефіцієнт збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ліній i -ї групи;

$U_{ни}$ – номінальна напруга ліній;

$\text{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності, який для ліній даного класу номінальної напруги приймається рівним 0,62.

Значення коефіцієнта збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ліній номінальної напруги 0,38 кВ $k_{ни}$ приймається рівним 1,35.

Дисперсійний коефіцієнт збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження є різним для різних ступенів напруги. Для ступеня з найвищою номінальною напругою розподільчої мережі дисперсійний коефіцієнт d розраховують за формулою

$$d = 1 + \frac{(P_{\max} - \bar{P})^2 (\bar{P} - P_{\min})}{2\bar{P}^2 \left[2(P_{\max} - \bar{P}) + (\bar{P} - P_{\min}) \right]}, \quad (3.2)$$

де P_{\max} , \bar{P} , P_{\min} – відповідно максимальне, середнє і мінімальне навантаження розподільчої мережі за розрахунковий період.

Значення величин P_{\max} , P_{\min} , що задаються для мережі низької напруги, визначаються, як правило, з низькою достовірністю. Внаслідок цього, значення дисперсійного коефіцієнта i , отже, розрахункові втрати електроенергії можуть занижуватися. Якщо розраховане за формулою (3.2) значення дисперсійного коефіцієнта за розрахунковий період не перевищує його мінімального значення, що вказане в таблиці 3.1, то під час обчислення втрат електроенергії значення дисперсійного коефіцієнта приймається рівним мінімальному табличному.

Таблиця 3.1 – Мінімальні значення дисперсійного коефіцієнта

Розрахунковий період	Номінальна напруга, кВ			
	110 (150)	35 (20)	10 (6,3)	0,38
Січень	1,28	1,33	1,39	1,44
Лютий	1,29	1,36	1,43	1,51
Березень	1,30	1,39	1,48	1,57
Квітень	1,31	1,42	1,52	1,63
Травень	1,32	1,44	1,57	1,69
Червень	1,33	1,47	1,61	1,75
Липень	1,33	1,47	1,61	1,75
Серпень	1,32	1,44	1,57	1,69
Вересень	1,31	1,42	1,52	1,63
Жовтень	1,30	1,39	1,48	1,57
Листопад	1,29	1,36	1,43	1,51
Грудень	1,28	1,33	1,39	1,44

Це пояснюється тим, що на ступенях більш низької номінальної напруги «розмахи» навантажень протягом розрахункового періоду ширші, ніж на ступенях більш високої номінальної напруги, і, відповідно, значення дисперсійного коефіцієнта більші.

4. МЕТОД РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПО ВТРАТАМ НАПРУГИ

У роботі [5] визначення втрат електричної енергії у мережах низької напругу пропонується здійснювати на підставі наступних міркувань.

Для ліній з зосередженим в кінці навантаженням співвідношення значень відносних втрат потужності до відносних втрат напруги має вигляд:

$$k_{\text{п/н}} = \frac{\Delta P_{\%}}{\Delta U_{\%}} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}, \quad \text{де } \xi = \frac{x_0}{r_0}.$$

Для лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

$$\Delta P_{\%} = \frac{P_{\Gamma}(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U^2} \cdot \frac{r_0 L}{3} \cdot 100, \quad (4.1)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{100}{U^2} (1 + \xi \operatorname{tg} \varphi) P_{\Gamma} r_0 \int_0^L \frac{L-l}{L} dl = \frac{100}{U^2} (1 + \xi \operatorname{tg} \varphi) P_{\Gamma} r_0 \frac{L}{2}. \quad (4.2)$$

Поділивши (4.1) на (4.2), отримаємо

$$k_{\text{п/н}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi} \quad (4.3)$$

Фізична суть коефіцієнта $2/3$ в (4.3) – облік неоднакової щільності струму вздовж лінії. Значення $2/3$ являє собою нижню межу значень цього коефіцієнта, відповідну рівномірному розподілу навантаження вздовж лінії. Насправді навантаження підключені в дискретних точках на певній відстані один від одного. Так, наприклад, вже при 10 ділянках значення цього коефіцієнта знижується від 1 до 0,7. При числі ділянок, рівному 20, значення зазначеного коефіцієнту знаходяться діапазоні 0,75–0,82.

Слід зазначити, що результати розрахунків для ідеалізованих схем на практиці можна використовувати тільки у вигляді рекомендованих середніх значень. Кожна реальна лінія відрізняється від ідеалізованої: довжини ділянок, у реальних лініях

неоднакові, відгалуження в деяких вузлах можуть бути відсутні, а в інших їх кількість може бути більше одного та т.п. Тому для практичних розрахунків можна прийняти єдине значення цього коефіцієнта, рівне 0,75 для лінії з розподіленим навантаженням. Для ліній із зосередженим навантаженням він дорівнює 1. Для комбінованого навантаження рекомендується використовувати значення $k_{п/н}$, що визначається за формулою:

$$k_{п/н} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}.$$

де d_p – частка розподіленого навантаження в загальному навантаженні лінії.

Враховуємо, що для повітряних ліній

$$x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}, \quad r_0 \approx \frac{32,25}{F} \text{ Ом/км}, \quad \xi = \frac{x_0}{r_0} \approx 0,0125F,$$

а для кабельних ліній $x_0 = 0$, $\xi = 0$. Так як кінцеві ділянки повітряних ліній іноді виконані проводом меншого перетину, ніж головна ділянка, а на деяких старих лініях на таких ділянках використані навіть сталеві дроти, рекомендується для повітряних ліній приймати $\xi = 0,01F$.

Максимальне навантаження лінії при відомому відпуску енергії в неї за термін 24Д годин складе

$$P_{\max} = \frac{A}{Д24k_3}.$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіку навантаження.

З врахуванням цього втрати потужності при максимумі навантаження становлять

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U_{\%}}{100} P_{\max} k_{п/н} = \frac{\Delta U_{\%} A k_{п/н}}{100 Д24 k_3}, \quad (4.4)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \tau = \Delta P_{\max} 24Д \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}, \quad (4.5)$$

де останній дріб являє собою значення τ у відносних одиницях.

Наявність відгалужень від магістралі при тому ж значенні $\Delta U_{\%}$ до найбільш віддаленої її точки збільшує втрати енергії в порівнянні з нерозгалуженою лінією. Тому коефіцієнт $k_{\text{відг}}$ міститься в знаменнику формули. Враховуючи (4.4) в (4.5) і коефіцієнти $k_{\text{нес}}$ і $k_{\text{відг}}$, отримуємо остаточну розрахункову формулу:

$$\Delta A = \frac{\Delta U_{\%}}{100} A \frac{1 + 2k_3}{3} \cdot \frac{k_{\text{п/н}} k_{\text{нес}}}{k_{\text{відг}}},$$

де $k_{\text{нес}}$ визначається згідно з (2.7) або (2.9), $k_{\text{відг}}$ – у відповідності до формул (2.5) або (2.6).

Ще один підхід до визначення втрат електричної енергії в мережах низької напруги було розглядається у роботі [6]. У відповідності з запропонованою методикою втрати електроенергії в лінії напругою 0,38 кВ (у % від відпуску електроенергії в електричну мережу) визначають за формулою:

$$\Delta A_{\text{н}} = \frac{0,7 k_{\text{нес}} \Delta U_1 \tau}{T_{\max}}, \quad (4.6)$$

де ΔU_1 - втрати напруги в режимі максимального навантаження електричної мережі від шин ТП до найбільш віддаленого електроприймача, %;

$k_{\text{нес}}$ – коефіцієнт, що враховує нерівномірність (несиметрію) розподілу навантаження за фазами.

Коефіцієнт збільшення втрат потужності електричної мережі з ізольованою нейтраллю за нерівності навантажень окремих фаз визначають за формулою:

$$k_{\text{нес.із}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сеп}}^2},$$

де I_A, I_B, I_C – струми в проводах відповідних фаз;

$I_{\text{сеп}}$ – середнє значення навантаження окремих фаз.

В електричній мережі з глухо заземленою нейтраллю виникає струм нульової послідовності I_0 , потроєне значення якого є струмом у нейтралі $I_N = 3I_0$ тобто струм нульового проводу (для електричних мереж напругою нижче 1 кВ).

Струм у нейтралі визначають за формулою:

$$I_N = I_A + aI_B + a^2I_C = I_A - \frac{1}{2}(I_B + I_C) + j\frac{\sqrt{3}}{2}(I_B - I_C) \quad (4.7)$$

де a, a^2 – оператори повороту вектора на 120° проти годинникової стрілки та за годинниковою стрілкою відповідно.

У формулі (4.7) комплексні значення струмів фаз визначені відносно напруги своєї фази. У разі припущення однакового значення коефіцієнта потужності в кожній із двох фаз, вираз (4.7) залишається справедливим і для модулів струмів. При цьому квадрат струму в нейтралі становить:

$$I_N^2 = \left[I_A - \frac{1}{2}(I_B + I_C) \right]^2 + \frac{3}{4}(I_B - I_C)^2 = I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - (I_A I_B + I_B I_C + I_A I_C).$$

Оскільки

$$I_A I_B + I_B I_C + I_A I_C = \frac{(I_A + I_B + I_C)^2 - (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)}{2} = 4,5I_{\text{ср}}^2 - 0,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2),$$

то

$$I_N^2 = 1,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,5I_{\text{ср}}^2.$$

Сумарні втрати потужності в електричній мережі із заземленою нейтраллю складаються з втрат у кожній фазі, а за наявності нульового проводу до них додатково додаються втрати у нульовому проводі:

$$\Delta P_c = I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C + I_N^2 R_n,$$

де I_n, R_n - відповідно струм у нульовому проводі й опір нульового проводу.

У разі симетричного навантаження струми у фазах рівні між собою та дорівнюють струму прямої послідовності:

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C).$$

У цьому випадку втрати потужності в симетричному режимі становлять:

$$\Delta P_c = 3I_1^2 R_{\text{сеп}}. \quad (4.8)$$

У несиметричному режимі втрати потужності більші ніж за умов симетричного режиму:

$$\Delta P_{\text{нес}} = 3I_1^2 R(1 + k_v I_\phi) + I_n^2 R_n.$$

У наведеному виразі k_v - величина, що характеризує розходження (варіацію) фазних струмів між собою. Коефіцієнт варіації приблизно можна визначити за формулою:

$$k_v = \sqrt{\frac{\frac{1}{3} \sum_1^3 I_\phi^2 - I_1^2}{I_1^2}} \approx \frac{I_{\phi 1 \max} - I_{\phi 1 \min}}{k_\sigma I_1},$$

де $I_{\phi 1 \max(\min)}$ - максимальне (мінімальне) значення фазних струмів;

k_σ - величина, яка набуває значення від 2 до 3.

Оскільки несиметрія утворена тільки різними навантаженнями фаз без зміни кута між струмами різних фаз, то струм у нульовому проводі також залежить від коефіцієнта варіації фазних струмів і величини струму прямої послідовності:

$$I_n^2 = k_v^2 I_1^2.$$

У цьому випадку втрати потужності в трифазній електричній мережі з нульовим проводом за несиметричного режиму можуть бути визначені таким чином:

$$\Delta P_{\text{нес}} = 3I_1^2 R_{\phi 1 \text{екв}} \left[1 + k_v^2 I_\phi \left(1 + 1,5 \frac{R_{n1 \text{екв}}}{R_{\phi 1 \text{екв}}} \right) \right]. \quad (4.9)$$

Формула (4.9) еквівалентна формулі:

$$\Delta P_{\text{нес}} = 3I_1^2 R_{\phi 1 \text{екв}} \left[\frac{1}{3} \sum \left(\frac{I_{\phi}}{I_1} \right)^2 \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н1екв}}}{R_{\phi 1 \text{екв}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н1екв}}}{R_{\phi 1 \text{екв}}} \right]. \quad (4.10)$$

Еквівалентний опір в (4.10) визначається за формулою:

$$R_{\text{екв}} = R_0 + k_l R_l,$$

де R_0 - опір головної ділянки лінії від джерела до першого навантаження;

k_l - коефіцієнт, що враховує характер розподілу навантаження вздовж лінії;

R_l - опір ділянки, упродовж якого розподілено навантаження.

Зокрема, для рівномірного розподілу навантаження $k_l = \frac{1}{3}$.

У разі зменшення навантаження від початку лінії до її кінця величина k_l буде менша за $1/3$, у випадку зростання – більша.

З формули (4.9) видно, що чим більше опір нульового проводу, тим більше зростатимуть втрати потужності, викликані несиметрією.

Втрати реактивної потужності в лініях визначаються аналогічно втратам активної потужності. Тільки в цьому випадку у вищенаведені формули замість активного опору підставляються значення індуктивного опору.

З огляду на (4.8) та (4.9) і за однакового опору фаз можна отримати такий вираз для коефіцієнта збільшення втрат потужності в електричній мережі із заземленою нейтраллю:

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{сеп}}^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}},$$

де співвідношення перед круглою дужкою дорівнює $k_{\text{нес.із}}$ для електричної мережі з ізольованою нейтраллю.

За відсутності даних про струмові навантаження варто приймати:

- для лінії з $\frac{R_{\text{н}}}{R_{\phi}} = 1$, $k_{\text{нес}} = 1,13$;

– для ліній з $\frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} = 2, k_{\text{нес}} = 1,2$.

Відношення $\frac{\tau}{T_{\text{max}}}$ приймають відповідно до таких даних таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

$T_{\text{max}}, \text{ГОД}$	2000	3000	4000	5000	6000
$\frac{\tau}{T_{\text{max}}}$	0,46	0,52	0,60	0,72	0,77

Відносні втрати електроенергії (у %) в k лініях 0,38 кВ визначаються за формулою:

$$\Delta A_{\% \text{сум}} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta A_{\%}^i I_i}{\sum_{i=1}^k I_i},$$

де $\Delta A_{\%}^i$ - відносні втрати електроенергії в i -й лінії, визначені за формулою (4.6);

I_i - максимальне навантаження головної ділянки i -ї лінії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методичні рекомендації визначення технологічних втрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання [Електронний ресурс]. – К. : Міненерговугілля України, 2013. – Режим доступу: http://www.leonorm.com/p/NL_DOC/UA/201301/Nak399.htm.
2. Соединения контактные электрические. Приемка и методы испытаний: ГОСТ 17441-84. – [Действующий от 1986-01-01]. – На замену ГОСТ 17441-78.
3. Методика визначення нормативних технічних втрат електричної енергії в електричних мережах енергокомпаній України. – Горлівка : ДП «ДонОРГРЕС», 2004. – На заміну ГНД 34.09.104-2003.
4. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії: ГНД 34.09.104-2003. – [Чинний від 2004-04-01]. – К. : ОЕП «ГРІФРЕ», 2004.
5. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М. : изд-во НЦ Энас, 2005. – 277 с.
6. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження [Електронний ресурс]. – К. : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2013. - Режим доступу: http://www.energy.mk.ua/index.php?option=com_content&view=article&id=634&Itemid=161.