

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

**Степанчук Владислав Олександрович**

УДК 621.359.4

## **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

Підвищення експлуатаційної надійності роботи силових трансформаторів  
10/0,4 кВ шляхом компенсації реактивної потужності  
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Степанчук В. О.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,  
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

## АНОТАЦІЯ

Степанчук В. О. Підвищення експлуатаційної надійності роботи силових трансформаторів 10/0,4 кВ шляхом компенсації реактивної потужності. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2021.

Робота присвячена дослідженню причин втрат електроенергії в силових трансформаторах.

Розглянуті шляхи підвищення ефективності роботи трансформаторних підстанцій систем при заміні одного трансформатора, що живить технологічне та цілодобове навантаження споживачів підприємств на два трансформатори з меншою сумарною номінальною потужністю з урахуванням їх оптимального завантаження.

**Ключові слова:** електрична мережа, трансформатор, коефіцієнт завантаження.

## SUMMARY

Stepanchuk V.O. Improving the operational reliability of 10 / 0.4 kV power transformers by reactive power compensation. Qualification work for a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics - Polissya National University, Zhytomyr, 2021.

The work is devoted to the study of the causes of electricity losses in power transformers.

Ways to increase the efficiency of transformer substations of systems when replacing one transformer, which feeds the technological and round-the-clock load of consumers on two transformers with lower total rated power, taking into account their optimal load.

**Key words:** electric network, transformer, load factor.

## ЗМІСТ

|   |    |
|---|----|
| ВСТУП   | 4  |
| РОЗДІЛ 1. ВИБІР РАЦІОНАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ   | 6  |
| 1.1 Вибір раціональних режимів роботи силових трансформаторів з умови мінімуму втрати активної потужності   | 7  |
| 1.2 Аналіз впливу навантаження силових трансформаторів на споживання реактивної потужності                  | 14 |
| Висновки по розділу 1   | 19 |
| РОЗДІЛ 2. ШЛЯХИ І МЕТОДИ РІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ                                  | 20 |
| 2.1 Мінімізація втрат в силових трансформаторах при зміні режиму навантаження                               | 20 |
| 2.2 Мінімізація впливу реактивних навантажень та неякісної електроенергії на роботу силових трансформаторів | 24 |
| 2.3 Оптимізація втрат електроенергії за рахунок впровадження сучасного електрообладнання                    | 28 |
| Висновки по розділу 2   | 29 |
| РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ ВПЛИВУ РЕЖИМУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ВЕЛИЧИНУ СПОЖИВАНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ           | 30 |
| Висновки по розділу 3   | 37 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ   | 38 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ  | 39 |

## ВСТУП

На сьогоднішній день передавання та розподіл електроенергії в існуючих системах виробництва здійснюється з використанням різних типів підвищувальних і знижуючих силових трансформаторів, більшість яких перебуває на балансі електропостачальних підприємств. Однак силові трансформатори, як один з елементів системи електропостачання не позбавлені від деяких певних недоліків.

Якщо до трансформатора не підключене навантаження, то він не виконує корисної роботи. Такий режим називається режимом холостому ходу (х.х.). При даному режимі частина потужності трансформатора буде використовуватися на покриття втрат потужності. Для трансформаторів потужністю більше 100 В·А втрати в режимі х.х. визначаються в основному втратами в матеріалі сталі магнітопроводу при його перемагнічуванні. Втрати в магнітопроводі силового трансформатора прямопропорційно залежать від ряду факторів до яких можна віднести:

- 1) питомі втрати в сталі даної марки, які в свою чергу залежать від величини магнітної індукції та частоти струму;
- 2) маса сталі магнітопроводу.

Трансформатор, який перебуває в режимі холостого ходу, споживає не тільки активну а також і реактивну потужності. Дану складову повних втрат трансформатора в режимі х.х. називають потужністю намагнічування  $Q_{\mu}$ . Дана потужність визначається не тільки магнітними властивостями сталі, але й залежить від конструкції осердя трансформатора та технічних факторів виготовлення магнітопроводу (тугість опресовки стальных пластин осердя та величини зазорів між пластинами). Крім того у трансформаторів, які перебувають у тривалій експлуатації ослаблюються стяжні болти пластин магнітопроводу, що призводить до збільшення споживання потужності намагнічування  $Q_{\mu}$ , яка може збільшуватися до 200% [1] в порівнянні з паспортними характеристиками підприємства виробника.

Тому метою даної кваліфікаційної роботи є на основі розгляду причин втрат електроенергії у трансформаторі, виділення найбільш ефективного методу їх зменшення.

**Об'єктом дослідження** являється двох обмоткові силові трансформатори.

**Предметом дослідження** являється підвищення ефективності роботи трансформаторних підстанцій для забезпечення електроенергією споживачів.

**Перелік публікацій автора за темою дослідження :**

Гончаренко Ю.П., Кондратюк А. І., Степанчук В. О. УСТАНОВКА ДОДАТКОВИХ ПРИСТРОЇВ КОМПЕНСАЦІЇ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВЕЛИЧИНИ ВПЛИВУ ВИЩИХ ГАРМОНІК НА ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРА

V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 3. С.89-93 . «Біоенергетичні системи». 27-28 травня 2021 Житомир, Україна.

Гончаренко Ю.П., Степанчук В. АНАЛІЗ ВПЛИВУ РЕЖИМУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ВЕЛИЧИНУ СПОЖИВАНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 2. С.89-93 . «Біоенергетичні системи». 27-28 травня 2021 Житомир, Україна

Степанчук В.О. АНАЛІЗ ВПЛИВУ НАВАНТАЖЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Студентські читання – 2021: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2021». 26 жовтня 2021 р. Житомир: Поліський національний університет, 2021.- 400 с.

## РОЗДІЛ 1

## ВИБІР РАЦІОНАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Для досягнення відчутних результатів у галузі зниження втрат електроенергії розподільних мереж необхідно вживати заходів щодо підвищення енергоефективності у якомога більшій кількості вузлів енергосистеми. Так, повз контроль та облік електроенергії неминуче оновлення та вдосконалення самого електрообладнання, застосування інноваційних технологій. Однією з найважливіших та дорогою установкою в електричних мережах та системах електропостачання є силовий трансформатор.

Силві трансформатори мають значний потенціал у підвищенні енергоефективності розподільних і трансформаторних підстанцій, чим обумовлена значимість розробки та впровадження технологій енергозберігаючих трансформаторів в електромережах.

Для силового трансформатора коефіцієнт корисної дії визначається наступною формулою, рекомендованою

ДСТУ:

$$\eta = \frac{1 - (\beta^2 P_{\kappa} + P_x)}{\beta S \cos \varphi_2 + \beta^2 P_{\kappa} + P_x}, \quad (1.1)$$

де  $P_{\kappa}$  – потужність втрат короткого замикання, Вт;

$P_x$  – потужність втрат холостого ходу, Вт;

$B$  – коефіцієнт навантаження;

$S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора В А;

$\cos \varphi_2$  - коефіцієнт потужності.

Наведена формула наочно показує можливі шляхи підвищення енергоефективності та надійності роботи силового трансформатора. Такими способами є:

- оптимальний коефіцієнт навантаження (відношення споживаної потужності до номінальної потужності трансформатора);
- збільшення коефіцієнта потужності (співвідношення активної та реактивної потужності споживача);
- зменшення потужності втрат холостого ходу (потужність втрат у магнітопроводі трансформатора);
- зменшення потужності втрат короткого замикання (потужність втрат в обмотках трансформатора).

### **1.1 Вибір раціональних режимів роботи силових трансформаторів з умови мінімуму втрати активної потужності**

Електропостачання електроприймачів виробничих підприємств напругою до 1 кВ, як правило, здійснюється через одно- та двотрансформаторні підстанції 6- 10/0,4 кВ. Основним принципом побудови раціональної схеми електропостачання найбільшою мірою задовольняє система двотрансформаторних підстанцій із двома живильними лініями із застосуванням секціонування на вторинній напрузі (рис. 1, а, б). При цьому, на вторинній стороні може бути передбачена паралельна або роздільна робота силових трансформаторів. Паралельна робота (рис. 1, а) по економічним міркуванням є кращою. Однак у більшості випадків, трансформатори працюють окремо (рис. 1, б) на певну частину загальної навантаження.

При використанні однострансформаторних підстанцій резервування електропостачання здійснюється за допомогою перемичок між сусідніми підстанціями, виконаними кабелями чи шинопроводами (рис. 1, в).

Важливим заходом щодо зниження втрат потужності та електроенергії, а також підвищення коефіцієнта потужності  $\cos\varphi_{\text{ср}}$  є своє тимчасове відключення, виведення в резерв трансформаторів на досить тривалий період при зниженні їх навантажень та включення трансформаторів при зростанні навантажень. Такі зміни навантажень можуть бути обумовлені виробничими причинами (зменшення постачання сировини, труднощами реалізації

продукції, зміною технології виробництва, реконструкцією виробничих установок тощо), сезонним характером електричних навантажень (підприємства з переробки сільгосппродукції, торфо розробки, асфальтобетонні заводи тощо) та ін.

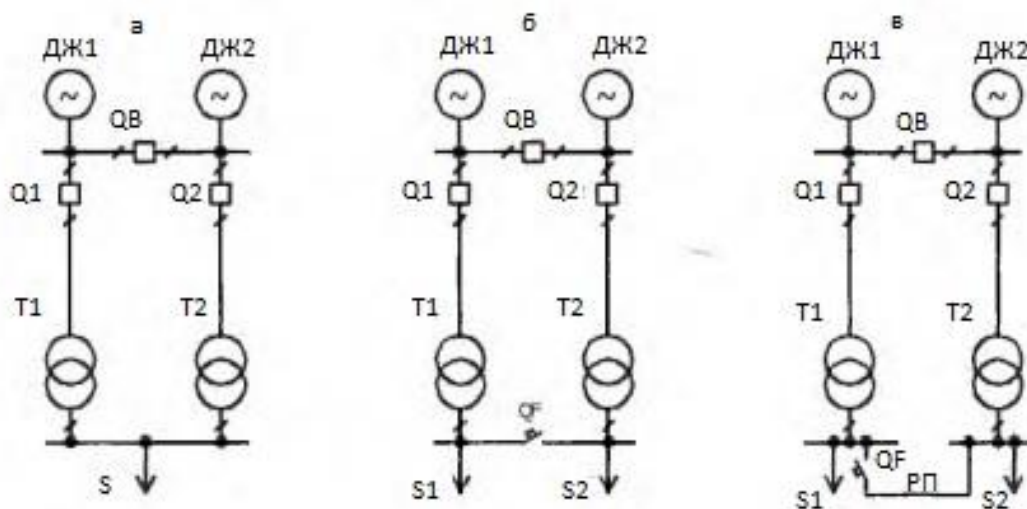


Рисунок 1.1. Прціпціальні схеми електропостачання з одно- та двотрансформаторними під станціями: а - при паралельній роботі трансформаторів; б - те саме роздільного; в - роздільної роботи з резервною лінією (РЛ); ДЖ - джерело живлення

Звичайно, виведення в резерв трансформатора має здійснюватися після переведення його навантаження на інші працюючі трансформатори. Для відповідальних електроприймачів повинні бути передбачені пристрої автоматичного включення резерву (АВР) на напрузі до 1 кВ.

Умисні відключення трансформаторів для економії енергоресурсів не повинні приводити до зниження надійності електропостачання споживачів електроенергії.

Для визначення необхідності відключення одного з трансформаторів, які працюють на загальне навантаження, як правило використовується критерій оптимальності [2, 3]. До такого критерія можна віднести мінімум втрат потужності або електроенергії за аналізований період.



Розглянемо критерій мінімальних втрат потужності докладніше.

Визначимо, при якому очікуваному електричному навантаженні трансформатора доцільно його відключити, використовуючи як критерій оптимальності мінімум втрат активної потужності.

Для трансформаторів, що мають однакову номінальну потужність  $S_{\text{ном}}$  та працюючих паралельно на загальне навантаження, умовою рівності втрат активної потужності при включенні  $n$  і  $(n - 1)$  трансформаторів є вираз [1]:

$$S_{\Delta P} = S_{\text{ном}} \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}}, \quad (1)$$

де  $\Delta P_x$  і  $\Delta P_k$  - втрати холостого ходу та короткого замикання трансформатора.

Отже, при  $S < S_{\Delta P}$  втрати активної потужності в  $(n - 1)$  трансформаторі будуть менше, ніж у  $n$  трансформаторах, а при  $S > S_{\Delta P}$  - навпаки. Цією умовою можна користуватися для орієнтовної оцінки доцільності відключення або включення одного з трансформаторів.

У разі використання двотрансформаторних підстанцій

$$S_{\Delta P} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{\Delta P_k}}. \quad (2)$$

Оскільки у трансформаторів 6-10/0,4 кВ відношення  $\Delta P_x/\Delta P_k = 0,14$

- 0,27, то для них  $S_{\Delta P} = (0,53 - 0,73) S_{\text{ном}}$ .

Для трансформаторів, що мають навантаження, повинні дотримуватися наступні обмеження;

$$\begin{aligned} S_i &\leq \beta_i S_{\text{ном}i}, \\ \Theta_{Ti} &\leq \Theta_{\text{ТДоп}i}, \quad i = \overline{1, n}, \\ V_j &= \pm 0,05 U_{\text{ном}j}, \quad j = \overline{1, k}, \end{aligned} \quad (3)$$

де  $S_i$  – повна потужність навантаження  $i$ -го трансформатора;  $\beta_i$  – коефіцієнт допустимого навантаження  $i$ -го трансформатора;  $S_{\text{ном}i}$  – номінальна потужність  $i$ -го трансформатора;  $\Theta_{Ti}$  – температура нагрівання  $i$ -го трансформатора при навантаженні  $S_i$ ,  $\Theta_{\text{Тд.оп}i}$  – допустима температура нагрівання  $i$ -го трансформатора заданих умов експлуатації;  $V_j$  – відхилення напруги на затисках  $j$ -го електроприймача, що живиться від  $i$ -го трансформатора у нормальному режимі;  $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга мережі;  $k$  – кількість приєднаних електроприймачів.

При роздільній роботі трансформаторів (рис.1,б) та для однострансформаторних підстанцій (рис.1в) вираз (1.1) має обмежену придатність, тому що в умовах експлуатації технічно складно, а іноді і неможливо забезпечити однакове навантаження трансформаторів. В цьому випадку сумарне навантаження двох трансформаторів (при незначних значеннях коефіцієнта потужності) може бути виражене на як:

$$S = S_1 + S_2, \quad (4)$$

де  $S_1$  і  $S_2$  – повна потужність навантаження на шинах до 1 кВ трансформаторів Т1 та Т2.

Бачимо, що на величину сумарних втрат потужності в трансформаторах впливає співвідношення навантажень  $S_1$  і  $S_2$ . Визначимо, за якого навантаження

$S_1$  трансформатора Т1 його доцільно відключити для зменшення втрати потужності. Втрати активної потужності при роботі одного трансформатора (Т1 або Т2) з навантаженням  $S$  можуть бути визначені:

$$\Delta P_1 = \Delta P_x + \Delta P_k \frac{(S_1 + S_2)^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad S_1 + S_2 \leq S_{\text{ном}}. \quad (5)$$

Вираз (1.5) представимо в наступному вигляді:

$$\Delta P_1 = \Delta P_x + \Delta P_k \frac{S_1^2}{S_{\text{НОМ}}^2} + \Delta P_k \frac{S_2^2}{S_{\text{НОМ}}^2} + \Delta P_k \frac{2S_1 S_2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (6)$$

У випадку використання двох трансформаторів сумарні втрати в них складуть:

$$\Delta P_2 = 2\Delta P_x + \Delta P_k \frac{S_1^2}{S_{\text{НОМ}}^2} + \Delta P_k \frac{S_2^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (7)$$

Прирівнявши вирази (1.6) і (1.7) і виконавши відповідні перетворення, отримаємо:

$$2\Delta P_k S_1 S_2 = \Delta P_x S_{\text{НОМ}}^2. \quad (8)$$

Виразимо навантаження другого трансформатора у вигляді  $S_2 = S - S_1$  підставимо її у формулу (1.8)

$$2\Delta P_k S_1 (S - S_1) = \Delta P_x S_{\text{НОМ}}^2. \quad (9)$$

Із виразу (1.9) одержимо квадратне рівняння:

$$S_1^2 - SS_1 + \frac{\Delta P_x S_{\text{НОМ}}^2}{2\Delta P_k} = 0. \quad (10)$$

Рівняння другого ступеню має два дійсних рішення при умові:

$$D = \frac{\Delta P_x S_{\text{НОМ}}^2}{2\Delta P_k} - \frac{S^2}{4} \leq 0. \quad (11)$$

З виразу (1.11) випливає, що розв'язання поставленого завдання має сенс при сумарному навантаженні

$$S \geq S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{\Delta P_k}} \quad (1.12)$$

Права частина виразу (1.12) являє собою загальну потужність на вантажі, при якій і вище якої (у допустимих межах) існують навантаження  $S_1$  та  $S_2$ , що забезпечують рівність сумарних втрат у разі роботи одного та двох трансформаторів.

Якщо  $S \leq S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{\Delta P_k}}$ , то з метою зниження втрат активної потужності

доцільна робота одному трансформаторі.

Результатом розв'язання квадратного рівняння (1.10) щодо  $S_1$  є два дійсні корені:

$$S_{1(1)} = \frac{S}{2} + \sqrt{\frac{S^2}{4} - \frac{\Delta P_x S_{\text{ном}}^2}{2\Delta P_k}}; \quad (13)$$

$$S_{1(2)} = \frac{S}{2} - \sqrt{\frac{S^2}{4} - \frac{\Delta P_x S_{\text{ном}}^2}{2\Delta P_k}}. \quad (14)$$

Таким чином, для зменшення втрат активної потужності при навантаженні трансформатора Т1  $S_1 > S_{1(1)}$  доцільно відключати трансформатор Т2, а при  $S_1 < S_{1(2)}$  - трансформатор Т1.

Для ілюстрації на рис.1. 2 показана залежність сумарних втрат активної потужності від повного навантаження  $S$  для трансформаторів 10/0,4 кВ типу ТМ номінальною потужністю  $S_{\text{ном}} = 250$  кВ А. При цьому розглянуто робота одного (крива 1) та двох трансформаторів при процентному співвідношенні їх навантажень 100:0, 90:10, 80:20, 70:30, 60:40 та 50:50 (криві 2, 3, 4, 5, 6 та 7 відповідно).

Графічні залежності показують, що при сумарному навантаженні споживачів  $S$  менше значення  $S_{\Delta P1}$  визначається координатою точки А, доцільною є робота одного трансформатора. Якщо  $S > S_{\Delta P1}$  то менші втрати активної потужності можуть бути як при роботі одного, так і двох трансформаторів. При неоднаковому навантаженні трансформаторів потужності, що відповідають рівності втрат при роботі одного і двох

трансформаторів ( $S_{\Delta P_2}$ ,  $S_{\Delta P_3}$ ,  $S_{\Delta P_i}$ ), збільшуються зі зростанням нерівномірності розподілу навантажень.

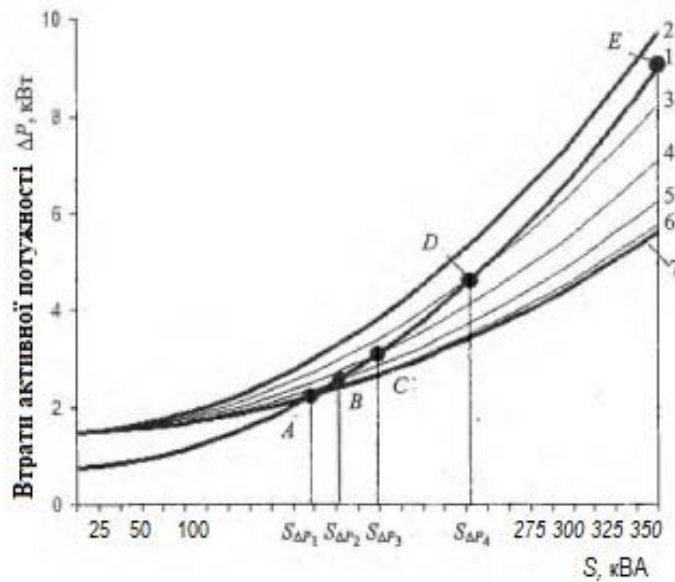


Рисунок 1.2. Зміна втрат потужності в трансформаторах при нерівномірному розподілі навантажень

Так як навантаження трансформаторів, що мінімізують втрати активної і реактивної потужності, не завжди збігаються, то при визначенні оптимального числа працюючих трансформаторів іноді користуються так званими наведеними втратами холостого ходу  $\Delta P'_x$  і короткого замикання  $\Delta P'_k$  трансформатора [1]:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{зв} \frac{I_x \cdot S_{ном}}{100} ; \quad (1.15)$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{зв} \frac{U_k \cdot S_{ном}}{100} , \quad (1.16)$$

де  $K_{зв}$  — коефіцієнт зміни втрат, кВт/квар;  $I_x$  — струм холостого ходу трансформатора, %;  $U_k$  — напруга короткого замикання трансформатора, %.

Коефіцієнт  $K_{зв}$  враховує величину додаткових втрат активної потужності під час передачі реактивної потужності від джерела живлення до трансформатора.

У цьому випадку в формулах (1.1), (1.2) і (1.13), (1.14) замість  $\Delta P_x$  і  $\Delta P_k$  використовується  $\Delta P'_x$  і  $\Delta P'_k$ . Проте за електропостачання споживачів від великої енергосистеми з безліччю джерел живлення оцінити значення  $K_{зв}$  можна дуже приблизно, що обмежує застосування цього підходу при виборі числа працюючих трансформаторів.

Вирази (1.1), (1.2), (1.13), (1.14) можуть служити для орієнтовної оцінки доцільності зміни числа працюючих трансформаторів зниження втрат потужності. Остаточне рішення має прийматися з урахуванням режиму роботи системи електропостачання в цілому та на надійності електричних споживачів.

## **1.2 Аналіз впливу навантаження силових трансформаторів на споживання реактивної потужності**

В електричних мережах промислових підприємств більшість електроприймачів поряд з активною потужністю споживає також і реактивну. На відміну від активної, реактивна потужність не робить безпосередньо корисною роботи та служить лише для створення змінних магнітних полів в індуктивних приймачах електричної енергії, безперервно циркулюючи між генератором і споживачами електроприймачами.

Водночас реактивна потужність надає істотний вплив на такі параметри системи електропостачання, як втрати потужності та електроенергії та рівні напруги у вузлах мережі. Значні перетікання реактивної потужності призводять до додаткових, не викликаних потреб виробництва, втрат електроенергії, зниження її якості, зменшення пропускної спроможності електричних мереж, а також до низки інших небажаних наслідків.

Одними з основних споживачів реактивної потужності на промислових підприємствах є силові трансформатори, на долю яких припадає близько 30 %

від загальної споживаної в промислових електричних мережах реактивної потужності  $U$  зв'язку з цим є важливим природне зменшення величини реактивної потужності, що споживається силовими трансформаторами промислових підприємств.

Реактивна потужність, що споживається силовим трансформатором, складається з двох складових: реактивної потужності намагнічування  $Q_0$ , що витрачається на створення магнітного потоку холостого ходу (тобто на намагнічування магнітопроводу), і реактивної потужності полів розсіювання  $Q_p$ , яка залежить від навантаження трансформатора. При розрахунку складових реактивної потужності для трансформатора використовуються його паспортні дані [4]:

$$Q_0 = \frac{I_0}{100} \cdot S_{ном\ T} , \quad (1.17)$$

$$Q_p = \frac{u_k}{100} \cdot S_{ном\ T} , \quad (1.18)$$

де  $S_{ном.m}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;  $I_0$  – струм холостого ходу трансформатора, %;  $u_k$  – напруга короткого замикання трансформатора, %;  $\beta$  – коефіцієнт завантаження трансформатора по повній потужності, що визначається за формулою:

$$\beta = \frac{S}{S_{ном\ T}} , \quad (1.19)$$

де  $S$  – повна потужність навантаження трансформатора, кВА. Таким чином, загальна реактивна потужність, споживана силовим трансформатором, складе

$$Q = Q_0 + Q_p = S_{ном.m} \left( \frac{I_0}{100} + \frac{u_k}{100} \beta^2 \right) . \quad (4)$$

При цьому коефіцієнт реактивної потужності трансформатора  $tg\varphi$  з урахуванням формули (3) буде мати вигляд:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P} = \frac{Q}{\sqrt{S^2 - Q^2}} = \frac{S_{\text{ном } m} \left( \frac{I_0}{100} + \frac{u}{100} \beta^2 \right)}{\sqrt{\left( \beta S_{\text{ном } m} \right)^2 - \left[ S_{\text{ном } m} \left( \frac{I_0}{100} + \frac{u}{100} \beta^2 \right) \right]^2}}$$

Виканавши ряд нескладних перетворень, одержим

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\frac{I_0}{100} + \frac{u_K}{100} \beta^2}{\sqrt{\beta^2 - \left( \frac{I_0}{100} + \frac{u_K}{100} \beta^2 \right)^2}}. \quad (5)$$

Для оцінки впливу навантаження силових трансформаторів на споживання ними реактивної потужності, а також з метою визначення діапазону навантажень, при якому доцільно робити заміну мало завантажених трансформаторів трансформаторами меншої номінальної потужності або відключення в резерв мало завантажених трансформаторів, були отримані залежності коефіцієнта реактивної потужності від коефіцієнта завантаження для силових трансформаторів типів ТМ і ТМГ різної номінальної потужності. Розглядалися трансформатори номінальною потужністю від 25 до 2500 кВА включно. через їх широке застосування для живлення електроприймачів у цехових електричних мережах промислових підприємств. Вихідними даними для розрахунків були каталожні дані силових трансформаторів [2].

На підставі каталожних даних силових трансформаторів відповідно до формули (5) були визначені значення коефіцієнта реактивної потужності при різних значеннях коефіцієнта завантаження трансформаторів, і за результатами розрахунків побудовані графіки залежності  $\operatorname{tg}\varphi = f(\beta)$ . З аналізу отриманих графіків було встановлено, що для трансформаторів типу ТМ характер зміни коефіцієнта реактивної потужності залежно від коефіцієнта завантаження приблизно однаковий за групами трансформаторів у діапазонах номінальних потужностей 25 ÷ 100 кВА, 160 ÷ 630 кВА та 1000 ÷ 2500 кВА, а для трансформаторів ТМГ – для груп трансформаторів 25 ÷ 40 кВА, 63 ÷ 250 кВА та 400 ÷ 1600 кВА. На підставі цього були збудовані усереднені графіки



залежності  $tg\varphi = f(\beta)$  для трансформаторів типу ТМ (рис. 1.3) та трансформаторів типу ТМГ (рис. 1.4).

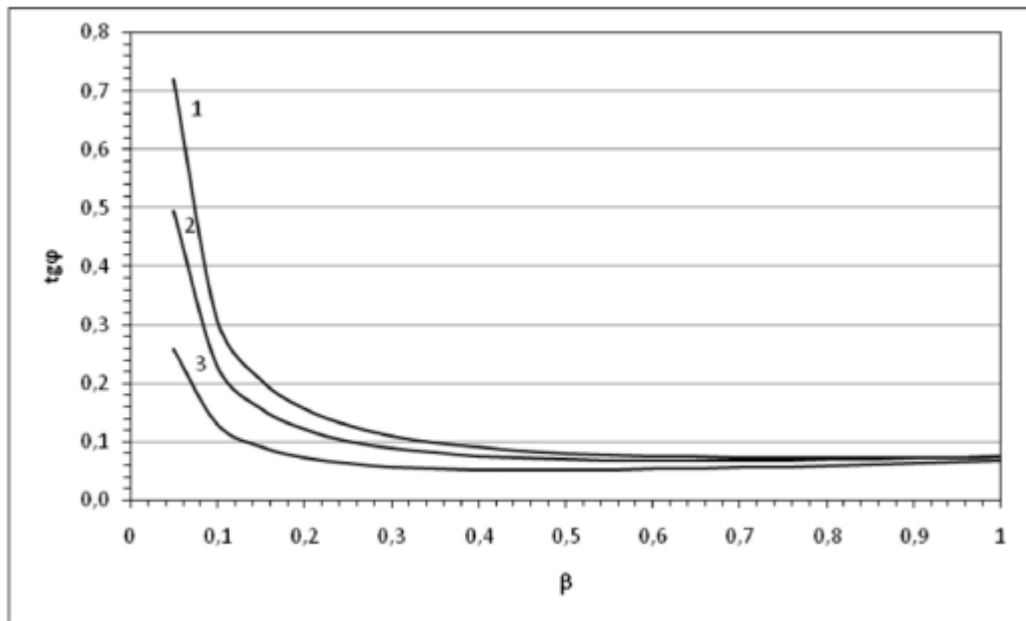


Рисунок 1.3. Графіки залежності  $tg\varphi = f(\beta)$  для трансформаторів типа ТМ: 1 – 25 ÷ 100 кВА; 2 – 160 ÷ 630 кВА; 3 – 1000 ÷ 2500 кВА

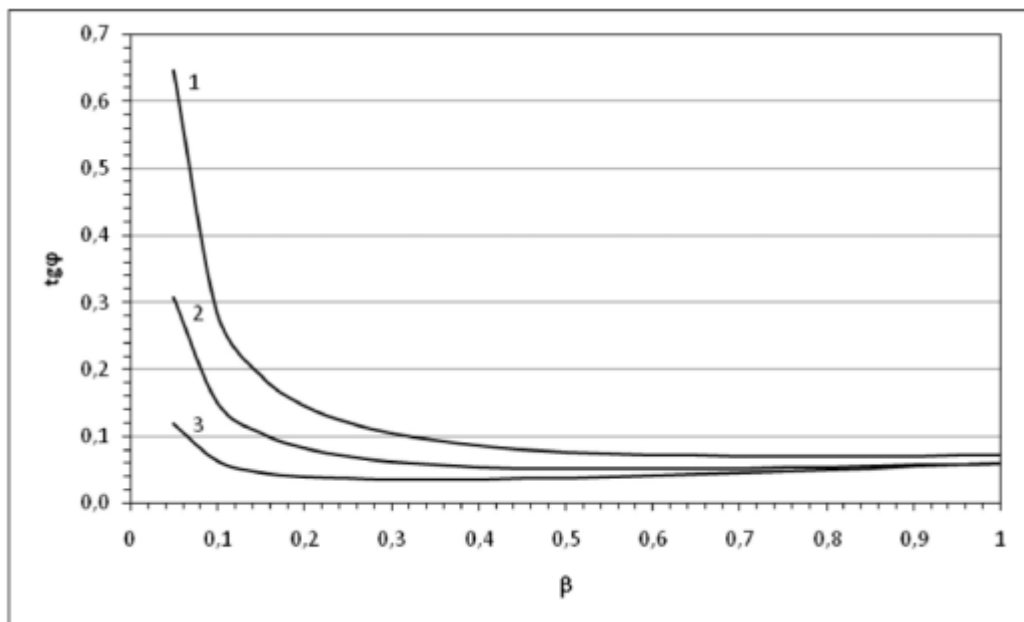


Рисунок 1.4. Графіки залежності  $tg\varphi = f(\beta)$  для трансформаторів типу ТМГ: 1 – 25 ÷ 40 кВА; 2 – 63 ÷ 250 кВА; 3 – 400 ÷ 1600 кВА

Аналіз отриманих результатів показав, що навантаження силових трансформаторів надає істотний вплив на споживання ними реактивної

потужності: при зниженні коефіцієнта завантаження трансформаторів значення коефіцієнта реактивної потужності збільшується. При це, як видно з графіків на рис. 1.3 і 1.4, діапазона навантажень від 30 до 100 % номінальної потужності коефіцієнт реактивної потужності трансформаторів змінюється дуже незначно. При навантаженні трансформаторів менше 30 % номінальної потужності споживання ними реактивної потужності суттєво збільшується. Як показали розрахунки, дане збільшення особливо проявляється при зниженні навантаження. трансформаторів менше 10% номінальної потужності, при якому відбувається різке зростання коефіцієнта реактивної потужності. При цьому значну частину реактивної потужності, споживаної трансформаторами, в даному випадку становить реактивна потужність намагнічування. Тому з погляду зниження споживаної трансформаторами реактивної потужності відключення трансформаторів доцільно проводити при зменшенні їх навантаження приблизно до 30% від номінальної потужності.

Необхідно також зазначити, що у відповідності з [3, 4] і з досвіду експлуатації силових трансформаторів на промислових підприємствах для зниження величини споживаної трансформаторами реактивної потужності рекомендується здійснювати раціоналізацію їх роботи, яка полягає в заміні трансформаторів, систематично завантажених менше 30 ÷ 40 % номінальної потужності, та їх перегрупування, перекладі навантаження трансформаторів, тимчасово завантажених менше 30 ÷ 40 % номінальної потужності, на інші трансформатори, а також у відключенні трансформаторів на час роботи на холостому ході. Отримані в ході аналізу результати також підтверджують доцільність зазначених рекомендацій.

З розрахунків та графіків залежності  $\operatorname{tg}\varphi = f(\beta)$ , представлених на рис. 1.3 і 1.4, також витікає, що споживання реактивної потужності силовими трансформаторами залежить і від величини їх номінальної потужності. Ця залежність виявляється у тому, що із зменшенням номінальної потужності силових трансформаторів відносна величина споживаної їми реактивної потужності збільшується.

Крім того, отримані результати дозволили зробити висновок, згідно з яким сучасні типи силових трансформаторів характеризуються меншим споживанням реактивної потужності порівняно з їх старішими аналогами. Ця обставина значною мірою пояснюється використанням більш якісних матеріалів для виготовлення магнітопроводів трансформаторів (холоднокатані, аморфні) електротехнічні сталі), що дозволяють зменшити величину реактивної потужності намагнічування, а також застосуванням раціональних конструктивних виконань при розробці сучасних типів силових трансформаторів. По цій причині в разі наявності необхідності встановлення нових або заміни вже наявних на промислових підприємствах силових трансформаторів вибір, очевидно, слід робити на користь трансформаторів більш сучасних типів, що дозволить зменшити загальну частку реактивної потужності, що споживається силовими трансформаторами в промислових електричних мережах.

### **Висновки по першому розділу**

Таким чином, як показав аналіз, навантаження силових трансформаторів істотно впливає на споживання ними реактивної потужності, що зростає у міру зниження коефіцієнта завантаження трансформаторів. Відзначимо, що нині значна частина споживаної промисловими підприємствами реактивної потужності обумовлена саме малою завантаження силових трансформаторів. У зв'язку з цим сьогодні необхідно вживати заходів щодо реалізації на промислових підприємствах заходів, спрямованих на раціоналізацію роботи трансформаторів, що, у свою чергу, має сприяти природному зменшенню величини реактивної потужності, споживаної силовими трансформаторами, і зниження коефіцієнта реактивної потужності промислових підприємств у цілому.

## РОЗДІЛ 2

### ШЛЯХИ І МЕТОДИ РІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Для підвищення ефективності електроспоживання потрібне зниження непродуктивні втрати електроенергії в елементах систем електропостачання (СЕР). Одним із шляхів вирішення цієї проблеми є створення оптимального режиму роботи трансформаторних підстанцій (ТП) за умови забезпечення надійного живлення вузла навантаження.

Враховуючи стабільну нерівномірність, що склалася в сучасних умовах добових графіків електричних навантажень, що потребує зміни схеми живлення вузла навантаження, розглянемо можливі варіанти перемикачів залежно від завантаження трансформаторів з метою економії електроенергії та визначимо функціональну залежність втрат активної потужності трансформаторів при зміні електричної навантаження.

#### **2.1 Мінімізація втрат в силових трансформаторах при зміні режиму навантаження**

Як відомо, втрати у трансформаторах у симетричному номінальному режимі складаються із втрат у сталі та міді:

$$\Delta P_i = \Delta P_{xxi} + \Delta P_{kzi} K_z^2, \quad (1)$$

де  $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{kz}$  втрати х.х. та втрати к.з. являються довідковими даними трансформаторів;

$K_z$  - коефіцієнт завантаження  $i$ -го трансформатора;

Для більшості внутрішньоцехових систем електропостачання характерне використання двотрансформаторних підстанцій (ПС), тому перехід на режим роботи з одним трансформатором у післяаварійному режимі вимагає аналізу рівня надійності, передбачивши можливі наслідки повного погашення напруги у внутрішньоцеховому мережі [5].

Сумарні втрати двотрансформаторної підстанції (рис.2.1) складаються з втрат у трансформаторах потужністю  $S_1$  та  $S_2$ :

$$\Sigma \Delta P = \Sigma \Delta P_{xx1} + \Sigma \Delta P_{кз1} K^2_3. \quad (2)$$

Втрати в трансформаторі, що залишився в роботі, в післяаварійному режимі визначаються як втрати при навантаженні  $S_{11} + S_{12}$ :

$$\Delta P_1 = \Delta P_{xx1} + [(S_{11} + S_{12})/S_1]^2 \cdot P_{кз1}. \quad (3)$$

При однаковій потужності трансформаторів, а при різних встановлених потужностях необхідно визначити втрати з урахуванням конкретних паспортних даних трансформатора, що залишився у роботі:

$$\Delta P_2 = \Delta P_{xx2} + [(S_{11} + S_{12})/S_2]^2 \cdot P_{кз2}. \quad (4)$$

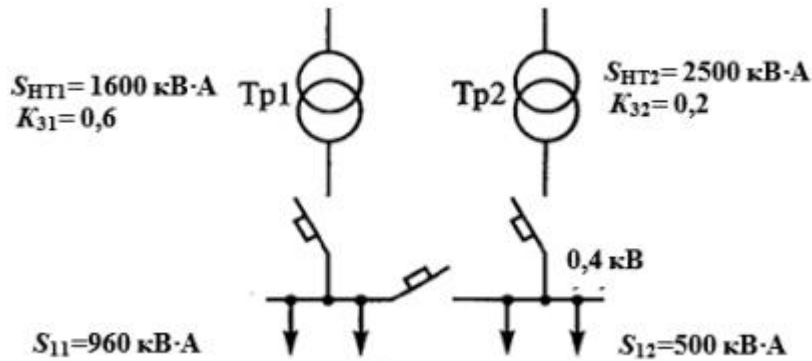


Рисунок 2.1 Розрахункова схема трансформаторної підстанції  $S_1$ ,  $S_2$  – потужність трансформаторів;  $S_{11}$ ,  $S_{12}$  – навантаження трансформаторів  
Зі порівняння втрат, визначених за формулами (2.2) і (2.4), з урахуванням  $S_{11} = K_1 S_1$  і  $S_{12} = K_2 S_2$ , де  $0 < K_1 < 1$  і  $0 < K_2 < 1$ , отримаємо:

$$K_1 = (S_1 \cdot P_{xx2} / S_2 \cdot 2P_{кз1} \cdot K_2) - K_2 / 2P_{кз1} (P_{кз1} \cdot S_2 / S_1 - P_{кз2} \cdot S_1 / S_2) \quad \text{и} \quad (5)$$

$$K_2 = (S_2 \cdot P_{xx1} / S_1 \cdot 2P_{кз2} \cdot K_1) + K_1 / 2P_{кз2} (P_{кз1} \cdot S_2 / S_1 - P_{кз2} \cdot S_1 / S_2). \quad (6)$$

На рис. 2.2 функції (2.5) та (2.6) зображені у вигляді кривих 1 та 2. При однакових потужностях трансформаторів  $S_1=S_2$  формули (2.5) і (2.6) спрощуються і графік функції

$$K_1 = P_{xx} / 2 P_{кз} \cdot K_2 \quad (7)$$

приймає вигляд, приведенний на рис. 2.3.

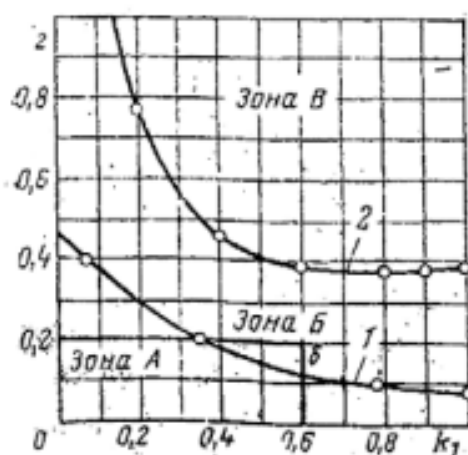


Рисунок 2.2. Зони найменших сумарних втрат потужності за різних навантажень двох трансформаторів різної потужності ( $S_1 = 1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ,  $S_2 = 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ). Зони А і Б - при підключенні всієї навантаження до трансформатора меншого та більшої потужності. Зона В – при підключенні до обох трансформаторів

На рис. 2.2 показані зони навантажень з оптимальним (щонайменше втрат електроенергії) числом робітників трансформаторів.

Зона Б є зоною найменших втрат при перемиканні всього навантаження на один трансформатор потужністю  $S_1$  або  $S_2$ . У всіх інших випадка оптимальною є робота двох трансформаторів.

Сучасний стан використання трансформаторних потужностей свідчить про те, що їх завантаження становить середньому трохи більше 35 %. Це призводить до значних втрат. Тому завдання вибору оптимальних режимів роботи трансформаторів є актуальним.

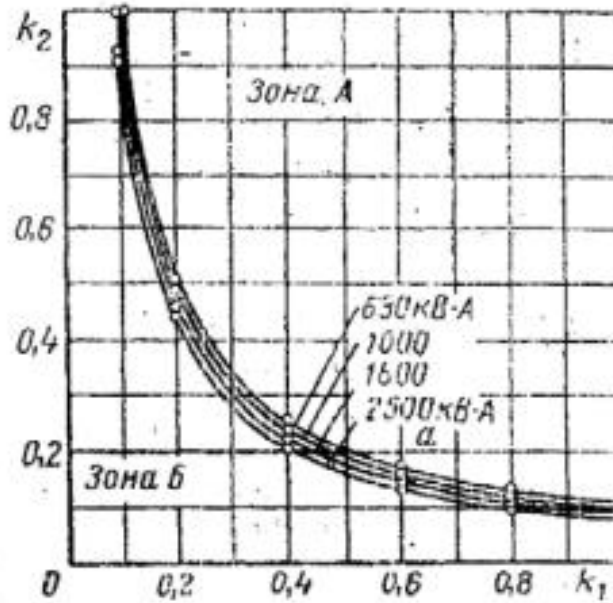


Рисунок 2.3. Зони найменших сумарних втрат потужності за різних навантажень двох трансформаторів однакової потужності. Зона А – при роботі двох трансформаторів. Зона Б – при перемиканні всього навантаження на один трансформатор

Оптимальне завантаження трансформаторів відповідає, як правило, максимальному значення ККД трансформатора:

$$\eta_T = P_2/P_1 = 1 - [(\Delta P_{\Sigma 1} + \Delta P_{\Sigma 2} + \Delta P_m) / (P_2 + \Delta P_{\Sigma 1} + \Delta P_{\Sigma 2} + \Delta P_m)] = 1 - \Delta P'_T / (P_2 + \Delta P'_T), \quad (8)$$

де  $P_1$  - потужність, що надходить з мережі;  $P_2$  - потужність, що віддається трансформатором у вторинну мережу.

Активна потужність на виході трансформатора визначається за такою формулою:

$$P_2 = K_3 \cdot S_{н.тр} \cdot \cos \varphi, \quad (9)$$

де  $\varphi$  – кут зсуву фаз між напругою  $U_2$  та струмом  $I_2$  на виході трансформатора;

$\Delta P_M = \Delta P_{xx}$  – магнітні втрати, що визначаються втратами на вихрові струми та втрати на перемагнічування (гістерезис);

$\Delta P_{E1}; \Delta P_{E2}$  – електричні втрати, пов'язані з нагріванням первинної та вторинної обмоток.

$\Delta P'_T$  – наведені втрати активної потужності у трансформаторі.

Дослідження залежності питомих наведених втрат потужності  $\Delta P'_T / S_{\text{ном.Т}}$  від коефіцієнта завантаження трансформатора (рис.2.4) свідчить про інтенсивне зростання питомих втрат у трансформаторах (серія ТМ потужністю від 630 до 1600кВ·А) за низьких коефіцієнти завантаження. А робота трансформатора при КЗ нижче за 0,3 неекономічна.

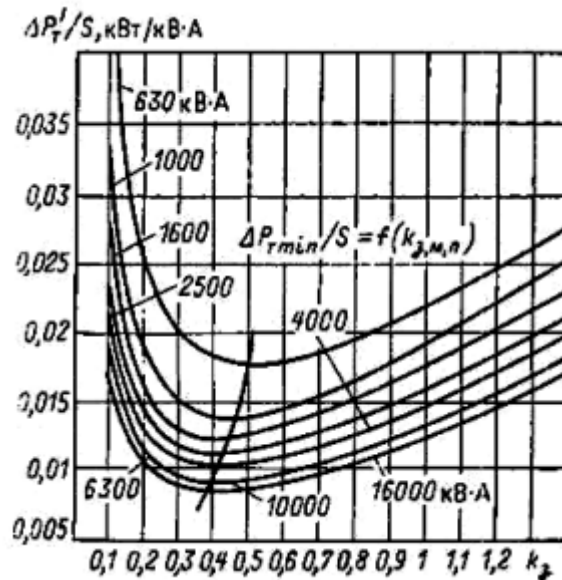


Рисунок 2.4. Залежність питомих приведених втрат потужності  $\Delta P'_T / S_{\text{ном.Т}}$  в трансформаторах серії ТМ від коефіцієнта завантаження  $K_3$ .

## 2.2 Мінімізація впливу реактивних навантажень та неякісної електроенергії на роботу силових трансформаторів

Передача реактивної потужності (РП) викликає втрати активної потужності та енергії в елементи мережі. Тому зниження перетікань РП зменшує втрати активної потужності.



Якщо у вузлі навантаження РП зменшується на величину  $Q_{\text{ку}}$ , то втрати активної потужності визначаються за виразом:

$$\Delta P'' = (Q_p - Q_{\text{ку}})^2 \cdot R / U_n^2 \quad . \quad (10)$$

Зниження втрат активної потужності внаслідок зменшення РП становитиме:

$$\delta P = \Delta P' - \Delta P'' = (2Q_p \cdot Q_{\text{ку}} - Q_{\text{ку}}^2) \cdot R / U_n^2 \quad . \quad (11)$$

З рівняння (2.10) видно, що зниження втрат активної потужності залежить від ступеня компенсації РП  $a = Q_{\text{ку}} / Q_p$ .

Якщо рівняння (2.11) підставити значення  $Q_{\text{ку}} = a \cdot Q_p$ , то отримаємо:

$$\delta P = Q_p^2 \cdot a(2 - a) R / U_n^2 \quad . \quad (12)$$

Цей вираз покладено основою встановлення залежності зміни втрат активної потужності в елементах електричних мереж та питомих втрат  $\Delta P'' / \Delta P'$  при різному ступені компенсації РП –  $a$ . Аналіз цієї залежності показує, що найбільше зниження втрат активної потужності досягається за ступенем компенсації  $a=1$  - повної компенсації.

Однак установка компенсуючих пристроїв (КУ) є доцільним в тому випадку, якщо ефект зниження втрат активної потужності та енергії при компенсації РП (КРП) буде більше наведених витрат, пов'язаних з придбанням, монтажем та експлуатацією КУ:

$$\sum E_k = E_{\text{ор}} - Z_k \geq 0 \quad , \quad (2.13)$$

де  $E_k$  – ефект КРП;

$E_{\text{ор}}$  – ефект зниження втрат активної потужності;

$Z_k$  – наведені витрати на КУ.

Ефект зниження втрат активної потужності при КРП визначається:

$$E_{\text{ор}} = \delta P \cdot \tau_p \cdot \beta' \quad , \quad (2.14)$$

де  $\delta P$  – зниження втрат активної потужності, кВт;

$\tau_p$  – середнє значення часу втрат від перетікань РП, год;

$\beta'$  – вартість 1 кВт·год втрат активної електроенергії, грн/(кВт·год);

Витрати на встановлення та експлуатацію КУ визначають:

$$Z_k = Q_{ку} T_{max} \beta'_{ку}, \quad (15)$$

де  $Q_{ку}$  - потужність КУ, квар;

$T_{MAX}$  – річне число годин використання максимуму навантаження, год/год;

$\beta'_{ку}$  – вартість 1 квар·год, отриманого від КУ, грн/(квар·ч).

Ступінь КРП, яка забезпечить максимальний ефект, визначається аналітично з рівняння [6]:

$$\Sigma \Delta_k = Q_p^2 \cdot a(2-a)R \cdot \tau_p \cdot \beta' / U_n^2 - a \cdot Q_p \cdot T_{max} \cdot \beta'_p = 0.$$

Похідна сумарного ефекту за ступенем компенсації:

$$d \Sigma \Delta_k / da = Q_p^2 \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta' [(2-a) + (-1)a] / U_n^2 - Q_p \cdot T_{max} \cdot \beta'_p = 0.$$

Спростивши дане рівняння одержимо:

$$Q_p [ 2 Q_p \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta' (1-a) / U_n^2 - T_{max} \cdot \beta'_p ] = 0. \quad (16)$$

Вирівшивши (2.16) відносно  $a$ , одержимо формулу:

$$a = 1 - T_{max} \cdot \beta'_p \cdot U_n^2 / 2 Q_p \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta'. \quad (17)$$

Помножимо обидві частини (2.17) на  $Q_p$ , одержимо:

$$Q_{ку} = Q_p - T_{max} \cdot \beta'_p \cdot U_n^2 / 2 \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta' \quad (18)$$

Це рівняння дозволяє отримати потужність КУ, яка при розрахунковій реактивній потужності  $Q_p$  забезпечує максимальну ефективність компенсації РП.

Впровадження у промислове виробництво сучасних технологічних процесів, що викликають несиметрію навантаження (дугосталеплавлення), спотворення форми кривої напруги (вентильні перетворювачі), а також розмах зміни напруги (зварювальне виробництво) знижує показники якості

електроенергії (ПЯЕЕ) та призводить до збільшення втрат потужності та електроенергії в елементах мережі.

Для розробки заходів щодо зниження додаткових втрат при неякісній електроенергії, необхідно доступними для експлуатаційного персоналу методами визначити величину втрат потужності при несиметрії та несинусоїдності напруги [7].

Додаткові втрати при несиметрії напруги:

$$\Delta P_{TP_{K2U}} = K_{2U}^2 (\Delta P_{xx} + \Delta P_{K3} / U_{K3}^2), \quad (19)$$

де  $K_{2U}$  - коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності  $U_{K3}$  – напруги к.з., відносні одиниці – довідкові дані трансформатора;

Додаткові втрати потужності при несинусоїдності напруги:

$$\Delta P_{\tau K_U} = \Delta P_{xx} \sum_{v=2}^{\infty} U_v^2 + 0,607 \cdot \frac{\Delta P_{K3}}{U_{K3}^2} \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1/0,05v^2}{v\sqrt{v}} \cdot U_v^2 \quad (2.20)$$

де  $v$ - порядок гармоніки,

$U_v$  – напруга  $v$ -ої гармоніки,

Перший доданок виразу (2.20) – додаткові втрати х.х., другий – навантажувальні втрати у тому числі і від вихрових струмів ( $0,05v^2$ ).

Як свідчать розрахунки та спостереження, втрати х.х. значно нижче навантажувальних ( $\Delta P_{xx} \ll \Delta P_{K3} / U_{K3}^2$ ), тому при розрахунку сумарних додаткових втрат при несиметрії та несинусоїдності напруги можна скористатися виразом:

$$\Delta P_{\tau\Sigma} = (K' \cdot K_{2U}^2 + K'' \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1+0,05v^2}{v\sqrt{v}} U_v^2) \cdot S_{н.тр}, \quad (2.21)$$

де  $K' = \Delta P_{K3} / \mu^2 \cdot S_{н.тр}$ ;

$K'' = 0,607 \cdot \Delta P_{K3} / \mu^2 \cdot S_{н.тр}$ ,

При цьому  $\mu$  для цехових трансформаторів беруть рівним 0,075.

### 2.3 Оптимізація втрат електроенергії за рахунок впровадження сучасного електрообладнання

Враховуючи те, що у загальній структурі витрат електроенергії на її транспортування та розподіл частина втрат електроенергії в трансформаторах перевищує 20%, вимога до їх зниження економічно обґрунтовано [8].

В даний час у промислово розвинених країнах освоюють випуск високоефективних трансформаторів зі зниженими втратами х.х. та навантажувальними втратами. У Європі заміна трансформаторів на сучасні забезпечують економію електроенергії, що дорівнює 2 мільярдам євро.

Внаслідок реалізації заходів у європейському трансформаторобудуванні втрати х.х. для умовного трансформатора (напругою 220 кВ потужністю 200 МВ·А) за останні 50 років знижено більш ніж утричі, а навантажувальні втрати вдвічі.

Втрати х.х. приносять збитки в кілька разів більше, ніж навантажувальні втрати, становлячи основну частину капітальних витрат. Збитки від втрат х.х. особливо суттєві для трансформаторів малих потужностей (до 1000 кВ·А).

Зниження втрат х.г. досягається за рахунок:

- підвищення якості електротехнічної сталі з підвищеною магнітною проникністю зі зниженими питомими втратами на перемагнічування та вихрові струми;

- проектування сердечника трансформатора для роботи з низьким рівнем індуктивності;

- Застосування аморфних сталей, втрати в яких у 3-4 рази менше ніж у звичайних сталях;

- Використання листової сталі зі зниженою товщиною листа (до 0,18 мм).

Використання високотемпературних надпровідникових матеріалів дає можливість суттєвого зниження навантажувальних втрат, маси трансформатора до 40%, вартості електрообладнання та суттєвого підвищення ефективності передачі електроенергії. Зниженню навантажувальних втрат сприяє використання мідних проводів замість алюмінієвих.

### **Висновки по другому розділу**

1. Мінімізувати втрати активної потужності у цехових трансформаторах можливо шляхом оптимізації трансформаторних потужностей у нормальному та післяаварійному режимі.

2. Оптимальна КРП визначається техніко-економічним порівнянням варіантів схем.

3. Зниження втрат активної потужності у силових трансформаторах забезпечується покращенням якості електроенергії, а також оновленням трансформаторного парку, виконаного за високоефективними технологіями.

### РОЗДІЛ 3

## АНАЛІЗ ВПЛИВУ РЕЖИМУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ВЕЛИЧИНУ СПОЖИВАНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Як було відмічено в п. 1.2 даної роботи, що трансформатори споживають значну частку реактивної потужності системах електропостачання, яка складається з потужності намагнічування  $Q_0$  та потужності розсіювання  $Q_{роз}$  (3.1).

$$Q = Q_0 + Q_{роз} = S_{ном.т} \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} + \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot k_3^2 \right), \quad (3.1)$$

де  $Q_0$  - потужність намагнічування;  $Q_{роз}$  - потужність розсіювання;  $S_{номТ}$  - номінальна потужність трансформатора;  $I_{xx}$  - струм холостого ходу;  $U_{\kappa}$  - напруга короткого замикання;  $k_3$  - коефіцієнт завантаження який визначається за виразом

$$k_3 = \frac{S_{нав}}{S_{ном Т}},$$

де  $S_{нав}$  - потужність навантаження.

В попередніх розділах також було відмічено, що величина реактивної потужності, що споживається трансформаторами на виробництві залежить від їх завантаження. Для аналізу споживання реактивної потужності трансформаторами залежно від їх завантаження було визначимо значення  $\text{tg } \varphi$ , яке має вигляд

$$\text{tg } \varphi = \frac{\frac{I_{xx}}{100} + \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot k_3^2}{\sqrt{k_3^2 - \left( \frac{I_{xx}}{100} + \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot k_3^2 \right)}}, \quad (3.2)$$

Використовуючу дану залежність, побудуємо графіки залежності  $\text{tg } \varphi = f(k_3)$  для трансформаторів типу ТМ різного класу потужності (рис.3.1).

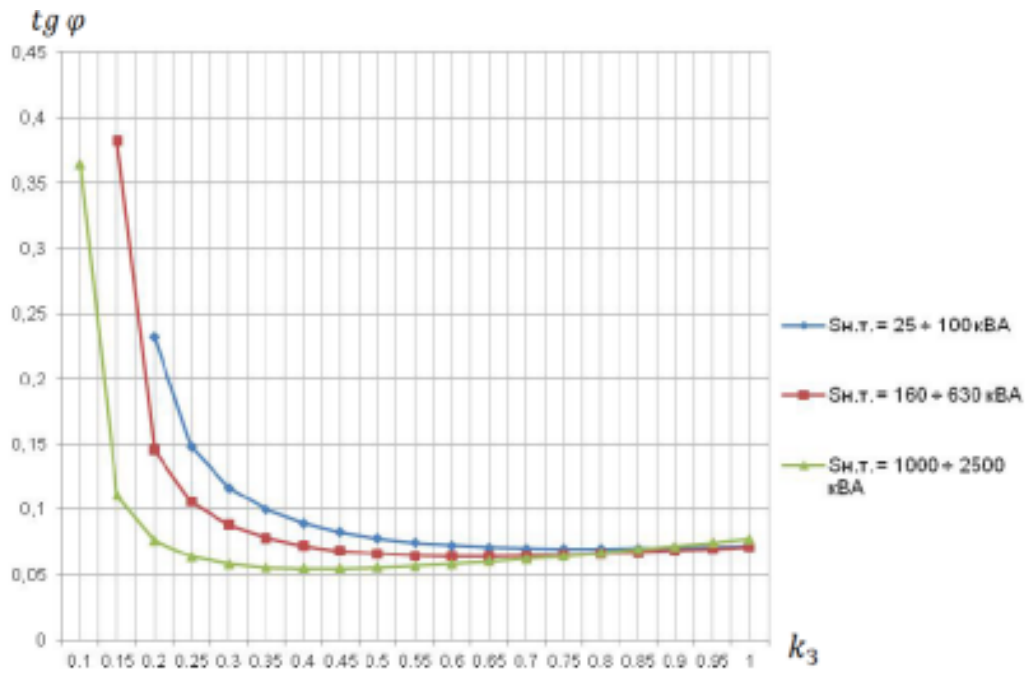


Рисунок 3.1. Залежність коефіцієнта реактивної потужності ( $\text{tg}\varphi$ ) від навантаження ( $k_3$ ) трансформаторів ТМ для  $S_{\text{номТ}} = 25 \div 2500 \text{кВ}\cdot\text{А}$

Залежності (рис.3.1) ілюструють, що  $\text{tg}\varphi$  зменшується зі збільшенням завантаження трансформаторів.

Графіки показують, що за зміни завантаження від 0,4 до 1 величина  $\text{tg}\varphi$  залишається практично незмінною. При зменшенні завантаження нижче 0,3 величина коефіцієнта потужності суттєво збільшується, що характеризує збільшення споживаної реактивної потужності, основна частка якої відповідає потужності намагнічування.

Криві залежностей  $\text{tg}\varphi = f(k_3)$  ілюструють, що споживана цеховими трансформаторами реактивна потужність визначається величиною їхньої номінальної потужності,  $S_{\text{номТ}}$  при зниженні  $S_{\text{номТ}}$  зростає відносна величина витраченої реактивної потужності.

В даний час набуває важливого значення постановка задачі незначного завантаження електроустановок електропостачання різного класу споживачів[10]. Зниження завантаження цехових трансформаторів веде до збільшення споживання реактивної потужності, отже, енергетичному персоналу потрібно контролювати експлуатаційні характеристики

трансформаторів з раціональним завантаженням - з метою зниження необхідної реактивної потужності, а також зменшення втрат активної потужності холостого ходу[10].

Як відомо, втрати електроенергії у трансформаторах поділяються на умовно постійні та змінні.

Умовно-постійні втрати розраховуються за паспортними даними та визначаються тривалістю робочого періоду. Цей вид втрат враховується щодо тарифів на передачу електроенергії споживачам.

Величина змінних втрат розраховується у натуральному вимірі, а також у відсотках щодо відпустки електроенергії в мережу та враховується при визначенні плати за передачу електроенергії споживачам.

Оскільки оціночні методи визначення нормативів втрат не враховують суттєві фактори та характеристики обладнання, можливе застосування уточнених схемно-технічних методів за наявності необхідних вихідних даних

В даний час існує тенденція збільшення втрат потужності холостого ходу у трансформаторах, що перебувають тривалий час в експлуатації порівняно з їх номінальними паспортними даними. За твердженням конструкторів, що розробляють трансформатори, величина втрат холостого ходу під час роботи зростає приблизно 4-6 % протягом часу експлуатації 20-30 років.

В даний час в системах електропостачання існує тенденція до збільшення рівня втрат електроенергії, тому зменшення втрат у трансформаторах навіть на кілька відсотків дасть значний економічний ефект.

Для отримання раціональних режимів експлуатації трансформаторів недовантажені цехові трансформатори замінюють на трансформатори, розраховані на меншу номінальну потужність, перемикають споживачів, що живляться від малозавантажених трансформаторів на встановлені поруч із навантаженням трансформатори, а також відключають трансформатори на період експлуатації їх в режимі холостого ходу. Вищеперераховані способи підвищення ефективності експлуатації трансформаторів, оптимізують їх



завантаження та забезпечують раціональні та технічні параметри внутрішньозаводських електричних систем.

Вид графіків (рис.3.1) ілюструє нераціональне застосування неоптимально завантажених трансформаторів.

Проведені дослідження показують, що трансформатори ТМ -10/0,4 кВ мають оптимальні завантаження за критерієм мінімуму споживаної реактивної потужності залежно від номінальної потужності трансформаторів (табл. 3.1).

Проведемо техніко-економічне зіставлення варіантів схем електропостачання при встановлених двох трансформаторах меншої потужності замість одного для визначення доцільності такої заміни.

Таблиця 3.1. Оптимальні завантаження за критерієм мінімуму споживаної реактивної потужності залежно від номінальної потужності трансформаторів

| Діапазон зміни номінальної потужності трансформаторів | Коефіцієнт завантаження трансформатора |
|---|--|
| $S_{номТ}=25+160$ кВ·А                                | более 0,6                              |
| $S_{номТ}=250+1000$ кВ·А                              | более 0,5                              |
| $S_{номТ}=1600+2500$ кВ·А                             | более 0,3                              |

Режим роботи виробничої ділянки, що розглядається, – в одну зміну. Потужність споживачів підстанції мають цілодобовий режим живлення становить 20-25% від загального навантаження ділянки. Номінальна потужність цехових трансформаторів становить: за схемою (рис.3.2)  $S_{номТ} = 1000$  кВ·А, у схемі (рис.3.3)  $S_{номТ} = 630$  кВ·А та  $S_{номТ} = 250$  кВ·А (паспортні дані досліджуваних трансформаторів представлені у табл. 3.2).

Для обчислень використовуємо: розрахунковий період тижневого циклу – 168 год. розрахункового періоду робочої доби – 9 год., робочий період  $T_{робоч} = 45$  год., неробочий період  $T_{неробоч} = 123$  год., розрахункова потужність навантаження споживачів  $P_p = k_z \cdot S_{номТ}$ , втрати активної потужності в розподільній мережі високої напруги  $\Delta P_C = \Delta P_a + \Delta P_p = (I_a + I_p)^2 \cdot R_{ПР} = (3 \div 4)\%$  від  $P_p$  (статистичні дані [10]), де  $I_a$ ,  $\Delta P_a$  – активні величини струму та втрат

потужності трансформатора;  $I_p$ ,  $\Delta P_p$  – реактивні величини струму та втрат потужності трансформаторів.

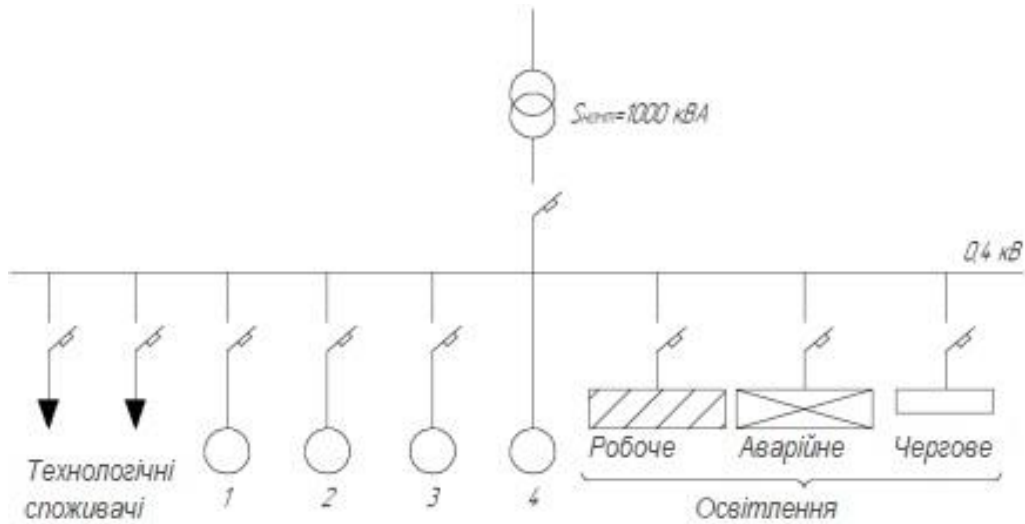


Рисунок 3.2. Схема електропостачання при встановленні одного трансформатора з  $S_{номТ} = 1000$  кВ.А, 1 – вентилятори, 2 – компресори. 3 – насоси, 4 – зварювальне електрообладнання

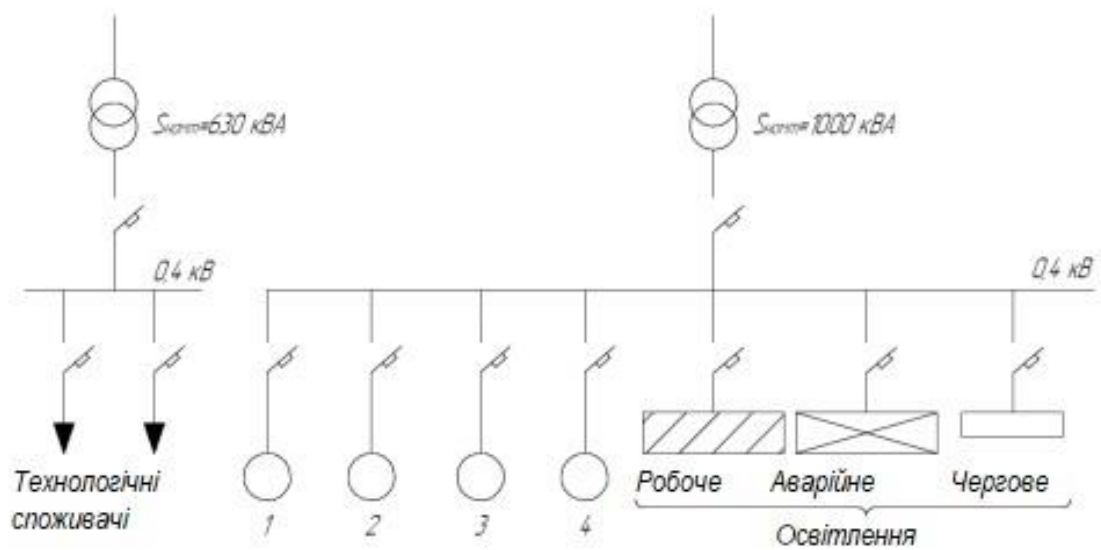


Рисунок 3.3. Схема електропостачання при встановленні двох трансформаторів із  $S_{номТ} = 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  та  $S_{номТ} = 250 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

Таблиця 3.2. Параметри трансформаторів

| $S_{номТ}, \text{кВ}\cdot\text{А}$ | $U_1/U_2, \text{кВ}$ | Втрати, кВт  |              | $I, \%$ |
|------------------------------------|----------------------|--------------|--------------|---------|
|                                    |                      | $\Delta P_x$ | $\Delta P_k$ |         |
| 1000                               | 10/0,4               | 3,3          | 11,6         | 3       |
| 630                                | 10/0,4               | 2,27         | 7,6          | 2       |
| 250                                | 10/0,4               | 1,05         | 3,7          | 2,3     |

Для обчислень використовуємо: розрахунковий період тижневого циклу – 168 год. розрахункового періоду робочої доби – 9 год., робочий період  $T_{робоч} = 45$  год., неробочий період  $T_{неробоч} = 123$  год., розрахункова потужність навантаження споживачів  $P_p = k_3 \cdot S_{номТ}$ , втрати активної потужності в розподільній мережі високої напруги  $\Delta P_C = \Delta P_a + \Delta P_p = (I_a + I_p)^2 \cdot R_{ПР} = (3 \div 4)\%$  від  $P_p$  (статистичні дані [10]), де  $I_a$ ,  $\Delta P_a$  – активні величини струму та втрат потужності трансформатора;  $I_p$ ,  $\Delta P_p$  – реактивні величини струму та втрат потужності трансформаторів.

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_k \cdot k_3^2,$$

Сумарна величина втрат потужності визначається сумою втрат робітника та неробочого проміжку часу.

$$\Delta P_{робоч} = \Delta P_T + \Delta P_C,$$

$$\Delta P_{неробоч} = \Delta P_T + \Delta P'_C,$$

$$Q_{робоч} = S_{ном.т} \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} + \frac{U_k}{100} \cdot k_3^2 \right),$$

$$Q_{неробоч} = S_{ном.т} \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} + \frac{U_k}{100} \cdot k_{3\text{ неробоч}}^2 \right),$$

де  $\Delta P_{робоч}$ ,  $\Delta P_{неробоч}$ , – втрати активної потужності за робочі та неробочі інтервали часу;

$\Delta Q_{робоч}$ ,  $\Delta Q_{неробоч}$  - втрати реактивної потужності за робочі та неробочі інтервали часу;

$$\Delta P'_C = 0,03 \cdot \left( \frac{S_{номТ.}}{U_2} \right)^2 \cdot R_{ПР} \cdot \Delta P'_T = \Delta P_X + \Delta P_K \cdot k_{з.неробоч}^2;$$

$k_{з.неробоч}^2$  – коефіцієнт завантаження трансформатора у неробочі інтервали часу.

$$\Delta W = \Delta P_{робоч} \cdot T_{робоч} + \Delta P_{неробоч} \cdot T_{неробоч},$$

$$\Delta V = \Delta Q_{робоч} \cdot T_{робоч} + \Delta Q_{неробоч} \cdot T_{неробоч},$$

де  $\Delta W$  – сумарні втрати активної електроенергії,  $\Delta V$  – сумарні реактивні втрати електроенергії.

Результати розрахунків наведено у табл. 3.3. Загальна величина сумарних втрат електроенергії у трансформаторі для схеми на рис. 3.2 склали  $\Delta W=1987,2$ кВт·год,  $\Delta V=6439,7$ кВар·ч, а схеми на рис. 3.3 склали  $\Delta W=1606,4$ кВт·год,  $\Delta V=2909,04$ кВар·ч.

Результати досліджень показали, що для схеми роздільного харчування споживачів двох трансформаторів, економія електроенергії за робочий інтервал часу за один тиждень складе 380,8 кВт·год і 3530,7 кВ·Ар · год.

Таблиця 3.3. Загальні втрати електроенергії в трансформаторах

| Варіант | $S_{номТ.}$ кВ·А | $S_{пр}$ кВ·А | $k_3^2$ | $I_{нт}$ А | $\Delta P_{робоч}$ кВт | $\Delta P_{неробоч}$ кВт | $\Delta Q_{робоч}$ кВар | $\Delta Q_{неробоч}$ кВар | $\Delta W$ , кВт·ч | $\Delta V$ , кВар·ч | tgφ  |
|---------|------------------|---------------|---------|------------|------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------|--------------------|---------------------|------|
| 1       | 1000             | 700           | 0,5     | 1843       | 30                     | 5                        | 56,95                   | 31,43                     | 1987,2             | 6439,7              | 0,09 |
| 2       | 630              | 539           | 0,7     | 1419       | 24                     | -                        | 37,89                   | -                         | 1076,50            | 1705,06             | 0,07 |
|         | 250              | 160           | 0,4     | 432        | 7                      | 1                        | 10,3                    | 5,99                      | 529,90             | 1203,98             | 0,07 |

### **Висновки по третьому розділу**

Проведені дослідження показали, що підвищення ефективності експлуатації систем внутрішньозаводського електропостачання доцільно проводити заміну одного трансформатора, що живить цехове технологічне та цілодобове навантаження споживачів на два трансформатори з меншою сумарною номінальною потужністю з урахуванням їх оптимального завантаження. Запропоновані заходи дозволяють знизити сумарні втрати електроенергії та зменшити експлуатаційні витрати.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Таким чином, як показав аналіз, навантаження силових трансформаторів істотно впливає на споживання ними реактивної потужності, що зростає у міру зниження коефіцієнта завантаження трансформаторів. Відзначимо, що нині значна частина споживаної підприємствами та побутових споживачів реактивної потужності обумовлена саме малою завантаження силових трансформаторів. У зв'язку з цим сьогодні необхідно вживати заходів щодо реалізації на підприємствах заходів, спрямованих на раціоналізацію роботи трансформаторів, що, у свою чергу, має сприяти природному зменшенню величини реактивної потужності, споживаної силовими трансформаторами, і зниження коефіцієнта реактивної потужності підприємств виробників у цілому.

Проведені дослідження показали, що підвищення ефективності експлуатації систем електропостачання доцільно проводити заміну одного трансформатора, що живить технологічне та цілодобове навантаження споживачів підприємств на два трансформатори з меншою сумарною номінальною потужністю з урахуванням їх оптимального завантаження. Запропоновані заходи дозволяють знизити сумарні втрати електроенергії та зменшити експлуатаційні витрати.

З метою зменшення фактичних значень коефіцієнта реактивної потужності та забезпечення дотримання встановлених граничних значень  $\text{tg}\varphi$  в електричних мережах промислових підприємств необхідно здійснювати заходи щодо раціоналізації роботи силових трансформаторів. Раціоналізація їхньої роботи повинна полягати в заміні трансформаторів, систематично мають коефіцієнт завантаження менше  $0,3 \div 0,4$ , та їх перегрупуванні, перекладі на вантажі трансформаторів, що тимчасово мають коефіцієнт завантаження менше  $0,3 \div 0,4$ , на інші трансформатори, а також у відключенні трансформаторів на час роботи на холостому ходу.

**ВИКОРИСТАНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА**

1. Тихомиров П. М. Расчёт трансформаторов – М. : Энергоатомиздат, 1986 г.
2. Федоров А. А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 472 с.
3. Г о н ч а р А. А. О критериях оптимизации работы силового трансформатора // Энергия и менеджмент. - 2004. - № 2. - С. 45
4. Красник, В. В. Автоматические устройства по компенсации реактивных нагрузок в электросетях предприятий. – М. : Энергия, 1975. – 112 с.
5. Дерзский В. Г. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях. / В. Г. Дерский, В. Ф. Скиба // Энергосбережение · Энергетика · Энергоаудит, № 6, 2009. – С. 20–21.
6. Карпов Е. А. Особенности компенсации реактивных составляющих токов гармоник в электрических сетях с нелинейными нагрузками / Е. А.Карпов, В. А. Климчук // Тезисы докладов научно технической конференции. – Мариуполь, 1990. – С. 24.
7. Журавлев Д. В. Экономическая эффективность трансформаторно-реакторного устройства при повышении качества электрической энергии. /Д. В. Журавлев// Энергетика та електрифікація, № 8, 2013. – С. 20–21
8. 5. Энергосберегающее оборудование. Восточноевропейский журнал передовых технологий, № 6, 2012. – С. 12.
9. Цирель, Я. А. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях / Я. А. Цирель, В. С. Поляков. – Л. : Энергоатомиздат, 1985.
10. Скоморохов П.И., Зацепина В.И.. Проблемы оптимизации качества электроэнергии в распределительных электрических сетях // Сборник статей 18 международной научно-практической конференции «Advances in science and technology» 31.01.19.. М.: Научно-издательский центр «Актуальность. РФ», Ч. 1. 2019. С.102-103