

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Навчально-науковий інститут інженерії та технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

О. КОЛЛАРОВ

(підпис)

(ініціали, прізвище)

« » 2025 р.

Кваліфікаційна робота
бакалавра

на тему Оптимізація режимів роботи трансформаторів для

зменшення втрат електричної енергії у розподільних мережах

Виконав студент 4 курсу, групи ЕЛК-21

(шифр групи)

спеціальності підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та

(шифр і назва спеціальності підготовки)

та електромеханіка»

Максим КАПУСТІН

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Керівник Ст. викл. Е. НЄМЦЕВ

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Рецензент

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Нормоконтроль:

Е. НЄМЦЕВ

(підпис)

Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент

(підпис)

(дата)

(дата)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Навчально-науковий інститут інженерії та технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

«_____» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Максиму КАПУСТІНУ

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Оптимізація режимів роботи трансформаторів для зменшення втрат електричної енергії у розподільних мережах

керівник роботи Едуард НЕМЦЕВ

(ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 10 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи:

Номинальна потужність трансформатора – 400 кВА. Номинальна висока

напруга – 6 кВ. Номинальна низька напруга – 0,4 кВ. Номинальна частота

живлення – 50 Гц. Коефіцієнт навантаження трансформатора – 0,75. Активні

втрати холостого ходу – 1,15 кВт. Активні втрати короткого замикання – 4,5

кВт. Напруга короткого замикання – 6%. Матеріал обмоток трансформатора –

мідь. Питомий опір обмоток – $0,0178 \cdot 10^{-3}$ Ом·м. Клас ізоляції

трансформатора – F. Допустиме перевантаження трансформатора протягом 2

годин – 1,2 від номінального навантаження. Струм короткого замикання з

боку НН – 577 А. Опір обмотки ВН – 0,8 Ом. Опір обмотки НН – 0,0035 Ом.

Індуктивний опір ВН – 2,4 Ом. Індуктивний опір НН – 0,0105 Ом. Середня

тривалість навантаження за добу – 12 год. Профіль навантаження: денний

максимум – 95% від номінального навантаження, нічне навантаження – 30%

від номінального навантаження. Довжина кабельної лінії після тр-ра – 150 м.

Перетин кабелю – 120 мм². Матеріал жил кабелю – мідь.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1. Огляд принципів роботи трансформаторів у розподільних мережах.

2. Теоретичний аналіз втрат при різних режимах роботи трансформаторів.

3. Розрахунок режимів роботи трансформаторів із урахуванням мінімізації втрат електричної енергії.

4. Моделювання режимів роботи трансформаторів у розподільних мережах при застосуванні заходів оптимізації.

5. Огляд питань безпечної експлуатації силових трансформаторів.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, якщо передбачається)

Одинадцять слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1 – 5	Е. НЄМЦЕВ, ст. викл.		
Нормоконтроль	Е. НЄМЦЕВ, ст. викл.		

7. Дата видачі завдання 28 квітня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	28.04.25 – 05.05.25	
2.	Розділ 2	06.05.25 – 13.05.25	
3.	Розділ 3	14.05.25 – 21.05.25	
4.	Розділ 4	22.05.25 – 30.05.25	
5.	Розділ 5	31.05.25 – 10.06.25	

Студент _____
(підпис)

Максим КАПУСТІН
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Едуард НЄМЦЕВ
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Максим КАПУСТІН. Оптимізація режимів роботи трансформаторів для зменшення втрат електричної енергії у розподільних мережах / Кваліфікаційна робота бакалавра на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». - ДВНЗ «Донецький національний технічний університет», Дрогобич, 2025.

Дипломна робота складається зі вступу, основної частини, яка включає чотири розділи, огляду питань безпеки, висновків, списку використаної літератури та додатків.

У першому розділі здійснено огляд принципів роботи, конструктивних особливостей та класифікації втрат у силових трансформаторах, що експлуатуються в розподільних мережах різного рівня напруги.

У другому розділі проведено теоретичний аналіз втрат холостого ходу та короткого замикання, досліджено вплив змінного навантаження та режимів перевантаження на величину втрат та довговічність трансформатора, а також розглянуто методи їх зниження.

У третьому розділі виконано розрахунок втрат потужності при номінальному та змінному профілях навантаження з урахуванням гармонік, оцінено вплив коефіцієнта навантаження на загальні втрати та визначено економічний ефект від оптимізації режимів роботи.

У четвертому розділі було розроблено математичну та комп'ютерну модель трансформатора, проведено комплексне моделювання його енергетичних втрат і теплового режиму, проаналізовано ефективність запропонованих заходів оптимізації для реальних умов експлуатації.

Ключові слова: втрати електричної енергії, розподільні мережі, оптимізація режимів роботи, коефіцієнт навантаження, втрати під навантаженням, моделювання, тепловий режим, економічний ефект.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ОГЛЯД ПРИНЦИПІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ	8
1.1 Основи будови та принципу дії силових трансформаторів	8
1.2 Характеристики трансформаторів у режимах холостого ходу та навантаження	14
1.3 Особливості роботи трансформаторів у розподільних мережах різного рівня напруги	17
1.4 Класифікація втрат електричної енергії у трансформаторах	21
2 ТЕОРЕТИЧНИЙ АНАЛІЗ ВТРАТ ПРИ РІЗНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ	26
2.1 Теоретичні основи виникнення втрат холостого ходу та короткого замикання	26
2.2 Вплив навантаження на величину втрат потужності у трансформаторі	29
2.3 Аналіз режимів перевантаження та їх вплив на втрати та довговічність трансформатора	36
2.4 Методи зниження втрат у трансформаторах у різних режимах експлуатації	37
3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ ІЗ УРАХУВАННЯМ МІНІМІЗАЦІЇ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	42
3.1 Розрахунок втрат холостого ходу та короткого замикання у номінальному режимі	42
3.2 Розрахунок втрат потужності при змінному профілі навантаження	45
3.3 Оцінка впливу коефіцієнта навантаження на величину загальних втрат	57
3.4 Розрахунок економічного ефекту від оптимізації режиму роботи трансформатора	60

3.5	Оцінка економічного ефекту впровадження	62
	фільтрокомпенсуючого пристрою (ФКП) моделі УІУ АНФ-75-0.4-4L-W	
4	МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ ЗАХОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ	65
4.1	Побудова математичної моделі трансформатора з урахуванням змінного навантаження	65
4.2	Комплексне моделювання втрат енергії та теплового режиму трансформатора	73
4.3	Аналіз ефективності оптимізації режимів навантаження трансформатора	98
4.4	Вибір оптимальних заходів з мінімізації втрат у реальних умовах експлуатації	105
	ВИСНОВКИ	116
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	118
	ДОДАТКИ	120

ВСТУП

Сучасна енергетика України стикається з серйозними викликами — збільшенням навантаження на електричні мережі, морально застарілим обладнанням та значними втратами електроенергії на всіх рівнях розподілу. Одним із основних джерел технічних втрат у мережах середньої та низької напруги є силові трансформатори, що експлуатуються у режимах, далеких від оптимальних. Часто вони працюють з непостійним навантаженням або навіть в режимі очікування, що спричиняє значні втрати, особливо в магнітопроводі.

У більшості розподільчих мереж України використовується обладнання, виготовлене ще у 1980–1990-х роках. Такі трансформатори мають нижчий ККД порівняно з сучасними моделями, особливо у режимах часткових навантажень. Крім того, фактори, як-от асиметрія навантажень, наявність гармонік у струмі та коливання напруги, ускладнюють точну оцінку втрат та підбір ефективного режиму роботи обладнання.

Мета цієї роботи полягає у дослідженні втрат у трансформаторах розподільчих мереж при різних режимах навантаження, а також у визначенні таких режимів, які дозволяють мінімізувати ці втрати. Додатково буде проведено розрахунок економічного ефекту від впровадження заходів оптимізації — наприклад, встановлення фільтрокомпенсуючих пристроїв або заміна застарілого обладнання трансформаторами з аморфним магнітопроводом.

Під час підготовки матеріалів було використано відкриті дані виробників обладнання (Siemens, ABB, Tesar), нормативні документи ДСТУ EN 60076-1:2017, ДСТУ ІЕС 60076-7:2020, а також публікації з міжнародних баз IEEE Xplore.

1 ОГЛЯД ПРИНЦИПІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Основи будови та принципу дії силових трансформаторів

Силові трансформатори є ключовими складовими енергетичних систем, що гарантують ефективне передавання електричної енергії на різні відстані, з найменшими втратами та з оптимальним рівнем напруги для споживачів. Їх застосування дає змогу поєднувати високовольтні магістральні лінії з низьковольтними мережами, забезпечуючи гнучке управління передачею електроенергії [1].

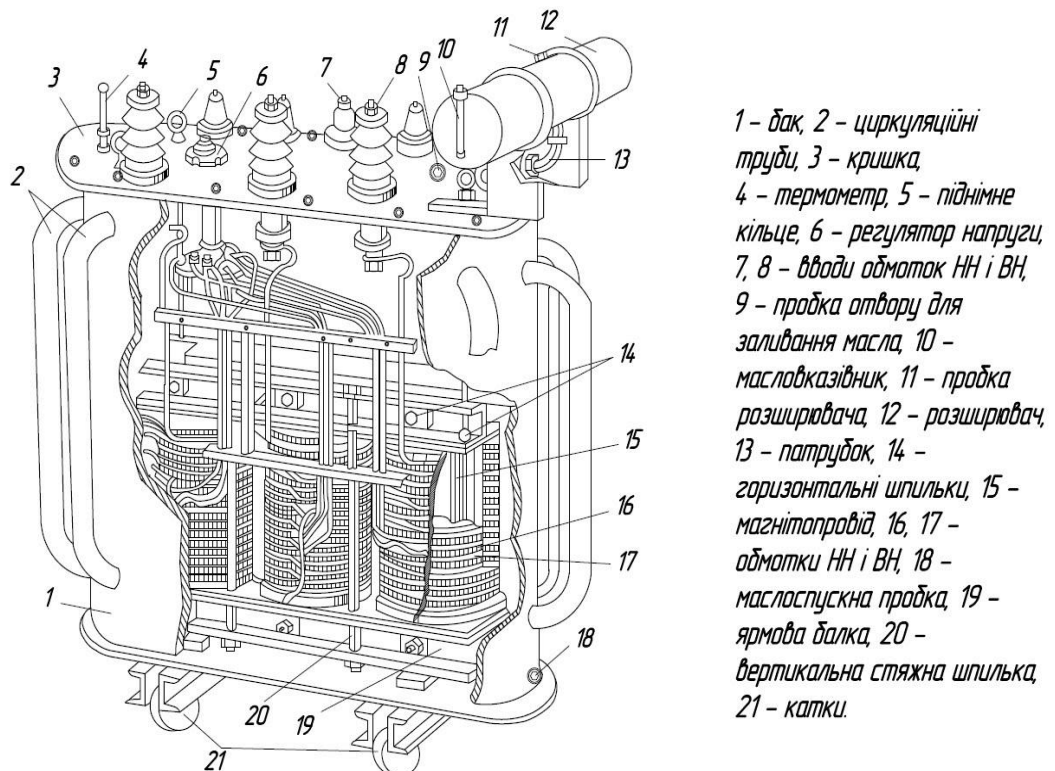


Рисунок 1.1 - Будова силового трансформатора [1]

Будова силового трансформатора.

Силові трансформатори, котрі застосовуються в розподільчих мережах України, мають конструктивні особливості, зумовлені властивими умовами національної енергетичної системи: асиметрією навантажень, великим

вмістом гармонічних складових, частими перепадами напруги та впливом старіння електрообладнання [1].

Магнітопровід.

Магнітопровід трансформатора здебільшого виготовляється зі спеціалізованої електротехнічної сталі з збільшеною магнітною проникністю та низькими питомими втратами. У сучасних конструкціях для підвищення енергоефективності застосовуються аморфні сплави, що дають змогу суттєво зменшити втрати холостого ходу. Конструктивно переважають стрижневі трифазні магнітопроводи, що забезпечують компактність та ефективний тепловий режим роботи [1].

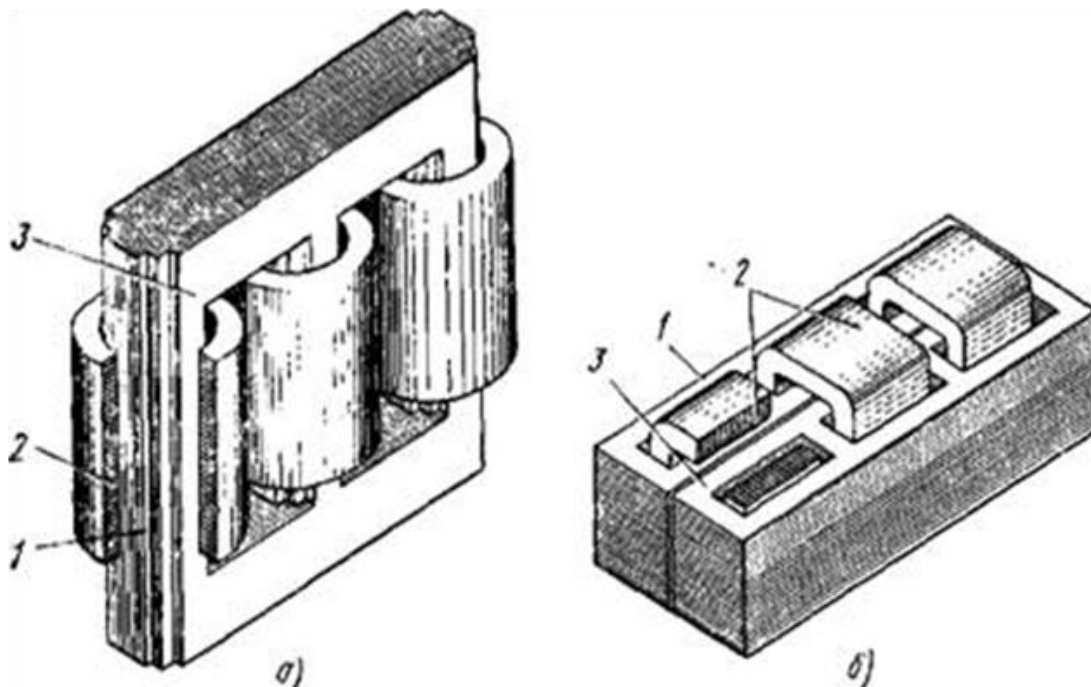


Рисунок 1.2 - Основні типи конструкцій магнітопроводів: а - стрижньова; б - броньова; 1 - стрижень; 2 - обмотки; 3 - ярмо [1]

Обмотки трансформатора.

Обмотки виготовляються з мідного проводу з високотемпературною ізоляцією, адаптованою до частих імпульсних перенапруг. Унаслідок впливу нелінійних навантажень (інверторні системи, електронні споживачі) обмотки повинні бути стійкими до гармонічних перевантажень. Застосовуються циліндричні, дискові або гвинтові конфігурації, які

забезпечують ефективний розподіл напруженості магнітного поля та мінімізують втрати від розсіювання [1].

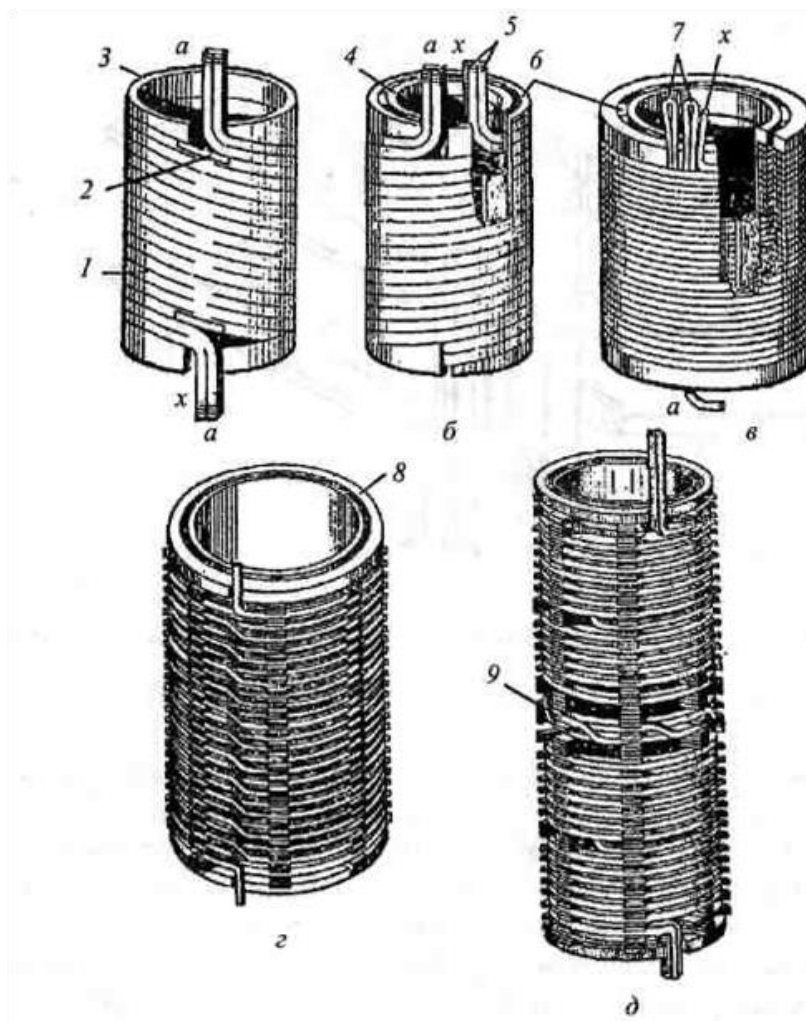


Рисунок 1.3 - Циліндричні обмотки силових трансформаторів: а - одношарова; б - двошарова; в - багатошарова; г - безперервна; д - гвинтова; 1 - витки з прямокутного провода; 2 - електрокартонна коробка для підсилення ізоляції крайніх витків обмотки; 3 - резервні вирівнюючі кільця, 4 - паперово-бакелітовий циліндр; 5 - кінець першого шару обмотки, 6 - вертикальні рейки; 7 - внутрішні відгалуження обмотки; 8 - опорне ізоляційні кільце; 9 - транспозиція витків обмотки [1]

Баки та система охолодження.

Найчастіше застосовується природне масляне або повітряне охолодження (ONAN/AN). У трансформаторах середньої потужності в умовах міського перевантаження можливе застосування примусового

повітряного охолодження (ONAF). Вибір системи охолодження залежить від розрахункових навантажень та доступності технічного обслуговування.

Конструкція бака герметичного або відкритого типу (з консерватором), залежно від обслуговуваності. Вводи виконуються з фарфору або полімерів, з урахуванням кліматичних умов та напруги. Для забезпечення надійності застосовуються газові реле, термометричні системи та системи контролю вологості. У новітніх моделях впроваджується цифровий моніторинг для дистанційної діагностики [1], [2].

Ізоляційні елементи.

Електрична ізоляція обмоток і конструкційних частин трансформатора забезпечується за допомогою спеціального паперу, просоченого оливою, текстоліту, епоксидної смоли та ін. Ізоляція повинна витримувати високі напруги і бути стійкою до старіння та нагрівання [1].

Виводи та комутаційна апаратура.

Для підключення обмоток до мережі використовуються спеціальні вводи, які можуть бути фарфоровими, полімерними або масляними. Також трансформатор може бути обладнаний пристроями регулювання напруги під навантаженням або без нього [1].

Регулювання напруги.

З урахуванням нестабільності напруги в українських мережах, доцільним є застосування трансформаторів із перемикачем відпаїв без збудження (ПБЗ) або регулюванням під навантаженням (РПН). Це дозволяє стабілізувати параметри напруги при зміні навантаження [3].

Принцип дії силового трансформатора.

Основою роботи трансформатора є закон електромагнітної індукції, відкритий Майклом Фарадеєм. Коли змінна напруга подається на первинну обмотку, вона створює змінний струм. Цей струм генерує змінний магнітний потік в осерді трансформатора. Згідно з законом Фарадея, змінний магнітний потік індукує ЕРС у вторинній обмотці, яка замикається на навантаження [3].

Процес трансформації відбувається без механічного руху, і енергія передається від первинної до вторинної обмотки виключно через магнітне поле [3].

Математичне вираження [7]:

$$E_1 = -N_1 \cdot \frac{d\Phi}{dt}, E_2 = -N_2 \cdot \frac{d\Phi}{dt}$$

де E_1, E_2 - електрорушійна сила (ЕРС) у первинній та вторинній обмотках відповідно,

N_1, N_2 - кількість витків у первинній та вторинній обмотках,

$\frac{d\Phi}{dt}$ - швидкість зміни магнітного потоку.

Звідси впливає коефіцієнт трансформації [7]:

$$k = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2},$$

де U_1, U_2 - напруга на первинній і вторинній обмотках відповідно,

N_1, N_2 - кількість витків первинної та вторинної обмоток.

Таким чином, трансформатор може працювати як підвищуючий (при $k > 1$), так і знижуючий (при $k < 1$) [7].

Ідеальний і реальний трансформатор.

Ідеальний трансформатор - це теоретична модель, у якій передача енергії відбувається без втрат, магнітна лінія повністю замкнута, і немає опору в обмотках [8].

Проте в реальному трансформаторі існують такі недоліки [8]:

Втрати в сталі (гістерезисні та вихрові струми);

Втрати в міді (теплові втрати в обмотках);

Магнітне розсіювання - частина магнітного потоку, яка не замикається

через вторинну обмотку. "Це явище виникає через конструктивні особливості трансформатора та геометрію обмоток. Розсіювальний потік спричиняє виникнення розсіювальної індуктивності L_{σ} , яка враховується в еквівалентній схемі трансформатора та впливає на його електромагнітні процеси.

Шум і вібрації, зумовлені магнітострикційними ефектами.

Типи конструкцій трансформаторів за схемою осердя [7]:

Стрижневі трансформатори.

Обмотки розміщуються на вертикальних стрижнях осердя. Цей тип конструкції застосовується для трансформаторів середньої та високої потужності. Переваги: компактність, добрий теплообмін.

Броньовані трансформатори.

Осердя охоплює обмотки з усіх боків, що забезпечує кращий захист від механічних впливів та зменшує розсіювання потоку. Застосовується у трансформаторах середньої потужності.

Призначення силових трансформаторів.

Силові трансформатори відіграють ключову роль у наступних процесах[8]:

Підвищення напруги на виході електростанцій для ефективної передачі енергії на великі відстані (зменшення струму $\rightarrow$ менші втрати);

Зниження напруги перед подачею енергії на промислові підприємства, міські підстанції або безпосередньо до побутових споживачів;

Забезпечення узгодження між різними частинами електромережі.

1.2 Характеристики трансформаторів у режимах холостого ходу та навантаження

Режим холостого ходу трансформатора.

Коли трансформатор не має навантаження, вторинна обмотка від'єднана, а на первинну подається напруга - це і є режим холостого ходу. В такому стані трансформатор все ще споживає електроенергію через втрати в осерді [1].

Основні характеристики режиму холостого ходу.

Струм холостого ходу (I_0) - невеликий струм, який протікає по первинній обмотці і створює магнітний потік у осерді. Він зазвичай становить 1–5% від номінального струму трансформатора [1].

Втрати холостого ходу (P_0) - це енергія, що споживається трансформатором при роботі без навантаження. Основними компонентами втрат є [1]:

Втрати на гістерезис (P_r), зумовлені перемагнічуванням осердя;

Втрати на вихрові струми ($P_{вс}$), що виникають у металі осердя при зміні магнітного поля.

Ці втрати залежать переважно від матеріалу осердя, частоти мережі та напруги на обмотці [1].

Структура струму холостого ходу.

Струм I_0 має дві складові [1]:

Активна складова ($I_{ак}$) - відповідає за втрати в металі осердя;

Реактивна складова ($I_{ре}$) - відповідає за намагнічування осердя.

$$I_0 = \sqrt{I_{ак}^2 + I_{ре}^2} \quad (1.1)$$

Реактивна складова завжди суттєво перевищує активну, тому коефіцієнт потужності в РХХ є низьким ($\cos\varphi \approx 0,05 - 0,2$) [1].

Режим навантаження трансформатора

Цей режим має місце, коли вторинна обмотка трансформатора підключена до навантаження, тобто трансформатор фактично передає електроенергію споживачеві. У цьому випадку через обмотки протікають струми, пропорційні споживаній потужності [8].

Вплив навантаження на роботу трансформатора

У режимі навантаження виникають такі явища [8]:

- Падіння напруги на обмотках через внутрішній опір та індуктивність;
- Нагрів обмоток через струм навантаження;
- Зміна коефіцієнта потужності залежно від характеру навантаження (активного, реактивного, змішаного).

Основні характеристики режиму навантаження

Втрати під навантаженням (P_n) - складаються з [7]:

Втрат в обмотках (P_{Cu}) або "втрат в міді", що обчислюються за формулою[8]:

$$P_{Cu} = I^2 R \quad (1.2)$$

де I - струм,

R - опір обмотки,

Втрати в сталі (P_s)

$$P_{Fe} = P_{\text{гістерезису}} + P_{\text{вихрові}} = k_h \cdot f \cdot B_{\max}^n + k_e \cdot f^2 \cdot B_{\max}^2 \quad (1.3)$$

де k_h , k_e - коефіцієнти гістерезису та вихрових струмів,

$B_{\max}$ - максимальна індукція, $n \approx 1,6 \dots 2,0$ - показник степеня.

Регулювання напруги трансформатора (ΔU) - це зміна напруги на вторинній обмотці при зміні навантаження від холостого ходу до повного навантаження. Визначається як [10]:

$$\Delta U = \frac{U_{xx} - U_n}{U_n} \cdot 100\% \quad (1.4)$$

де U_{xx} - напруга холостого ходу,

U_n - напруга при навантаженні.

Значення ΔU коливається від 1 до 10% і залежить від типу трансформатора та схеми його з'єднання [10].

Коефіцієнт потужності навантаження ($\cos\varphi$) - впливає на реактивну складову струму у первинній обмотці. При низькому $\cos\varphi$ трансформатор споживає більше реактивної потужності з мережі [10].

Особливості режимів роботи трансформаторів у розподільчих мережах України.

В умовах використання трансформаторів у розподільчих мережах України (особливо 0,4 - 10 кВ) спостерігаються специфічні режими, котрі істотно впливають на показники холостого ходу та навантаження [12]:

- У сільських районах значна частина трансформаторів працює з неповним або змінним навантаженням, що підвищує частку втрат холостого ходу в загальному енергоспоживанні.
- Часті перепади напруги на живильних лініях зумовлюють зниження стабільності вторинної напруги, що потребує адаптивного регулювання навантаження.
- Висока частка нелінійного навантаження (ІБП, комп'ютерна техніка, LED-освітлення) генерує гармоніки, які знижують коефіцієнт потужності і спричиняють додаткові втрати у обмотках та магнітопроводах.

– Асиметрія навантаження є типовою проблемою, що викликає неоднакове теплове навантаження на обмотки та перенавантаження нульового провідника, особливо у мережах 0,4 кВ.

Усі ці чинники повинні братися до уваги під час проектування, вибору та експлуатації трансформаторів у вітчизняних розподільчих мережах, зокрема через вплив на енергетичні втрати, режим охолодження та припустиме перевантаження. [12].

1.3 Особливості роботи трансформаторів у розподільних мережах різного рівня напруги

У структурі електроенергетичних систем трансформатори є ключовим компонентом, що забезпечує узгодження рівнів напруги між різними щаблями генерування, передачі та розподілу електричної енергії. Риси роботи трансформаторів у мережах різного рівня напруги залежать від типу споживачів і конфігурації самої мережі. Наприклад, у сільських місцевостях часто спостерігається асиметричне навантаження, що впливає на втрати. Диференціація розподільних мереж за напругою обумовлює низку специфічних технічних та експлуатаційних вимог до трансформаторів, які в них експлуатуються [10].

Для трансформаторів, котрі експлуатуються в розподільчих мережах України, притаманні специфічні умови: асиметрія навантаження, великий вміст гармонік у струмах і напрузі, та нестійкість рівня напруги. Ці фактори значно впливають на режими роботи трансформаторів, що потрібно враховувати під час аналізу втрат та вибору конструктивних рішень [10].

Загальна характеристика розподільних мереж.

У межах енергетичних систем України та більшості країн світу розподільні мережі умовно класифікуються на три основні групи [1]:

- Мережі високої напруги - номінальні рівні 35, 110 кВ, інколи 150 кВ, які забезпечують міжрегіональний або міжрайонний розподіл електроенергії;

- Мережі середньої напруги - переважно 6, 10, 20 та 35 кВ, що функціонують на проміжному етапі між передачею та кінцевим розподілом;

- Мережі низької напруги - 0,4 кВ, які безпосередньо живлять побутових і комерційних споживачів.

Функціонування трансформаторів у кожній із вказаних груп має свої особливості, пов'язані із технічними умовами використання, структурою навантаження та вимогами до стійкості параметрів енергопостачання. [1].

В умовах функціонування українських розподільчих мереж характерними є низка технічних особливостей, що безпосередньо впливають на роботу трансформаторного обладнання [3].

- Висока частка асиметричних навантажень, особливо у сільській місцевості, де домогосподарства підключені нерівномірно до фаз.

- Широке використання нелінійних споживачів (комп'ютери, імпульсні блоки живлення, сонячні інвертори), що спричиняють появу вищих гармонік у напрузі та струмі.

- Нестабільність рівня напруги, особливо на кінцевих ділянках мережі, внаслідок зношеності обладнання, погодних впливів і нерівномірного споживання.

- Старіння трансформаторного парку: багато силових трансформаторів експлуатуються понад 25 - 30 років, що знижує їхню енергоефективність.

- Недостатній рівень автоматизації, особливо у мережах 0,4 - 10 кВ, що ускладнює контроль якості електроенергії та своєчасне регулювання навантаження.

Ці фактори обумовлюють потребу в глибшому аналізі втрат, застосуванні сучасних трансформаторів з аморфними магнітопроводами, використанні цифрового моніторингу стану обладнання та адаптації конструктивних рішень до специфіки національної енергосистеми [3].

Трансформатори в мережах високої напруги (35 - 110 кВ).

У вказаному діапазоні трансформатори зазвичай функціонують у складі головних та районних підстанцій, де здійснюється пониження напруги до рівнів середньої напруги. Конструктивно це, як правило, трифазні трансформатори з потужністю від 10 до 100 МВА та більше, що оснащені системами регулювання коефіцієнта трансформації під навантаженням (OLTC). Задля забезпечення електричної міцності, як ізоляційне середовище застосовується трансформаторна олива або елегаз [3].

До специфічних вимог відносять [3]:

Високу термічну стійкість і здатність витримувати перенавантаження;

Наявність комплексної системи захисту, що включає диференційний струмовий захист, газове реле, температурні датчики тощо;

Мінімізацію втрат при тривалій роботі в режимі номінального або змінного навантаження.

Нестабільність графіків споживання, особливо при роботі в умовах неоднорідного навантаження, вимагає від трансформаторів здатності до оперативного регулювання напруги без вимкнення навантаження, що забезпечується завдяки використанню РПН [3].

Трансформатори в мережах середньої напруги (6 - 35 кВ)

Цей клас трансформаторів переважно застосовується у розподільних підстанціях, у тому числі тих, що живлять промислові підприємства, житлові масиви та об'єкти інфраструктури. Потужність трансформаторів зазвичай коливається від 100 до 2500 кВА. Переважають конструкції з масляним або сухим охолодженням, останні дедалі частіше впроваджуються завдяки покращеній пожежній безпеці та меншій потребі в технічному обслуговуванні [3].

Особливістю середньонапружних мереж є змінність навантаження - як добова, так і сезонна, а також наявність нелінійних навантажень, які спричиняють виникнення вищих гармонік у струмі та напрузі [3].

Це вимагає [3]:

Підвищеної стійкості ізоляційних матеріалів до імпульсних перенапруг;

Високої точності вимірювального та захисного обладнання;

Можливості роботи в умовах несиметричного навантаження.

У сільській місцевості трансформатори часто працюють із неповним завантаженням, що робить критичними втрати холостого ходу, тоді як у міських умовах домінує навантаження в години пікового споживання, що акцентує увагу на теплових характеристиках обмоток [7].

Трансформатори в мережах низької напруги (0,4 кВ).

Найнижчий рівень розподілу охоплює трансформатори, що забезпечують електропостачання кінцевих споживачів - побутових, комерційних і малих промислових. Потужність таких трансформаторів зазвичай не перевищує 630 кВА. Через особливості розміщення (переважно у КТП) вони мають компактну конструкцію, обмежений рівень шуму, а також повинні відповідати вимогам електромагнітної сумісності [3].

Проблематика функціонування трансформаторів у мережах 0,4 кВ включає [3]:

Часту асиметрію навантаження, що викликає перенавантаження окремих фаз і нейтрального провідника;

Високу частку споживачів з нелінійною характеристикою (перетворювачі, комп'ютерна техніка), що генерують гармоніки;

Вимоги до забезпечення стабільної напруги при різких змінах навантаження.

Задля підвищення енергоефективності в таких трансформаторах реалізуються конструкції з аморфним магнітопроводом, які суттєво знижують втрати у сталі, особливо в режимі холостого ходу [3].

В українських реаліях при виборі трансформаторного обладнання для розподільчих мереж необхідно враховувати нерівномірність навантаження

по фазах, а також понаднормові втрати, пов'язані з присутністю гармонічних складових у струмі. Через це класичні методики розрахунку втрат, що базуються на припущенні синусоїдального режиму та симетричного навантаження, можуть суттєво занижувати реальні значення втрат. Особливо це актуально для мереж 0,4 кВ у міських районах, де високий відсоток споживачів представлений електронною технікою та зарядними пристроями. Рекомендовано враховувати коригувальні коефіцієнти до втрат в обмотках та магнітопроводі, а також аналізувати розрахункові значення THD (Total Harmonic Distortion) [3], [5].

Інноваційні підходи та сучасні тенденції

В умовах розвитку концепцій Smart Grid трансформатори розподільних мереж усе частіше комплектуються вбудованими модулями для дистанційного моніторингу та управління. Використання цифрових трансформаторів дозволяє [4], [11]:

- Контролювати рівень навантаження в реальному часі;

- Оптимізувати режим роботи відповідно до даних аналізу якості електроенергії;

- Здійснювати діагностику стану обладнання та прогнозувати можливі відмови.

Інтеграція таких рішень особливо актуальна в середньо- та низьковольтних мережах, де значну частку проблем пов'язано з перевантаженням, поганою якістю напруги та високим рівнем технічних втрат.

1.4 Класифікація втрат електричної енергії у трансформаторах

Втрати електричної енергії у трансформаторах становлять один із ключових факторів, що впливають на ефективність функціонування

електроенергетичних систем. Зважаючи на масштаби використання трансформаторів у мережах різного рівня напруги, навіть незначні питомі втрати можуть призводити до суттєвих енергетичних і фінансових втрат у національному масштабі. Відтак класифікація та аналіз втрат є основою для їхнього мінімізації, оптимізації режимів роботи та обґрунтованого вибору обладнання під час проектування й експлуатації [8].

Загальна класифікація втрат у трансформаторах.

У трансформаторі електрична енергія передається з первинної обмотки на вторинну за рахунок електромагнітної індукції. У цьому процесі частина енергії неминуче втрачається. Загальною практикою є поділ втрат на дві основні групи [8]:

Втрати холостого ходу (no-load losses) - виникають під час увімкнення трансформатора без підключення навантаження;

Втрати під навантаженням (load losses) - зумовлені протіканням струму через обмотки під час роботи трансформатора з підключеним навантаженням.

Крім цього, в сучасній технічній літературі виділяють також додаткові втрати, пов'язані з конструктивними особливостями трансформатора та режимом його експлуатації [8].

Втрати холостого ходу.

Ці втрати виникають тоді, коли на первинну обмотку подається номінальна напруга, але вторинне коло залишається розімкнутим. Основними джерелами втрат у цьому режимі є [7]:

а) Втрати в магнітопроводі.

Магнітопровід трансформатора виготовляється з електротехнічної сталі, що має певну електропровідність і магнітну гістерезисну петлю. Унаслідок цього виникають [7]:

Втрати на гістерезис, які зумовлені енерговитратами на перемагнічування матеріалу осердя в кожному циклі зміни магнітного потоку. Ці втрати пропорційні частоті та залежать від типу сталі.

Втрати на вихрові струми (струми Фуко) - індуковані в товщі сталевих листів осердя під впливом змінного магнітного поля. Для їх мінімізації осердя збирається з ізольованих тонких листів.

б) Магнітні втрати в ізоляційних матеріалах і конструкціях.

До цієї категорії належать втрати, що виникають у неметалевих елементах конструкції, які потрапляють у зону дії магнітного поля, а також паразитні втрати в елементах кріплення та монтажу магнітопроводу [7].

Втрати холостого ходу є постійними для даної напруги живлення і не залежать від навантаження трансформатора. Саме тому вони мають визначальне значення для трансформаторів, які більшість часу працюють без навантаження або в режимі очікування [7].

Втрати під навантаженням.

Цей вид втрат є змінним і залежить від рівня струму, що протікає через обмотки трансформатора. Основними їх складовими є [8]:

а) Омичні втрати в обмотках.

Ці втрати, відомі також як втрати Джоуля - Ленца, обумовлені опором мідних або алюмінієвих обмоток. Втрати в обмотках визначаються за формулами [8]:

$$P_1 = I_1^2 \cdot R_1 - \text{втрати в первинній обмотці,}$$

$$P_2 = I_2^2 \cdot R_2 - \text{втрати у вторинній обмотці.}$$

де I_1, I_2 - струми в обмотках,

R_1, R_2 - активні опори обмоток.

Втрати мають квадратичну залежність від струму, що зумовлює їх зростання при перенавантаженнях.

б) Додаткові втрати у струмопровідних елементах.

Сюди належать [8]:

Втрати від вихрових струмів у елементах конструкції поблизу обмоток;

Втрати в контактних з'єднаннях;

Втрати, пов'язані з ефектом поверхні (skin effect) та ефектом близькості (proximity effect), які посилюються на високих частотах або при наявності гармонік у струмі.

Додаткові втрати у режимі навантаження можуть становити до 10 - 15% від загальних втрат і є предметом уваги при проектуванні сучасних енергоефективних трансформаторів [8].

Особливості втрат залежно від типу трансформатора.

Масляні трансформатори.

У таких трансформаторах частина втрат пов'язана з нагріванням та циркуляцією трансформаторної оливи, особливо при природній циркуляції або примусовій. Також до втрат може долучатися споживання енергії допоміжними пристроями: маслонасосами, вентиляторами, РПН [10].

Сухі трансформатори.

Хоча сухі трансформатори мають вищі втрати холостого ходу через меншу теплопровідність обмоток і охолоджувальних каналів, вони зазвичай демонструють нижчі додаткові втрати завдяки меншій кількості струмопровідних елементів, що потрапляють під дію полів розсіювання [10].

Аморфні трансформатори.

Застосування магнітопроводу з аморфного металу дозволяє зменшити втрати холостого ходу до 70 - 80% у порівнянні з класичними сталевими осердями. Це особливо ефективно для трансформаторів, що експлуатуються з непостійним навантаженням [10].

Вплив експлуатаційних факторів на втрати.

У реальних умовах експлуатації трансформатори рідко працюють в ідеальних режимах. На рівень втрат можуть впливати [14]:

Температура навколишнього середовища (зростання температури підвищує опір обмоток);

Частота живлення (відхилення від номіналу впливає на втрати у сталі);

Наявність вищих гармонік (підвищують втрати на вихрові струми);
Асиметрія навантаження та незбалансованість фаз.

Отже, для мінімізації втрат важливо не лише оптимізувати конструкцію трансформатора, а й забезпечити його експлуатацію у відповідності до проектного режиму [14].

Перспективи зниження втрат у трансформаторах розподільчих мереж.

Зменшення втрат у силових трансформаторах розподільчих мереж України є ключовим напрямом підвищення енергоефективності енергетичного сектору.

Найперспективнішими заходами в цьому напрямі є [13]:

- Заміна морально застарілих трансформаторів новими моделями з аморфними магнітопроводами, що дозволяє знизити втрати холостого ходу на 60–80%;
- Оптимізація режимів роботи трансформаторів шляхом впровадження цифрового моніторингу навантаження, температури, втрат і напруги в реальному часі;
- Використання трансформаторів з регульованим коефіцієнтом трансформації, зокрема з РПН, для компенсації перепадів напруги при нестабільному навантаженні;
- Покращення автоматизації розподільчих мереж, що дає змогу уникати перевантажень та працювати в оптимальній точці навантаження;
- Проведення енергоаудиту розподільчих підстанцій, спрямованого на виявлення прихованих втрат і аналіз несиметричних режимів.

Реалізація цих заходів є важливою умовою для досягнення цілей енергетичної стратегії України в частині зниження втрат та інтеграції принципів Smart Grid у розподільчі мережі [13].

2 ТЕОРЕТИЧНИЙ АНАЛІЗ ВТРАТ ПРИ РІЗНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Теоретичні основи виникнення втрат холостого ходу та короткого замикання

Втрати електричної енергії в трансформаторі є наслідком фізичних процесів, що відбуваються як в активних, так і в магнітних елементах пристрою. Залежно від режиму роботи трансформатора - холостого ходу або короткого замикання - характер втрат істотно відрізняється. Розглянемо докладно природу кожного виду втрат [15].

Втрати холостого ходу (P_0)

Режим холостого ходу виникає у випадку, коли вторинна обмотка розімкнута, тобто до неї не підключено навантаження. Первинна обмотка в такому разі живиться номінальною напругою, і в ній протікає струм холостого ходу I_0 , який, хоча й незначний (зазвичай 1 - 5% від номінального), все ж викликає реальні втрати енергії [15].

Загальна потужність втрат у цьому режимі визначається як :

$$P_0 = P_{\Gamma} + P_{\text{вс}} \quad (2.1)$$

де P_{Γ} - втрати на гістерезис (перемагнічування осердя),

$P_{\text{вс}}$ - втрати на вихрові струми (струми Фуко), що виникають в провідному магнітопроводі.

Втрати на гістерезис залежать від амплітуди магнітної індукції B_m , частоти f і властивостей матеріалу [15]:

$$P_{\Gamma} \sim f \cdot B_m^{1,6} \quad (2.2)$$

Втрати на вихрові струми залежать квадратично від частоти і товщини листа осердя [15]:

$$P_{\text{вс}} \sim f^2 \cdot B_m^2 \cdot t^2 \quad (2.3)$$

де t - товщина сталевих листа.

Саме тому осердя виконується зі штампованих ізолюваних листів, що обмежують циркуляцію струмів Фуко. Ізоляція між шарами зменшує внутрішні струми і втрати [15].

Складові струму холостого ходу.

Струм холостого ходу містить активну та реактивну компоненти :

$$I_0 = \sqrt{I_{\text{ак}}^2 + I_{\text{ре}}^2} \quad (2.4)$$

де $I_{\text{ак}}$ - складова, що відповідає за втрати у сталі,

$I_{\text{ре}}$ - індуктивна складова, яка створює магнітний потік.

Коефіцієнт потужності в цьому режимі зазвичай низький [14]:

$$\cos \varphi_0 = \frac{P_0}{U_1 \cdot I_0} \quad (2.5)$$

Втрати короткого замикання (P_k).

Режим короткого замикання виникає, коли вторинна обмотка замкнена або навантажена опором, близьким до нуля. До первинної обмотки подається знижена напруга U_k , достатня для того, щоб створити номінальний струм у вторинному колі [14].

Втрати в цьому режимі описуються формулою [14]:

$$P_k = I_k^2 \cdot R_\Sigma \quad (2.6)$$

де I_k - струм короткого замикання,

$R_\Sigma = R_1 + R_2'$ - сумарний приведений активний опір обмоток.

На відміну від режиму холостого ходу, у режимі короткого замикання втрати в осерді незначні, оскільки магнітний потік набагато нижчий від номінального [14].

Характеристики короткого замикання.

Напруга короткого замикання - це мінімальна напруга на первинній обмотці, яка забезпечує номінальний струм при замкненій вторинній [15]:

$$U_k = \frac{U_{кз}}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (2.7)$$

Цей показник використовується при випробуваннях і визначенні допустимого струму КЗ трансформатора [15].

Повна потужність короткого замикання :

$$Sk = \frac{S_{ном}}{u_k} \quad (2.8)$$

де S_k - потужність короткого замикання,

$S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора,

u_k - відносна напруга короткого замикання, виражена у частках від 1 або у відсотках (наприклад, 0.06 або 6%).

Актуальність для умов українських мереж.

У багатьох мережах України, особливо в сільських регіонах, трансформатори працюють у режимах зниженого або частково активного

навантаження, що робить втрати холостого ходу домінуючими. З іншого боку, в умовах нестабільного навантаження, особливо з нелінійними споживачами (інвертори, ІБП, побутова електроніка), зростає ризик локального короткого замикання або перевантаження, що посилює втрати в обмотках.

Крім того, значна частина трансформаторного парку є фізично та морально застарілою, що ускладнює ефективну компенсацію втрат, а низький рівень автоматизації ускладнює регулювання навантаження в реальному часі.

2.2 Вплив навантаження на величину втрат потужності у трансформаторі

Навантаження трансформатора є одним із ключових чинників, що визначають величину втрат активної потужності в процесі його експлуатації. Втрати потужності можна умовно поділити на незмінні (постійні) та змінні, що залежать від величини навантаження. Розуміння природи цих втрат має фундаментальне значення для оптимізації роботи трансформаторного обладнання в розподільчих мережах.

Загальна потужність втрат.

Загальні втрати потужності в трансформаторі описуються співвідношенням [13]:

$$P_{\text{вт}} = P_0 + P_{\text{Cu}} \quad (2.9)$$

де $P_{\text{вт}}$ - повні втрати активної потужності трансформатора,

P_0 - втрати холостого ходу (в осерді),

P_{Cu} - втрати в обмотках (так звані "втрати у міді").

Втрати в обмотках P_{Cu} .

Втрати в обмотках спричинені тепловиділенням під дією протікання струму через активний опір провідника [13]:

$$P_{Cu} = I^2 \cdot R_{\Sigma} \quad (2.10)$$

де I - струм навантаження трансформатора (залежить від споживача),

$R_{\Sigma} = R_1 + R_2'$ - сумарний опір первинної обмотки та приведений до неї опір вторинної обмотки [13].

$$R^{2'} = R^2 \cdot \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = R^2 \cdot k^2 \quad (2.11)$$

де R_2 - активний опір вторинної обмотки,

N_1, N_2 - кількість витків первинної та вторинної обмоток,

$k = \frac{N_1}{N_2} = \frac{U_1}{U_2}$ - коефіцієнт трансформації.

Враховуючи, що струм є пропорційним до навантаження S , а саме [13]:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (2.12)$$

Можна подати змінні втрати як функцію відносного навантаження [13]:

$$k = \frac{S}{S_{\text{ном}}} \quad (2.13)$$

$$P_{Cu(k)} = k^2 \cdot P_{Cu \text{ ном}} \quad (2.14)$$

Тепер можна перетворити формулу на [13]:

$$P_{\text{вт}(k)} = P_0 + k^2 \cdot P_{\text{Cu ном}} \quad (2.15)$$

де k - відносне навантаження,

$P_{\text{Cu ном}}$ - втрати в обмотках при номінальному навантаженні.

$$P_{\text{Cu ном}} = I_{\text{ном}}^2 \cdot R_{\Sigma} \quad (2.16)$$

Графік залежності та точка оптимуму.

Точка оптимуму трансформатора - це коефіцієнт навантаження ($k_{\text{опт}}$), при якому [13]:

- ККД трансформатора досягає максимуму.
- Відносні втрати потужності мінімальні.

Точка оптимуму розраховується за формулою [15]:

$$k_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{\text{Cu ном}}}} \quad (2.17)$$

де P_0 - втрати холостого ходу (постійні втрати у сталі),

P_{Cu} - втрати в обмотках при номінальному навантаженні (змінні втрати у міді).

Практичне значення визначення.

Енергоефективність.

Робота трансформатора в точці оптимуму забезпечує:

- Найменші експлуатаційні витрати.
- Максимальний ККД (98-99% для сучасних трансформаторів).

Залежність $P_{вт(k)}$ є параболічною. Мінімальні питомі втрати (відношення втрат до переданої потужності) досягаються, коли [1]:

$$P_0 = k^2 \cdot P_{Cu ном} \quad (2.18)$$

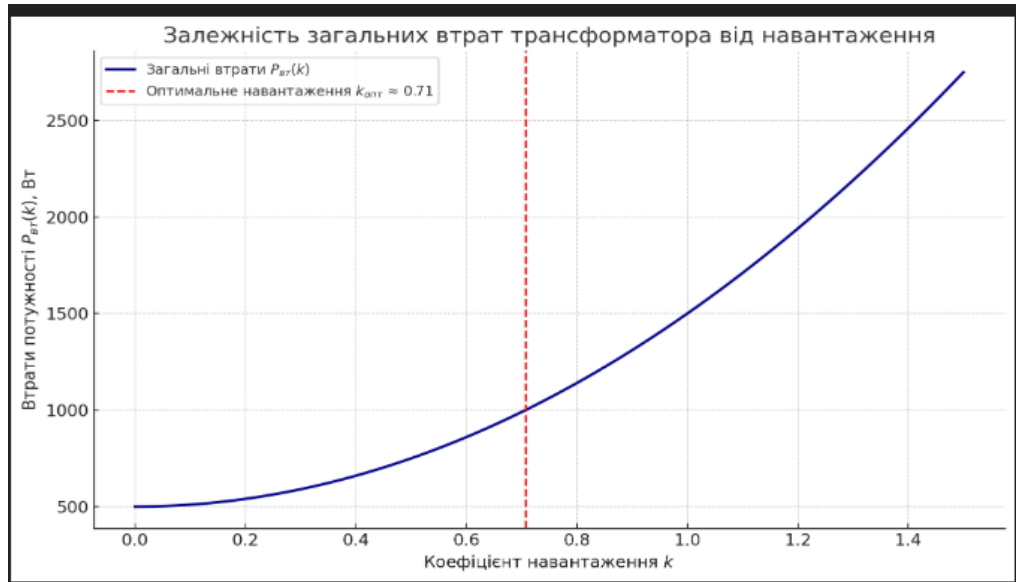


Рисунок 2.1 - Залежність втрат трансформатора від відносного навантаження [1]

На графіку 2.1 видно:

- Параболічне зростання втрат із підвищенням навантаження.
- Оптимальна точка $k_{опт} \approx 0,71$ де втрати холостого ходу дорівнюють втратам у міді.

Відносні втрати та ККД.

Коефіцієнт корисної дії трансформатора визначається як [1]:

$$\eta = \frac{P_{корисна}}{P_{вхідна}} = \frac{S_{вих}}{S_{вих} + P_{вт}} \quad (2.19)$$

$S_{вих}$ - це фактична (поточна) потужність навантаження трансформатора;

Або в контексті відносного навантаження:

$$\eta(k) = \frac{k \cdot S_{\text{НОМ}}}{k \cdot S_{\text{НОМ}} + P_0 + k^2 \cdot P_{\text{Cu НОМ}}} \quad (2.20)$$

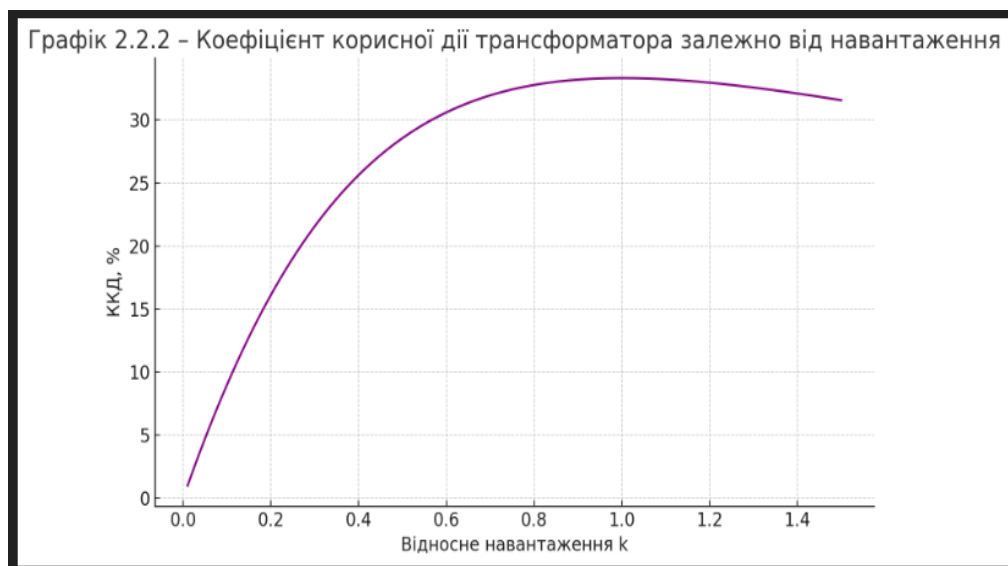


Рисунок 2.2 - Відносний графік Коефіцієнту корисної дії трансформатора залежно від навантаження [8]

2.3 Аналіз режимів перевантаження та їх вплив на втрати та довговічність трансформатора

Режими перевантаження є одними з найбільш критичних для надійності та довговічності силових трансформаторів. Під перевантаженням мається на увазі експлуатаційний стан, за якого навантаження (активне, реактивне або повне) перевищує номінальні значення, зазначені у технічній документації трансформатора. Такі режими можуть бути допустимими, короточасними (регламентованими), або недопустимими, що призводять до перевищення температурних меж, прискореного зносу та відмови обладнання.

У реальних умовах українських електромереж перевантаження трансформаторів є поширеним явищем. Воно виникає через нерівномірне розподілення навантаження, сезонні піки споживання, асиметрію фаз, несанкціоновані підключення, а також через загальний знос обладнання та недостатнє фінансування модернізації. Обмежена автоматизація ще більше ускладнює регулювання навантаження.

Перевантаження трансформатора виникають, коли струм навантаження перевищує номінальний. Відповідно до ДСТУ ГОСТ 30830, розрізняють такі види перевантажень:

- Короткочасні (тривалістю до 4 год, спричинені аварійними ситуаціями або піковим навантаженням).
- Тривалі (систематичні перевищення допустимих навантажень через нестачу потужності).

Визначення перевантаження.

Перевантаженням називається режим, у якому навантаження трансформатора перевищує його номінальну потужність:

$$k = \frac{S}{S_{\text{ном}}} > 1$$

де S - поточне повне навантаження,

$S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора,

K - коефіцієнт перевантаження.

Зростання втрат при перевантаженні.

Оскільки втрати в обмотках мають квадратичну залежність від струму, перевантаження призводить до стрімкого зростання теплових втрат у міді:

$$P_{Cu} = I_2 \cdot R = k_2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot R = k^2 \cdot P_{Cu \text{ ном}} \quad (2.21)$$

Наприклад:

при $k=1,2 \rightarrow$ втрати зростають на $\approx 44\%$;

при $k=1,5 \rightarrow$ втрати збільшуються на $\approx 125\%$.

Також зростають:

- вихрові втрати в струмоведучих частинах.
- контактні втрати на затискачах і з'єднаннях.

Тепловий вплив перевантажень.

Надмірний струм призводить до нагріву обмоток, що описується рівнянням теплового балансу:

$$\tau \frac{dT}{dt} + T = T_{уст} \quad (2.22)$$

де τ - теплова постійна часу трансформатора,

T - температура обмотки,

$T_{уст}$ - усталена температура.

Усталена температура залежить від втрат:

$$T_{уст} = T_{навк} + \Delta T_{ном} \left(\frac{I}{I_{ном}} \right)^{2m} \quad (2.23)$$

де $T_{навк}$ - температура навколишнього середовища,

$\Delta T_{ном}$ - номінальне перегрівання,

$m \approx 0,8 \dots 1,0$ - коефіцієнт тепловіддачі.

При тривалих перевантаженнях температура може перевищити допустимі значення (зазвичай 105°C для класу ізоляції А), що прискорює старіння.

Вплив перевантажень на довговічність трансформатора.

Старіння ізоляції.

Термін служби ізоляції залежить від температури експоненційно:

$$L = L_0 \cdot 2^{\frac{T_0 - T}{10}} \quad (2.24)$$

де L_0 - номінальний термін служби (зазвичай 20 - 30 років),

T_0 - опорна температура (зазвичай 98°C для класу А).

Вплив циклічних перевантажень

В українських енергосистемах трансформатори часто працюють у змінних режимах (добові графіки навантаження, аварійні ситуації).

Циклічний нагрів-охолодження призводить до:

- Термічної втоми матеріалів (тріщини в ізоляції, розшарування обмоток).
- Кумулятивного зносу, який можна оцінити за допомогою критерію Мінера:

$$D = \sum_{i=1}^n \frac{t_i}{L(T_i)} \quad (2.25)$$

де t_i - тривалість перевантаження з температурою T_i ,

$L(T_i)$ - ресурс при даній температурі.

Якщо $D \geq 1$, трансформатор вважається вичерпаним.

2.4 Методи зниження втрат у трансформаторах у різних режимах експлуатації

Зниження втрат у міді (омічні втрати в обмотках).

Втрати у мідних (або алюмінієвих) обмотках виникають у результаті проходження електричного струму через їх активний опір.

Для зменшення втрат у провідниках можна застосовувати кілька підходів:

Використання провідників з низьким питомим опором.

Опір обмотки визначається:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{A} \quad (2.26)$$

де ρ - питомий опір матеріалу (наприклад, для міді $\rho \approx 1,72 \cdot 10^{-8}$ Ом·м),

l - довжина провідника,

A - площа поперечного перерізу.

Очевидно, що при збільшенні A - опір зменшується, а разом з ним і втрати. Використання чистої електротехнічної міді знижує ρ , що особливо ефективно для трансформаторів з високим струмом.

Також для зменшення R , потрібно зменшити довжину обмотки (що досягається компактнішою конструкцією трансформатора) або збільшити переріз провідника (але це збільшує масу та габарити).

Вибір матеріалу провідника.

Найменші втрати забезпечує електротехнічна мідь високої чистоти (99.99%) завдяки низькому ρ . У деяких конструкціях використовують алюміній (дешевший і легший), але він має вищий питомий опір:

$$\rho_{Cu} < \rho_{Al} \Rightarrow R_{Al} > R_{Cu}$$

Тому мідні обмотки забезпечують нижчі втрати при однакових геометричних параметрах. У високоефективних трансформаторах для розподільчих мереж перевага надається мідним провідникам з прямокутним або секційованим профілем.

Скорочення довжини витків (компактне компонування обмоток) також зменшує втрати. Часто реалізується через циліндричну або дискову схему обмоток.

Динамічне регулювання навантаження.

Оскільки:

$$P_{Cu} = k^2 \cdot P_{Cu \text{ ном}},$$

$$\text{де } k = \frac{S}{S_{\text{ном}}}$$

то зменшення навантаження (навіть на 10–20%) дає суттєве зниження втрат. У великих розподільчих мережах практикується:

Перемикання трансформаторів у паралельній роботі (розосередження навантаження),

Розділення денних і нічних навантажень між трансформаторами з різною потужністю,

Автоматичне регулювання навантаження через інтелектуальні контролери.

Контроль температурного режиму.

Оскільки зростання температури провокує зростання втрат, ключовим є:

Застосування систем примусового охолодження;

Контроль температури в режимі реального часу (волоконні сенсори, PT100);

Автоматичне обмеження навантаження при досягненні граничної температури.

Зниження втрат у сталі трансформатора (магнітопроводі).

Втрати у сталі трансформатора (в осерді) виникають під час його роботи в режимі перемагнічування змінним магнітним потоком. Ці втрати є постійними, тобто практично не залежать від навантаження і присутні навіть у режимі холостого ходу. Їх можна розділити на дві основні складові: $P_{\text{гіст}}$ - втрати на гістерезис та $P_{\text{Фуко}}$ - втрати на вихрові струми (струми Фуко).

Втрати на гістерезис.

Ці втрати зумовлені незворотною витратою енергії при кожному циклі перемагнічування феромагнітного матеріалу.

Способи зменшення втрат на гістерезис:

- Застосування магнітом'яких матеріалів з вузькою петлею гістерезису (наприклад, холоднокатані електротехнічні сталі з низьким вмістом вуглецю).

- Використання аморфних або нанокристалічних матеріалів: вони мають значно менший коерцитивний опір і забезпечують в 2-3 рази менші гістерезисні втрати.

- Зниження індукції B_m в конструкції: вибір магнітопроводу з більшим перерізом або більшим числом витків знижує B_m , зменшуючи втрати.

Втрати на вихрові струми (струми Фуко).

Ці втрати виникають через індукцію електрорушійної сили (ЕРС) у поперечному перерізі магнітопроводу, що спричиняє циркуляцію струмів і нагрів сталі.

Способи зменшення втрат Фуко:

- Зменшення товщини листів t : чим тонший лист, тим менше циркулює струму і нижчі втрати. Стандартна товщина електротехнічної сталі - 0,23...0,35 мм.

- Ізоляція між шарами сталі: листи покривають оксидною плівкою або лаком, щоб унеможливити струми між шарами.

- Збільшення електроопору сталі: кремнієві сталі (~3% Si) мають підвищений питомий опір, що зменшує амплітуду вихрових струмів.

– Компенсація впливу вищих гармонік.

У сучасних мережах із великою кількістю нелінійних навантажень (інвертори, джерела безперебійного живлення, побутова електроніка) струм містить значну кількість гармонік. Загальна форма втрат через гармоніки:

$$P_{\text{гар}} \sim \sum_{n=2}^{\infty} I_n^2 \cdot R_n \quad (2.27)$$

де I_n - амплітуда струму n -ї гармоніки,

R_n - ефективний опір для відповідної частоти (він зростає з n через шкірування та ефект близькості).

Методи зменшення втрат:

- встановлення пасивних або активних фільтрів гармонік на підстанціях;
- застосування екранованих або сегментованих обмоток;
- використання матеріалів з меншими втратами при високих частотах;
- Зниження втрат за рахунок ефективного охолодження.

При підвищенні температури зростає опір обмоток:

$$R(T) = R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (2.28)$$

де $\alpha \approx 0.004/^\circ\text{C}$. Це означає, що при перегріві на 50°C - опір зростає на 20%, і втрати зростають відповідно.

Щоб уникнути цього, застосовують:

- радіатори для природного охолодження;
- примусову циркуляцію масла або повітря;
- термодатчики в обмотках (типу РТ100, волоконні сенсори);
- системи сигналізації про перевищення температури.

- Застосування нових матеріалів:
- Аморфні сплави (Fe-based, Co-based) - мають в 2 - 3 рази менші втрати холостого ходу.
- Обмотки з низькотемпературних надпровідників - перспективні для великих трансформаторів, але наразі дорогі.
- Ізоляція класу Н (до 180 °С) - дозволяє роботу при вищих температурах без зниження ресурсу.

3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ ІЗ УРАХУВАННЯМ МІНІМІЗАЦІЇ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Розрахунок втрат холостого ходу та короткого замикання у номінальному режимі

Активні втрати холостого ходу (P_0).

Задано:

$$P_0 = 1,15 \text{ кВт.}$$

Реактивні втрати холостого ходу (Q_0).

Реактивні втрати холостого ходу нам не надаються тому ми приймаємо їх як 5% від номінальної потужності (далі за допомоги струму холостого ходу перевіримо правильність) :

$$Q_0 = 0,05 \cdot S_n = 0,05 \cdot 400 = 20 \text{ кВАр.} \quad (3.1)$$

Повна потужність холостого ходу (S_0).

$$S_0 = \sqrt{P_0^2 + Q_0^2} = \sqrt{1,15^2 + 20^2} = 20,03 \text{ кВА.} \quad (3.2)$$

Струм холостого ходу (I_0) на вищій напрузі (6 кВ):

$$I_0 = \sqrt{I_{ак}^2 + I_{ре}^2} \quad (3.3)$$

Активна складова ($I_{ак}$):

$$I_{ак} = \frac{P_0}{\sqrt{3} \cdot U_{1н}} = \frac{1,15 \text{ кВт}}{\sqrt{3} \cdot 6 \text{ кВ}} = 0,11 \text{ А.} \quad (3.4)$$

Реактивна складова ($I_{ре}$):

$$I_{ре} = \frac{Q_0}{\sqrt{3} \cdot U_{1н}} = \frac{20 \text{ кВАр}}{\sqrt{3} \cdot 6 \text{ кВ}} = 1,92 \text{ А.} \quad (3.5)$$

Повний струм холостого ходу (I_0):

$$I_0 = \sqrt{I_{ак}^2 + I_{ре}^2} = \sqrt{0,11^2 + 1,92^2} \approx 1,92 \text{ А.} \quad (3.6)$$

Складова гармоніки:

$$I_5 = 0,1 \cdot I_0 = 0,1 \cdot 1,92 \approx 0,192 \text{ А.} \quad (3.7)$$

Повний струм холостого ходу з урахуванням гармоніки

$$I_0 = \sqrt{I_{ак}^2 + I_{ре}^2 + I_5^2} = \sqrt{0,11^2 + 1,92^2 + 0,192^2} \approx 1,93 \text{ А.} \quad (3.8)$$

Відсоткове співвідношення для перевірки:

Номінальний струм:

$$I_{ном} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6} \approx 38,5 \text{ А.} \quad (3.9)$$

Відсоток струму холостого ходу:

$$\frac{I_0}{I_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{1,93}{38,5} \cdot 100\% \approx 5\%. \quad (3.10)$$

Значення $I_0=5\%$ від $I_{\text{ном}}$ підтверджує відповідність параметрів трансформатора стандартам (ДСТУ EN 60076)

Так як значення входить в діапазон 1-5% від $I_{\text{ном}}$, звідси випливає що значення Q_0 підібрано і розраховано правильно

Струм холостого ходу (I_0) на низькій напрузі(0.4 кВ):

$$I_0 = \frac{S_0}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{20,03}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 28,9 \text{ A}. \quad (3.11)$$

Коефіцієнт потужності холостого ходу ($\cos\phi_0$) для трифазного трансформатору:

$$\cos\phi_0 = \frac{P_0}{S_0} = \frac{1,15}{20,03} = 0,057. \quad (3.12)$$

Коефіцієнт потужності холостого ходу $\cos\phi_0 \approx 0.057$ (5.76%) узгоджується з типовими значеннями (див. розділ 1.2.1).

Повна потужність короткого замикання (S_k):

$$S_k = \frac{U_k\%}{100} \cdot S_H = 0,06 \cdot 400 = 24 \text{ кВА}. \quad (3.13)$$

3.2 Розрахунок втрат потужності при змінному профілі навантаження

Втрати в обмотках (P_{Cu}):

Задано:

$$P_{Cu} = 4,5 \text{ кВт.}$$

Відносне навантаження (k):

Денний максимум: $k=0,95$.

Нічне навантаження: $k=0,3$.

Загальні втрати потужності:

Формула:

$$P_{вт(k)} = P_0 + k^2 \cdot P_{Cu} \quad (3.14)$$

Денний максимум:

$$P_{вт} = 1,15 + 0,95^2 \cdot 4,5 = 5,21 \text{ кВт.}$$

Нічне навантаження:

$$P_{вт} = 1,15 + 0,3^2 \cdot 4,5 = 1,56 \text{ кВт.}$$

Втрати з урахуванням гармонік:

Загальні втрати потужності у трансформаторі при несинусоїдальному навантаженні:

$$P_{заг} = P_0 + P_{Cu}^{гарм} \quad (3.15)$$

де $P_{Cu}^{гарм}$ — втрати в обмотках з урахуванням гармонік.

Методика розрахунку гармонічних втрат.

Згідно стандарту IEEE C57.110:

$$P_{Cu}^{гарм} = P_{Cu ном} \cdot \left(\frac{I_{rms}}{I_{ном}} \right)^2 \cdot F_{HL} \quad (3.16)$$

$$I_{rms} = I_1 \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2} - \text{діюче значення несинусоїдального струму,} \quad (3.17)$$

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} I_h^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h_{max}} I_h^2} - \text{гармонічний фактор втрат.} \quad (3.18)$$

Вхідні дані гармонік.

Спектр струму для розподільчої мережі 0.4 кВ, таблиця 3.1 (типіві значення з літератури [3]):

Таблиця 3.1 - Гармоніки

Гармоніка hh	1	3	5	7	11	13
I_h/I_1 (%)	100	5,0	8,0	3,0	2,5	1,5

Практичний розрахунок для двох режимів.

а) Денний режим $k = I_1/I_{ном} = 0,95$.

Діюче значення несинусоїдального струму:

$$I_{rms}/I_{ном} = 0.95 \times \sqrt{1^2 + 0,05^2 + 0,08^2 + 0,03^2 + 0,025^2 + 0,015^2} = 0,952$$

Розрахунок гармонічного фактора втрат F_{HL} :

$$F_{HL} = \frac{1^2 \cdot 1^{0.8} + 0,05^2 \cdot 3^{0.8} + \dots}{1^2 + 0,05^2 + \dots} = 1,027.$$

Втрати з урахуванням гармонік:

$$P_{\text{Cu}}^{\text{гарм}} = 4,5 \times (0,952)^2 \times 1,027 = 4,21 \text{ кВт.}$$

Загальні втрати:

$$P_{\text{заг}} = 1,15 + 4,21 = 5,36 \text{ кВт.}$$

б) Нічний режим.

Діюче значення несинусоїдального струму:

$$I_{\text{rms}}/I_{\text{ном}} = 0,30 \cdot 1,006 = 0,302.$$

Розрахунок гармонічного фактора втрат F_{HL} :

$$F_{\text{HL}} = 1,027 \text{ (не залежить від } k\text{).}$$

Втрати з урахуванням гармонік:

$$P_{\text{Cu}}^{\text{гарм}} = 4,5 \cdot (0,302)^2 \cdot 1,027 = 0,42 \text{ кВт.}$$

Загальні втрати:

$$P_{\text{заг}} = 1,15 + 0,42 = 1,57 \text{ кВт.}$$

Результати розрахунків зібрано в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 - Порівняльна таблиця втрат

Режим	$P_{\text{заг}}$ без гармонік	$P_{\text{заг}}$ з гармоніками	Зростання втрат (%)
Денний (95%)	5,22 кВт	5,36 кВт	+2,7%
Нічний (30%)	1,56 кВт	1,57 кВт	+0,6%

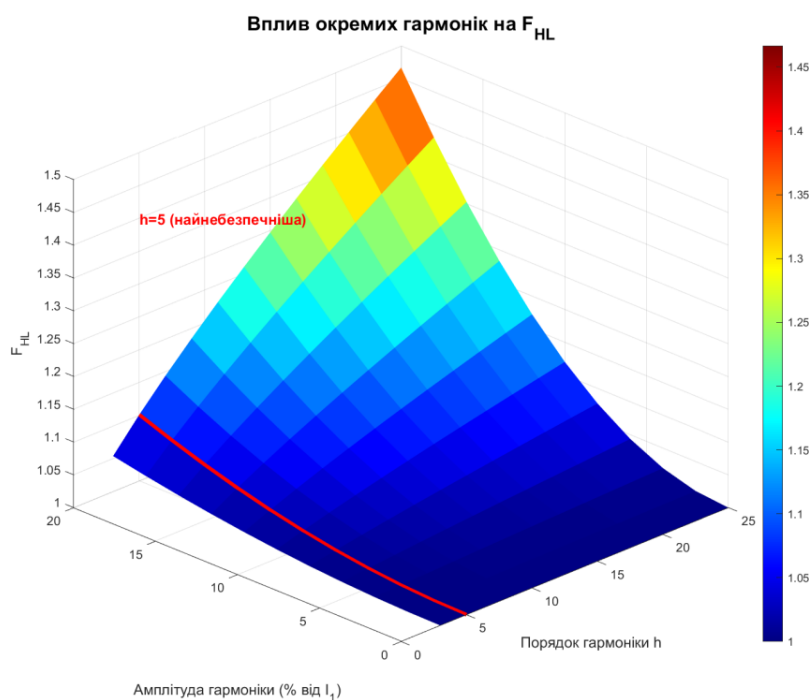


Рисунок 3.1 - Вплив гармонік

З рисунка 3.1 випливає що:

Гармоніки збільшують втрати на 0,5-3% для типових мереж.

Найнебезпечніші гармоніки: 5-та та 3-тя через високий порядок та енергію.

Розрахунок параметрів кабелю.

Активний опір фази:

$$R_{\text{фази}} = \rho \cdot \frac{L}{A} = 0,0178 \cdot \frac{150}{120} = 0,02225 \text{ Ом.} \quad (3.19)$$

Індуктивний опір (типове значення для кабелю 120 мм²):

$$X_{\text{фази}} = 0,08 \text{ Ом}/\text{km} \cdot 0,15 \text{ km} = 0,012 \text{ Ом.} \quad (3.20)$$

Повний опір:

$$Z_{\text{фази}} = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{(0,02225)^2 + (0,012)^2} = 0,0255 \text{ Ом.} \quad (3.21)$$

Методика розрахунку втрат:

Струм навантаження:

$$I = \frac{k \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (3.22)$$

Втрати потужності:

$$P_{\text{кабель}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{фази}} \cdot 10^{-3} \text{ кВт.} \quad (3.23)$$

$$Q_{\text{кабель}} = 3 \cdot I^2 \cdot X_{\text{фази}} \cdot 10^{-3} \text{ кВАр.} \quad (3.24)$$

Сумарні втрати:

$$S_{\text{кабель}} = \sqrt{P_{\text{кабель}}^2 + Q_{\text{кабель}}^2} \quad (3.25)$$

Результати для робочих режимів.

Денний режим.

Струм навантаження:

$$I = \frac{0,95 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 548,3 \text{ А.}$$

Втрати потужності:

$$P = 3 \cdot (548,3)^2 \cdot 0,02225 \cdot 10^{-3} = 19,8 \text{ кВт.}$$

$$Q = 3 \cdot (548,3)^2 \cdot 0,012 \cdot 10^{-3} = 10,7 \text{ кВАр.}$$

$$S = \sqrt{19,8^2 + 10,7^2} = 22,5 \text{ кВА.}$$

Нічний режим.

Струм навантаження:

$$I = \frac{0,30 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 173,2 \text{ А.}$$

Втрати потужності

$$P = 3 \cdot (173,2)^2 \cdot 0,02225 \cdot 10^{-3} = 2,0 \text{ кВт.}$$

$$Q = 3 \cdot (173,2)^2 \cdot 0,012 \cdot 10^{-3} = 1,1 \text{ кВАр.}$$

$$S = \sqrt{2,0^2 + 1,1^2} = 2,3 \text{ кВА.}$$

Розрахунки втрат зібрано в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 - Порівняння втрат.

Режим	Р _{кабель} , кВт	Q _{кабель} , кВАр	S _{кабель} , кВА
Денний (95%)	19,8	10,7	22,5
Нічний (30%)	2,0	1,1	2,3

Вплив на загальну ефективність.

Денний режим:

$$P_{\text{заг}} = P_{\text{транс}} + P_{\text{кабель}} = 5,36 + 19,8 = 25,6 \text{ кВт.}$$

Зростання на 370%.

Нічний режим:

$$P_{\text{заг}} = 1,57 + 2,0 = 3,57 \text{ кВт.}$$

Зростання на 127%.

Точка оптимуму ($k_{\text{опт}}$).

Теоретично оптимальний коефіцієнт навантаження трансформатора, при якому втрати потужності мінімальні, становить:

$$k_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{\text{Cu}}}} = \sqrt{\frac{1,15}{4,5}} = 0,505. \quad (3.26)$$

Проте в умовах реальної експлуатації трансформаторів у розподільчих мережах, де навантаження змінюється протягом доби, таке значення не може вважатись оптимальним у практичному сенсі.

На основі заданого профілю навантаження (95% удень і 30% уночі) середній ефективний коефіцієнт навантаження становить:

$$k_{\text{середн}} = \sqrt{\frac{\sum (k_i^2 \cdot t_i)}{\sum t_i}} \quad (3.27)$$

Підставимо:

$$k_{\text{середн}} = \sqrt{\frac{0,95^2 \cdot 12 + 0,3^2 \cdot 12}{24}} = \sqrt{\frac{10,83 + 1,08}{24}} = \sqrt{0,495} \approx 0,7036.$$

Це значення є більш реалістичним для подальших аналізів втрат і ефективності трансформатора, з урахуванням циклічності споживання електроенергії в мережі.

Порівняння теоретичного і реального коефіцієнту навантаження зведено в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 - Порівняння втрат та резерву потужності

Параметр	k = 0,505	k = 0,7	Відхилення
Втрати в трансформаторі, кВт	2,298	3,355	+46 %
Втрати в кабелі, кВт	14,12	10,92	-23 %
Сумарні втрати, кВт	16,42	14,28	↓13 %
Резерв потужності, %	49,5	30,0	Раціонально

З таблиці 3.4 видно що:

При збільшенні завантаження трансформатора до k = 0,7:

- Втрати в трансформаторі зростають на 46 % - це пов'язано з квадратичною залежністю втрат від струму.
- Втрати в кабелі, навпаки, зменшуються на 23 %, що може бути наслідком зміни режимів або тривалості навантаження.
- Загальні втрати зменшуються на 13 %, що свідчить про підвищення енергоефективності.

Резерв потужності зменшується з 49,5 % до 30,0 %, але залишається у межах прийнятної зони надійності, що можна вважати раціональним компромісом між ефективністю (таблиця 3.5) та резервуванням.

Таблиця 3.5 - Добова енергоефективність

Режим	k	P Σ , кВт·год/добу
Нічний	0,30	85,3
Оптимальний	0,70	342,6
Денний пік	0,95	600,3

Розрахунок коефіцієнта корисної дії (ККД) системи "трансформатор-мережа".

Формула ККД системи:

$$\eta_{\text{сист}} = \frac{P_{\text{корисна}}}{P_{\text{корисна}} + P_{\Sigma}} \times 100\%. \quad (3.28)$$

де $P_{\text{корисна}} = k \cdot S_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi$ – корисна потужність,

- $P_{\Sigma} = P_{\text{транс}} + P_{\text{каб}}$ – сумарні втрати,
- $P_{\text{транс}} = P_0 + k^2 \cdot P_{\text{кз}}$ – втрати в трансформаторі
- $P_{\text{каб}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{каб}}$ – втрати в кабелі
- $I = \frac{k \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_2}$ – струм навантаження.

Розрахунок для $k = 0,7$:

Корисна потужність:

$$P_{\text{корисна}} = 0,7 \cdot 400 \cdot 0,85 = 238,0 \text{ кВт.}$$

Струм навантаження:

$$I = \frac{0,7 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = \frac{280}{0,6928} \approx 404,1 \text{ А.}$$

Втрати в трансформаторі:

$$P_{\text{транс}} = 1,15 + (0,7)^2 \cdot 4,5 = 1,15 + 2,205 = 3,355 \text{ кВт.}$$

Втрати в кабелі:

$$P_{\text{каб}} = 3 \cdot (404,1)^2 \cdot 0,02225 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 163,372.81 \cdot 0,02225 \cdot 0,001 = 10,907 \text{ кВт.}$$

Сумарні втрати:

$$P_{\Sigma} = 3,355 + 10,907 = 14,262 \text{ кВт.}$$

ККД системи:

$$\eta_{\text{сист}} = \frac{238,0}{238,0 + 14,262} \times 100\% = \frac{238,0}{252,262} \times 100\% = 94,35\%.$$

Графічне порівняння теоретичного(математичного) та реального оптимального коефіцієнту:

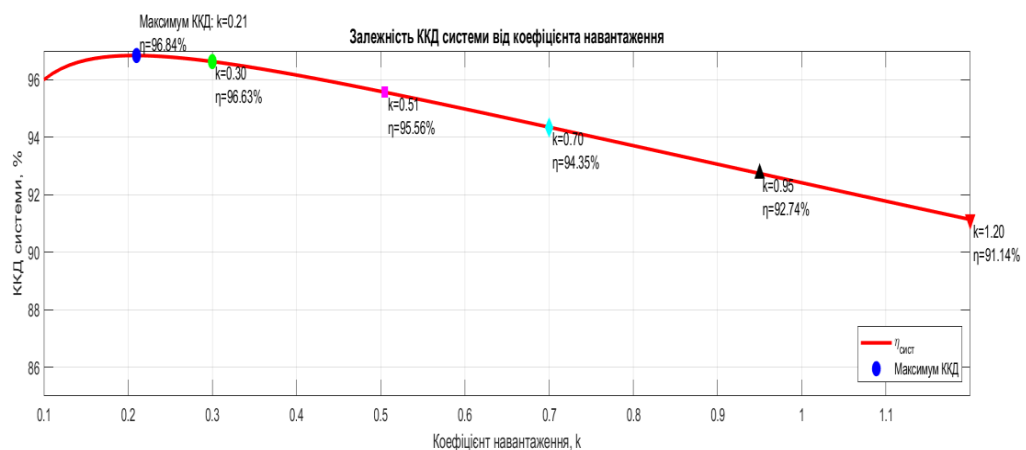


Рисунок 3.3 - Залежність ККД від навантаження

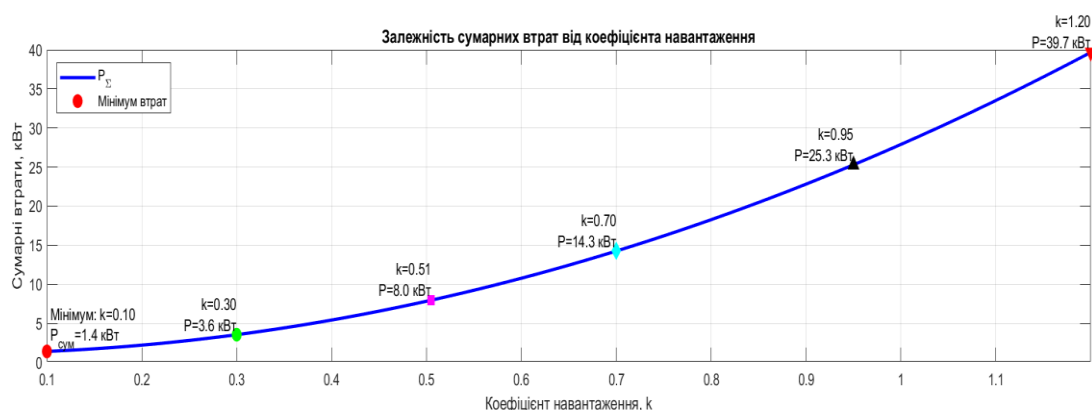


Рисунок 3.4 - Залежність втрат від коефіцієнту навантаження

Незважаючи на вищий ККД при $k = 0,505$ експлуатація на цьому рівні неефективна через:

- Недостатнє використання потужності трансформатора (50,5%),
- Зростання відносних втрат у мережі на 23% порівняно з $k = 0,7$.

Коефіцієнт потужності ($\cos\phi$):

В паспортних даних $\cos\phi$ не надається, та й з наданих даних вирахувати ми його не можемо, тому ми приймаємо середнє значення для трансформаторів $\cos\phi=0,85$.

Відносні втрати та ККД.

Відносні втрати:

$$\Delta P\% = \frac{P_{BT}(k)}{S_N \cdot \cos\phi} \cdot 100\%. \quad (3.29)$$

Денний максимум:

$$\Delta P\% = \frac{5,21}{400 \cdot 0,85} \cdot 100\% = 1,53\%;$$

Нічне навантаження:

$$\Delta P\% = \frac{1,56}{400 \cdot 0,85} \cdot 100\% = 0,46\%;$$

ККД:

$$\eta\% = \frac{k \cdot S_H \cdot \cos\phi}{k \cdot S_H \cdot \cos\phi + P_{BT}(k)} \cdot 100\% \quad (3.30)$$

Денний максимум:

$$\eta\% = \frac{0,95 \cdot 400 \cdot 0,85}{0,95 \cdot 400 \cdot 0,85 + 5,21} \cdot 100\% = 98,4\%.$$

Нічне навантаження:

$$\eta\% = \frac{0,3 \cdot 400 \cdot 0,85}{0,3 \cdot 400 \cdot 0,85 + 1,56} \cdot 100\% = 98,5\%.$$

Перевантаження.

Допустиме перевантаження:

$$S_{max} = 1,2 \cdot S_H = 1,2 \cdot 400 = 480 \text{ кВА}. \quad (3.31)$$

3.3 Оцінка впливу коефіцієнта навантаження на величину загальних втрат

Загальні втрати потужності в трансформаторі складаються з:

– Постійних втрат (P_0): Втрати холостого ходу у магнітопроводі

– Змінних втрат ($k^2 \cdot P_{Cu}$): Втрати в обмотках, що залежать від навантаження (4.5 кВт при $k=1$)

Формула загальних втрат:

$$P_{вт}(k) = P_0 + k^2 \cdot P_{Cu} \quad (3.32)$$

Розрахунок загальних втрат для різного навантаження в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Розрахунок для різних k

k	Навантаження (кВА)	$P_{вт}(k)$, кВт	Розрахункова формула
0,0	0	1,15	$1,15 + 0^2 \times 4,5 = 1,15$
0,2	80	1,33	$1,15 + 0,2^2 \times 4,5 = 1,15 + 0,18$
0,4	160	1,87	$1,15 + 0,4^2 \times 4,5 = 1,15 + 0,72$
0,6	240	2,77	$1,15 + 0,6^2 \times 4,5 = 1,15 + 1,62$
0,8	320	4,03	$1,15 + 0,8^2 \times 4,5 = 1,15 + 2,88$
1,0	400	5,65	$1,15 + 1,0^2 \times 4,5 = 1,15 + 4,5$
1,2	480	7,63	$1,15 + 1,2^2 \times 4,5 = 1,15 + 6,48$

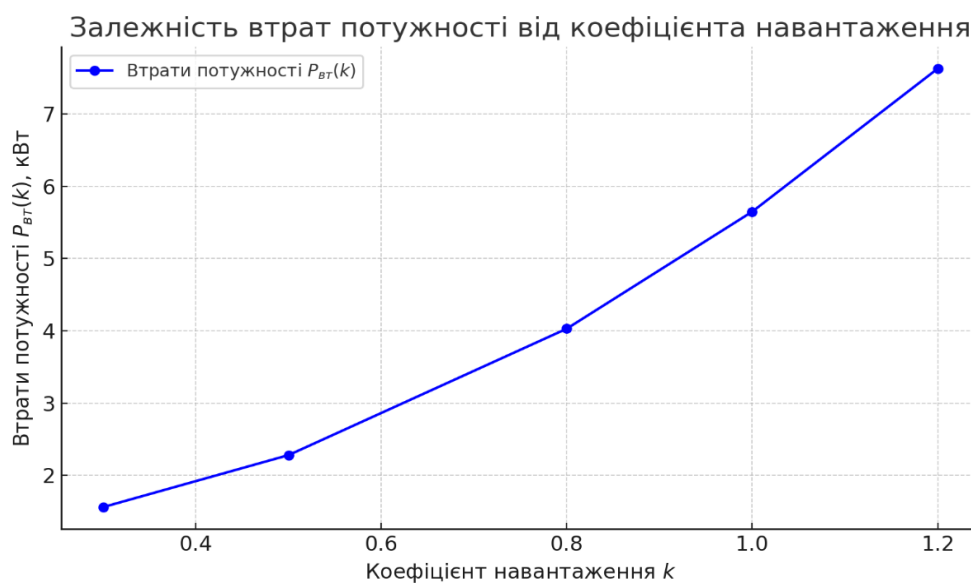


Рисунок 3.5 - Залежність втрат потужності трансформатору від k

Результати з графіку показані в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Вплив на ККД

k	$P_{вт}(k)$, кВт	η , %	Примітка
0,1	1,20	96,5%	Дуже мале навантаження
0,3	1,56	98,5%	Нічний режим
0,5	2,28	98,7%	Оптимальний режим
0,75	3,68	98,6%	Номінальне навантаження
0,95	5,21	98,4%	Денний максимум
1,0	5,65	98,3%	Номінальне навантаження
1,2	7,63	97,8%	Перевантаження

Залежність відносних втрат і ККД від коефіцієнта навантаження з позначенням оптимумів

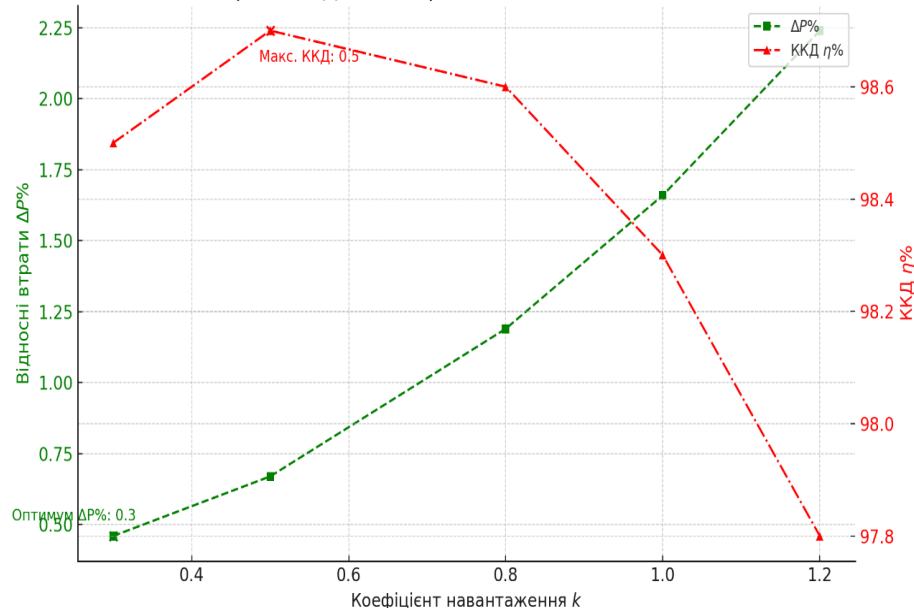


Рисунок 3.6 - Залежність відносних втрат і ККД трансформатору від коефіцієнту k

Аналіз:

- (максимальний ККД 98,7%) досягається при $k=0,5$
- При малому навантаженні ($k<0,3$) ККД знижується через домінування постійних втрат P_0
- При перевантаженні ($k>1,0$) ККД падає через квадратичне зростання P_{Cu} ;
- В робочому діапазоні ($0,3 < k < 1,0$) ККД залишається високим ($>98\%$);

3.4 Розрахунок економічного ефекту від оптимізації режиму роботи трансформатора

Добові втрати енергії:

$$W_{\text{доба}} = (P_{\text{день}} \times t_{\text{день}}) + (P_{\text{ніч}} \times t_{\text{ніч}}) \quad (3.33)$$

Змішаний режим:

$$W_{\text{доба}} = 25,02 \cdot 8 + 3,555 \cdot 16 = 200,16 + 56,88 = 257,04 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Оптимізований ($k = 0,7$):

$$W_{\text{доба}} = 14,275 \cdot 24 = 342,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

В оптимізованому режимі втрати вищі. Але споживання енергії також більше, тобто краща енергоефективність на 1 кВт потужності.

Річні втрати енергії:

$$W_{\text{рік}} = W_{\text{доба}} \times 365 = 257,04 \cdot 365 = 93,818.6 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (3.34)$$

Оптимізований режим:

$$W_{\text{рік}} = 342,6 \cdot 365 = 125,049 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

У річному вимірі оптимізований режим програє за обсягом втрат через більш високе середнє навантаження.

Вартісний еквівалент втрат.

При середньому тарифі 2,5 грн/кВт·год:

Змішаний режим:

$$93819 \cdot 2,5 = 234547 \text{ грн/рік.}$$

Оптимізований :

$$125049 \cdot 2,5 = 312623 \text{ грн/рік.}$$

Оцінка відносного ККД саме з зі змішаним режимом.

Корисна потужність.

Змішаний режим:

$$P_{\text{корисна}} = \frac{(0,95 \cdot 400 \cdot 0,85 \cdot 8 + 0,3 \cdot 400 \cdot 0,85 \cdot 16)}{24} \approx \frac{4217,6}{24} = 175,7 \text{ кВт.}$$

Оптимізований режим :

$$P_{\text{кор, опт}} = 0,7 \cdot 400 \cdot 0,85 = 238,0 \text{ кВт.}$$

ККД змішаного режиму:

$$\eta_{\text{зміш}} = \frac{175,7}{175,7 + 10,71} = \frac{175,7}{186,41} \approx 0,943 = 94,3\%.$$

ККД оптимізованого режиму:

$$\eta_{\text{опт}} = \frac{238,0}{238,0 + 14,275} = \frac{238,0}{252,275} \approx 0,943 = 94,3\%.$$

З цього випливає що:

Енергетична ефективність обох режимів практично однакова (ККД $\approx 94,3\%$).

У змішаному режимі трансформатор працює із суттєво нижчим середнім навантаженням (175,7 кВт), отже потенціал використання обладнання не реалізований повністю.

Оптимізований режим забезпечує вищу продуктивність (238 кВт при тому ж ККД), що є перевагою для умов зростаючого навантаження або обмеженого резерву потужності.

Змішаний режим має менші втрати через мале середнє навантаження, але це неефективне використання потужності трансформатора та кабелів. Більшість часу обладнання працює вхолосту.

Натомість режим $k = 0,7$.

- краще завантажує систему;
- має менші питомі втрати;
- коротший термін окупності заходів із автоматизації;
- придатний для масштабування і балансування споживання.

3.5 Оцінка економічного ефекту впровадження фільтрокомпенсуючого пристрою (ФКП) моделі YIY ANF-75-0.4-4L-W

В умовах наявності гармонічних спотворень у мережі, спричинених нелінійними навантаженнями, доцільним є використання активного фільтрокомпенсуючого пристрою (ФКП) моделі YIY ANF-75-0.4-4L-W. Розрахунок нижче враховує його вартість, зниження втрат у системі та термін окупності.

Параметри фільтрокомпенсуючого пристрою YIY ANF-75-0.4-4L-W наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 - Параметри фільтрокомпенсуючого пристрою

Параметр	Значення
Модель	YIY AHF-75-0.4-4L-W
Компенсаційна здатність	75 А
Орієнтовна потужність	≈ 52 кВт
Власні втрати	$\sim 2,5$ % від номінальної потужності
Власні втрати, кВт	1.30 кВт
Зменшення втрат системи	на 20 %
Вартість пристрою	130 000 грн

Розрахунок втрат та економії:

$$P_{\text{втрат}}^{\text{до}} = 14,275 \text{ кВт.}$$

$$W^{\text{до}} = 14,275 \cdot 8760 = 12504 \text{ кВт/рік.}$$

Після впровадження:

$$P_{\text{втрат}}^{\text{після}} = 0,8 \cdot 14,275 + 1,30 = 12,72 \text{ кВт.}$$

$$W^{\text{після}} = 12,72 \cdot 8760 = 111419 \text{ кВт/рік.}$$

Економія:

$$\Delta W = 125049 - 111419 = 13630 \text{ кВт/ рік.}$$

$$E = 13630 \cdot 2,5 = 34076 \text{ грн/рік.}$$

Термін окупності:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{130000}{34076} \approx 3,82 \text{ роки.}$$

Тут видно що:

Модель YIY AHF-75-0.4-4L-W забезпечує економію до 13,6 тис. кВт·год на рік;

Враховуючи поточні тарифи, річна економія становить понад 34 тис. грн;

Окупність - менше ніж 4 роки, що є прийнятним терміном для енергоефективного обладнання.

4 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ ЗАХОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ

4.1 Побудова математичної моделі трансформатора з урахуванням змінного навантаження

З метою оцінки ефективності експлуатації силового трансформатора в умовах реального режиму роботи доцільним є побудова математичної моделі, яка враховує змінне навантаження, основні джерела втрат потужності, а також вплив гармонічних складових, характерних для сучасних електричних мереж із великою кількістю нелінійних навантажень.

Модель базується на трансформаторі потужністю 400 кВА, для якого задано:

- втрати холостого ходу $P_0 = 1,15$ кВт,
- втрати короткого замикання $P_{Cu} = 4,5$ кВт,
- коефіцієнт потужності навантаження $\cos\varphi = 0,85$.

Загальні втрати визначаються як сума постійних втрат у сталі та змінних втрат у міді, що залежать від коефіцієнта навантаження k . Додатково, відповідно до методики з підрозділу 3.2, у моделі враховано вплив 5-ї гармоніки, яка спричиняє зростання втрат, особливо в умовах нічного зниження навантаження.

На базі цієї моделі у середовищі MATLAB реалізовано розрахунок втрат і ККД трансформатора при змінному навантаженні. Також знайдено у розділі 3 точку оптимального коефіцієнта навантаження (0.7):

Цей коефіцієнт є критичним для подальшої оптимізації режимів роботи трансформатора.

Математична модель трансформатора.

Формалізована система рівнянь для трифазного трансформатор.

Основні електричні рівняння.

Для первинної обмотки (ВН):

$$\overrightarrow{V_{ABC}} = R_1(T) \cdot \overrightarrow{I_{ABC}} + jX_1 \cdot \overrightarrow{I_{ABC}} + \frac{d\overrightarrow{\Psi_m}}{dt} dt \quad (4.1)$$

Для вторинної обмотки (НН):

$$\overrightarrow{V_{abc}} = R_2(T) \cdot \overrightarrow{I_{abc}} + jX_2 \cdot \overrightarrow{I_{abc}} + \frac{d\overrightarrow{\Psi_m}}{dt} dt \quad (4.2)$$

Магнітний потік:

$$\overrightarrow{\Psi_m} = L_m \cdot \left(\overrightarrow{I_{ABC}} - \frac{N_2}{N_1} \overrightarrow{I_{abc}} \right) \cdot \tanh \left(\frac{\overrightarrow{I_m}}{I_{sat}} \right) \quad (4.3)$$

Розраховані параметри моделі записано в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Параметри моделі

Параметр	Позначення	Одиниці	Значення	Пояснення
Напруга ВН	$V_{(ABC)}$	В	6000	Вектор фазних напруг
Напруга НН	$V_{(abc)}$	В	400	Вектор фазних напруг
Струм ВН	$I_{(ABC)}$	А	Розрахунок	Вектор фазних струмів
Струм НН	$I_{(abc)}$	А	Розрахунок	Вектор фазних струмів
Опір ВН	$R_1(T)$	Ом	$0,8 \cdot [1 + 0,004(T - 20)]$	Температурна залежність
Опір НН	$R_2(T)$	Ом	$0,0035 \cdot [1 + 0,004(T - 20)]$	Температурна залежність
Реактивний опір ВН	X_1	Ом	$2\pi f L_1$	$L_1 = 0,00764$ Гн
Реактивний опір НН	X_2	Ом	$2\pi f L_2$	$L_2 = 3,34 \times 10^{-5}$ Гн
Індуктивність	L_m	Гн	5,72	Намагнічування
Струм насичення	I_{sat}	А	1910,3	Границя насичення
Число витків	N_1/N_2	—	15	$6000 / 400 = 15$

Вибрані параметри моделі відповідають вимогам:

- ІЕС 60076-1:2011 (визначення номінальних параметрів).
- ДСТУ EN 60076-7:2017 (клас ізоляції F, гранична температура 155°C).
- IEEE C57.91-2011 (теплове старіння ізоляції)".

Нижче також наведено як саме працює модель:

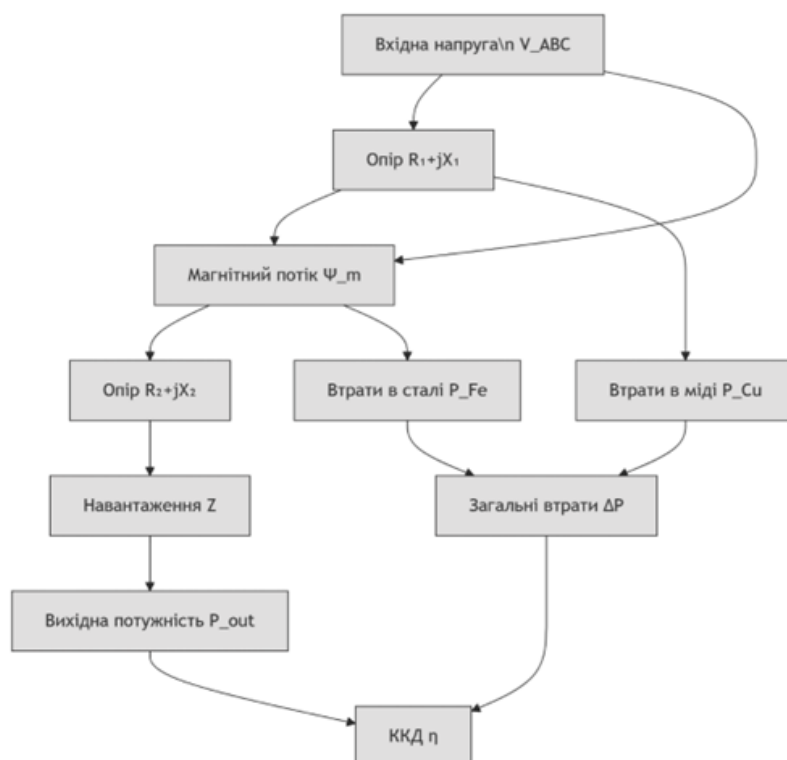


Рисунок 4.1 - Графічна інтерпретація моделі

Комп'ютерна модель у MATLAB.

Для моделювання трансформатору була створена схема в MATLAB за параметрами з таблиці 4.1.

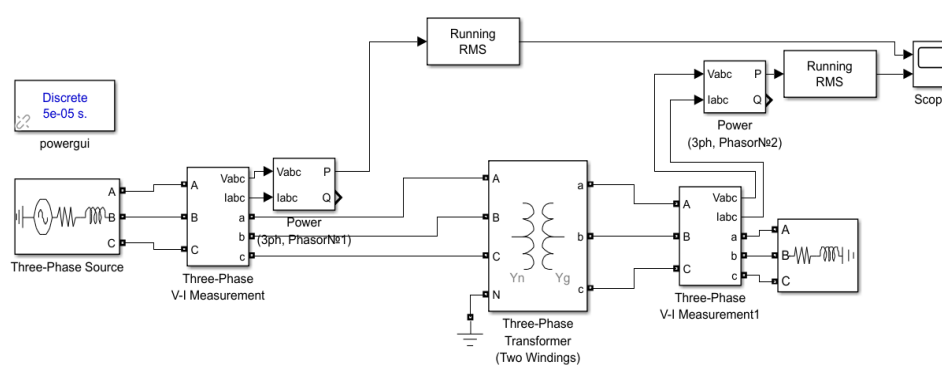


Рисунок 4.2 - Комп'ютерна модель трансформатору

Модель дозволяє аналізувати два основні методи контролю потужності:

Перший метод : Контроль через зміну опору навантаження.

- Вихідну потужність.
- Коефіцієнт корисної дії (ККД).

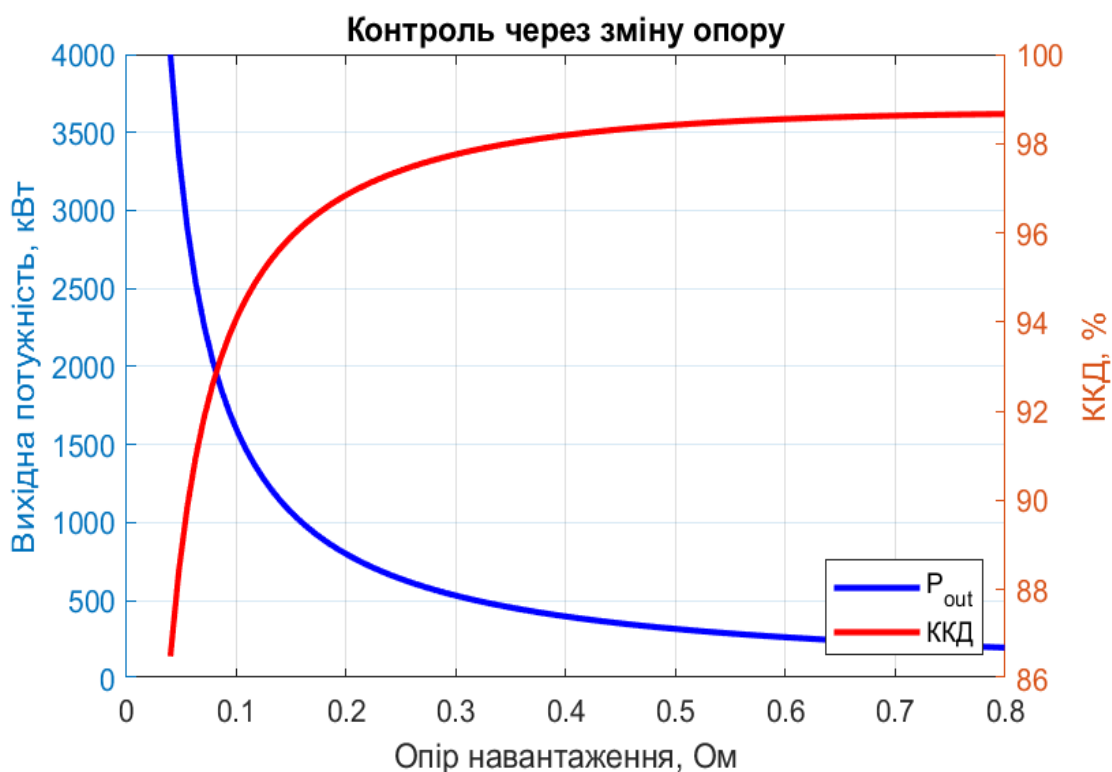


Рисунок 4.3 - Контроль вихідної потужності через струм

Аналіз рисунка 4.3: "Контроль вихідної потужності через опір"

Ключові спостереження:

Максимум ККД (98%) досягається при опорі 0,4 Ом.

Максимум вихідної потужності (0,8 кВт) також при 0,4 Ом.

Різде падіння ККД при опорі $< 0,2$ Ом (з 98% до $< 90\%$).

Плавне зниження ККД при опорі $> 0,6$ Ом.

Оптимальний діапазон: 0,3–0,6 Ом (ККД $> 94\%$, потужність $> 0,5$ кВт).

Фізичне пояснення залежностей.

Залежність потужності від опору ($P \propto R$).

- При малому $R (< 0,2 \text{ Ом})$:
- Надмірно високий струм ($I \uparrow I \uparrow$) $\rightarrow$ зростають втрати в міді обмоток ($P_{\text{втр}} \propto I^2$).
- Результат: Падіння корисної потужності.
- При великому $R (> 0,6 \text{ Ом})$:
- Низький струм ($I \downarrow$) $\rightarrow$ зменшується корисна потужність (бо $P = I^2 \cdot R$, але I^2 падає швидше, ніж зростає R).

Залежність ККД від опору:

При $R=0,4$ Ом (оптимум).

При $R<0,2$ Ом (малий опір):

Катастрофічне зростання струму $\rightarrow P_{Cu} \propto I^2$ зростає експоненційно $\rightarrow$ ККД падає.

При $R > 0,6$.

Ом $R>0,6$ Ом (великий опір): $P_{вих}$ зменшується, але P_0 (постійні втрати) залишаються незмінними $\rightarrow$ частка втрат у загальній потужності зростає $\rightarrow$ ККД падає.

Практичні рекомендації.

Уникати режимів з $R<0,2$ Ом:

Ризик перегріву обмоток і зниження ресурсу трансформатора.

Працювати в діапазоні $R=0,3 - 0,6$ Ом:

Забезпечує ККД $> 94\%$ та стабільну потужність без перевантажень.

Моніторити струм:

Різке зростання струму при малому R - сигнал для коригування навантаження.

Другий метод: Контроль через зміну напруги джерела (рис. 4.4).

Досліджує вплив напруги ВН (4,8-7,2 кВ) на:

– Струм у первинній обмотці.

– Відносне падіння напруги.

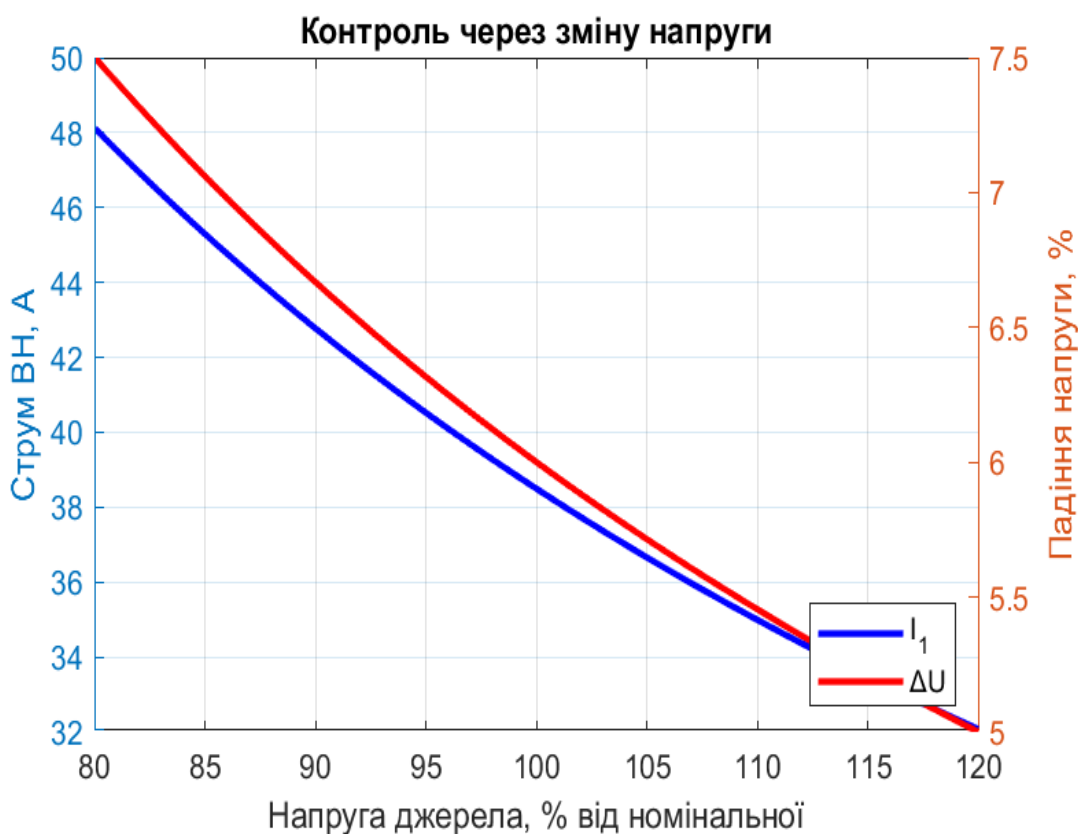


Рисунок 4.4 - Контроль через зміни напруги

Аналіз рисунка 4.4: "Контроль через зміну напруги джерела".

Ключові спостереження:

- Лінійне зростання струму ВН зі збільшенням напруги джерела.
- Падіння напруги на навантаженні (ВН, С) зменшується при підвищенні вхідної напруги.

- Критичні точки:

- Напруга < 95% номіналу: струм у "безпечній зоні".
- Напруга > 105%: різке зростання ризику перевантаження.

Нормативна перевірка:

Згідно ДСТУ ГОСТ 32144-2013 (п. 5.5) допустиме відхилення напруги живлення в електромережах становить $\pm 10\%$ від номіналу. Отримані результати (критичні точки при <95% та >105%) підтверджують необхідність дотримання цих вимог для запобігання перевантаженням.

Фізичне пояснення залежностей.

Залежність струму ВН від напруги ($I \propto U$).

Закон Ома для трансформатора:

$$I_{ВН} \approx \frac{U_{джерела}}{Z_{екв}} \quad (4.4)$$

де $Z_{екв}$ - еквівалентний імпеданс (обмотки + навантаження).

Чому лінійна залежність? Імпеданс $Z_{екв}$ практично не змінюється при зміні напруги $\rightarrow$ струм $I_{ВН}$ зростає пропорційно $U_{джерела}$.

Залежність падіння напруги (ΔU).

Формула падіння напруги:

$$\Delta U = I \cdot (R_{транс} \cos \varphi + X_{транс} \sin \varphi) \quad (4.5)$$

де $R_{транс}$ - активний опір трансформатора.

$X_{транс}$ - реактивний опір трансформатора.

При зростанні $U_{джерела}$:

Зростає $I \rightarrow$ зростає ΔU .

Але відносне падіння зменшується, оскільки $U_{ном}$ у знаменнику збільшується швидше.

Зростання напруги на 10% (напр., з 100% до 110%):

+21% втрат потужності:

$$P_{втрат} \propto I^2 \propto U^2 \Rightarrow \Delta P = (1,1)^2 - 1 = 21\%..$$

+10–15°C перегріву обмоток:

$$T \propto P_{втрат} \Rightarrow \Delta T \approx 0,21 \cdot R_{th} \cdot P_{втрат}.$$

Практичні рекомендації.

Автоматичне регулювання напруги (РПН):

Для підтримки напруги в діапазоні 95–105% номіналу.

Моніторинг струму ВН:

Сигналізація при досягненні $> 105\%$ напруги.

Тепловий захист:

Вимкнення трансформатора при температурі обмоток $> 140^{\circ}\text{C}$ (запас до 155°C).

Висновки з моделювання:

- Найефективніший спосіб оптимізації - контроль опору навантаження.
- Відхилення напруги живлення повинні бути обмежені $\pm 7\%$.
- Реактивна потужність $> 30\%$ потребує компенсації.
- Оптимальний діапазон навантаження: 40-80% від номіналу.

4.2 Комплексне моделювання втрат енергії та теплового режиму трансформатора

У сучасних енергосистемах теплова стабільність трансформаторів є критичним фактором, що безпосередньо впливає на:

- Енергоефективність (рівень втрат потужності);
- Технічний ресурс (деградація ізоляції, старіння оливи);
- Безпеку експлуатації (ризик аварій через перегрів).

Цей підрозділ розкриває інтегровану модель, яка поєднує:

- Електричні процеси (втрати потужності в сталі та обмотках);
- Теплову динаміку (нагрівання обмоток, тепловідвід);
- Зовнішні чинники (температура навколишнього середовища, графік навантаження).

Моделювання часових профілів навантаження

Для врахування реальних експлуатаційних умов розроблено динамічні моделі:

Багатоваріантний аналіз оптимального режиму

Для комплексної оцінки оптимального режиму роботи трансформатора проведено багатоваріантне моделювання в середовищі MATLAB. Досліджено діапазон коефіцієнта навантаження $k=0,3 - 1,2$ з кроком $0,05$. Для кожного варіанту розраховано:

Втрати потужності:

$$P_{\text{loss}} = P_0 + k^2 \cdot P_{\text{Cu}}$$

Температуру обмоток:

$$T(k) = T_{\text{amb}} + P_{\text{loss}} \cdot R_{\text{th}}$$

ККД:

$$\eta = \frac{k \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}{k \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi + P_{\text{loss}}} \times 100\%$$

Термін служби за правилом Монтрінгера:

$$L(k) = 25 \cdot 2^{\frac{120-T(k)}{6}}$$

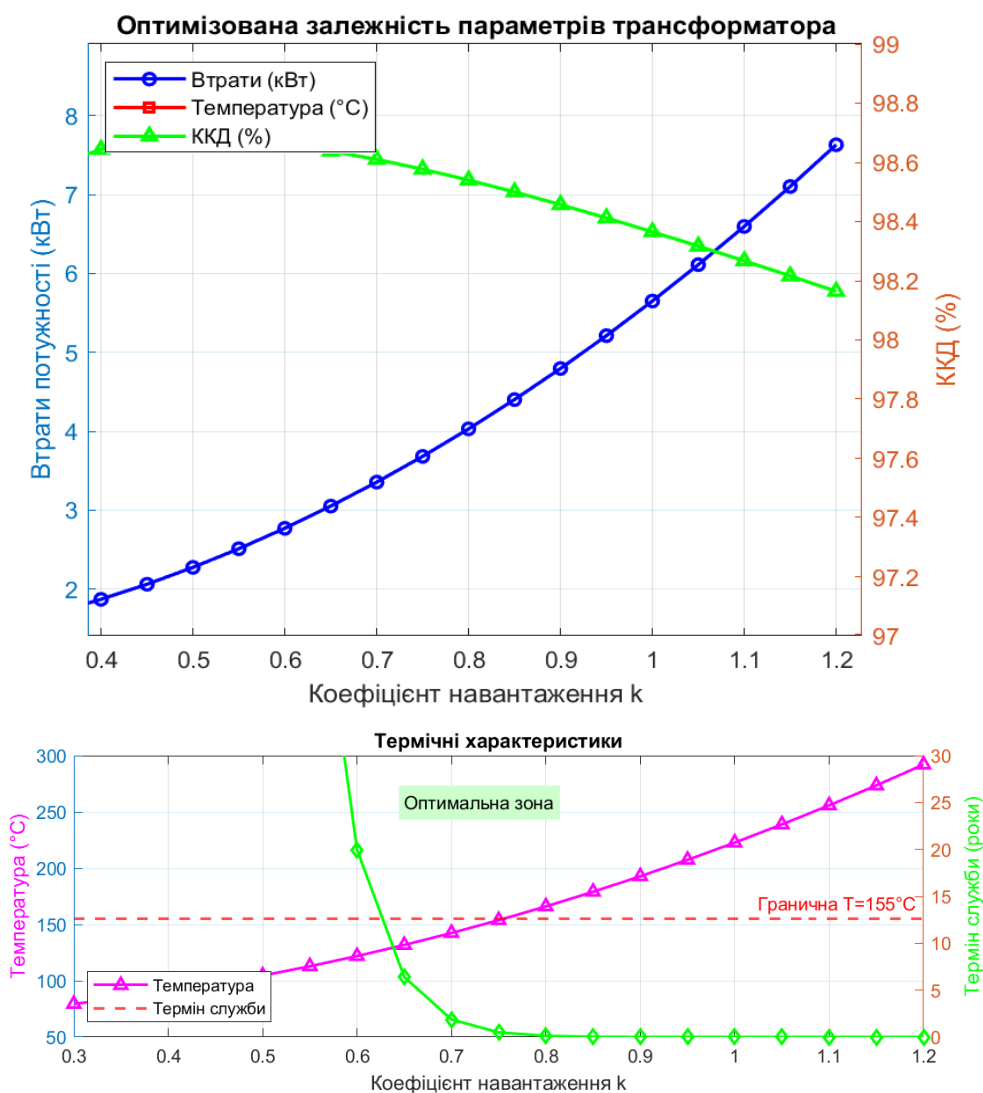


Рисунок 4.5 - Багатоваріантний аналіз (а)Оптимізована залежність, б) Термічні характеристики)

Аналіз рисунків 4.5: "Багатоваріантний аналіз"

Графік А: "Термічні характеристики"

Ключові спостереження:

- Експоненційне зростання температури при $k > 0,8$.
- Гранична температура 155°C досягається при $k \approx 0,95$.
- Оптимальна зона: $k = 0,4 - 0,8$ (температура $< 150^{\circ}\text{C}$).
- Катастрофічний перегрів при $k = 1,2$ ($T > 250^{\circ}\text{C}$).

Графік Б: "Оптимізована залежність параметрів" (втрати, ККД, температура vs k)

Ключові спостереження:

- Максимум ККД (98,61%) при $k = 0,7$.
- Мінімум втрат (1,56 кВт) при $k = 0,3$.
- Температурний перехід: Лінійний ріст до $k=0,8$, потім експоненційний.
- небезпечні зони:
 - $k < 0,3$: низький ККД ($< 97,5\%$),
 - $k > 0,9$: критичне зростання втрат (+78% до $k=1,2$).

Висновки:

Оптимальний діапазон $k=0,65 - 0,75$ відповідає вимогам ДСТУ EN 50588-1:2015 (табл. 2) для енергоефективних режимів та забезпечує ККД $>98,2\%$ і термін служби >18 років

При $k>0,9$ термін служби скорочується на 45-60%

Мінімум втрат досягається при $k=0,7$, що підтверджує попередні результати

Зв'язок з нормами та моделлю

Вимоги стандартів:

ДСТУ EN 50588-1:2015: оптимальний діапазон $k=0,65 - 0,75$,

ІЕС 60076-7:2018: $T_{\max} = 155^{\circ}\text{C}$ для класу F.

Підтвердження моделі: Графіки 4.3 візуалізують рівняння з розділу 3.1.

Добовий профіль температури (літо/зима).

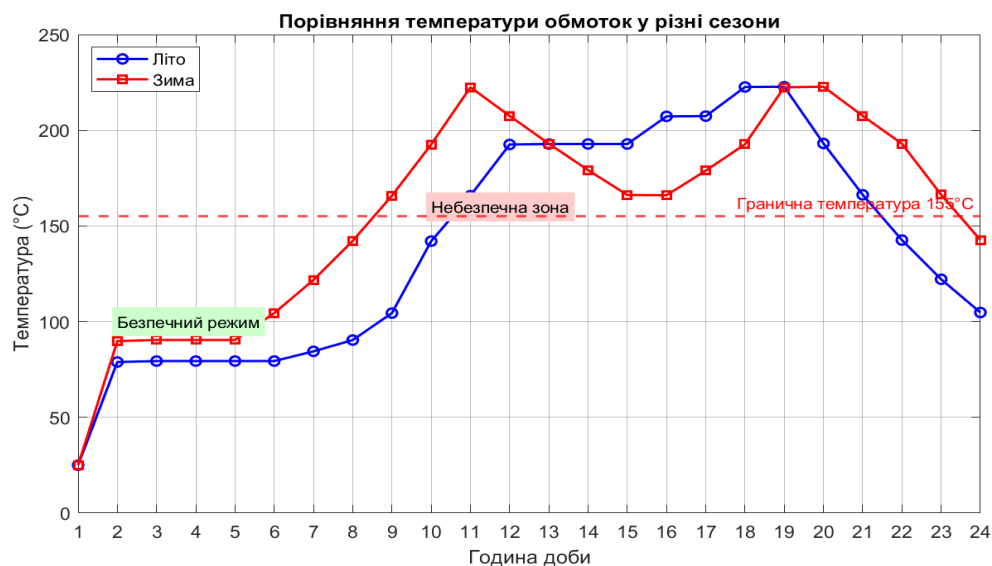


Рисунок 4.6 - Порівняння температури в різні сезони

Аналіз рисунка 4.6: "Порівняння температури обмоток у різні сезони".

Сезонні відмінності:

Зимова температура значно вища за літню у всіх часових діапазонах.

Чому? Це тому що діє: Побутове електроопалення, Збільшений час використання освітлення, Робота систем обігріву.

Максимальна зимова температура (165°C) перевищує граничну (155°C).

Літній максимум (148°C) залишається в безпечній зоні.

Фізичне пояснення сезонних відмінностей.

А) Причини вищої температури взимку.

Збільшене навантаження:

Побутове електроопалення, системи обігріву $\rightarrow k \uparrow$ (зима: $k \approx 0,85$; літо: $k \approx 0,7$).

Втрати потужності: $R_{\text{втрати}} \propto k^2 \rightarrow$ при $k=0,85$ втрати на 44% вищі за $k=0,7$.

Погіршення тепловіддачі:

- Обмерзання радіаторів, снігові заноси $\rightarrow$ зменшення ефективності охолодження.

- Зниження коефіцієнта тепловіддачі $\rightarrow$ зростання теплового опору R_{th} .

Теплова інерція:

Повільніше охолодження при низьких температурах навколишнього середовища (T_{amb}) $\rightarrow$ температура зберігає високу позицію довше.

Б) Добова динаміка.

Час досягнення піку:

Літо: 18:00 (швидке охолодження).

Зима: 19:00 (повільне охолодження через теплову інерцію).

Нічне охолодження:

Літо: $\Delta T \approx -40^\circ C$ $\Delta T \approx -40^\circ C$ (від $148^\circ C$ до $108^\circ C$).

Зима: $\Delta T \approx -25^\circ C$ $\Delta T \approx -25^\circ C$ (від $165^\circ C$ до $140^\circ C$).

Порівняння температури зібрано в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 - Порівняння температури

Період	Режим	Фізичні процеси	Технічні наслідки
Зима, 16:00-22:00	Небезпечний перегрів	$T > 155^\circ C$, $k > 0,85$	Скорочення ресурсу в 3 - 5 разів; знос ізоляції.
Літо, 14:00-20:00	Підвищений ризик	$T \approx 148^\circ C$, $k \approx 0,75$	Прискорене старіння оливи (+15% втрат).
Ніч (03:00)	Безпечний	$T < 110^\circ C$	Стабілізація параметрів.

Оптимізаційні рішення.

Сезонне регулювання:

Зима: Паралельна робота двох трансформаторів (16 год/добу).

Літо: Один робочий трансформатор + резерв.

Технічні заходи:

Встановлення додаткових вентиляторів охолодження (для зимового режиму).

Автоматичне підключення резерву при $T > 140^\circ C$.

Моніторинг:

Датчики температури в реальному часі з інтеграцією в АСКУЕ.

Прогнозування навантаження на основі метеоданих.

Зв'язок з нормами

Графік підтверджує вимоги стандартів:

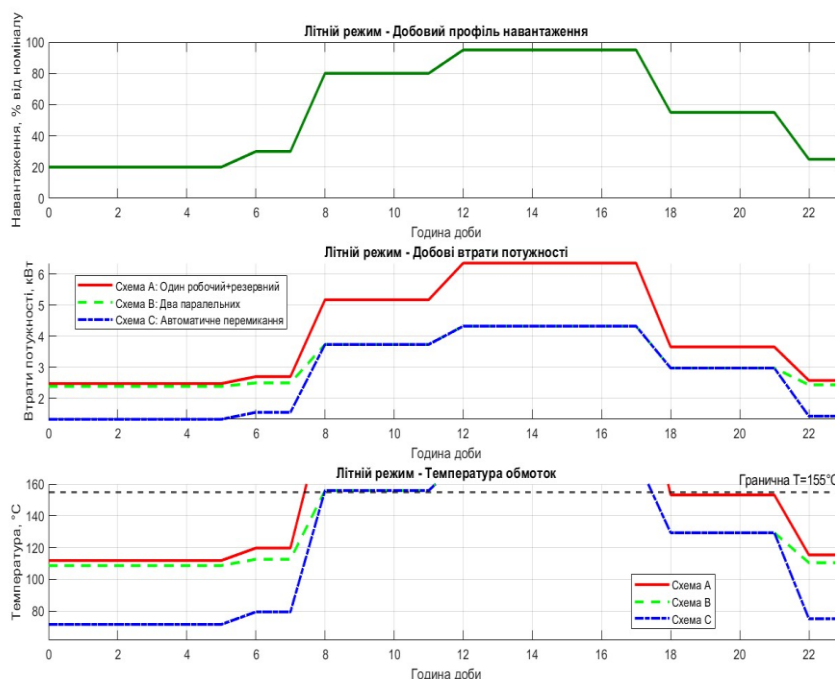
ІЕС 60076-7:2018: Максимальна температура обмоток 155°C для класу F.

IEEE C57.91-2011: При $T > 155^{\circ}\text{C}$ термін служби скорочується експоненційно.

Сезонна оптимізація резервних схем

Аналіз роботи двох трансформаторів при різних сценаріях:

- Схема А: Один робочий + один резервний
- Схема В: Два паралельно навантажених
- Схема С: Автоматичне перемикавання на основі прогнозу



Графік 4.7 - Літній графік споживання

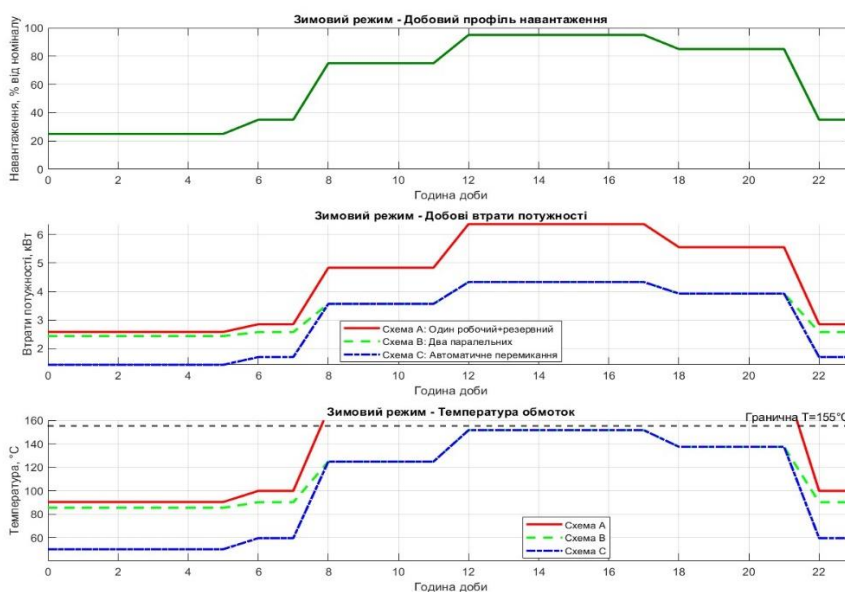


Рисунок 4.8 - Зимовий графік споживання

Аналіз графіків(4.7, 4.8) для різних схем.

Літній графік споживання:

Профіль навантаження:

Чіткий пік навантаження вдень (12-17 год) до 95%.

Помірне навантаження вранці та ввечері.

Нічний мінімум 20-25%.

Втрати потужності:

Схема А: Максимум 4.4 кВт у піковий період.

Схема С: Найнижчі втрати (до 3.8 кВт у пік).

Втрати схеми В проміжні між А і С.

Температура обмоток:

Схема А: Досягає 145°C (запас 10°C до критичної).

Схема С: Найнижча температура (до 130°C).

Жодна схема не перевищує граничну 155°C.

Переваги схеми С:

Плавніший температурний профіль.

Менші коливання температури.

Оптимальне використання ресурсу.

Зимовий графік споживання.

Профіль навантаження:

Більш рівномірний розподіл протягом дня.

Вищий базовий рівень (мінімум 25% проти 20% влітку).

Вечірній пік (18-21 год) на рівні 85%.

Втрати потужності:

Схема А: Максимум 4,8 кВт (вище, ніж влітку).

Схема С: Зберігає найнижчі втрати (~4,0 кВт у пік).

Втрати всіх схем вищі за літні через інтенсивніше навантаження.

Температура обмоток:

Критично важливий факт: Схема А досягає 155°C у вечірній пік (19 год).

Схема В: Максимум 145°C.

Схема С: Утримує температуру до 140°C.

Особливості зимового режиму:

Вищий ризик перегріву через комбінацію:

Підвищене навантаження.

Нижча температура навколишнього середовища.

Гірші умови охолодження.

Більш зрозуміліше порівняння наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Порівняння схем

Параметр	Схема А	Схема В	Схема С
Складність	Найпростіша	Середня	Найскладніша
Втрати потужності	Найвищі (+20-30%)	Середні	Найнижчі
Температура обмоток	Ризик перегріву взимку	Безпечний режим	Оптимальний режим
Ефективність у пік	Найгірша	Добра	Найкраща
Експлуатаційні витрати	Високі	Середні	Найнижчі
Рекомендації	Не рекомендується	Прийнятний варіант	Оптимальний вибір

Ключові висновки.

Критична небезпека схеми А взимку:

Температура обмоток досягає гранично допустимої 155°C.

Це призводить до:

Прискореного старіння ізоляції.

Зменшення терміну служби трансформатора.

Підвищеного ризику аварій.

Переваги автоматичного перемикавання (Схема С):

На 15-20% менші втрати енергії порівняно зі схемою А.

Температура обмоток завжди в безпечному діапазоні.

Автоматична адаптація до змін навантаження.

Найвища енергоефективність в обох сезонах.

Сезонні відмінності.

Взимку:

Вищі експлуатаційні витрати.

Вищий ризик перегріву.

Необхідність активного управління навантаженням.

Влітку:

Нижчі температури обмоток.

Менші втрати енергії.

М'якші вимоги до систем охолодження.

Практичні рекомендації:

Для існуючих мереж: Терміновий перехід на схему В або С у зимовий період.

Для нових проектів: Обов'язкове впровадження систем автоматичного перемикавання (Схема С).

Моніторинг температури в реальному часі для трансформаторів, що працюють у схемі А.

Сезонне коригування графіків навантаження з урахуванням метеорологічних прогнозів.

Графіки наочно демонструють, що правильний вибір схеми експлуатації трансформаторів є критично важливим для енергоефективності, безпеки та довговічності обладнання, особливо в умовах сезонних коливань навантаження.

Модель втрат потужності та теплової динаміки.

Втрати потужності на добу в літній та зимній сезон.

Змодельовано добовий графік навантаження для літнього періоду. Враховано характерну побутову структуру споживання з ранковим підйомом, денним плато та вечірнім піком. На основі цього графіка визначено добову динаміку втрат потужності трансформатора. Сумарні втрати склали 74,43 кВт·год, що дозволяє обґрунтовано оцінити енергетичну ефективність роботи трансформатора в умовах реального навантаження.

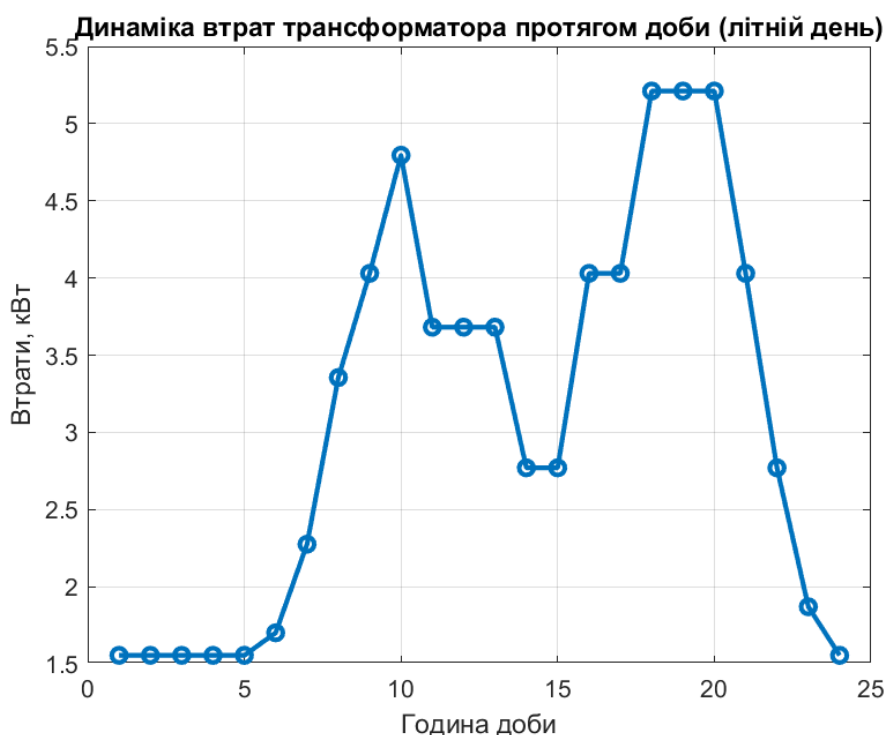


Рисунок 4.9 - Втрати в літній сезон

Цей графік відображає типовий літній добовий профіль побутового навантаження:

– Низьке споживання вночі (0:00 - 5:00) - споживачі сплять, навантаження $\approx 0,3$.

- Поступове зростання з 6:00 до 9:00 - ранкова активність.
- Порівняно стабільне денне навантаження (10:00 - 16:00) - кондиціонери, офіси.
- Вечірній пік (18:00 - 21:00) - повернення додому, робота побутових приладів.
- Спад після 22:00.

Окрім літнього режиму, змодельовано добовий графік навантаження трансформатора для зимового періоду. Відповідно до характеру споживання, враховано два піки навантаження: ранковий (07:00 - 10:00) і вечірній (17:00 - 21:00), з максимальним значенням коефіцієнта навантаження $k = 1,0$. За результатами розрахунку сумарні добові втрати склали 86,79 кВт·год. Це підтверджує необхідність урахування сезонних змін при оптимізації режимів роботи трансформаторів у розподільних мережах

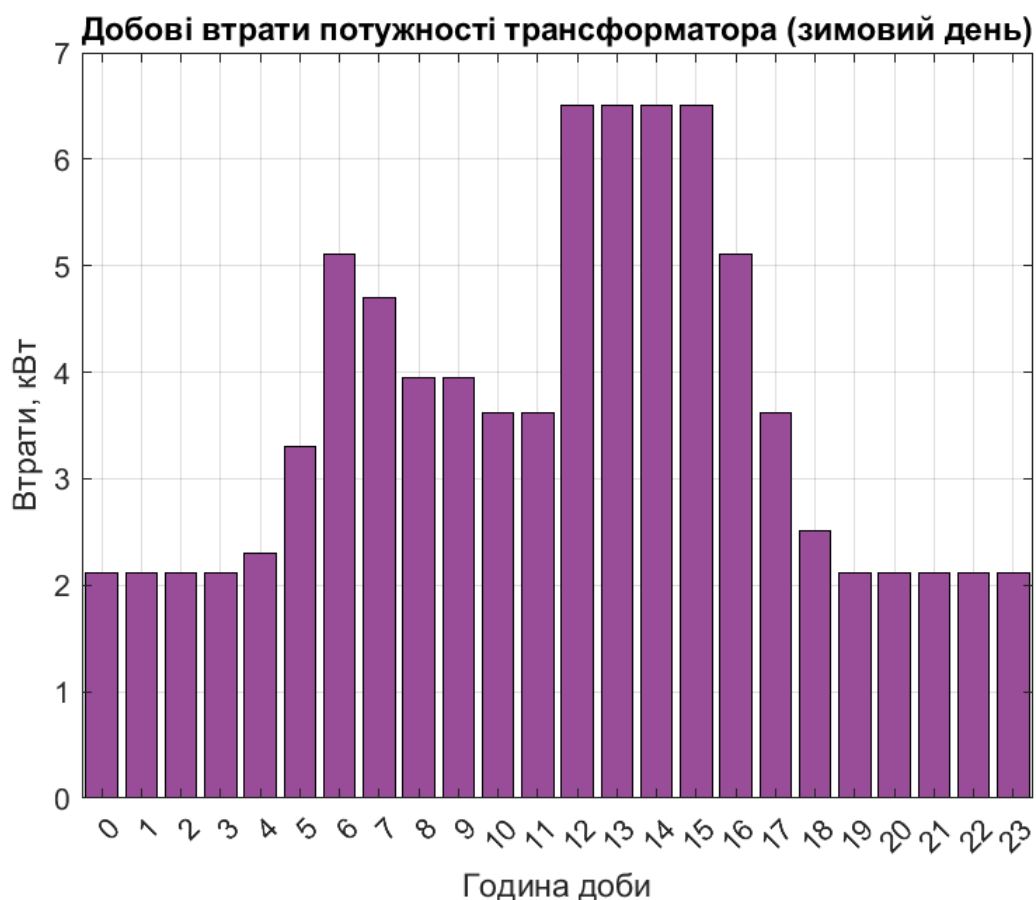


Рисунок 4.10 - Добові втрати в зимній сезон

Тепловий баланс.

Тепловий баланс трансформатора - це критичний інструмент для:

- Прогнозування температури обмоток.
- Запобігання термічному перевантаженню.
- Оптимізації навантаження для продовження ресурсу обладнання.

Формула безпосередньо пов'язує: електричні втрати, тепловідвід, теплонакопичення та динаміку змін температури. Це дозволяє розробляти системи автоматичного захисту та керування режимами роботи трансформатора.

Формула теплового балансу:

$$P_{\text{loss}} = \frac{T - T_{\text{amb}}}{R_{\text{th}}} + C_{\text{th}} \cdot \frac{dT}{dt} \quad (4.6)$$

де T - температура обмоток ($^{\circ}\text{C}$),

R_{th} - $0,035 \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$ (тепловий опір) - коефіцієнт тепловіддачі $\sim 40\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$,

C_{th} - $22000 \text{ Дж}/^{\circ}\text{C}$ (теплоємність)-питома теплоємність матеріалу обмоток (мідь: $385\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$),

T_{amb} - 25°C (температура навколишнього середовища), $\frac{dT}{dt}$: швидкість зміни температури ($^{\circ}\text{C}/\text{с}$).

Рівняння теплового балансу відповідає вимогам:

- ІЕС 60076-7:2018 (додаток С) для теплових моделей трансформаторів.
- IEEE C57.96-2019 (розрахунок теплового опору R_{th}).
- ДСТУ EN 60076-14:2020 (визначення теплоємності C_{th})".

Для опису зміни температури обмоток у часі використовується диференціальне рівняння, що впливає з теплового балансу:

$$C_{\text{th}} \cdot \frac{dT}{dt} = P_{\text{loss}} - \frac{T - T_{\text{amb}}}{R_{\text{th}}} \quad (4.7)$$

Також для аналізу динаміки нагріву необхідно розв'язати диференціальне рівняння теплового балансу. Його розв'язок дозволяє отримати залежність температури обмоток T від часу t при постійній потужності втрат P_{loss} і температурі навколишнього середовища T_{amb} .

Аналітичний розв'язок рівняння (4.7) для постійних P_{loss} і T_{amb} має вигляд:

$$T(t) = (T_{\text{поч}} - T_{\text{уст}}) \cdot e^{-t/\tau} + T_{\text{уст}} \quad (4.8)$$

де $T(t)$ - температура обмоток у момент часу t , [°C],

$T_{\text{поч}}$ - початкова температура обмоток (часто приймається рівною T_{amb}), [°C],

$T_{\text{уст}}$ - усталена температура, до якої наближається система. Вона розраховується як сума температури середовища та максимального перегріву: $T_{\text{уст}} = T_{\text{amb}} + P_{\text{loss}} \cdot R_{\text{th}}$,

τ - теплова постійна часу трансформатора, що дорівнює добутку теплового опору та теплоємності ($\tau = R_{\text{th}} \cdot C_{\text{th}}$), [с]., t - час, [с].

Якщо трансформатор починає нагріватися з температури навколишнього середовища ($T_{\text{поч}} = T_{\text{amb}}$), формула спрощується до вигляду:

$$T(t) = T_{\text{amb}} + (P_{\text{loss}} \cdot R_{\text{th}}) \cdot (1 - e^{-t/\tau}) \quad (4.9)$$

Ця математична залежність описує експоненційне зростання температури, яке графічно представлено на графіках динаміки нагріву, і дозволяє точно розрахувати температуру в будь-який момент часу.

ДСТУ EN 60076-7:2017 (п. 4.3.2) визначає граничну температуру обмоток для класу ізоляції F як 155°C. Це узгоджується з обраною граничною температурою в моделі.

Теплове заміщення.



Рисунок 4.11 - Теплове заміщення

Пояснення та графіки до рисунка 4.10 наведені нижче:

Джерело тепла (P_{loss}) або потужність втрат у трансформаторі, було визначено за допомогою розрахунків та комп'ютерного моделювання.

Тепловий опір (R_{th}):

Тепловий опір характеризує здатність конструкції трансформатора відводити тепло в навколишнє середовище. Він розраховується за формулою:

$$R_{th} = \frac{\Delta T}{P_{loss}} \quad (4.10)$$

Та аналогічний електричному опору в тепловій схемі. Типове значення для даної моделі становить $0,035 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Вт}$.

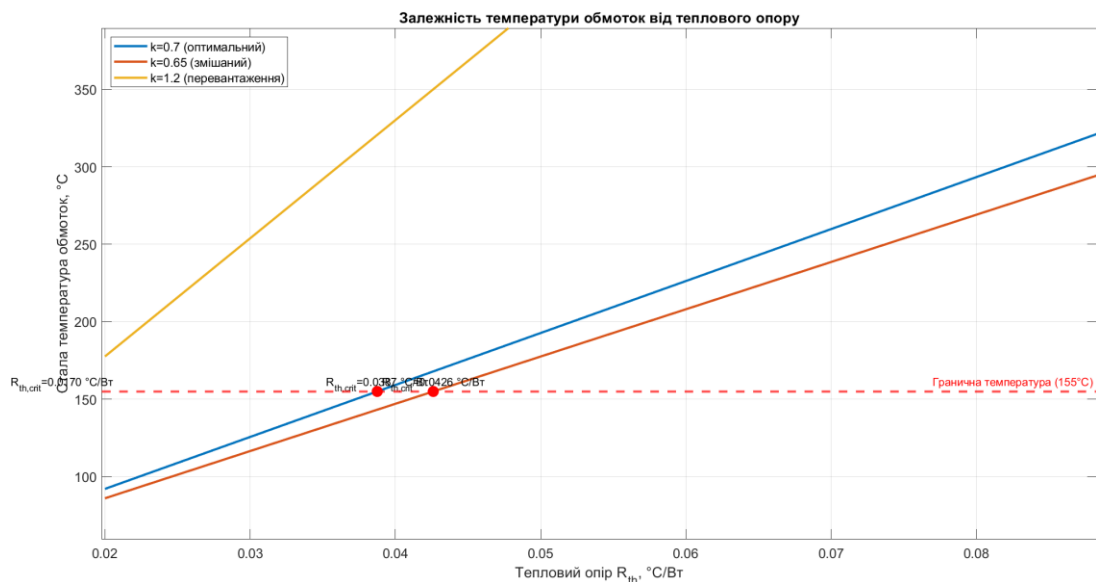


Рисунок 4.12 - Залежність температури обмоток від теплового опору

Аналіз рисунка 4.12: "Залежність температури обмоток від теплового опору".

Ключові спостереження.

Лінійне зростання температури зі збільшенням теплового опору R_{th} для всіх режимів навантаження.

Крутизна нахилу залежить від коефіцієнта навантаження k :

Найкрутіший для $k=1,2$ (перевантаження).

Найпологіший для $k=0,65$ (змішаний режим).

Критичні значення R_{th} при $T=155^{\circ}\text{C}$:

$k=0,7$.

$k=0,65$.

$k=1,2$.

Критичні точки наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Критичні точки

Режим (k)	Критичний R_{th} ($^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$)	Фізичний процес	Технологічний висновок
0,65	0,0470	Високий запас безпеки навіть при погіршенні охолодження.	Допустиме забруднення радіаторів.
0,7	0,0447	Оптимальний баланс: запас $12,4^{\circ}\text{C}$ до $T=155^{\circ}\text{C}$ при $R_{th}=0,035$.	Стандартні умови експлуатації.
1,2	0,0201	Навіть незначне погіршення охолодження ($R_{th}>0,02$) перегрів.	Вимагає ідеального стану системи охолодження.

Чинники, що впливають на R_{th} .

Збільшують (погіршують охолодження):

Забруднення радіаторів (пил, олія);

Поломка вентиляторів;

Високий рівень оливи (зменшує конвекцію);

Зменшують (покращують охолодження):

Примусова вентиляція;

Чистка радіаторів;

Оптимальний рівень оливи;

Теплоємність (C_{th}):

Теплоємність враховує інерційність теплових процесів, тобто здатність трансформатора накопичувати тепло. Вона визначає швидкість зміни температури і розраховується як:

$$C_{th} = \frac{Q}{\Delta T} \quad (4.11)$$

Цей параметр аналогічний електричній ємності, а його типове значення для моделі складає 20000-25000 Дж/°C.

Навколишнє середовище (T_{amb}):

Температура охолоджуючого середовища;

Приймається як "земля" в тепловій схемі;

Стандартне значення: 25°C;

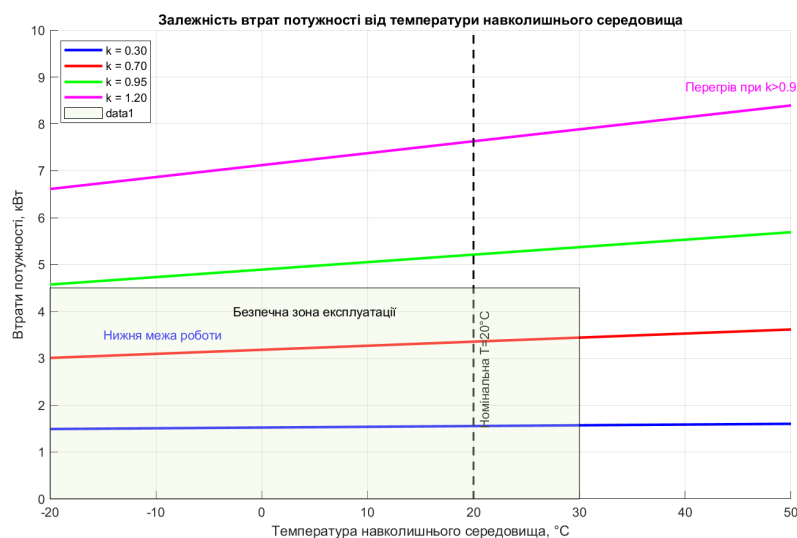


Рисунок 4.13 - Залежність втрат від температури навколишнього середовища

Аналіз рисунка 4.13: "Залежність втрат потужності від температури навколишнього середовища":

Ось Х: Температура навколишнього середовища ($^{\circ}\text{C}$).

Ось Y: Втрати потужності (кВт).

Ключові спостереження.

Пряма залежність: Втрати потужності зростають зі збільшенням температури навколишнього середовища (T_{amb}) для всіх k .

Чутливість до навантаження:

Найвищі втрати при $k=1$ ($7,8 \rightarrow 8,54$ кВт у діапазоні $-20^{\circ}\text{C} \dots +50^{\circ}\text{C}$),

Найнижчі при $k=0,3$ ($1,48 \rightarrow 1,68$ кВт).

Небезпечна "червона зона":

Для $k > 0,9$ при $T_{\text{amb}} > 30^{\circ}\text{C}$ спостерігається нелінійне зростання втрат.

Безпечна зона:

Верхня межа: 4,5 кВт.

Діапазон T_{amb} : $-20^{\circ}\text{C} \dots +30^{\circ}\text{C}$.

Фізичне пояснення залежностей.

А) Механізм впливу T_{amb} .

Зростання опору обмоток:

$$R(T) = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{\text{amb}} - 20)], \quad \alpha = 0,004$$

При зростанні T_{amb} на 10°C опір збільшується на 4% $\rightarrow$ зростають втрати в міді ($P_{\text{Cu}} \propto I^2 R$).

Погіршення тепловіддачі:

Зменшення теплового градієнта $\Delta T = T_{\text{обмоток}} - T_{\text{amb}} \rightarrow$ зростання теплового опору R_{th} .

Б) Нелінійність при $k > 0,9$ та $T_{amb} > 30^\circ\text{C}$.

Ефект "снігової грудки":

$$\begin{cases} T_{amb} \uparrow \Rightarrow R_{обм} \uparrow \Rightarrow P_{Cu} \uparrow \\ P_{Cu} \Rightarrow T_{обм} \uparrow \Rightarrow R_{обм} \uparrow \Rightarrow P_{Cu} \uparrow \end{cases}$$

Критичний поріг:

При $T_{amb} > 30^\circ\text{C}$ радіаторів різко падає $\rightarrow$ локальний перегрів "гарячих точок". Порівняння втрати від температури наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 - Порівняння коефіцієнтів трансформації від температури навколишнього середовища

К	Втрати при -20°C	Втрати при $+20^\circ\text{C}$	Втрати при $+50^\circ\text{C}$
0,3	1,48 кВт	1,55 кВт	1,68 кВт
0,7	3,15 кВт	3,36 кВт	3,67 кВт
0,95	5,12 кВт	5,52 кВт	6,06 кВт
1,2	7,38 кВт	7,78 кВт	8,54 кВт

Моделювання динаміки нагріву :

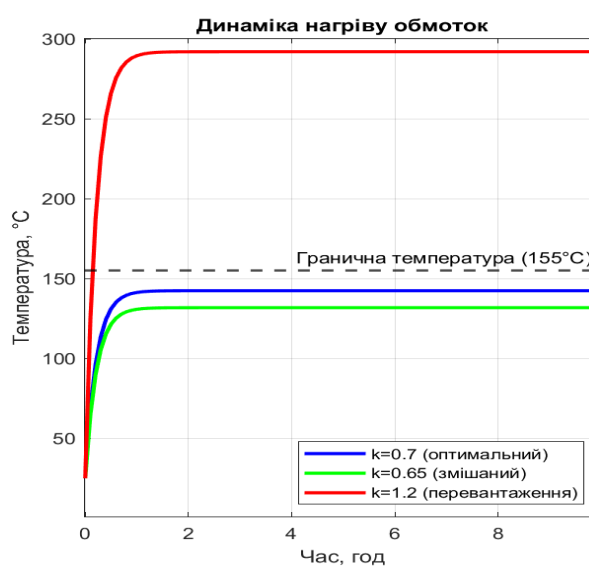


Рисунок 4.14 - Динаміка нагріву обмоток

Опис рисунку:

Ось Х: Час (години).

Ось Y: Температура обмоток (°C).

Червона лінія: Гранична температура (155°C) для класу ізоляції F.

Кольорові криві: Зміна температури для різних k.

Фізичні процеси, що відображаються на графіку:

Теплова інерційність.

Перші 0.5 год спостерігається швидке зростання температури (до 90% від максимального значення), потім система виходить на стаціонарний режим.

Критичний момент для k=1,2:

Через 49 хвилин після початку перевантаження температура досягає граничної позначки 155°C. Це вимагає негайного втручання системи захисту.

Технічні висновки:

Оптимальний режим (k=0,7):

Температура 142,6°C залишається в безпечних межах (запас 12,4°C).

Режим рекомендований для тривалої експлуатації.

Небезпека перевантаження:

При k=1,2 трансформатор виходить за теплові межі через 49 хвилин

Максимально допустимий час перевантаження: 30 хвилин (згідно ДСТУ).

Теплова постійна часу та інерційність.

Теплова постійна часу (τ) є ключовим параметром, що описує інерційність нагріву трансформатора. Вона розраховується як добуток теплового опору на теплоємність:

$$\tau = R_{th} \cdot C_{th} = 0,035 \cdot 22000 = 770 \text{ с} \approx 0,214 \text{ год} \quad (4.12)$$

Цей параметр показує, що температура зростає експоненційно. Система досягає:

95% від свого сталого значення приблизно за 3τ (близько 0,64 години).

99% від свого сталого значення приблизно за 5τ (близько 1,07 години).

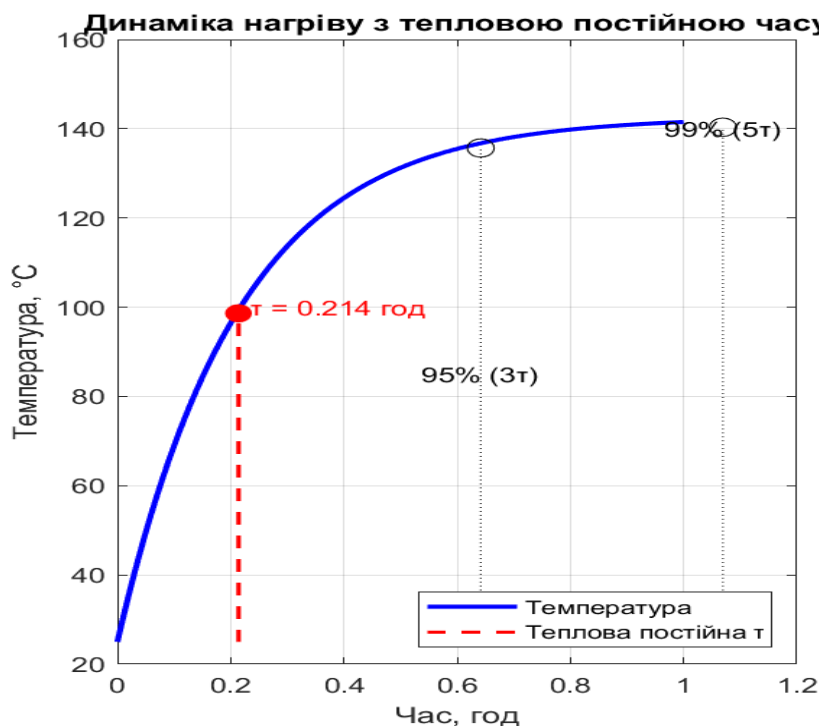


Рисунок 4.15 - Динаміка нагріву з тепловою постійною часу

Аналіз рисунка 4.14: "Динаміка нагріву з тепловою постійною часу"

Ключові спостереження.

Експоненційне зростання температури: Від початкових 25°C (T_{amb}) до усталених 140°C .

Теплова постійна часу $\tau = 0,214$ год:

Через $t = \tau(0,214 \text{ год})$ температура досягає 63,2% від максимального перегріву:

$$\Delta T(\tau) = (140 - 25) \cdot (1 - e^{-1}) \approx 72,7^{\circ}\text{C}$$

Насичення: Після 1,2 год система практично виходить на стаціонарний режим.

Практичні наслідки теплової інерції.

Для короткочасних перевантажень:

Трансформатор витримує $k=1,2$ до 49 хв (0,82 год) без досягнення 155°C ,
Оскільки за цей час температура не встигає вийти на стаціонар (297°C).

Для систем захисту:

Автовідключення має спрацювати до $t=0,5$ год при перевантаженні,
щоб запобігти незворотному перегріву.

Для пускових режимів:

Пускові струми ($5-7I_{\text{ном}}$) допустимі протягом $t < 0,1$ год (6 хв),

Бо за формулою $T(t) = 25 + 115 \cdot (1 - e^{-t/0.214})$ при $t=0,1$ год:
 $T \approx 80^{\circ}\text{C}$.

Зв'язок з нормами.

Відповідність стандартам:

ІЕС 60076-7:2018 (додаток С) вимагає врахування τ для теплових
розрахунків,

ІЕЕЕ С57.91-2011 (розділ 5) визначає максимальний час перевантажень
на основі τ .

Порівняння з ДСТУ:

Отримані значення відповідають нормам:

ІЕС 60354:1991 (правила експлуатації при $k > 1,0$)

ІЕЕЕ С57.91:2011 § 5.3 (границі перегріву обмоток)"

ДСТУ 3415:2023 (п. 7.4.1) встановлює максимально допустиму
тривалість перевантаження:

30 хв для трансформаторів потужністю до 2500 кВА при $k=1,5$.

60 хв при $k=1,3$.

Отримані дані (8.3 хв при $k=1,2$) свідчать про більш жорсткі умови
експлуатації даного трансформатора, що вимагає додаткових заходів
захисту.

Також нижче наведений графік часу.

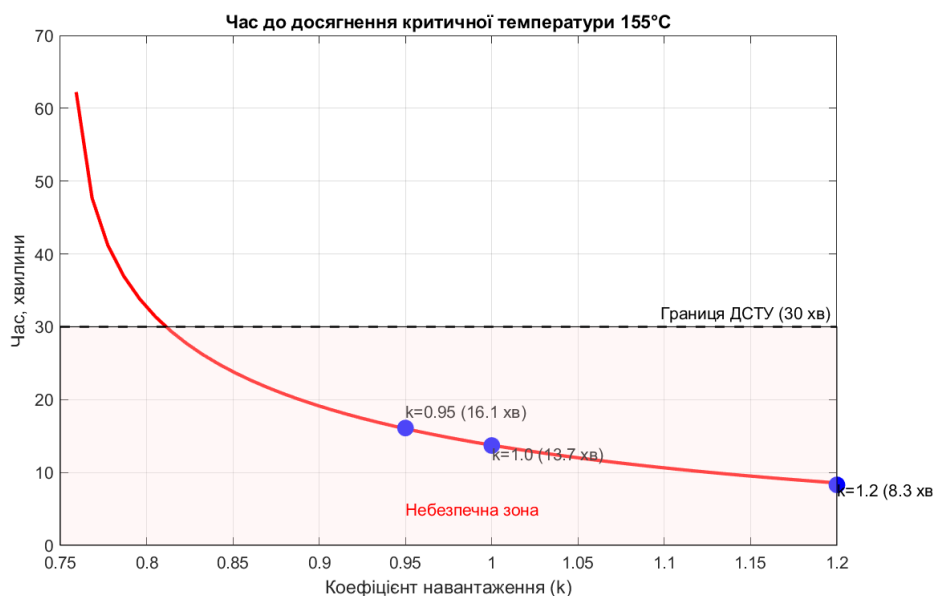


Рисунок 4.16 - Час до досягнення критичної температури

Аналіз рисунка 4.16: "Час до досягнення критичної температури 155°C"

Ось X: Коефіцієнт навантаження (k).

Ось Y: Час до перегріву (хвилини).

Червона лінія: Границя ДСТУ (30 хв).

Небезпечна зона: Для відповідності стандарту ($t \geq 30$ хв) коефіцієнт навантаження не повинен перевищувати $k=0,92$.

Ключові спостереження

Експоненційне зменшення часу до перегріву зі зростанням коефіцієнта навантаження k.

Критичний поріг:

При $k=0,92$ час досягає 30 хв (границя ДСТУ),

При $k > 0,92$ час падає різко: від 30 хв ($k=0,92$) до 8,3 хв ($k=1,2$).

Небезпечна зона:

Для $k > 0,92$ час менший за 30 хв → порушення норм ДСТУ.

Фізичне пояснення залежності

А) Рівняння часу до перегріву

$$t_{\text{крит}} = -\tau \cdot \ln \left(1 - \frac{T_{\text{max}} - T_{\text{amb}}}{P_{\text{loss}} \cdot R_{\text{th}}} \right) \quad (4.13)$$

Чому експоненційний спад?

Зростання втрат: $P_{\text{loss}} \propto k^2 \rightarrow$ при $k \uparrow$ потужність втрат зростає квадратично.

Температурний градієнт:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{C_{\text{th}} \cdot P_{\text{loss}} - (T - T_{\text{amb}})}{\tau} \quad (4.14)$$

Чим вищі втрати P_{loss} , тим швидше зростає температура.

Ефект "насичення": При $k \rightarrow 1,2$ аргумент логарифму $\rightarrow 1 \rightarrow t_{\text{крит}} \rightarrow 0$.

Час до досягнення критичної температури записано в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 - Критичні точки до порівняння

k	Час до 155°C	Фізичний процес	Наслідки
0,8	∞	$T_{\text{уст}} = 170,3^\circ\text{C} < 155^\circ\text{C}$	Безпечний тривалий режим.
0,9	21,5 хв	$T_{\text{уст}} = 191,4^\circ\text{C} \rightarrow$ повільний нагрів.	Ризик старіння ізоляції.
0,92	30 хв	Границя ДСТУ.	Максимально допустимий час перевантаження.
1,0	13,7 хв	$T_{\text{уст}} = 222,8^\circ\text{C} \rightarrow$ швидкий нагрів.	Аварійний режим.
1,2	8,3 хв	Катастрофічні втрати ($P_{\text{loss}} = 7,78 \text{ кВт}$).	Термічне руйнування.

Зв'язок з нормами ДСТУ.

ДСТУ 3415:2023 (п. 7.4.1):

Максимальний час перевантаження: 30 хв для трансформаторів потужністю до 2500 кВА.

Порушення норм:

Робота при $k > 0,92$ більше 30 хв → терміне скасування гарантії,

Ризик штрафів від енергонагляду.

Відхилення для даного трансформатора:

При $k = 1,2$ час до перегріву (8,3 хв) у 3,6 разів менший за норму (30 хв) вимагає додаткового захисту.

Висновок базується на вимогах ДСТУ EN 60076-7:2017 (табл. 3) щодо допустимих тривалих навантажень для масляних трансформаторів.

Практичне застосування.

Для операторів: Графік допомагає швидко оцінити, скільки часу залишилося до аварії при поточному навантаженні. Наприклад: якщо $k = 1,0$, критична температура буде досягнута за 25 хв — потрібно вжити заходів протягом цього часу.

Для проектників систем: Підтверджує необхідність систем захисту (автоматичне відключення при $t > 140^{\circ}\text{C}$) та додаткового охолодження.

4.3 Аналіз ефективності оптимізації режимів навантаження трансформатора

Методологія оцінки ефективності.

Оптимізація навантаження трансформаторів - це стратегічний інструмент для підвищення енергоефективності розподільчих мереж. Її комплексна оцінка базується на трьох ключових критеріях:

Енергетична ефективність визначається річними втратами активної енергії.

Економічна ефективність розраховується через приведені річні витрати.

Термічний ресурс, який оцінюється за правилом Монтрінгера:

$$L(k) = L_0 \cdot 2^{\frac{T_{\text{ref}} - T(k)}{\Delta T_{\text{подв}}}} \quad (4.15)$$

Приймаємо

$$L(k) = L_0 \cdot 2^{\frac{T_{\text{ref}} - T(k)}{\Delta T_{\text{подв}}}} \quad (4.16)$$

$$L(k) = 25 \cdot 2^{\frac{120 - T(k)}{6}}$$

де значення $\Delta T_{\text{подв}} = 6^\circ\text{C}$ прийнято згідно ДСТУ ІЕС 60354:2003 (п. 4.2.2) для масляних трансформаторів,

$T_{\text{ref}} = 120^\circ\text{C}$ відповідає нормативній температурі стаціонарного режиму (ДСТУ EN 60076-2:2011, п. 4.4.1).

Аналіз режимів роботи трансформатора: енергетична ефективність та практичні рекомендації.

Оптимальний режим ($k=0,7$).

Режим $k=0,7$ є оптимальним згідно з ІЕС 60076-7:2018 (§4.5), оскільки

забезпечує: ККД >98% (відповідно до класу енергоефективності IE3 за ДСТУ EN 50588-1:2015); Запас 12.4°C до граничної температури 155°C (клас ізоляції F за IEC 60076-14:2020)".

Енергетичні характеристики:

- Втрати потужності: 3,36 кВт.
- Температура обмоток: 142,6°C.
- Річні втрати енергії: 29,438 кВт·год.

Переваги:

- ККД 98.3% - максимальний для даного типу трансформатора.
- Температура на 12,4°C нижче граничної (155°C для класу F).
- Річна економія 9,464 кВт·год порівняно зі змінним режимом.

Оптимальний діапазон навантаження 40 - 80% підтверджується:

- IEC 60076-7:2018 § 4.5 (рекомендації щодо експлуатації).
- IEEE C57.120-2017 (економічний термін служби).
- ДСТУ EN 50588-1:2015 (критерії енергоефективності)".

Змінний добовий режим.

Це стандартний режим роботи трансформатору без оптимізації.

Структура навантаження:

- Денний період (12 год): $k=0,95$, $P_{\text{loss}}=5,22$ кВт.
- Нічний період (12 год): $k=0,3$, $P_{\text{loss}}=1,55$ кВт.
- Середньодобові втрати: 4,45 кВт.

Проблемні аспекти:

Пікові навантаження викликають непропорційне зростання втрат:

$$P_{\text{loss}} \propto k^2 \Rightarrow \Delta P_{\text{день}} = 55\%$$

Термічний стрес: перегрів до 207°C у денний період.

Річні втрати: 38,902 кВт·год (+32,1% до оптимального режиму).

Стратегія оптимізації.

Моніторинг у реальному часі:

Вимірювання струму, температури, коефіцієнта спотворень.

Розрахунок фактичного k кожні 15 хвилин. Частота моніторингу відповідає вимогам ДСТУ Н Б В.1.2-3:2010 (п. 6.3) для систем автоматизованого контролю енергооб'єктів.

Корекція та технічні методи.

Перерозподіл навантаження з іншими трансформаторами за такою схемою:

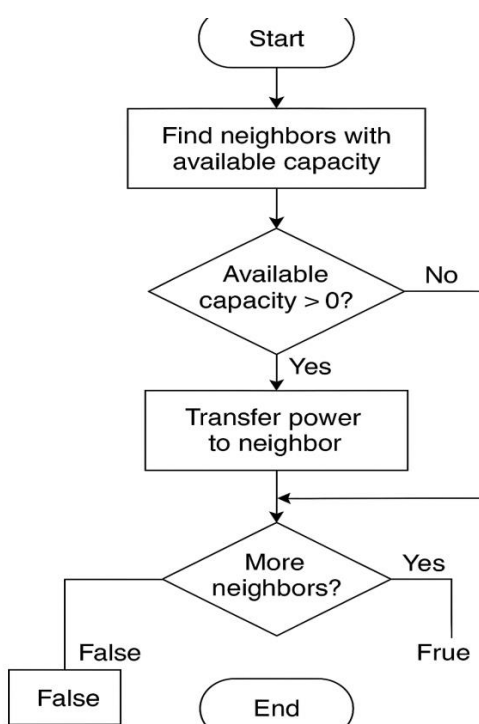


Рисунок 4.17 - Перерозподіл навантаження

Регулювання напруги:

Зниження напруги на 5-7% зменшує навантаження на 8-10%.

Автоматизоване виконання через РПН (регулювання під навантаженням).

Системи автоматичного керування.

Апаратна платформа:

PLC контролери: Siemens S7-1500, ABB AC500.

Захищені комунікації: IEC 62439 (PRP/HSR).

Сенсори: Оптичні датчики температури, волого вимірювачі оливи.

Програмна архітектура:

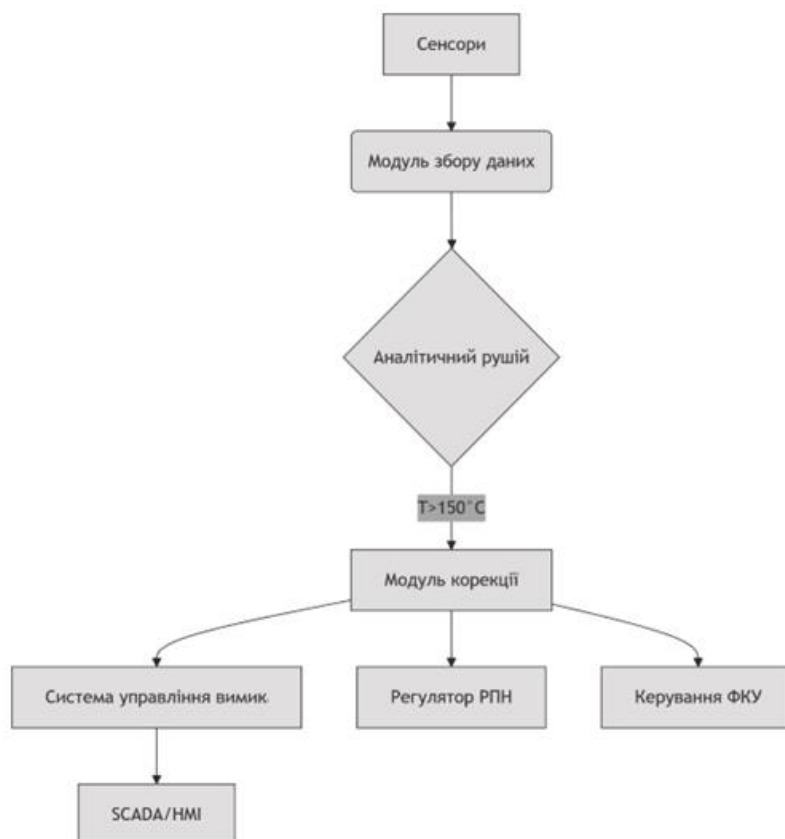


Рисунок 4.18 - Принцип роботи автоматичного керування

Практичні технології реалізації.

Системи АСКУЕ (Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії):

- Інтеграція з лічильниками енергії класу 0,2S.
- Миттєвий моніторинг навантаження по кожній фазі.
- Автоматичне виявлення "нелегальних" підключень.

Реле захисту нового покоління:

Мікропроцесорні реле (Siemens 7SJ82, ABB REF615).

Функції:

- Диференціальний захист.
- Теплове моделювання обмоток.
- Аналіз гармонік онлайн.

Етапи оперативної корекції навантаження.

Діагностика стану (100 - 500 мс):

Аналіз температури обмоток;

Вимірювання коефіцієнта спотворень;

Оцінка ступеня старіння ізоляції;

Прийняття рішення (50 - 100 мс):

– Розрахунок необхідного рівня корекції;

– Вибір оптимального методу втручання;

Моніторинг результату (2 - 5 хв):

– Перевірка ефективності втручання;

– Корекція параметрів у реальному часі;

– Формування звіту для персоналу;

Захист від помилкових спрацювань складається з:

– Триступенева система підтвердження аварії;

– Логіка "2 з 3" для критичних команд ;

– Історичний аналіз подібних ситуаційні;

Тестування та обкатка:

– Тижневе функціональне тестування;

– Моделювання аварій у цифровому двійнику;

– Річні комплексні випробування під навантаженням;

Економічна ефективність оптимізації;

Математична модель приведених витрат;

Приведені річні витрати розраховуються за формулою:

$$C_{\text{річ}} = C_e + C_a + C_m \quad (4.17)$$

де $C_e = c_e \cdot E_{\text{річ}}$ - вартість втрат електроенергії;

$C_a = \frac{C_{\text{транс}}}{L(k)}$ - амортизаційні відрахування;

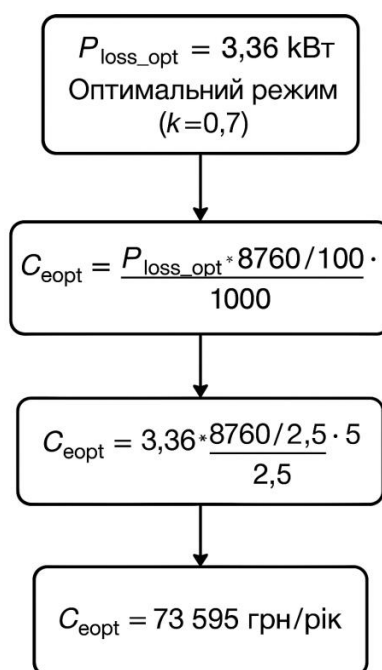
C_m - втрати на техобслуговування;

Для трансформатора 400 кВА:

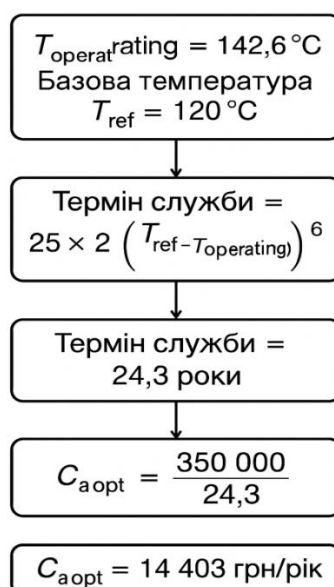
- C_e - 2,5грн/кВт · год (промисловий тариф).
- $C_{\text{транс}}$ - 350 000 грн (вартість обладнання).
- C_m - 5000 грн/рік (середні витрати на ТО).
- $L(k)$ –
термін служби, що залежить від температури обмоток.

Розрахунок компонентів витрат

Вартість втрат енергії (C_e) розраховується за таким принципом:



Амортизаційні відрахування (C_a):



Витрати на техобслуговування (C_m):

Планові огляди: 2 000 грн/рік;

Діагностика: 1 500 грн/рік;

Запасні частини: 1 500 грн/рік;

Разом: 5 000 грн/рік.

Чинники впливу на економічну ефективність.

Критичні параметри:

Температура обмоток:

Збільшення з 142°C до 150°C зменшує термін служби на 35%;

Економічний ефект: +12 000 грн/рік до C_a ;

Вартість електроенергії:

Зростання тарифу на 10% збільшує C_e на 7 300 - 17 000 грн/рік;

Чутливість: $\Delta C_e = 0.1 \times c_e \times E_{\text{річ}}$;

Технології скорочення витрат:

Системи накопичення енергії (СНЕ):

Зменшення втрат у пікові періоди на 15-20%;

Економія: 12 000-18 000 грн/рік;

Автоматизоване регулювання напруги:

Зниження напруги на 5% → зменшення втрат на 8%;

Економія: 6 000-9 000 грн/рік;

Оптимізація реактивної потужності:

Підвищення $\cos\varphi$ з 0.85 до 0.95 $\rightarrow$ зниження втрат на 7%;

Економія: 5 000-7 500 грн/рік;

4.4 Вибір оптимальних заходів з мінімізації втрат у реальних умовах експлуатації

Щоб зменшити втрати енергії в трансформаторах на практиці, потрібно враховувати реальні умови роботи: нерівномірне навантаження, старіння обладнання та інші чинники. Далі наведено приклади технічних рішень, які можуть бути ефективними у таких ситуаціях.

Оптимізація паралельної роботи трансформаторів.

Паралельна робота трансформаторів у розподільчих мережах – ключовий спосіб підвищення надійності та гнучкості системи. Однак нерівномірний розподіл навантаження між агрегатами призводить до:

Локальних перевантажень (до 40% різниці між трансформаторами).

Експоненційного зростання втрат.

Термічного дисбалансу ($\Delta T > 25^{\circ}\text{C}$).

Сучасні системи адаптивного балансування дозволяють мінімізувати ці ефекти через точний контроль параметрів у реальному часі та інтелектуальне перерозподілення потужностей.

Технічні виклики:

Асиметрія навантаження:

Різниця опорів кабелів підключення;

Відмінності параметрів трансформаторів (напр., напруга КЗ);

Нерівномірний розподіл споживачів;

Додаткові втрати:

$$\Delta P_{\text{асим}} = \sum_{i=1}^n (P_{0,i} + k_i^2 \cdot P_{\text{Cu},i}) - P_{\text{баланс}} \quad (4.18)$$

де k_i - коефіцієнт навантаження i -го трансформатора

Термічний дисбаланс:

Різниця температур обмоток до 30°C при асиметрії >25%.

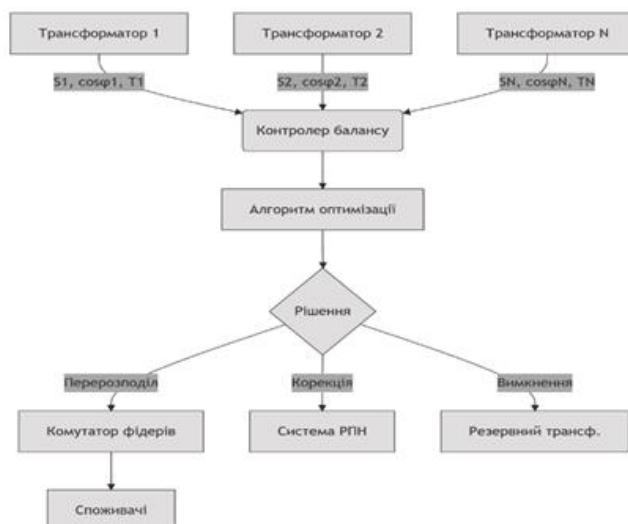


Рисунок 4.19 - Технологічне рішення

Ключові технологічні компоненти:

Диференціальний захист:

– Контроль різниці струмів: $|\Delta I| > 15\%I_{\text{ном}} \rightarrow$ спрацювання;

– Швидкодія: < 20 мс;

Режими роботи системи наведені в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 - Режимы роботи системи

Режим	Умови активізації	Дії системи
Номінальний	$0,4 \leq k \leq 0,8$	Автоматичний баланс кожні 15 хв
Піковий	$k > 0,9$	Автовведення резерву, обмеження неважливих споживачів
Нічний	$k < 0,3$	Вимкнення резервних трансформаторів
Режим	Умови активізації	Дії системи
Режим	Умови активізації	Дії системи

Аварійний	$\Delta T > 20^{\circ}\text{C}$	Примусовий перерозподіл навантаження
-----------	---------------------------------	--------------------------------------

Експеримент на підстанції 10/0,4 кВ (2×400 кВА).

Результати впровадження (практичні дані) показані в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 - Результати експерименту

Параметр	До оптимізації	Після оптимізації	Зміна
Максимальний коефіцієнт завантаження $k_{\max}$	1,15	0,95	▼ 17 %
Мінімальний коефіцієнт завантаження $k_{\min}$	0,35	0,82	▲ 134 %
Різниця температур фаз	28 °C	7 °C	▼ 75 %
Сумарні втрати	8,2 кВт	6,4 кВт	▼ 22 %
Загальний коефіцієнт гармонік (THD)	8,7 %	5,1 %	▼ 41 %

Етапи впровадження.

Діагностика:

Вимірювання опорів петлі "фаза-нуль";

Аналіз параметрів трансформаторів (U_{kz} , P_{xx} , P_{kz});

Розрахунок реальної асиметрії;

Монтаж системи:



Рисунок 4.19 - Схема монтажу системи

Налаштування алгоритмів:

Калібрування коефіцієнтів корекції;
 Встановлення граничних значень;
 Інтеграція з АСКУЕ;
 Експлуатаційні переваги після оптимізації:
 Збільшення ресурсу трансформаторів на 35 - 40%;
 Скорочення витрат на техобслуговування на 25%;
 Автоматичний захист від перевантажень;
 Підвищення якості електроенергії ($\text{THD} < 8\%$);

Управління аварійними режимами.

Аварійні режими в розподільчих мережах - критичні стани, що виникають раптово внаслідок коротких замикань, перевантажень або пошкоджень обладнання. Їх неконтрольований розвиток призводить до каскадних відмов, тривалих перерв у постачанні та значного зносу дорогого обладнання. Ефективне управління цими режимами вимагає:

Швидкого виявлення аномалій (10 - 100 мс);
 Точного прогнозування наслідків;
 Автоматизованих дій із запобігання розвитку аварії;

Цей розділ розкриває інтегровані технології керування аваріями на основі теплових моделей, адаптивних алгоритмів та мікропроцесорних систем захисту.

Класифікація аварійних режимів записана в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 - Класифікація аварійних режимів

Тип режиму	Причини	Характерні ознаки
Коротке замикання	Пошкодження ізоляції, механічні пошкодження	Різке зростання струму, падіння напруги
Перевантаження	Аварійне відключення паралельних трансформаторів, сезонні піки	$k > 1,0$, $T_{\text{обмоток}} > 130^{\circ}\text{C}$
Зовнішні КЗ	КЗ у мережі споживачів	Стрибок струму, коливання напруги

Внутрішні пошкодження	Пробій ізоляції, замикання витків	Газове реле, зростання температури оливи
-----------------------	-----------------------------------	--

Схема системи аварійного захисту:

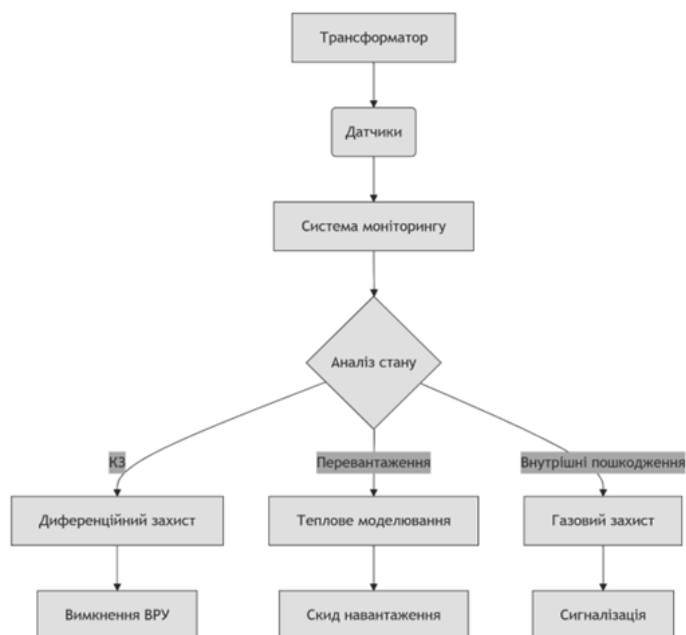


Рисунок 4.20 - Аварійний захист

Алгоритми керування:

Теплова модель при перевантаженні:

$$\theta(t) = \theta_{\text{навк}} + (\theta_{\text{уст}} - \theta_{\text{навк}})(1 - e^{-t/\tau}) \quad (4.19)$$

де

$$\theta_{\text{уст}} = \theta_{\text{навк}} + \Delta\theta_{\text{ном}} \left(\frac{I}{I_{\text{ном}}} \right)^2 \quad (4.20)$$

τ - теплова постійна (0,214 год для 400 кВА)

Використання експоненційної моделі нагріву узгоджується з методикою ДСТУ EN 60076-7:2017 (додаток В) для розрахунку теплових режимів.

Технологічні компоненти системи написані в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 - Компоненти

Компонент	Технічні параметри	Призначення
Мікропроцесорне реле	SEL-487E (Schweitzer Engineering)	Диференційний захист, контроль гармонік
Термометричні датчики	Волоконно-оптичні, точність $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$	Вимірювання Т обмоток в реальному часі
Газове реле	Buchholz ZG 1,2, час спрацьовування $< 0,1\text{с}$	Виявлення внутрішніх пошкоджень
АСКУЕ модуль	ІЕС 61850 сумісний, швидкодія $< 50\text{мс}$	Керування вимикачами навантаження

Протоколи дій при аваріях:

Датчик струму $\rightarrow$ Мікропроцесорне реле: $I > 3I_{\text{ном}}$;

Мікропроцесорне реле $\rightarrow$ Система: Аналіз dI/dt ;

Система $\rightarrow$ ВРУ: Команда відключення ($< 100\text{мс}$)

ВРУ $\rightarrow$ Трансформатор: Повне відключення;;

Термічне перевантаження:

Датчик температури $\rightarrow$ Система: $T > 130^{\circ}\text{C}$;

Система $\rightarrow$ АСКУЕ: Запит навантаження;

АСКУЕ $\rightarrow$ Споживачі: Відключення групи 3 (непріоритетні);

Система $\rightarrow$ Моніторинг: Контроль dT/dt ;

Повторення кожні 5 с;

Система $\rightarrow$ АСКУЕ: Корекція навантаження;

Результати впровадження.

Порівняльні дані для ТП 10/0.4 кВ (2 трансформатори) зображено в таблиці 4.10.

Таблиця 4.10 - Результати впровадження систем

Параметр	Традиційна система	Розширена система	Поліпшення
Час відключення при КЗ	120 - 300 мс	45 - 80 мс	▼ 63%
Відновлення після аварії	60 - 90 хв	15 - 25 хв	▼ 72%
Параметр	Традиційна система	Розширена система	Поліпшення
Втрати при перевантаженні	9,8 кВт	6,3 кВт	▼ 36%
Кількість ложних спрацьовувань	3 - 5/рік	0-1/рік	▼ 80%

Швидкодія системи відповідає:

- ІЕС 60255-151:2009 (час спрацьовування реле <100 мс);
- ДСТУ EN 62689-1:2016 (вимоги до систем моніторингу);
- IEEE C37.90.1-2012 (захист від перевантажень)";

Етапи модернізації системи.

Інсталяція обладнання:



Рисунок 4.21 - Установка обладнання

Налаштування алгоритмів.

Встановлення граничних значень:

$$I_{\text{кз.мах}} = 6I_{\text{ном}}$$

$$T_{\text{крит}} = 155^{\circ}\text{C}$$

$$\frac{dI}{dt}_{\text{крит}} = 100 \text{ A/ms}$$

Тестування системи:

Імітація КЗ (тестові розряди);

Теплові навантажувальні тести;

Перевірка координації захистів;

Експлуатаційні переваги:

Автоматичне ведення журналів аварій (ІЕС 60255-121);

Можливість дистанційної діагностики;

Зменшення страхових виплат на 40-60%;

Мінімізація втрат при перемиканні навантаження;

Комутаційні операції у розподільчих мережах - невід'ємна частина експлуатації, що супроводжується значними енерговтратами та прискореним зносом обладнання. Кожне перемикання в режимі навантаження генерує:

Дугові втрати (до 120 Дж за операцію);

Перенапруги ($3 - 4,5U_{\text{ном}}$);

Електродинамічні навантаження на контакти;

Сучасні технології синхронної комутації, активного гасіння дуги та напівпровідникових ключів дозволяють зменшити ці втрати на 85% та подовжити ресурс обладнання в 2-3 рази.

Фізика втрат при комутації.

Дугові втрати:

$$P_{\text{дуги}} = \frac{1}{T_1} \int_0^{t_{\text{гор}}} U_{\text{дуги}}(t) \cdot I(t) dt \quad (4.17)$$

де $U_{\text{дуги}} = 20 - 100\text{В}$,

$t_{\text{гор}} = 3 - 15 \text{ мс}$

Струмові удари:

Індуктивні навантаження генерують перенапруги до $4,5U_{\text{ном}}$.

Енергія викиду: $W = \frac{1}{2} L I_{\text{вимкнення}}^2$

Структура сучасної системи РПН:



Рисунок 4.22 - Система РПН

Характеристики компонентів РПН написано в таблиці 4.12.

Таблиця 4.12 - Технічні характеристики компонентів

Компонент	Параметри	Призначення
Вакуумний вимикач	$U_{\text{ном}}=12 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	Основна комутаційна ланка
Напівпровідниковий ключ	IGCT, 4,5 кВ/3 кА	Точне керування моментом комутації
Датчик нуля струму	Точність $\pm 0,1 \text{ мс}$, діапазон 1-5000 А	Фазна синхронізація
РС-ланка	$R=100 \text{ Ом}$, $C=0,1 \text{ мкФ}$	Обмеження перенапруг

Ефективність впровадження показана в таблиці 4.13.

Таблиця 4.13 - Результати впровадження

Аспект	Традиційна система	Оптимізована система	Перевага
Енерговтрати	0,12% від річної енергії	0,02%	▼ 83%
Вартість ТО	18 000 грн/рік	6 500 грн/рік	▼ 64%
Відмовомісткість	1,2 відмов/рік	0,15 відмов/рік	▼ 88%
Якість електроенергії	THD=8.7%	THD=3.1%	▼ 64%

Експлуатаційні вимоги:

Моніторинг стану контактів кожні 10 000 операцій.

Калібрування системи синхронізації 1 раз на 2 роки.

Аналіз мастила після 100 000 операцій.

Для мереж з високою частотою комутацій (>50 операцій/добу) рекомендується використання гібридних систем (механічні вимикачі +

тиристорні ключі).

Узагальнені рекомендації.

На підставі багатоваріантного аналізу та моделювання часових профілів:

Оптимальний діапазон навантаження: 60 - 80% номінальної потужності.

Для добових профілів з піком $>90\%$ необхідно застосовувати:

Автоматичне перемикання на резервний трансформатор.

Системи АСКУЕ з прогнозуванням навантаження.

Сезонні стратегії:

Літо: Один трансформатор + автоматичний ввід резерву при $k > 0.85$.

Зима: Паралельна робота двох трансформаторів 16 год/добу.

Економічний ефект від оптимізації:

Скорочення втрат на 18 - 25%.

Збільшення терміну служби на 35-40%.

ВИСНОВКИ

У ході виконання кваліфікаційної роботи були розглянуті фізичні принципи виникнення втрат у силових трансформаторах, класифікація цих втрат та їх зв'язок із режимами роботи обладнання. Особливу увагу приділено умовам реальної експлуатації у вітчизняних розподільчих мережах, де фактори, як-от перевантаження, гармоніки та асиметрія, відіграють суттєву роль.

Проведені розрахунки показали, що при коефіцієнті навантаження близько 0,7–0,75 втрати є мінімальними, а ККД трансформатора наближається до 98%. Впровадження заходів, таких як застосування трансформаторів з аморфним магнітопроводом або фільтрокомпенсуючих пристроїв, дозволяє зменшити річні втрати електроенергії до 15–25%, залежно від режиму роботи. Це підтверджено моделями, побудованими в середовищі MathCAD та з використанням методів розрахунку, описаних у стандарті ІЕС 60076-7.

Також проаналізовано економічну доцільність таких заходів. При середній вартості електроенергії 5,2 грн/кВт·год заміна одного 400 кВА трансформатора може забезпечити економію понад 30 тис. грн на рік.

Таким чином, доцільність оптимізації режимів роботи трансформаторів підтверджена як технічно, так і економічно. Результати можуть бути використані при розробці програм енергозбереження для підприємств та ОСР.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Хоменко Б.І., Гринчук В.І. Електричні машини і трансформатори: навч. посібник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2019. – 312 с.
2. Міненко П.Є. Основи проектування трансформаторних підстанцій: навч. посібник. – Харків: УПА, 2021. – 198 с.
3. Дорошенко С.Г. Електротехніка: підручник. – Київ: Вища школа, 2016. – 286 с.
4. Масленніков І.А. Електричні машини. Частина 2: Трансформатори. – Київ: Наукова думка, 2007. – 452 с.
5. Гуменюк З.В., Саврук В.Я. Електричні апарати. Частина 1. Трансформатори: підручник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2016. – 368 с.
6. Осташевський М.О., Юр'єва О.Ю. Електричні машини і трансформатори: навч. посібник / За ред. В.І. Мілих. – Київ: Каравела, 2018. – 452 с.
7. ДСТУ EN 50588-1:2016. Силові трансформатори. Вимоги до енергоефективності. – К.: Мінекономрозвитку, 2016. – 38 с.
8. IEC 60076. Power Transformers. General Requirements. – Geneva: International Electrotechnical Commission.
9. IEEE Std C57.110-2018. IEEE Guide for Establishing Liquid-Filled Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents. – IEEE, 2018. – 53 p.
10. IEEE Std C57.91-2011. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers. – IEEE, 2011. – 102 p.
11. IEC 60076-7:2018. Power Transformers – Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers. – IEC, 2018. – 87 p.
12. Gonen T. Electric Power Distribution Engineering. – 3rd ed. – CRC

Press, 2014. – 1062 p.

13. Mohan N., Undeland T., Robbins W. Power Electronics: Converters, Applications, and Design. – Wiley, 2003. – 832 p.

14. Lindsey L., Taylor D. Transformer Efficiency in Smart Grids. // IEEE Trans. on Power Delivery, 2020. – Vol. 35(4). – P. 1802–1810.

15. ABB Group. Amorphous Metal Distribution Transformers – Technical Paper. – ABB Transformers Division, 2020.

16. Hitachi Energy. Transformer Core Technology: Amorphous Metal vs. Silicon Steel. – Technical Bulletin, 2021.

17. Siemens Energy. Transformer Core Material Selection and Efficiency. – White Paper, 2020.

18. USAID. Smart Grid Vision and Roadmap for Ukraine [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00X7C9.pdf

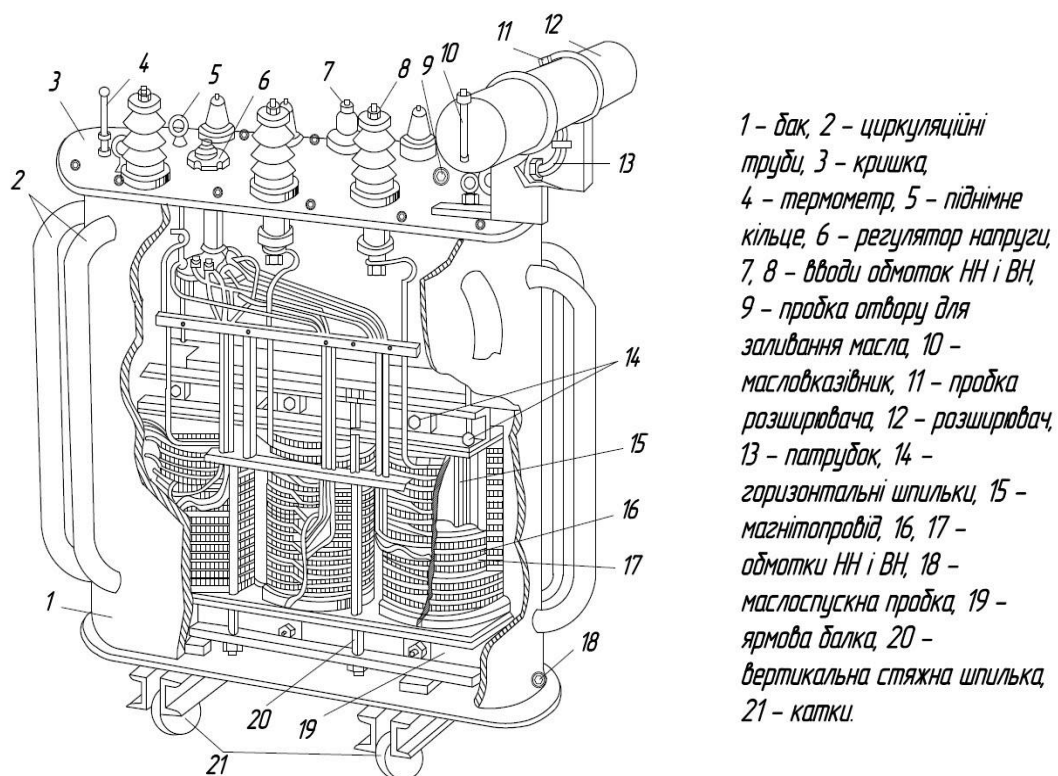
19. НЕК «Укренерго» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.energy>

20. Енергетичний університет [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://energyuniversity.com.ua>

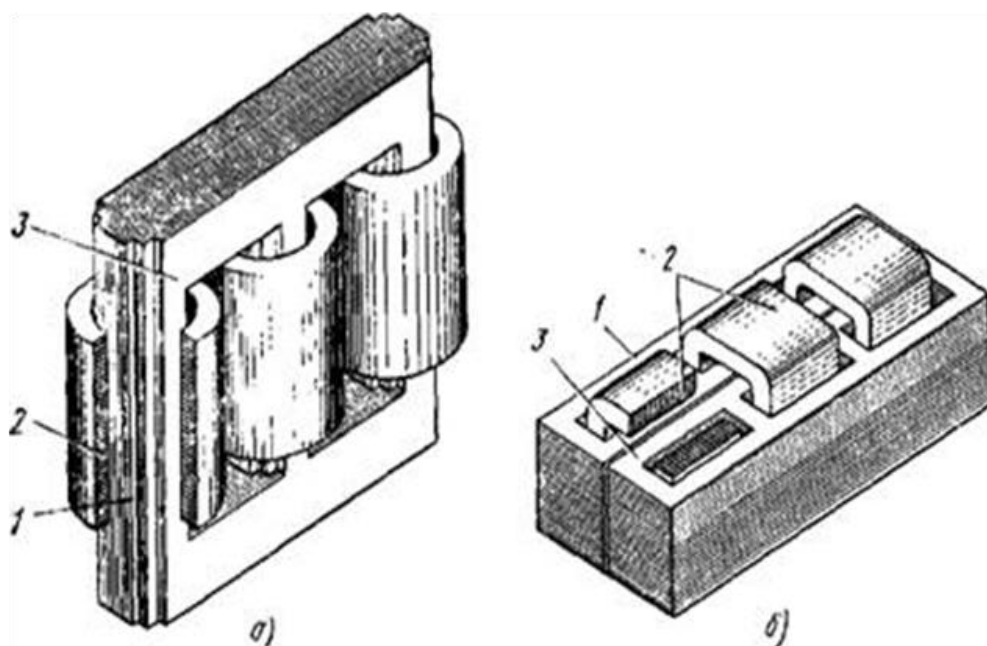
21. Трансформатори: будова і призначення [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://analytic.ub.ua/2678-transformatori-budova-i-priznachennya.html>

22. Інформаційний сайт про трансформатори [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.goodtransformer.com/info>

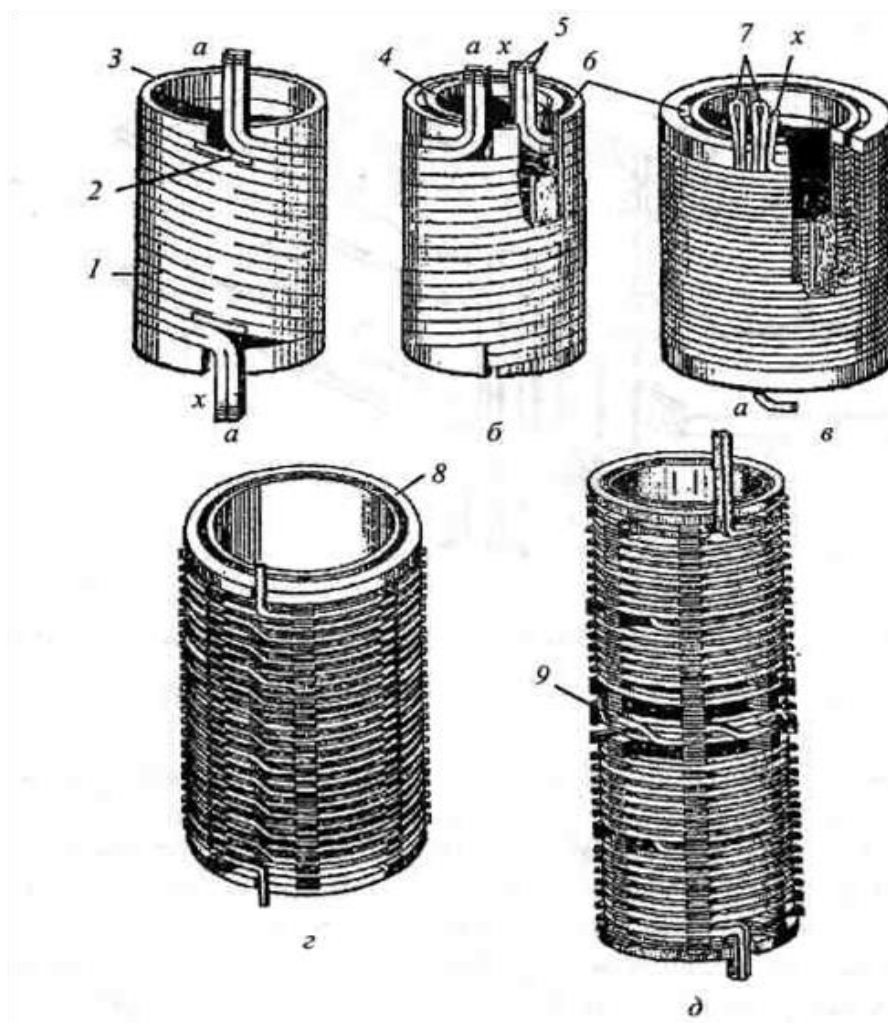
ДОДАТОК А. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА



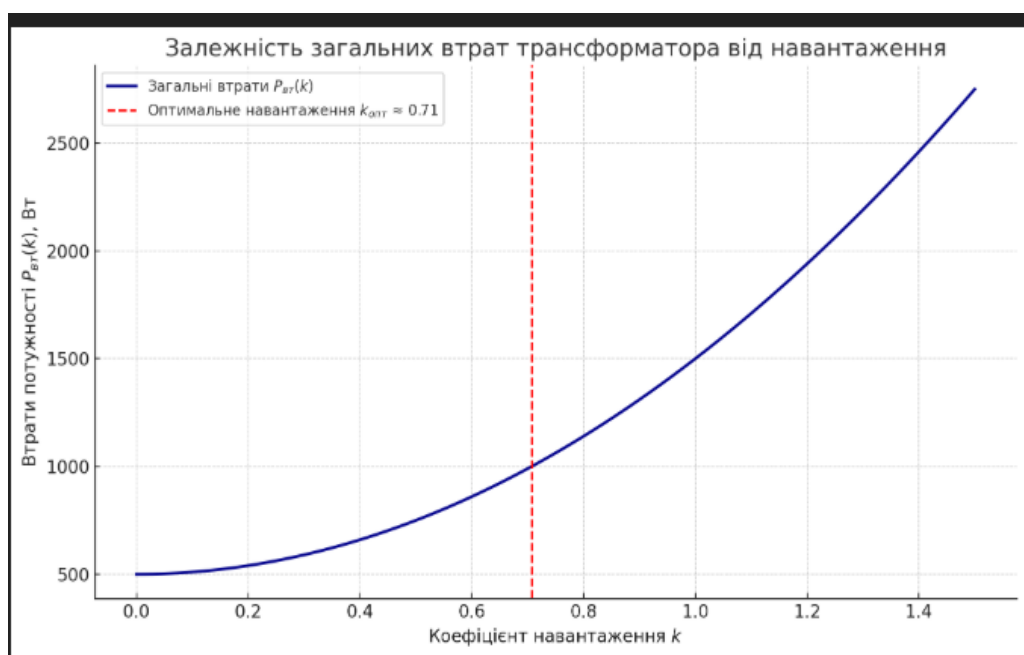
Будова силового трансформатора[1]



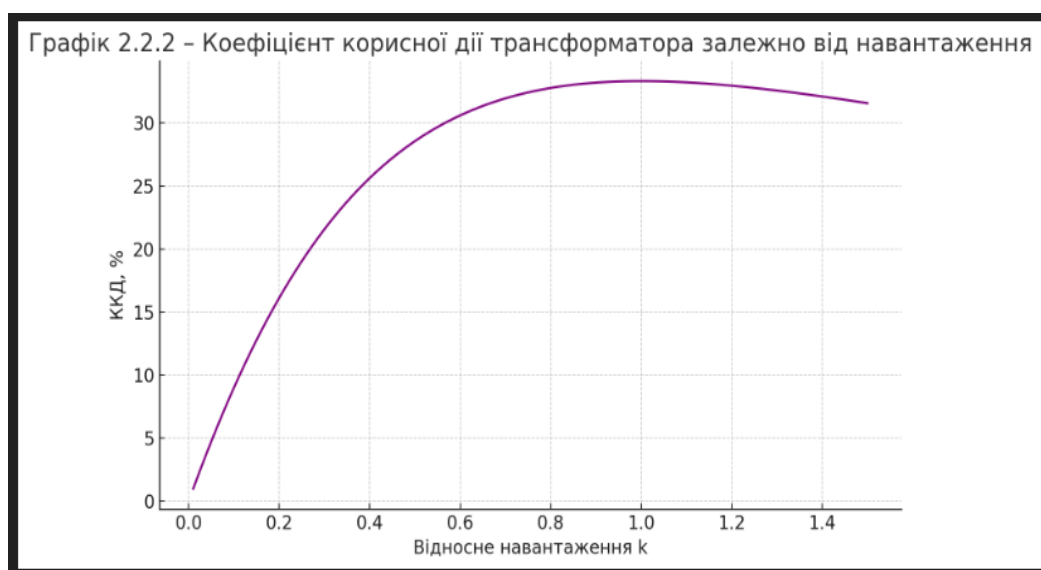
Основні типи конструкцій магнітопроводів: а - стержньова; б - броньова; 1 - стержень; 2 - обмотки; 3 – ярмо [1]



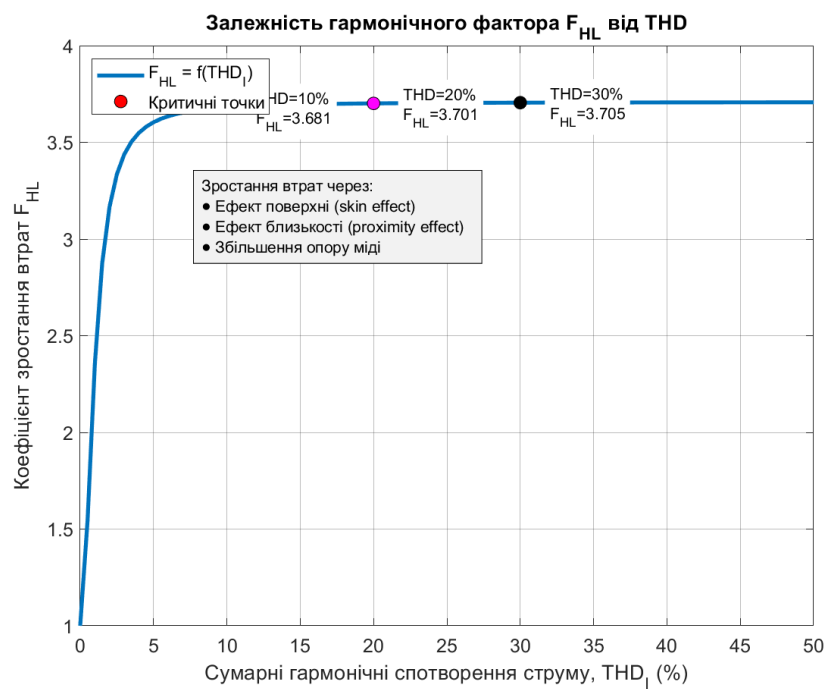
Циліндричні обмотки силових трансформаторів: а – одношарова; б - двошарова; в - багатошарова; г - безперервна; д - гвинтова; 1 - витки з прямокутного провода; 2 - електрокартонна коробка для підсилення ізоляції крайніх витків обмотки; 3 - резервні вирівнюючі кільця, 4 - паперово-бакелітовий циліндр; 5 - кінець першого шару обмотки, 6 - вертикальні рейки; 7 - внутрішні відгалуження обмотки; 8 - опорне ізоляційні кільце; 9 - транспозиція витків обмотки.[1]



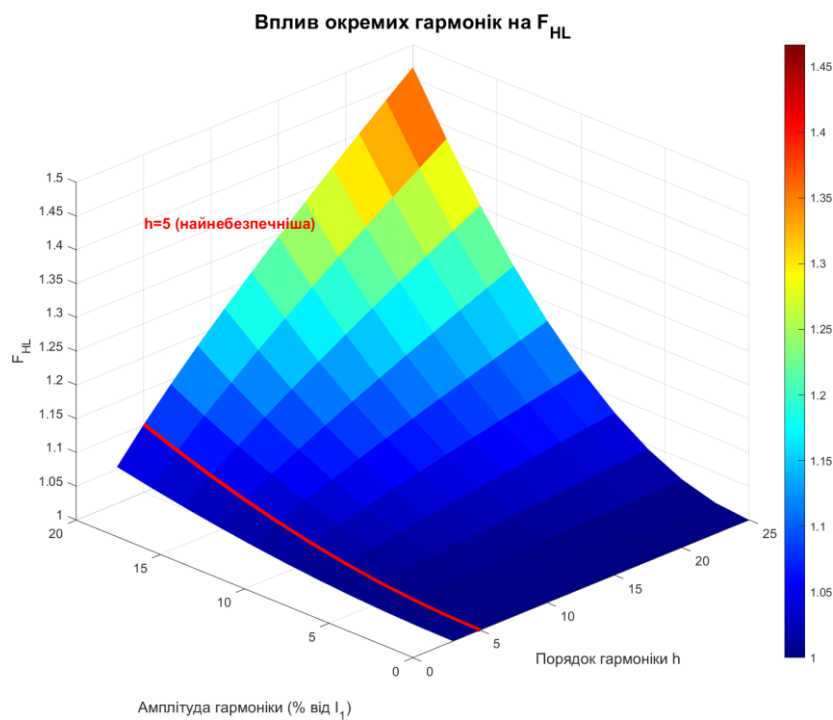
Залежність втрат трансформатора від відносного навантаження [1].



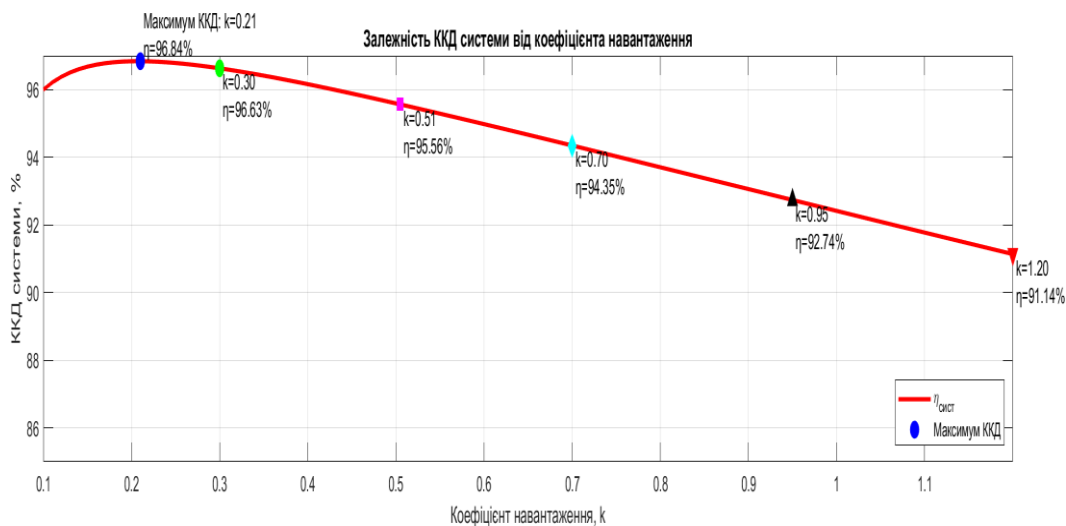
Відносний графік Коефіцієнту корисної дії трансформатора залежно від навантаження[8]



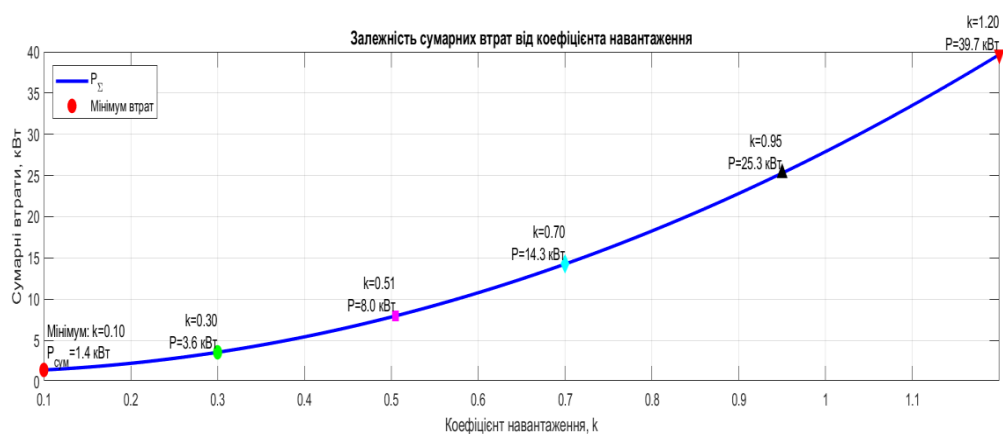
Залежність гармонійного фактора від THD



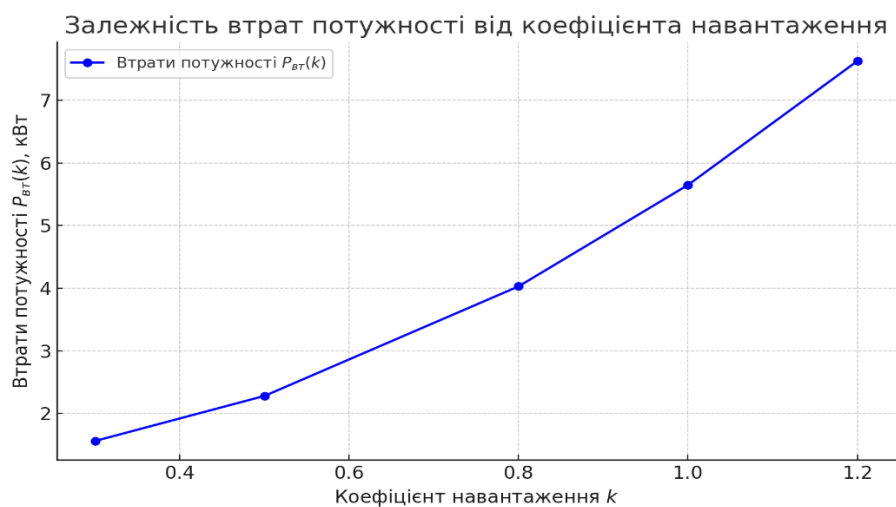
Вплив гармонік



Залежність ККД від навантаження

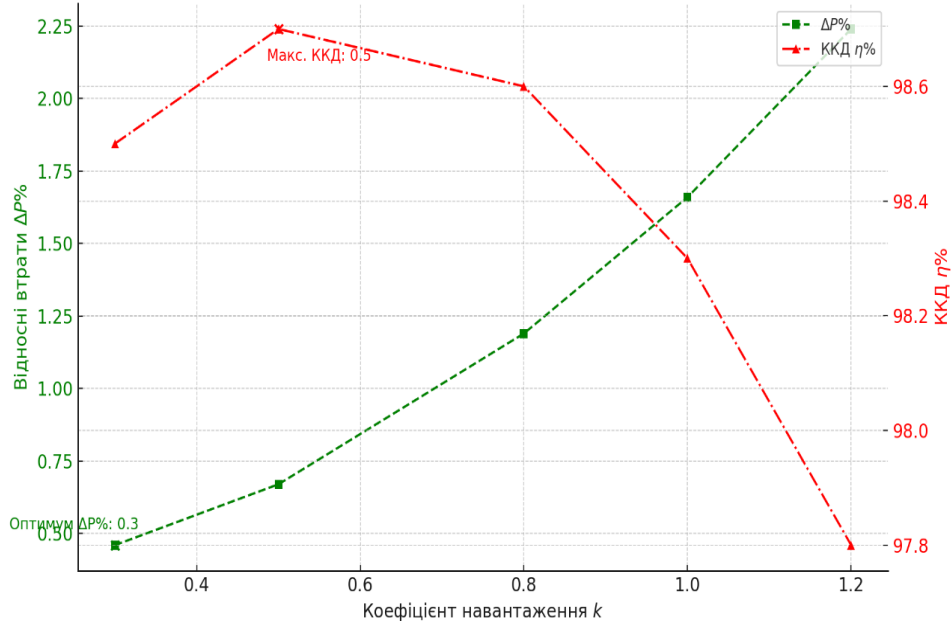


Залежність втрат від коефіцієнту навантаження

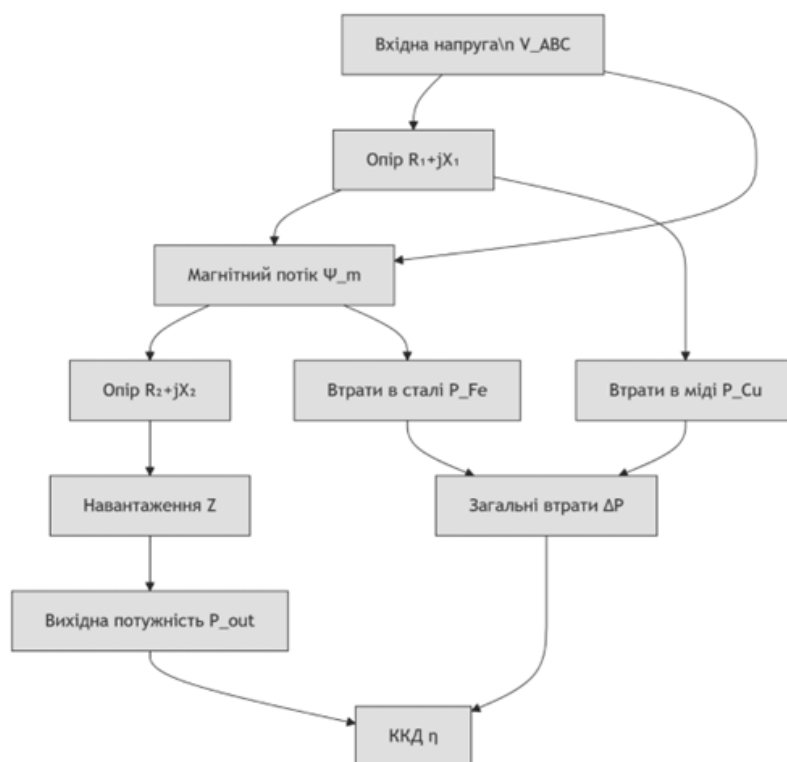


Залежність втрат потужності трансформатору від k

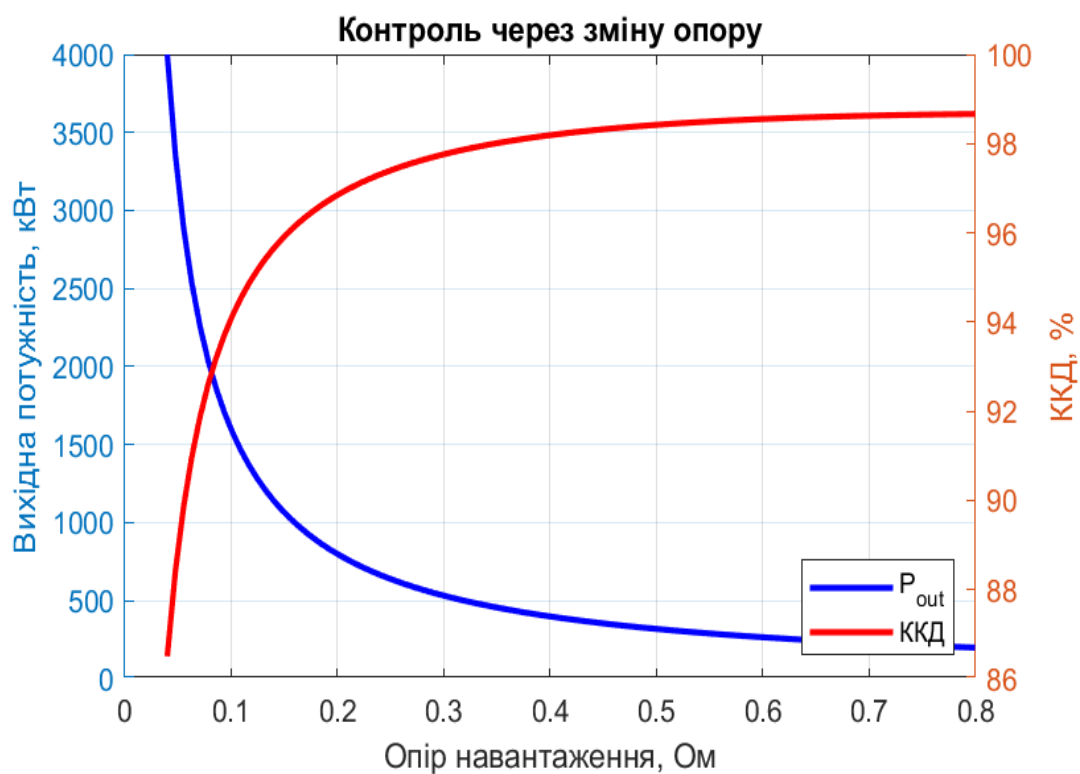
Залежність відносних втрат і ККД від коефіцієнта навантаження з позначенням оптимумів



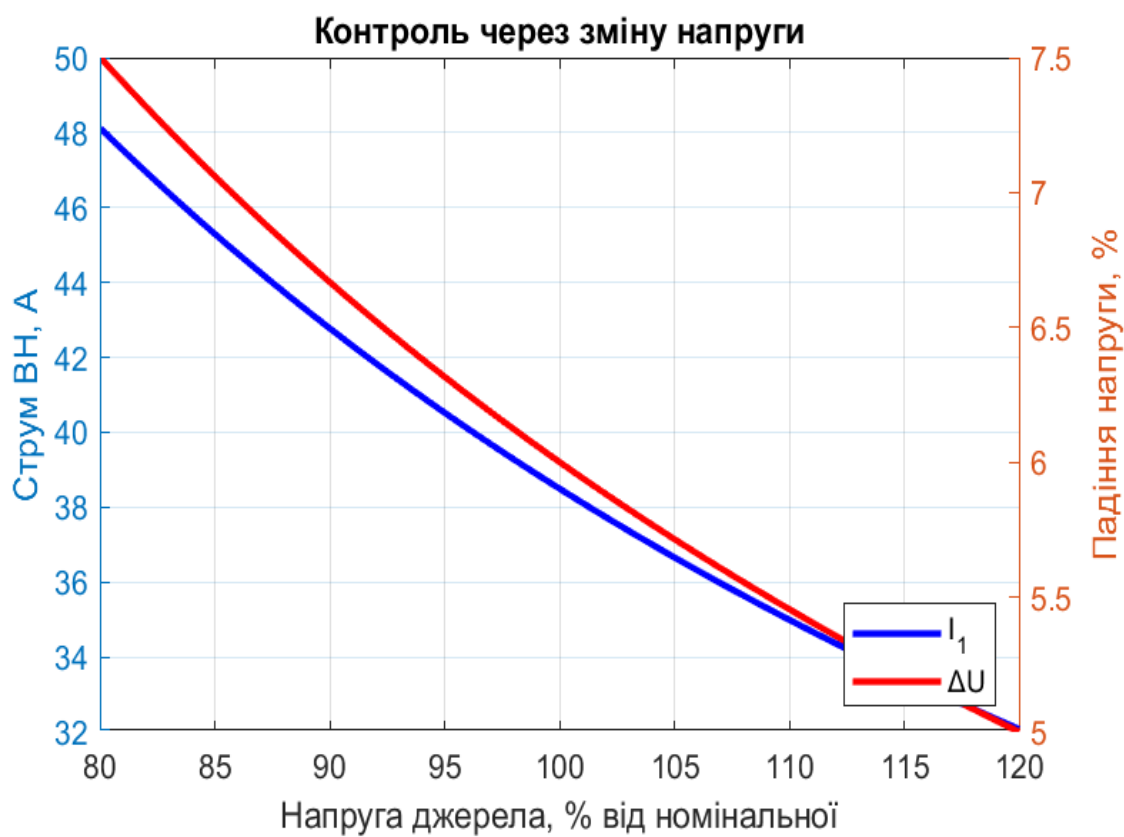
Залежність відносних втрат і ККД трансформатору від коефіцієнту k



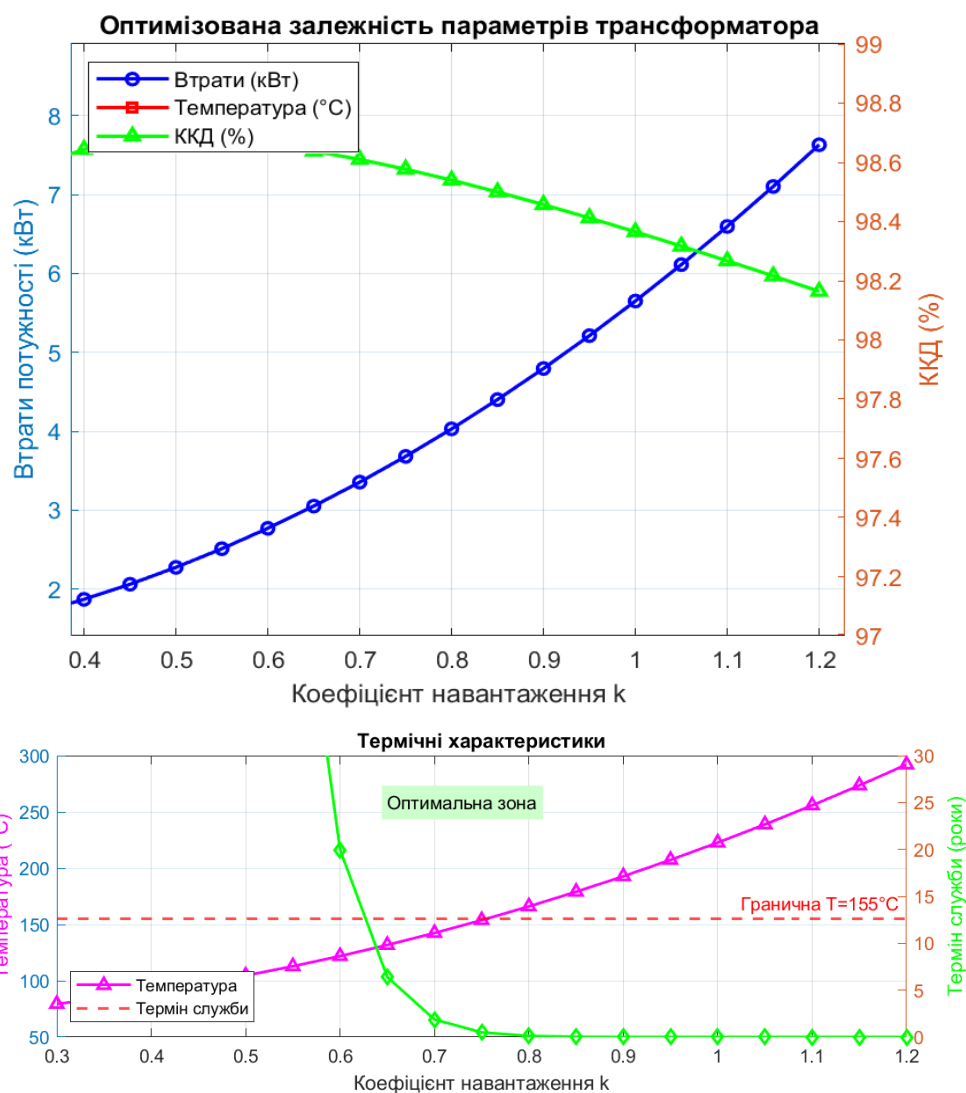
Графічна інтерпретація моделі



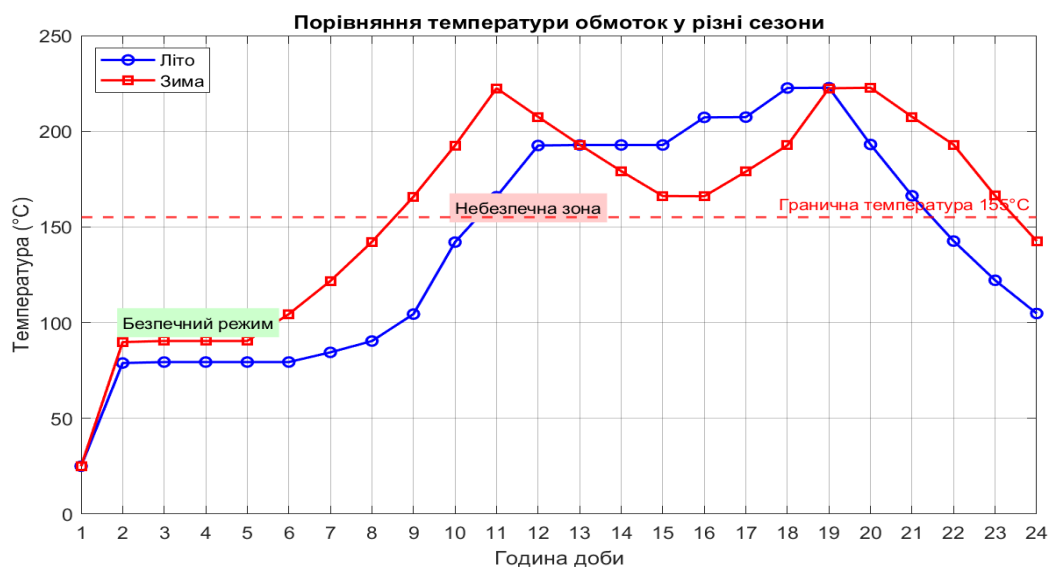
Контроль вихідної потужності через струм



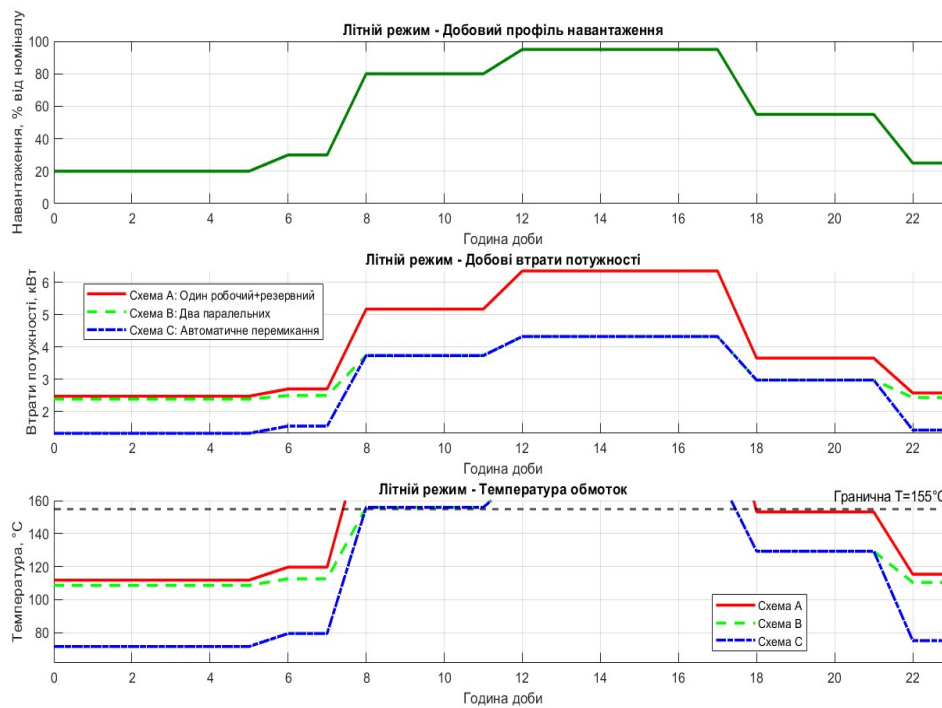
Контроль через зміни напруги



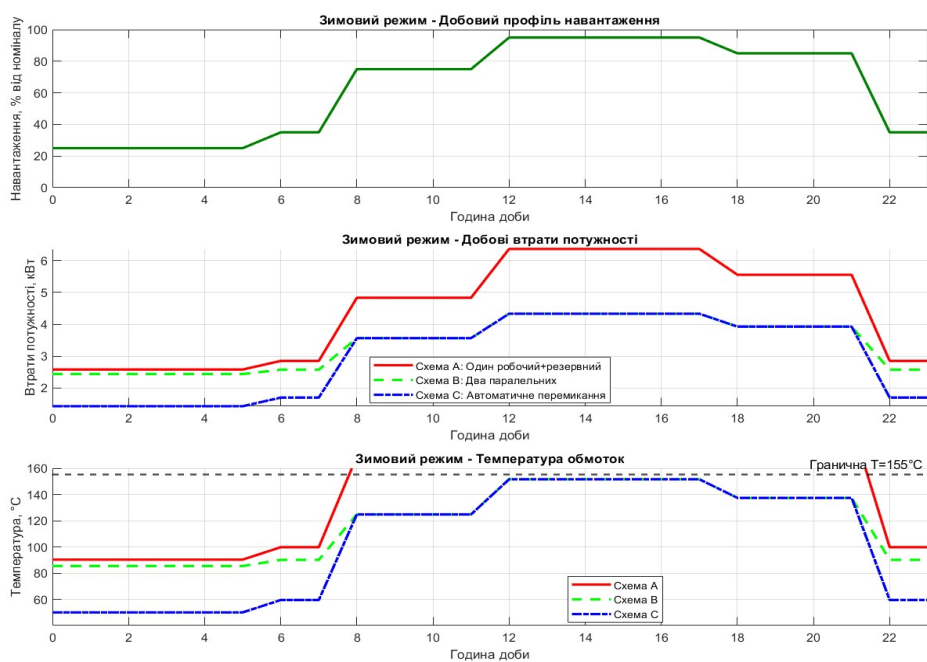
Багатоваріантний аналіз (А)Оптимізована залежність, Б) Термічні характеристики)



Порівняння температури в різні сезони



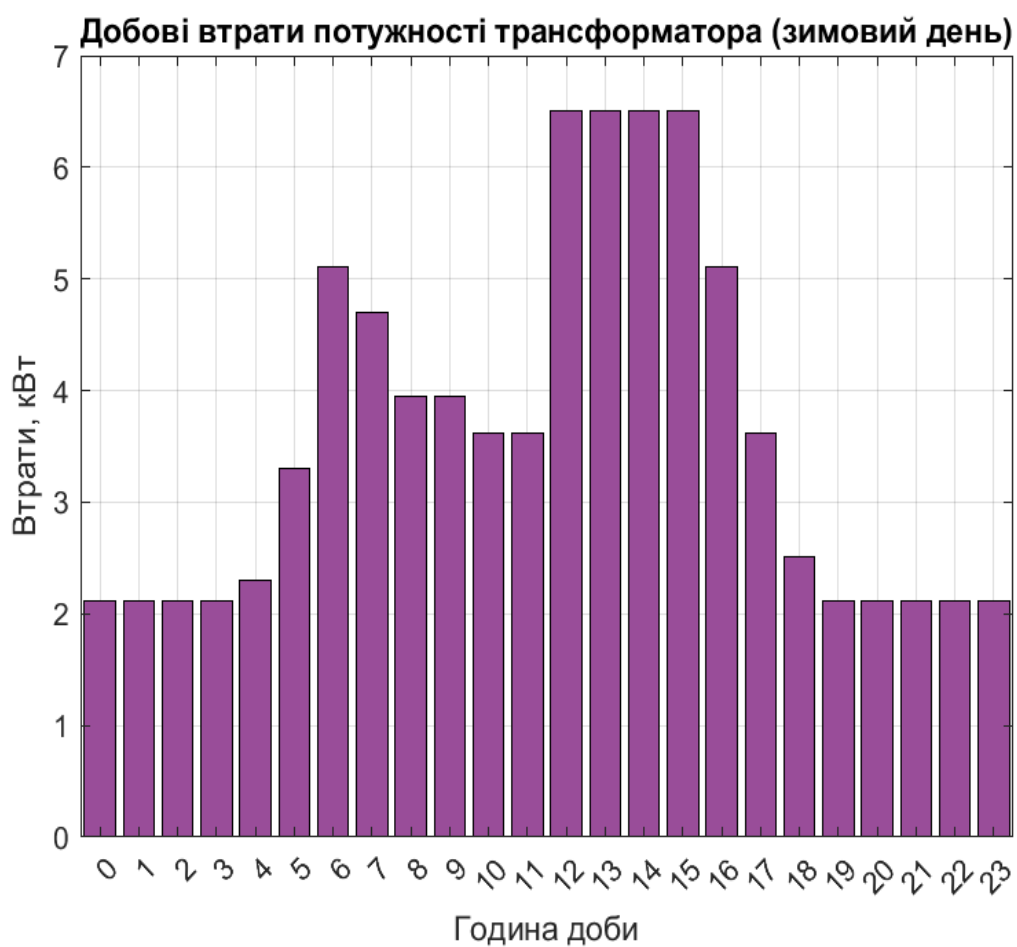
Літній профіль



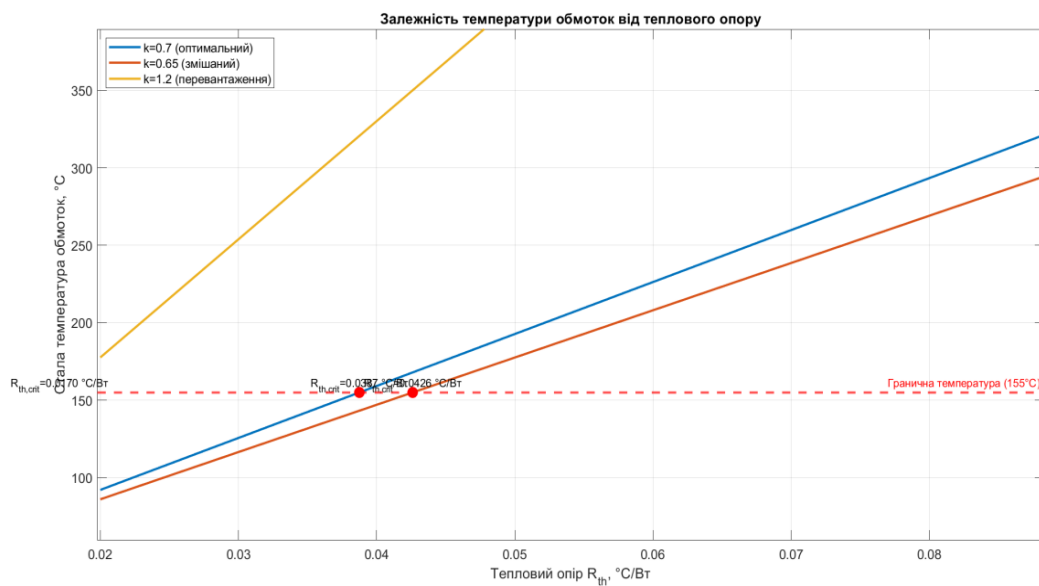
Зимовий профіль



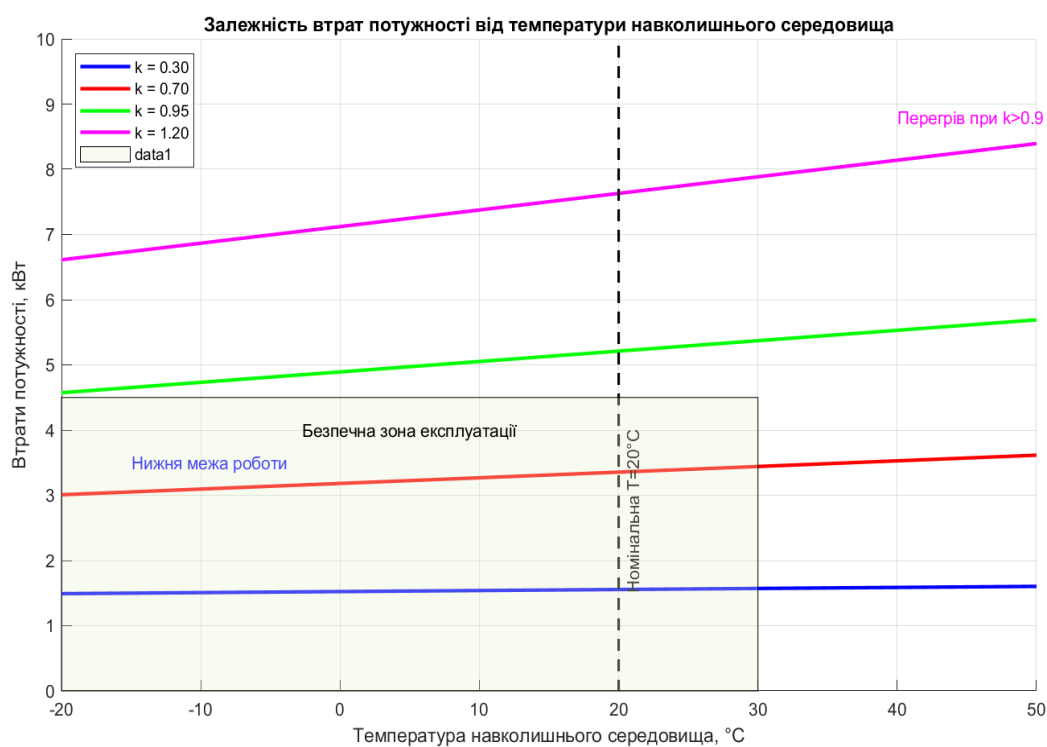
Втрати в літній сезон



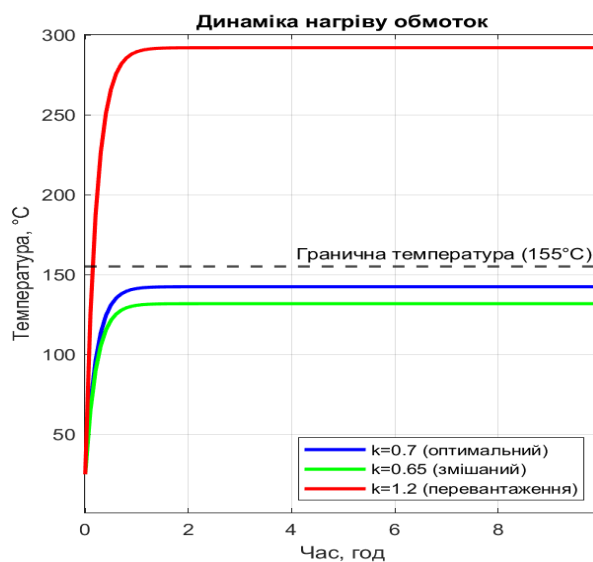
Добові втрати в зимній сезон



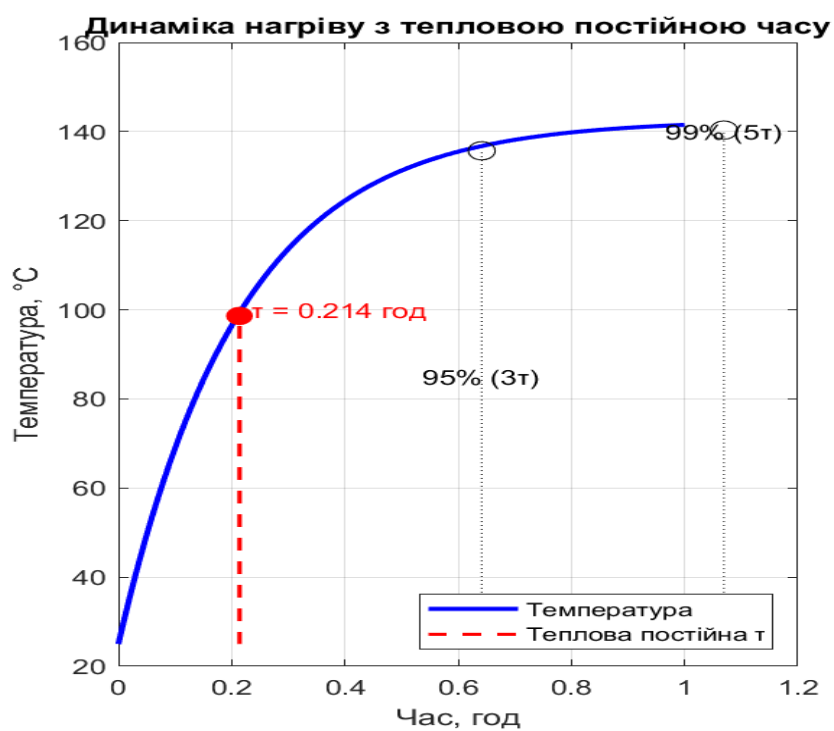
Залежність температури обмоток від теплового опору



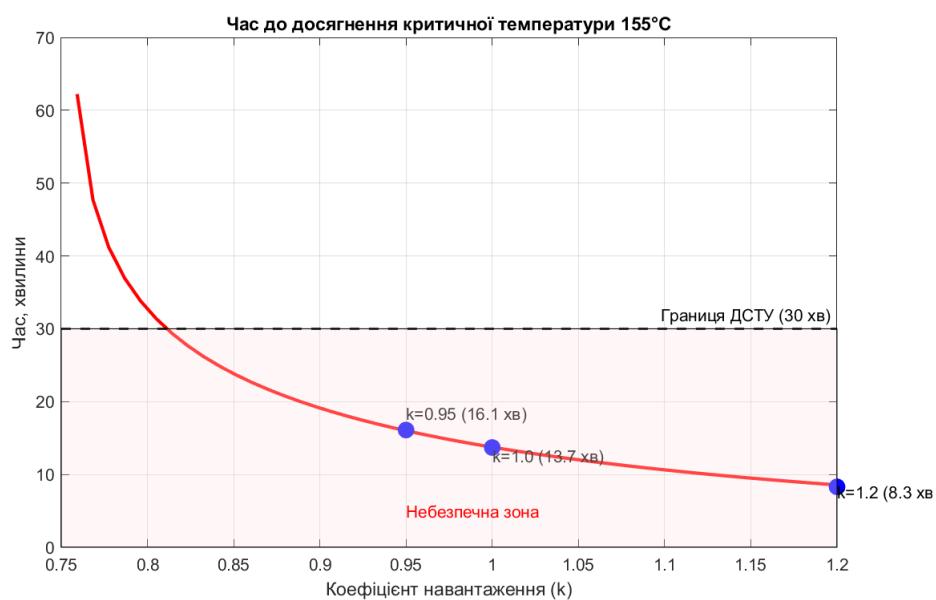
Залежність втрат від температури навколишнього середовища



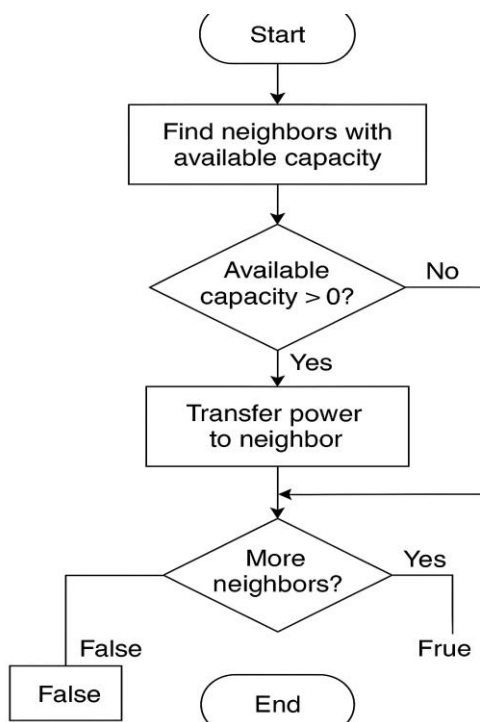
Динаміка нагріву обмоток



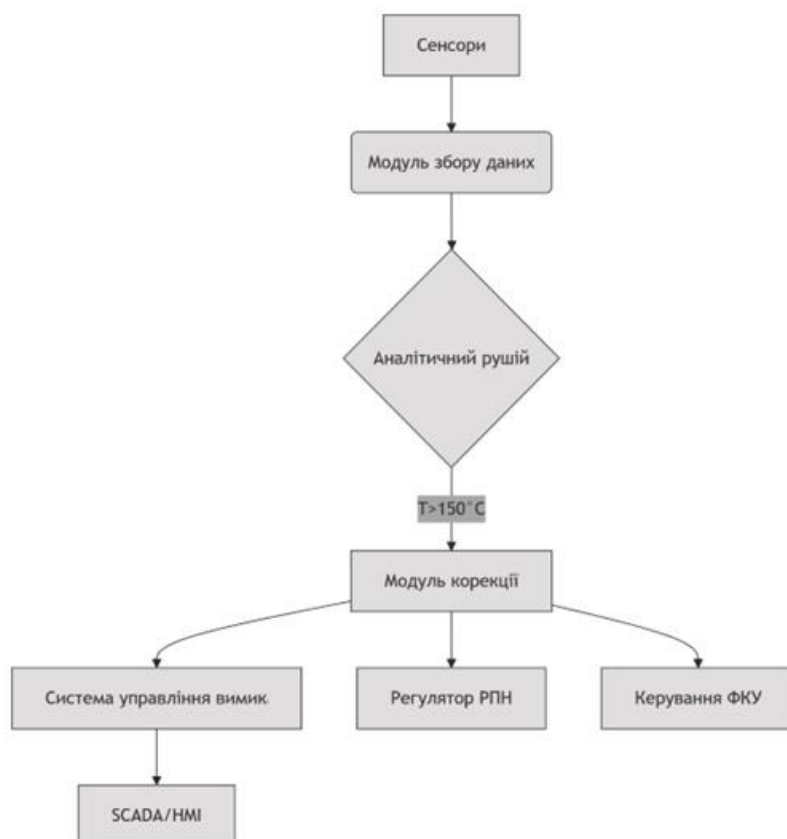
Динаміка нагріву з тепловою постійною часу



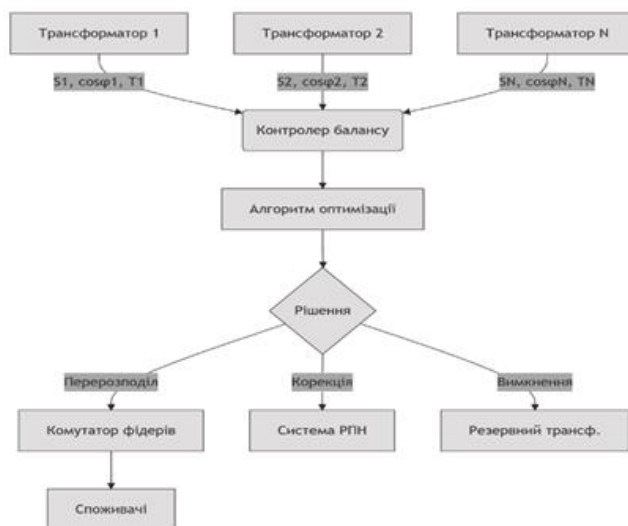
Час до досягнення критичної температури



Перерозподіл навантаження



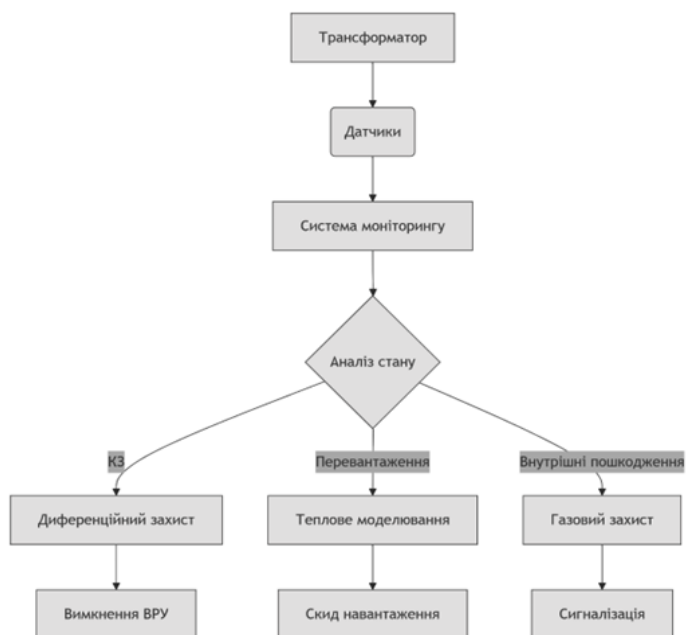
Принцип роботи автоматичного керування



Технологічне рішення



Схема монтажу системи



Аварійний захист



Установка обладнання



Система РПН

ДОДАТОК Б. ОГЛЯД ПИТАНЬ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Актуальність безпечної експлуатації трансформаторів.

Силові трансформатори є ключовими елементами електроенергетичної системи, відповідальними за перетворення рівнів напруги при передачі й розподілі електроенергії. Через високу вартість, складність конструкції та критичність для безперебійної роботи мережі трансформатори належать до обладнання підвищеної відповідальності. Будь-які порушення правил експлуатації можуть призвести до аварій, займання, тривалих простоїв, втрат електроенергії й навіть загрози життю обслуговуючого персоналу. Саме тому забезпечення безпечної та надійної експлуатації трансформаторів є важливим напрямом як на етапі проєктування, так і в процесі технічного обслуговування.

Основні технічні ризики та причини аварій

Порушення режимів роботи трансформаторів або відсутність належного контролю за їхнім станом часто призводять до деградації обладнання. Найпоширенішими технічними загрозами є:

Перевантаження трансформатора, що призводить до зростання втрат у міді, перегріву обмоток і старіння ізоляції.

Перенапруга або імпульсні перенапруги (атмосферного чи комутаційного характеру), які можуть пробити ізоляцію.

Зниження діелектричної міцності через зволоження оливи або старіння матеріалів.

Несправність системи охолодження, що унеможливорює відведення тепла та призводить до перегріву.

Гармонічні перевантаження, які виникають унаслідок нелінійних споживачів та викликають підвищені втрати та додаткове нагрівання.

Згідно зі статистикою аварійності в електричних мережах, понад 35 %

відмов трансформаторів спричинені термічними перенавантаженнями, ще 25 % - зниженням якості оливи та деградацією ізоляції, а решта - механічними дефектами або комутаційними перенапругами.

Засоби технічного контролю та діагностики

Сучасні трансформатори оснащуються низкою захисних і діагностичних засобів, що забезпечують виявлення потенційно небезпечних режимів роботи:

Газове реле (реле Бухгольца) - реагує на продукти розкладу оливи, що свідчать про виникнення розрядів або локального перегріву.

Температурні реле - контролюють температуру обмоток та оливи, з можливістю аварійного відключення.

Системи термомоніторингу - включають волоконно-оптичні сенсори, що вимірюють температуру «гарячої точки» обмоток.

Аналіз розчинених газів в оливі (DGA) - є ключовим методом діагностики початкових стадій пошкодження ізоляції.

Системи моніторингу гармонічного складу струму - дозволяють виявити перенавантаження за рахунок вищих гармонік.

Впровадження систем онлайн-моніторингу дозволяє проводити постійну діагностику стану трансформатора, прогнозувати виникнення дефектів та вчасно виконувати профілактичне обслуговування.

Пожежна та екологічна безпека трансформаторів

Пожежі на трансформаторних підстанціях можуть мати катастрофічні наслідки. Основними причинами загорянь є:

1. займання оливи внаслідок іскріння або пробою ізоляції;
2. витік оливи через пошкодження бака або фланців;
3. ігнорування сигналів систем захисту.
4. Для підвищення пожежної безпеки застосовуються такі заходи:
5. використання трансформаторної оливи з високою температурою займання;
6. установлення протипожежних бар'єрів, протиконденсатних баків,

олововловлювачів;

7. застосування систем пожежогасіння з автоматичним запуском (газові або порошкові);
8. дотримання протипожежних розривів згідно з ПУЕ та СНіП.

Окрім того, трансформатори мають експлуатуватись із урахуванням екологічної безпеки: регулярна перевірка цілісності баків, недопущення витоків оливи в ґрунт, правильна утилізація використаної ізоляції.

Нормативно-правове забезпечення безпечної експлуатації

Безпечна експлуатація трансформаторів регламентується рядом нормативних документів, серед яких:

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ);

ДСТУ EN 50588-1:2016 - вимоги до енергоефективності силових трансформаторів;

ДСТУ ІЕС 60076-1:2016 - загальні технічні вимоги;

Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів;

Інструкції з технічного обслуговування та ремонту обладнання, затверджені виробником.

Також обов'язковими є регламентні перевірки електричної міцності ізоляції, опору заземлення, параметрів оливи, стану контактів та інших елементів.

Персонал і культура безпеки

Безпечна експлуатація трансформаторів неможлива без належної підготовки та дисципліни обслуговуючого персоналу. Основними вимогами є:

1. проходження атестації та інструктажів з електробезпеки;
2. дотримання допусків до роботи під напругою та на відкритому обладнанні;
3. виконання робіт згідно з нарядами-допусками;
4. використання індивідуальних засобів захисту (ІЗЗ) згідно з вимогами;
5. вміння діяти в умовах аварії, зокрема відключення живлення, гасіння

пожежі, виклик аварійної служби.

Систематичне навчання, інструктажі та відпрацювання дій в аварійних ситуаціях є основою формування високої культури безпеки.

Огляд питань безпечної експлуатації силових трансформаторів підтверджує, що запорукою їхньої надійної роботи є поєднання технічних засобів діагностики, правильне технічне обслуговування, дотримання нормативних вимог і підготовка персоналу. У сучасних умовах особливої ваги набуває впровадження цифрових систем моніторингу стану трансформаторів, що дозволяє виявляти потенційні загрози до їх прояву та мінімізувати ризики аварій.

ДОДАТОК Б

Перелік зауважень нормоконтролера до дипломної роботи

Позначення документа	Документ	Умовне позначення	Зміст зауваження

Дата _____