

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня магістра

**АВТОМАТИЗОВАНЕ КЕРУВАННЯ ПОТОКАМИ ПОТУЖНОСТІ ТА НАПРУГОЮ  
В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 330-110 кВ  
ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ  
08-13.МКР.022.00.138 ПЗ**

Виконав: студент 2 курсу ОППП магістр,  
групи ЕСМ-18м  
галузь знань 14 «Електрична інженерія»  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи і мережі»  
Щесняк В.М. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС  
Остра Н.В. \_\_\_\_\_  
“\_\_\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 2019 р.

Вінниця – 2019 року

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

# ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності:  
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма –  
Електричні системи і мережі

(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕСМ-18м Щесняк Вадим Миколайович

(назва групи)

(прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Автоматизоване керування потоками потужності та напругою в електричних мережах 330-110 кВ із застосуванням силових трансформаторів»

**Вихідні дані: перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Вихідні дані для виконання обчислювальних експериментів: фрагмент електричної мережі 330-110 кВ та параметри віток і вузлів для існуючої мережі; балансуючий вузол №1 -  $U_B = 346$  кВ ; технічні параметри силових трансформаторів.**

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: плакати
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування;
2. Контроль показників якості електричної енергії та їх вплив на нормальну роботу електричних мереж;
3. Задачі керування потоками потужності та напругою в електричних мережах;
4. Конструктивні особливості та схеми пристроїв регулювання напруги силових трансформаторів;
5. Експлуатація та застосування силових трансформаторів для регулювання напруги;
6. Автоматизоване керування потоками потужності та напругою в електричних мережах 330-110 кВ;
7. Техніко-економічний ефект оптимального керування;
8. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

## 6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_  
(підпис)канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Н. В. Остра  
ініціали та прізвище

Економічна частина

\_\_\_\_\_  
(підпис)канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

В. В. Нетребський  
ініціали та прізвищеОхорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях\_\_\_\_\_  
(підпис)д. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Є. А. Бондаренко  
ініціали та прізвище

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(підпис)\_\_\_\_\_  
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_  
(підпис)канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Н. В. Остра  
ініціали та прізвище

Завдання отримав магістрант

\_\_\_\_\_  
(підпис)В. М. Щесняк

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

## АНОТАЦІЯ

Щесняк Вадим Миколайович «Автоматизоване керування потоками потужності та напругою в електричних мережах 330-110 кВ із застосуванням силових трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. 2019. – 138 с. Бібліогр.: 43. Рис.: 33. Табл.: 25.

Робота присвячена розробці рекомендацій з оптимізації процесу керування потоками потужності та напругою в електричних мережах 330-110 кВ із застосуванням силових трансформаторів. Проаналізовано застосування силових трансформаторів в електричних мережах, їх будову, експлуатацію та схеми підключення. Виконано аналіз конструктивних особливостей та схем пристроїв регулювання напруги силових трансформаторів.

Також, в роботі визначено основні техніко-економічні показники електричної мережі. Крім того, було розглянуто питання забезпечення охорони праці персоналу, що обслуговує силові трансформатори, а також досліджено стійкість роботи електричних мереж 330-110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: електрична мережа, номінальна напруга, методи регулювання, методи оптимізації, регулюючий пристрій, надійність електропостачання.

## ANNOTATION

Vadim Shchysnyak "Automated control of power and voltage flows in 330-110 kV electrical networks with the use of power transformers". Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU. 2019 - 138 p. Bibliogr .: 43. Fig .: 33. Tabl .: 25.

The work is devoted to the development of recommendations for optimization of the process of control of power flows and voltage in 330-110 kV electrical networks with the use of power transformers. The use of power transformers in electrical networks, their structure, operation and connection schemes are analyzed. The analysis of design features and circuits of devices of regulation of voltage of power transformers is carried out.

Also, the main technical and economic indicators of the electric grid are defined in the work. In addition, the issue of safety protection of personnel servicing power transformers was considered, as well as the stability of the operation of 330-110 kV electrical networks under conditions of threatening emergency situations was investigated.

Keywords: electrical network, rated voltage, control methods, optimization methods, control device, reliability of power supply.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АКУФ – автоматизований контроль і управління функціонуванням

АРМ – автоматизоване робоче місце

АРН – автоматичне регулювання напруги

АСДК – автоматизована система диспетчерського керування

АТ – автотрансформатор

АЧП - аналіз чутливості й оптимізація втрат

БД – банк даних

БВ – балансувальний вузол

ВДТ – вольтододатковий трансформатор

ВН – відхилення напруги

ВР – використаний ресурс

ДРП – джерело реактивної потужності

ЕС – електрична система

ЕОМ – електронна обчислювальна машина

КМ – критеріальне моделювання

КЗ – коротке замикання

НР – нормальний режим

ОІКК – оперативно-інформаційний керувальний комплекс

ПЕОМ – персональна електронно-обчислювальна машина

ПК – програмний комплекс

ППК – пристрій поздовжньої компенсації

РПН – регулювання під навантаженням

РП – регулювальний пристрій

САК – система автоматичного керування

СВ – сервер відображення

СЗ – сервер зв'язку

ФС – файловий сервер

ЦЖ – центр живлення

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Сучасні електричні мережі характеризуються збільшенням кількості споживачів, які негативно впливають на якість електричної енергії, при одночасному збільшенні споживачів, які ставлять підвищені вимоги до електроенергії. Це вказує на наявність тенденції загострення проблеми забезпечення якості енергії в електричних мережах. Разом з тим великого значення набуває питання застосування енергозберігаючих технологій передачі й розподілу електричної енергії.

Проблеми якості електричної енергії і регулювання напруги тісно пов'язані між собою і в умовах ринкових відносин є особливо актуальними. Практичне вирішення цих задач вимагає аналізу режимів роботи електричних мереж і використовуваних методів та засобів регулювання напруги.

У даний час основним методом регулювання напруги є централізоване, здійснюване за допомогою пристроїв регулювання під навантаженням (РПН) або переключення без збудження (ПБЗ) трансформаторів центру живлення (ЦЖ). Розподільні електричні мережі (РЕМ) характеризуються низькою кількістю вимірювальних приладів і засобів телеконтролю. Регулювання напруги в такій мережі утруднене через складність одержання необхідної інформації [1].

При регулюванні напруги враховуються вимоги до якості електричної енергії тільки у споживачів того ієрархічного рівня, на якому розташовуються засоби регулювання. У результаті споживачі з графіком навантажень, відмінним від графіка навантажень центру живлення, протягом тривалого часу працюють при напрузі, що не відповідає оптимальній.

Низька ефективність застосовуваних методів у сполученні з використовуваними на сьогоднішній день технічними засобами регулювання напруги вказує на необхідність коригування існуючої концепції регулювання напруги в напрямку розробки методів, здатних адаптуватися до структури, що змінюється, і режимів роботи електричних мереж, а також враховувати

багатофакторність задачі регулювання напруги в них.

Застосування комплексного підходу до багаторівневої РЕМ як до складної ієрархічної системи кібернетичного типу з урахуванням вимог до якості електричної енергії з боку всіх споживачів дозволить удосконалити метод зустрічного регулювання напруги. Це забезпечить підвищення ефективності процесу експлуатації багаторівневих РЕМ за рахунок оптимізації процесу регулювання напруги в мережі в рамках задач автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДК) з урахуванням вимог до якості електричної енергії одночасно у всіх споживачів [1].

До категорії складних динамічних об'єктів відносяться електричні системи, що об'єднують джерела електроенергії, пристрої її транспорту і розподілу і електроприймачі. Вони насичені різноманітними засобами автоматичного й оперативного керування. Складність задач автоматичного й оперативного керування визначається, головним чином, багаторівневою територіальною і часовою ієрархією, випадковим характером збурень, які діють в ЕС, змінюваними в часі параметрами об'єктів енергосистеми, багатомірністю об'єкта керування і його нелінійного характеру.

Незважаючи на те, що багато задач автоматичного й оперативного керування режимами ЕС знайшли своє рішення, подальше їхнє розширення й удосконалювання рішення залишається актуальним в зв'язку із широким впровадженням засобів обчислювальної техніки і новітніх інформаційних технологій. Впровадження їх у сучасні АСДУ припускає широку автоматизацію основних функцій процесу керування: збору й опрацювання інформації, прийняття рішень по керуванню режимами, їхній техніко-економічний аналіз і автоматизація основних функцій керування. Сукупність сучасних ЕОМ, математичних методів моделювання режимів ЕС і технічних засобів, які реалізують керуючі впливи, дозволяє перейти на якісно новий рівень автоматичного керування режимами [2].

Вдосконалення АСДК з метою автоматизації керування режимами забезпечується за рахунок:



- єдності технічних засобів, що утворюють загальну інформаційно-обчислювальну мережу;
- функціональної єдності, що полягає у взаємозалежному рішенні задач різноманітних ієрархічних рівнів керування;
- інформаційної єдності з обміном інформацією між ступенями керування;
- програмної єдності, заснованого на використанні стандартних інформаційних систем.

Важливу роль при формуванні задач оперативного й автоматичного керування режимами відіграє їхнє математичне забезпечення. Розробки, виконані ВНИИЭ, ІЕД АН України, МЭИ, КПЦ, СЭИ й іншими організаціями за участю НЕК “Укренерго”, дозволяють розширити склад задач, розв'язуваних в рамках АСДУ по керуванню режимами і їхньої автоматизації [2-5].

При формуванні автоматичного забезпечення виявляються такі основні тенденції:

- перехід від алгоритмів і програм, призначених для виконання окремих видів розрахунків, до комплексних алгоритмів і програм для розв'язку груп взаємозалежних задач;
- формування кола задач, які забезпечують рішення значних технологічних проблем на єдиній інформаційній базі [2, 4].

З урахуванням складності ЕЕС як об'єкта керування і її особливостей режимного характеру відслідковувати й постійно коректувати значення параметрів з метою оптимізувати режими ЕЕС можливо лише за допомогою САК регулюючими пристроями (РП). У зв'язку із цим виникають наступні завдання:

- розроблення структурної схеми САК з урахуванням умов експлуатації ЕЭС, технічного стану РП і їхнього регулювального ефекту;
- формування законів оптимального керування й координація керуючих впливів локальних адаптивних САК для досягнення загальносистемного ефекту [2].

Відомо, що основними показниками якості електроенергії при живленні від електричних мереж трифазного струму є відхилення і коливання частоти та напруги, ступінь несинусоїдальності форми кривої напруги, несиметрія напруги і зсув нейтралі [6, 7].

Відхилення показників якості електроенергії, зокрема рівня напруги, від номінальних значень поділяють на нормально допустимі, які повинні дотримуватися протягом 95% часу доби, і максимально допустимі, які не повинні бути перевищені протягом всього часу, включаючи післяаварійні режими. Суттєво впливає значення напруги також на процес транспортування та розподілу електроенергії в електроенергетичній системі (ЕЕС). Цей вплив проявляється, наприклад, на значенні втрат електроенергії під час її транспортування. Від напруги залежать навантажувальні втрати електроенергії в елементах системи з активним опором та, особливо, втрати на коронування. За хорошої погоди втрати на коронування пропорційні квадрату напруги, а під час опадів та інійоутворення ці втрати залежать від напруги вже в четвертій – шостій степені.

Значення напруги впливає на процес старіння ізоляції електрообладнання і, відповідно, на його ресурс і якість функціонування. Наприклад, систематичне відхилення напруги на +10% від номінального значення зменшує строк служби трансформаторів майже вдвічі.

Можна констатувати, що вплив напруги та її характеристик (відхилення від номінального значення, коливання, несинусоїдність, несиметрія фаз) носить як місцевий, так системний характер. В першому випадку це вплив на техніко-економічні показники електроприймачів, в другому – вплив на техніко-економічні показники електричних мереж ЕЕС в цілому. Відповідно виникають різні актуальні задачі щодо регулювання напруги.

В електричних мережах значення напруги залежить в основному від потужності споживачів електроенергії. Одним із головних та найбільш розповсюджених методів регулювання напруги є її регулювання шляхом зміни коефіцієнта трансформації силового трансформатора. Таке регулювання

реалізується в електротехнічних комплексах регулювання напруги, які утворюються поєднанням силового трансформатора з пристроєм регулювання під навантаженням (РПН) та регулятора, що функціонує за певним законом регулювання напруги [7].

Такі комплекси регулювання напруги потребують правильного обслуговування оперативним персоналом, саме ним здійснюється перемикання відгалужень силового трансформатора в залежності від режиму роботи електричної мережі. Як правило, перемикання пристрою РПН здійснюється досить рідко тому що ресурс механічних контактів пристрою РПН силового трансформатора порівняно малий, оскільки доводиться комутувати робочі струми. Очевидно, що якість напруги при такому регулюванні погіршується і часто не відповідає нормативним вимогам. Проте, з іншого боку, термін експлуатації пристрою РПН продовжується внаслідок сповільненого вичерпання його робочого ресурсу.

**Отже, оптимізація і дослідження автоматизованого та оптимального керування потоками потужності та напругою в електричних мережах 330-110 кВ із застосуванням силових трансформаторів є актуальною науково-прикладною задачею.**

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської кваліфікаційної роботи є розроблення рекомендацій з оптимізації процесу керування потоками потужності та напругою в електричних мережах 330-110 кВ із застосуванням силових трансформаторів. Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- аналіз показників якості електричної енергії та їх вплив на нормальну роботу електричних мереж;
- аналіз конструктивних особливостей та схем пристроїв регулювання напруги силових трансформаторів;
- дослідження та аналіз питань застосування і експлуатації силових трансформаторів для регулювання напруги;

- розроблення рекомендацій з оптимізації процесу керування потоками потужності та напругою фрагменту електричних мереж 330-110 кВ із застосуванням силових трансформаторів;
- розроблення рекомендацій щодо вибору оптимального складу регулюючих пристроїв;
- розрахунок техніко-економічного ефекту оптимального керування;
- розгляд питання забезпечення охорони праці персоналу, що обслуговує силові трансформатори;
- дослідження стійкості роботи електричних мереж 330-110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

**Об'єктом дослідження** є процес керування потоками потужності та напругою в електричних мережах 330-110 кВ.

**Предметом дослідження** є методи регулювання напруги та потужності в електричних мережах.

**Методи дослідження.** Для розв'язання поставленої задачі використано методи і алгоритми оптимального керування електричними мережами 330-110 кВ. Для виконання розрахунків в даній роботі використано прикладні програми, зокрема програмний комплекс “Аналізу чутливості втрат потужності”.

**Наукова новизна отриманих результатів.** На підставі дослідження ефективності оптимального керування режимом роботи електричних мереж 330-110 кВ показано, що оптимальні рішення повинні прийматися з урахуванням збитку, який викликається відхиленнями напруги від її оптимального значення та з урахуванням реального регулювального ефекту силових трансформаторів з РПН.

**Особистий внесок здобувача.** Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Характерною рисою розвитку електроенергетики за останні кілька десятиріч є активна діяльність щодо удосконалення структури оперативно-диспетчерського керування електричних мереж та реконструкції їх диспетчерських центрів (ДЦ). Ця робота, що проводиться як в Україні, так і за кордоном, базується на технічних засобах збору, обробки і відображення інформації, що постійно удосконалюються. Технічною основою реконструкції систем диспетчерського керування є інформаційно-обчислювальні комплекси (ІОК), що включають ЕОМ різної структури і продуктивності, мікропроцесорні системи телемеханіки, високопродуктивні системи передачі даних, сучасні засоби відображення інформації. Реконструкція ДЦ, що починається, як правило, з вищих рівнів управління, у даний час усе більше поширюється на нижчі рівні аж до районів ЕМ [10].

На основі ІОК і сучасного прикладного програмного забезпечення докорінно перетворюються й удосконалюються автоматизовані системи диспетчерського керування (АСДК). Одним з напрямків реконструкції і модернізації АСДК є заміна морально і фізично застарілих засобів відображення інформації сучасними моніторами з електронно-променевими трубками, рідкокристалічними і плазменими панелями. Включення до контуру управління вискоелективних засобів графічного відображення інформації дозволяє розширити коло задач, автоматично розв'язуваних ОІКК АСДК. У цьому контексті актуальним є виконання теоретичних досліджень і практичних розробок щодо проблеми обробки і відображення інформації з метою підвищення оперативності та надійності управління електричною мережею за рахунок максимально можливого переносу графічної інформації на машинні носії, її обробки і подання в електронному вигляді.

Дана робота спрямована на проведення аналізу щодо створення інструментальних засобів, що поліпшують обробку і візуальне сприйняття графічної інформації, зменшують кількість помилок при аналізі оперативних

даних і розширюють клас задач, автоматично розв'язуваних ОІКК АСДК. Специфічною вимогою до задач оперативного керування є те, що ними користується безпосередньо диспетчер, тому доступ до програм повинний бути дуже простий, введення вихідної інформації мінімальне. Всі розрахунки повинні бути максимально автоматизовані, а результати доступні. Тому необхідно максимально автоматизувати введення вихідної інформації, використовувати програми оцінювання стану системи [7, 10].

Складність оптимального керування нормальними режимами ЕС полягає також в тому, щоб за аналізований відрізок часу забезпечити надійне електропостачання споживачів електричною енергією необхідної якості (тобто, при дотриманні необхідних обмежень) при мінімально можливих витратах. Для досягнення цієї мети розв'язуються задачі оптимізації режимів ЕС. При комплексній оптимізації режиму визначаються оптимальні значення активних і реактивних потужностей генеруючих джерел, коефіцієнтів трансформації трансформаторів, модулів і фаз напруг у вузлах. При цьому необхідне виконання технічних обмежень на значення модулів вузлових напруг, кутів зсуву фаз на дальніх передачах, струмів і потоків потужності в лініях, активної і реактивної потужностей генераторів.

Досвід впровадження оптимізаційних програм в практику оперативного керування режимами ЕС показує, що для досягнення ефективності оптимізаційних заходів необхідно постійно здійснювати корекцію параметрів режиму [10]. В зв'язку з цим доцільно подавати результати оптимізаційних розрахунків в вигляді законів керування. Оптимізаційні розрахунки є "інструментом" для дослідження режимів ЕС і повинні виконуватися періодично, а їхні результати видаватися у вигляді керуючих впливів на пристрої регулювання. При такому керуванні необхідно враховувати інтенсивність регулювання, ресурс і надійність пристроїв перемикачів, а також ранжувати регулюючі пристрої по їх регулюючому ефекту.

## **2 КОНТРОЛЬ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ЇХ ВПЛИВ НА НОРМАЛЬНУ РОБОТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

Електричні споживачі, які приєднані до ЕМ, працюють в нормальному режимі при певних номінальних параметрах: номінальній частоті, номінальній напрузі, номінальному струмі, що змінюється за синусоїдальним законом. В системі електропостачання завжди можливе відхилення від цих вимог, які визначаються показниками якості електричної енергії [6, 7].

Якість електричної енергії – це сукупність її характеристик по частоті і напрузі, які називаються показниками якості електроенергії. Останні визначають вплив електроенергії на електрообладнання, електричні апарати і прилади, під'єднані до електричної мережі. Характер цього впливу оцінюється мірою відповідності цих показників якості електроенергії встановленим вимогам. Нормативні значення показників якості електроенергії та їх перелік встановлені ГОСТ 13109-97, який є підставою для розробників апаратури і електрообладнання, що під'єднуються до мережі, в частині їх завадостійкості, з одного боку, і рівня завад, що вносяться ними, з іншого. Якщо рівень завадостійкості цих технічних засобів вище гранично допустимих значень показників якості електроенергії в мережі, ЕМС буде забезпечена.

За допомогою спеціалізованих засобів вимірювання в умовах експлуатації повинні контролюватися фактичні значення показників якості електроенергії, а відповідні характеристики ЕП – шляхом необхідних випробувань при їх розробці та виробництві [6].

Показники якості електроенергії, які встановлені ГОСТ 13109-97, можуть бути умовно розділені на три групи. До першої групи можна віднести відхилення частоти та відхилення напруги, які пов'язані з особливостями технологічного процесу виробництва і передачі електроенергії. Якість регулювання відхилень частоти і напруги визначає їх рівень в електроенергетичній системі. До другої групи можна віднести показники

якості електроенергії, що характеризують несинусоїдальність форми кривої напруги, несиметрію та коливання напруги. Джерелами цих спотворень (емітентами) є, головним чином, електроприймачі. Для координації ЕМЗ, що вносяться такими ЕП, необхідне застосування технічних заходів, як на етапі розробки і виробництва, так і в процесі їх експлуатації. До третьої групи можна віднести показники якості електроенергії, що характеризують випадкові електромагнітні явища і електротехнічні процеси, нерозривно пов'язані з технологічним процесом виробництва, передачі та споживання електроенергії.

Показники якості електроенергії перших двох груп нормуються ГОСТом і на них встановлені два допустимі рівні: нормальний і граничний. Показники якості електроенергії третьої групи не нормуються, проте статистична інформація про них має велике значення для нормальної експлуатації електроенергетичної системи [8].

Споживачі електроенергії та апарати впливають на режим роботи мережі і через мережу один на іншого. Слід відзначити, що термін "якість електроенергії" не відображає факту впливу на нього споживачів електроенергії та більшістю людей, в першу чергу не спеціалістів, сприймається як поняття, яке характеризує якість продукції що поставляється, при невідповідності якого претензія пред'являється тільки до організації що постачає електроенергію. Більш правильний термін – електромагнітна сумісність обладнання. Цей термін підкреслює відмічену специфіку електропостачання і його використано в міжнародних документах. Він одержав відображення у назві "Електромагнітна сумісність обладнання, включаючи електричні мережі". Під електромагнітною сумісністю (ЕМС) розуміють здатність обладнання нормально функціонувати в його електромагнітному середовищу і при цьому не створюючи недопустимих перешкод для іншого обладнання, яке функціонує в цьому ж середовищі.

Різниця термінів що використовуються пояснюється тим, що в країнах СНГ на протязі значного терміну першочергова увага приділялась нормалізації положення рівнів частоти і напруги, тобто тим параметрам, які дійсно



практично повністю залежать від діяльності енергопостачальних організацій. Термін "якість електроенергії" для цих параметрів адекватно відбиває суть питання.

Основними типами спотворень в електричних мережах є [6]:

- вищі гармоніки, частота яких кратна основній частоті;
- інтергармоніки – гармоніки, частота яких некрата основній частоті;
- коливання напруги;
- короточасні провали напруги, амплітуда яких перевищує 10 % і може досягати 100 % (перерва живлення);
- несиметрія напруги (у трифазних системах);
- сигнали систем управління, які передаються по дротах ліній електропередач;
- зміни частоти;
- компоненти постійного струму (різні перетворювачі).

Частота  $f$  є загальносистемним параметром режиму ЕЕС і визначається балансом активної потужності. При виникненні дефіциту потужності, що генерується, в системі відбувається зниження частоти до такого значення, при якому встановлюється новий баланс потужності, що генерується і споживається. При надлишку потужності, що генерується, навпаки, частота підвищується.

Якість електроенергії по частоті характеризується відхиленням частоти  $\Delta f$ :

$$\Delta f = f_{\phi} - f_{\text{ном}},$$

де  $f_{\text{ном}}$  – номінальне значення частоти, Гц;  $f_{\phi}$  – фактичне стале (виміряне) значення частоти, Гц.

Напруга у вузлах електроенергетичної системи може бути різною і визначається балансом реактивної потужності в цих вузлах. Відмінність фактичної сталої напруги  $U_{\phi}$  в заданій точці мережі від його номінального значення  $U_{\text{ном}}$  характеризується відхиленням напруги  $\delta U_{\phi}$ . Відхилення

напруги визначаються у відсотках від значення напруги, номінального для даного вузла ЕЕС:

$$\delta U_{\phi} = \frac{U_{\phi} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} 100.$$

Зміна рівня напруги у вузлі мережі при передачі електроенергії по її ділянці можна проілюструвати на прикладі, коли по лінії передаються активна  $P$  і реактивна  $Q$  потужності [7]. Заступна схема лінії наведена на рисунку 2.1.

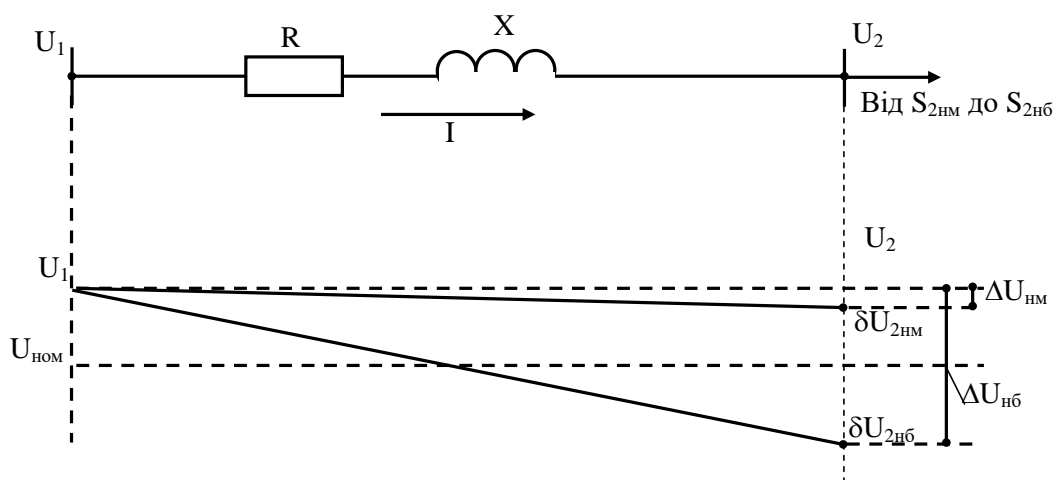


Рисунок 2.1 – Зміна відхилення напруги при відсутності регулювання

При даній потужності струм, що протікає по лінії, рівний  $I$ . При цьому і потужність  $\dot{S} = P + jQ$ , і струм  $\dot{I} = I_a - jI_p$ , і опори лінії  $\dot{Z} = R + jX$  є комплексними величинами. Тоді напруги  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_2$  по кінцях лінії будуть різними через падіння напруги в цій лінії. Якщо потужність передається в напрямі, показаному на рисунку, то напруга в кінці лінії буде нижча, ніж на початку. Різниця цих напруг (якби вона була виміряна вольтметром) називається втратою напруги. Втрата напруги – це різниця модулів напруг по кінцях лінії:

$$\Delta U = |\dot{U}_1| - |\dot{U}_2|.$$

На відміну від  $\Delta U$  різниця цих комплексних величин  $\dot{U}_1 - \dot{U}_2$  називається падінням напруги, яке рівне  $\Delta \dot{U} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 = \dot{I}(R + jX)$ .

Через те що падіння напруги – це комплексна величина, розрізняють його поздовжню і поперечну складові. Вони можуть бути розраховані за виразами:

для поздовжньої складової –

$$\Delta U' = \frac{PR + QX}{U_1}$$

і для поперечної складової –

$$\Delta U'' = \frac{PX - QX}{U_1}.$$

Ці вирази справедливі для будь-якого елемента передавальної або розподільної мережі.

Під час оцінки відхилень напруги  $\delta U_\phi$  на приймальному кінці даної лінії вимірюється саме напруга  $U_2$ . Тоді:

$$\delta U_\phi = \frac{U_{2\phi} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100\% .$$

Забезпечення вимог по допустимих відхиленнях напруги в кожній точці мережі без спеціальних регулюючих пристроїв можливо тільки тоді, коли сумарні втрати напруги відносно невеликі. Такі умови можуть бути в мережах відносно невеликої довжини з малою кількістю проміжних трансформацій і відносно невеликим навантаженням [7].

## 2.1 Основні поняття про регулювання напруги силовими трансформаторами

Сучасні ЕЕС характеризуються великою довжиною ліній різних номінальних напруг і багатоступінчатою трансформацією. Тому передача електроенергії від її джерел до приймачів, коли сумарні втрати напруги великі, неможлива без спеціальних засобів регулювання напруги.

У розподільних електричних мережах відхилення напруги звичайно визначаються в характерних точках. Це точки, віддалені від центрів живлення (ЦЖ), які обладнані трансформаторами з регульованим під навантаженням коефіцієнтів трансформації (РПН) [7, 9].

Добовий діапазон зміни навантаження споживача досить великий, що призводить до зміни втрат напруги в мережі, а отже, і до зміни відхилень напруги у вузлах. При цьому відхилення напруги від номінального значення в режимі найбільшого ( $\delta U_{2\text{нб}}$ ) і найменшого ( $\delta U_{2\text{нм}}$ ) навантаження можуть відрізнятися від допустимих значень. У ПУЕ рекомендується підтримувати напругу в ЦЖ на рівні не нижче 105 % номінального значення в режимі найбільшого навантаження і не вище 100 % – в режимі найменшого навантаження. Ця вимога відповідає принципу зустрічного регулювання напруги, для реалізації якого використовуються засоби регулювання напруги. На рис. 2.2 в якості такого засобу використовується трансформатор з РПН. Регулятор РПН залежно від струму  $I$  навантаження трансформатора змінює його коефіцієнт трансформації  $k_T$ , вводячи ту або іншу добавку напруги  $E$  так, що зі збільшенням струму  $k_T$  знижується і напруга на лінії підвищується. Навпаки, при зниженні струму навантаження  $k_T$  збільшується і напруга знижується. Тепер напруга в режимі найбільшого навантаження вище за  $U_{\text{ном}}$ , а в режимі найменшої – нижче.

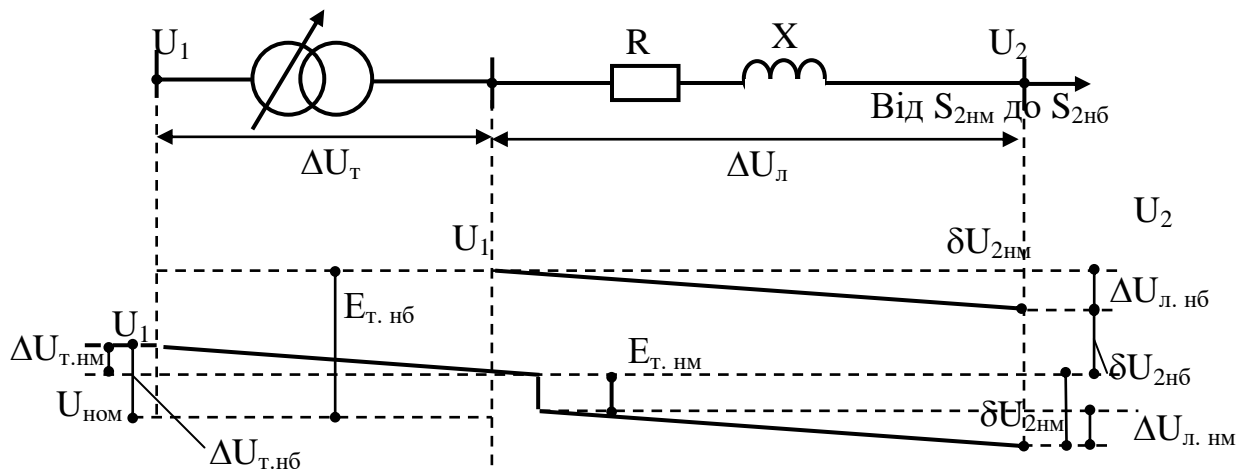


Рисунок 2.2 – Регулювання з допомогою РПН

Коефіцієнт трансформації змінюється так, що при проміжних навантаженнях  $\delta U_{2\text{нм}} < \delta U_{\text{пр}} < \delta U_{2\text{нб}}$ . Енергопостачальна організація може задавати години найбільшого і найменшого навантаження певними інтервалами часу протягом доби. Протягом цих інтервалів навантаження споживача може змінюватися, залишаючись відповідно в діапазонах найбільших або найменших значень. Тому і допустимі відхилення напруги повинні задаватися діапазонами окремо для режимів найбільшого і найменшого навантаження і підтримуватися в заданих діапазонах засобами регулювання напруги.

Регулювання за допомогою силових трансформаторів може як змінювати рівень напруги, так і перерозподіляти потоки потужності. В обох випадках для регулювання використовуються не тільки трансформатори, оснащені вбудованими регуляторами, а й спеціальні регульовальні трансформатори, що об'єднуються за схемою включення з силовим трансформатором або встановлювані незалежно. Відповідно до норм всі встановлювані на підстанціях і електростанціях трансформатори повинні мати пристрої РПН. Ця вимога не поширюється тільки на двообмоткових підвищувальних трансформаторних блоків електростанцій, так як в цьому випадку необхідні режими забезпечуються регулюванням збудження відповідного генератора [9].

Для двообмоткових трансформаторів досить забезпечити регулювання на одній обмотці. При цьому для зменшення маси струмоведучої системи обмотка ВН оснащується регулятором, що має менший номінальний струм. У трансформаторів вищих класів напруги розташовують вбудований регулятор з боку нейтралі обмотки ВН.

У триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів наявність тільки одного перемикача не дозволяє здійснювати незалежне регулювання для кожної з вторинних обмоток. Особливі труднощі виникають при регулюванні єдиним регулятором, встановленим в нейтралі автотрансформатора, тобто в загальній обмотці. Таке регулювання називається зв'язаним, так як одночасно змінює число витків обмоток ВН і СН.

Зв'язане регулювання на автотрансформаторі, отримує живлення з боку ВН або СН, призводить до неоднакового не тільки, за значенням, а й за знаком зміни напруги вторинних обмоток. Так, на понижуючому автотрансформаторі зменшення числа витків в нейтралі викликає збільшення напруги на стороні СН зниження напруги на стороні НН. Для підвищувального автотрансформатора зміни напруги на сторонах ВН і СН однакові як за значенням, так і за знаком.

Для понижуючого триобмоткового трансформатора регулювання у нейтралі обмотки ВН призводить до однакового по знаку і у відносному значенні зміни напруги на сторонах СН і НН; у підвищувальному трансформаторі і трансформатора, що живиться з боку СН, при такому регулюванні змінюється тільки напруга на стороні ВН при незмінній вторинній напрузі [7].

Забезпечити незалежне регулювання по обмотках, в тому числі виключити недоліки зв'язаного регулювання на автотрансформаторах, можливо шляхом установки двох незалежних регуляторів: вбудованих, або у вигляді додаткових регулювальних трансформаторів, або поєднанням вбудованого регулятора з регулювальним трансформатором. У всіх випадках незалежні засоби регулювання повинні розміщуватися на різних обмотках.

Регулювальний трансформатор (РТ) може бути включений або в нейтралі, або на лінійному виводі обмотки силового трансформатора (схема з лінійним регулятором). На практиці РТ в нейтралі застосовуються зазвичай у поєднанні з автотрансформаторами, лінійні ж РТ використовуються як для автотрансформаторів, так і для трансформаторів.

## **2.2 Аналіз способів регулювання напруги за допомогою силових трансформаторів**

Основним засобом регулювання напруги в розподільчих мережах електропостачальних систем є трансформатори районних підстанцій, оскільки вони можуть узгодити вимоги до напруги близьких і віддалених споживачів [7, 9].

Трансформатори можуть бути під'єднанні в різних пунктах електричних мереж, в яких режим напруги заздалегідь, як правило, невідомий і, крім того, може змінюватись в процесі експлуатації мережі. Тому трансформатори мають крім основних ще й регулювальні відгалуження. Змінюючи ці відгалуження, можна дещо змінити коефіцієнт трансформації (в межах 10-20%).

Як правило, регулювальні відгалуження виконуються на стороні високої напруги (ВН) трансформатора, яка має менший робочий струм. При цьому спрощується пристрій перемикачів. Додатковим засобом регулювання напруги є застосування вольтододаткових трансформаторів (ВДТ). Використання останніх дозволяє залежно від їх схеми вмикання вводити до вектора напруги мережі додаткову поздовжню, поперечну або поздовжньо-поперечну ЕРС і координувати тим самим не лише рівень напруги, а й потекорозподіл потужності в замкнутих мережах систем електропостачання.

Для трансформатора, що виконує функції регулювання, існують поняття діапазону регулювання (різницю найбільшої та найменшої напруги обмотки, одержуваних при регулюванні) і ступені регулювання (найменша різниця напруг, що забезпечується при регулюванні). Діапазон і крок регулювання, як

правило, виражаються у відсотках номінальної (середньої) напруги обмотки. Очевидно, що збільшення діапазону та зменшення ступеня дозволять поліпшити якість регулювання, проте це пов'язано зі складнішою конструкцією та збільшенням вартості трансформатора.

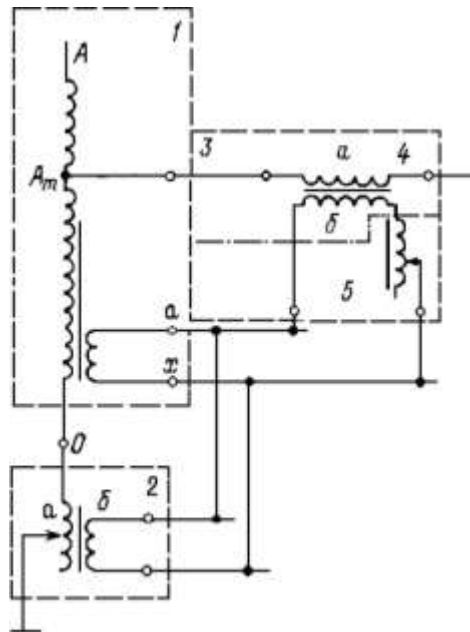


Рисунок 2.3 – Схема регулювання на автотрансформаторі з окремими регулювальними трансформаторами в нейтралі і на лінійному виводі (1 - автотрансформатор; 2, 3 - регулювальні трансформатори в нейтралі і на лінійному виводі відповідно; 4 – послідовний трансформатор; 5 - регулювальний автотрансформатор (а, б - обмотки послідовна і обмотки збудження)

При виборі кроку та діапазону регулювання враховуються, зокрема, вимоги до якості напруги у споживачів, які диктуються нормами, а також значення найбільшої робочої напруги обладнання. У цьому відношенні істотні два основних показники, нормованих: тривалі відхилення напруги, обумовлені повільними змінами режиму енергосистеми або навантажень, і короточасні зміни напруги, пов'язані з відносно швидкоплинними процесами (КЗ в мережі, пускові режими і т. п.). Як відхилення, так і зміна напруги (по ГОСТ - розмах



зміни напруги) виражаються у відсотках номінальної напруги. Допустиме значення першого показника залежно від виду споживача встановлюється в межах від -2,5 до +5%, або від -5 до +10%, або  $\pm 5\%$ ; значення другого - залежить від частоти повторення або від інтервалу між наступними, один за одними змінами напруги і, наприклад, для інтервалу від 1 с до 12 хв лежить в межах від 1,5 до 5%.

За умовами роботи ізоляції, а також нагрівання сталі понижувальних трансформаторів є обмеження по перевищенню найбільшої робочої напруги більш як номінальна за наступними значеннями: 20% в мережах напругою до 20 кВ включно, 15% в мережах 35-220 кВ, 10% в мережах 330 кВ і 5% у мережах більш високих класів напруги.

Виходячи із зазначених міркувань, сучасні трансформатори загального призначення зазвичай мають діапазон регулювання від  $\pm 10$  до  $\pm 12\%$  і крок регулювання від 1,25 до 1,8%. Раніше випускалися і продовжують експлуатуватися трансформатори з меншим діапазоном і більш грубим ступенем регулювання (2,5%).

Регулювання за допомогою РТ або силових трансформаторів може бути поздовжнім, поперечним і поздовжньо-поперечним («косим»). Поздовжнє регулювання забезпечує зміну тільки напруги на виході трансформатора, для поперечного-характерна зміна фазового зсуву, а при поздовжньо-поперечному одночасно змінюються значення і фаза регульованої напруги [9].

Для отримання ефекту поперечного регулювання обмотку збудження даної фази РТ слід включити на лінійну напругу двох інших фаз (рис. 2.4). На малюнку схема включення приведена тільки для фази А, для фаз В і С вона виконується аналогічно.

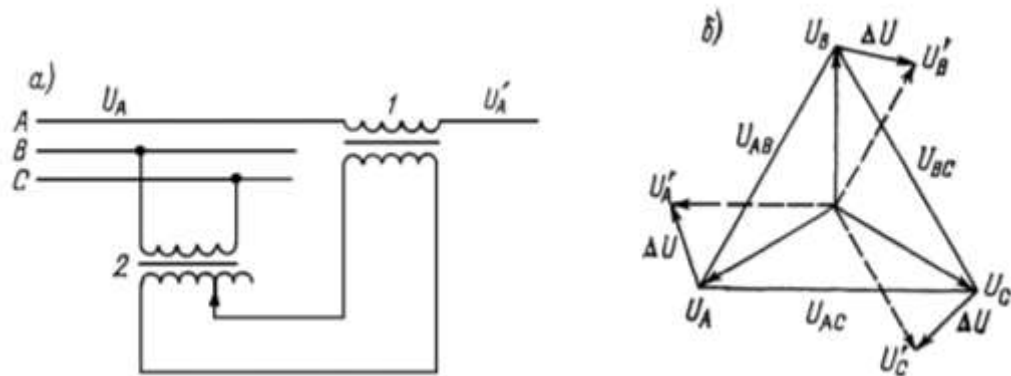


Рисунок 2.4 – Послідовний регулювальний трансформатор для поперечного регулювання: а - схема включення; б - векторна діаграма (1 послідовний трансформатор; 2 - регулювальний трансформатор; АС-добавка напруги, створювана послідовним регулятором)

Як впливає з векторної діаграми, при регулюванні за цією схемою, взагалі кажучи, зміниться не тільки фазовий зсув, а й модуль вектора напруги; проте зважаючи малості зміни модуля цією зміною зазвичай можна знехтувати.

При поздовжньо-поперечному регулюванні (рис. 2.5) вводяться дві незалежні додаткові (регульовані) напруги: збігаються по фазі з напругою мережі  $\Delta U_1$  із фазовим зсувом на  $90^\circ$ . При подібній схемі можливо незалежне регулювання як модуля напруги, так і фазового зсуву.

Серія послідовних РТ, призначених для включення до нейтралі обмотки ВН трансформаторів і автотрансформаторів напругою 110-500 кВ, позначається ВРТДНУ (вольтододатковий регулювальний трифазний трансформатор з системою охолодження Д, оснащений пристроєм РПН, вдосконаленої конструкції). Фактичний діапазон регулювання залежить від класу напруги обмотки силового трансформатора, послідовно з якої включений РТ, і може складати від  $\pm 18$  до  $\pm 40$  кВ.

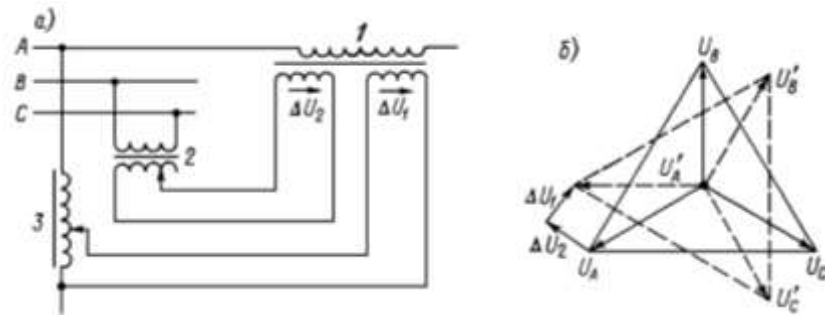


Рисунок 2.5 – Послідовний регулювальний трансформатор з незалежною зміною модуля і фазовим зсувом напруги: а - схема включення; б - векторна діаграма.

Лінійні регулювальні автотрансформатори випускаються серій ЛТДН і ЛТМН при системі охолодження відповідно Д і М на напругу від 6 до 38,5 кВ з межами регулювання  $\pm 10 \times 1,5\%$ . Випускається також серія лінійних РТ 6-10 кВ типу ЛТМ, призначених головним чином для включення безпосередньо в лінію (фідер), у тому числі на віддаленні від живильної підстанції [13].

У цих РТ передбачена додаткова обмотка НН, призначена для незалежного живлення с. н. Два варіанти схеми трансформатора серії ЛТМ, що розрізняються узгодженим або зустрічним включенням регулювальної обмотки, представлені на рис. 2.6. Ці трансформатори випускаються з межами регулювання  $\pm 8 \times 1,2\%$ .

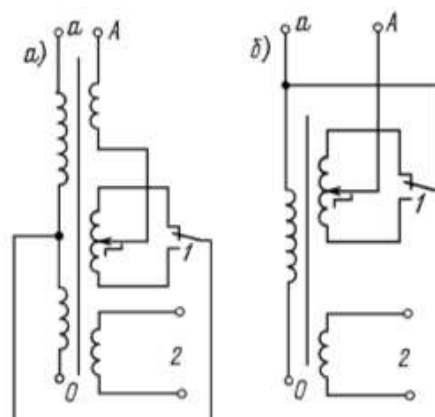


Рисунок 2.6 – Схема регулюючого автотрансформатора серії ЛТМ: а – узгоджене включення; б - зустрічне включення; 1 - реверсор; 2 - незалежна обмотка с. н.

Однофазний РТ для поперечного регулювання розроблений для роботи в нейтралі автотрансформатора типу АОДЦТН-333000/750/330. Його регулювальні характеристики обрані виходячи з умов оптимізації режимів спільної роботи мереж 750 і 330 кВ півдня країни. Схема включення РТ в трифазній групі силових автотрансформаторів представлена на рис. 2.7 [14].

Тип регулювального трансформатора - ОДЦТНП-92000/150 (буква П означає поперечне регулювання), номінальна потужність регулювальної та обмоток збудження по 70 МВ\*А, компенсаційної - 22 МВ\*А. З урахуванням параметрів силового автотрансформатора, забезпеченого вбудованим поздовжнім регулюванням під навантаженням, і РТ поперечного регулювання забезпечується можливість взаємного повороту векторів напруги ВН і СН на кут до 10-12 °.

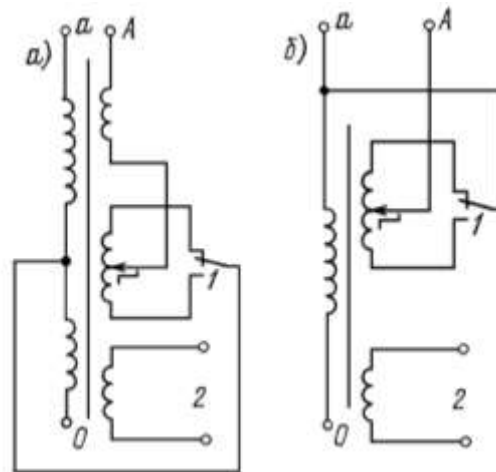


Рисунок 2.7 – Схема регулюючого автотрансформатора серії ЛТМ: а – узгоджене включення; б - зустрічне включення; 1 - реверсор; 2 - незалежна обмотка с. н.

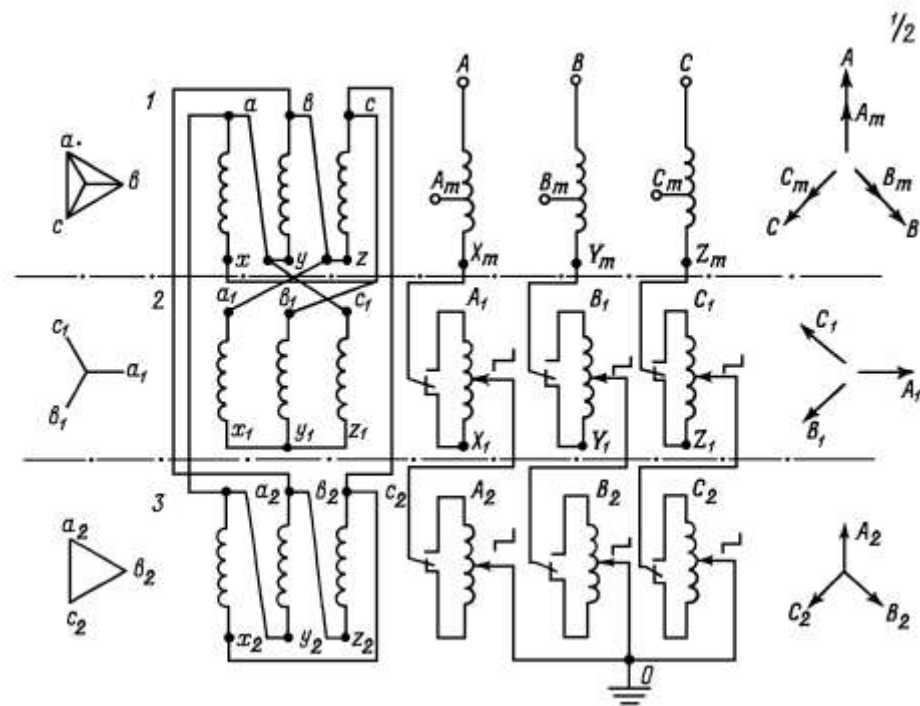


Рисунок 2.8 – Схема включення трансформатора поперечного регулювання і векторні діаграми для окремих елементів трансформатора (1 - основні обмотки головного трансформатора; 2 - трансформатор поперечного регулювання; 3 - регулювальні обмотки поздовжнього регулювання головного трансформатора)

### 2.3 Регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів

Трансформатори й автотрансформатори можуть мати пристрої регулювання напруги [10]:

1. Пристрій для переключення відгалужень обмотки при відключеному трансформаторі від мережі - ПБЗ (переключення без збудження).
2. Пристрій для переключення відгалужень обмотки при роботі трансформатора в мережі - РПН (регулювання під навантаженням).

Трансформатори з ПБЗ:

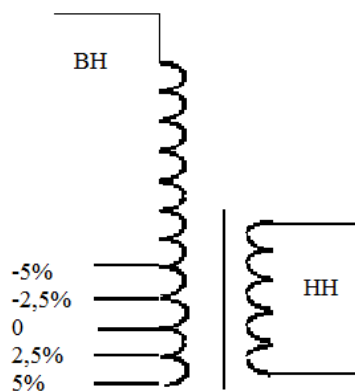


Рисунок 2.9 – Принципова схема ПБЗ з основним і чотирма додатковими відгалуженнями

В даний час виготовляють ПБЗ з основним і чотирма додатковими відгалуженнями.

Основне відгалуження має рівень напруги, який дорівнює номінальному значенню. При використанні чотирьох додаткових коефіцієнт трансформації змінюється. ПБЗ виконується на обмотці вищої напруги трансформатора.

Двообмоткові трансформатори з РПН:

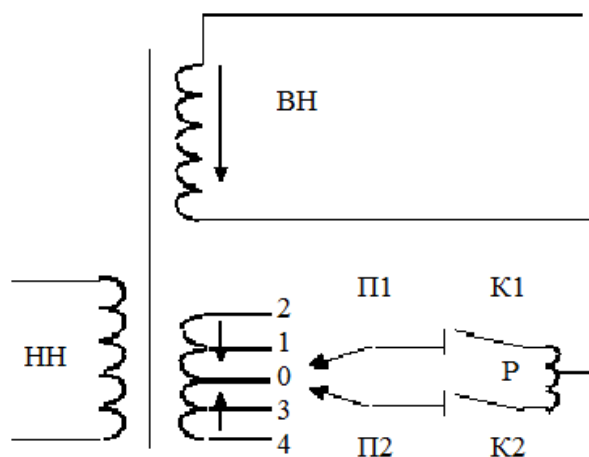


Рисунок 2.10 – Принципова схема двообмоткового трансформатора з РПН

Ці трансформатори мають спеціальний пристрій для виконання переключень при роботі трансформатора з навантаженням. Цей пристрій має значно більше відгалужень. Відгалуження виконуються на боці вищої напруги по причинам:

- менше  $I_{ном}$  обмотки;
- більше витків основної обмотки, що дозволяє зменшити дискретність зміни напруги при переході з одного на інше відгалуження;
- котушка з обмоткою ВН знаходиться ближче до баку бо надягнута на котушку з обмоткою НН. У такому разі простіше виконати пристрій щодо регулювання напруги трансформатора.

Обмотка вищої напруги складається з двох частин - нерегульованої і регульованої. На регульованій є ряд відгалужень. Пристрій може бути підключено до одного з відгалужень, але напруга підводиться і до основного (нульового) відгалуження. При використанні відгалужень 1-2 магнітний потік у додаткових відгалуженнях спрямований так само як і потік в основній нерегульованій частині обмотки (основна і додаткова частини включені відповідно) і коефіцієнт трансформації трансформатора більше. Тому що напруга на повторній обмотці дорівнює

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_r} = \frac{U_1 - \Delta U_r}{K_r},$$

то при збільшенні  $K_t$  напруга на стороні НН зменшується. При використанні відгалужень 3-4 магнітний потік у додаткових відгалуженнях спрямований назустріч потокові в основній нерегульованій частині обмотки (основна і додаткова частини включені зустрічно) і коефіцієнт трансформації трансформатора зменшується, а значить напруга на боці НН зростає.

Відповідно включені відгалуження позначають "+", а зустрічне включення відгалужень позначають "-". Порядок переходу у відгалуження 0 на 1 (перемикачі П1 і П2 не мають пристрою гасіння дуги і не можуть розривати

ланцюга із струмом; контактори К1 і К2 можуть гасити дугу і виконувати комутації під навантаженням):

1. Відключають К1.
2. Переключають П1 (перемикач без струму) на 1 відгалуження.
3. Включають К1. Під дією ЕРС витка обмотки в контурі П1, К1, реактор, К2, П2 виникає зрівняльний струм. Значення струму визначається ЕРС витка обмотки й опором реактора. Реактор потрібний для обмеження зрівнюючого струму.

4. Відключають К2.
5. Перекладають П2 на 1 відгалуження.
6. Включають К2.

Автотрансформатори можуть мати [14]:

- пристрій регулювання напруги в нейтралі, тобто з боку нульового виводу обмотки ВН (випускались промисловістю раніше);
- пристрій регулювання з боку лінійного виводу обмотки СН (випускаються зараз) фазу А.

На рис. 2.11 показано фазу А (три обмотки: вищої напруги ВН; середньої напруги СН; нижчої напруги НН) автотрансформатора, схема заміщення при наявності пристрою з боку нульового виводу обмотки ВН.

Цілком очевидно, що при переході з одного відгалуження на інше змінюються коефіцієнти трансформації  $K_{\text{АТВ-С}}$  і  $K_{\text{АТВ-Н}}$ . Якщо розглянути, як змінюються  $K_{\text{ат в-с}}$  і  $K_{\text{ат в-н}}$  при позитивній добавці напруги пристроєм регулювання в порівнянні з номінальними коефіцієнтами трансформації, то можна зробити висновок, що  $K_{\text{ат в-с}}$  зменшиться, а  $K_{\text{ат в-н}}$  збільшиться:

$$K_{\text{В-С}} = \frac{U_{\text{В}}}{U_{\text{С}}}, K_{\text{В-С}} = \frac{U_{\text{В}} + \delta U}{U_{\text{С}} + \delta U},$$

$$K_{\text{В-Н}} = \frac{U_{\text{В}}}{U_{\text{Н}}}, K_{\text{В-Н}} = \frac{U_{\text{В}} + \delta U}{U_{\text{Н}} + \delta U}.$$



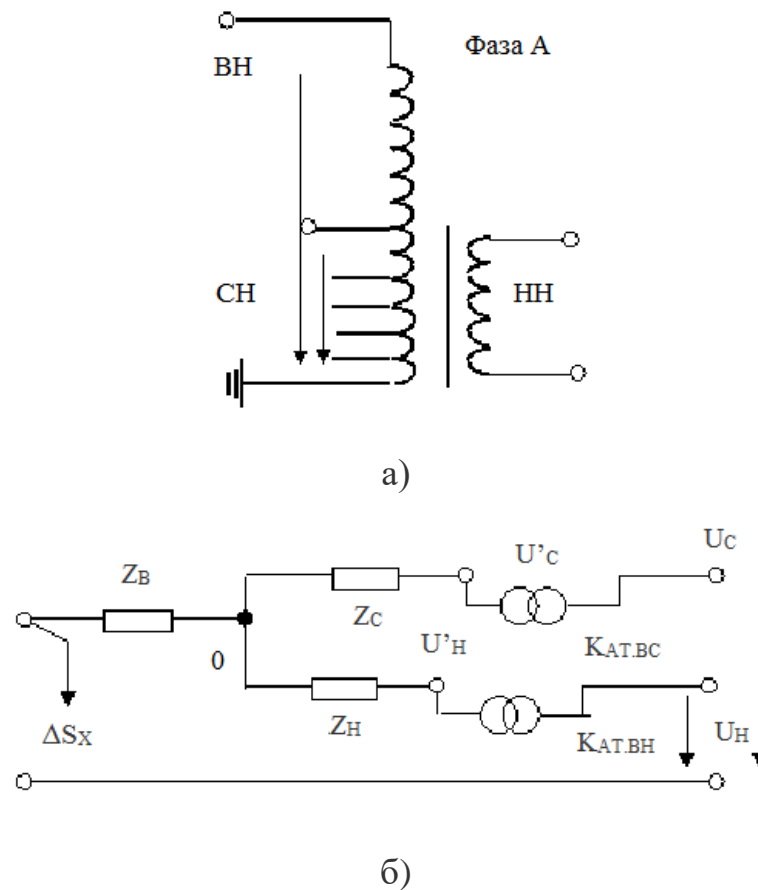


Рисунок 2.11 – Автотрансформатор: а) фаза А (три обмотки: вищої напруги ВН; середньої напруги СН; нижчої напруги НН) автотрансформатора, б) схема заміщення при наявності пристрою з боку нульового виводу обмотки ВН

При негативній добавці напруги пристроєм - навпаки. Звідси випливає, що при установці пристрою регулювання в нейтралі автотрансформатора відбувається неузгоджене регулювання напруги на шинах обмоток СН і НН, тобто при підвищенні напруги на шинах СН напруга на шинах НН знижується і навпаки. Але споживачі, які підключені до шин СН і НН, розташовані в приблизно одному територіальному районі і їх навантаження змінюються подібно. Якщо росте споживана потужність на стороні СН автотрансформатора, то росте споживана потужність і на стороні НН. Напругу необхідно збільшувати як на стороні СН, так і на стороні НН автотрансформатора, а зробити це неможливо.

Вольтододаткові агрегати (вольтододаткові трансформатори або лінійні регулятори). Вольтододаткові агрегати (ВДА) складаються з послідовного трансформатора і живлячого трансформатора з РПН. За допомогою ВДА в ланцюг дії ЕРС основного трансформатора вводиться додаткова ЕРС, регульована під навантаженням по рівню, знаку і фазі. ВДА, у якого повторна обмотка послідовного трансформатора включається з боку нейтралі однієї з обмоток основного трансформатора (у двообмоткових трансформаторів в обмотку ВН, у триобмоткових трансформаторів в обмотки ВН або СН) називається вольтододатковим трансформатором і використовується частіше на електричних станціях [13].

ВДА що включаються на виводи повторної обмотки трансформаторів або на початку лінії від шин підстанції називається лінійним регулятором.

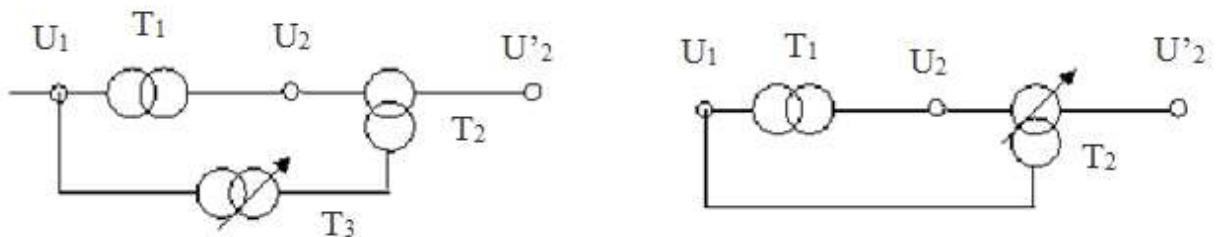


Рисунок 2.12 – Схема підключення ВДА

На рис. 2.12 прийняті позначення: T1 - основний трансформатор; T2 - послідовний (лінійний); T3 - живлячий. ВДА складається з послідовного трансформатора і живлячого трансформаторів. Первинна обмотка послідовного трансформатора включається послідовно в ланцюг. У ній створюється додаткова ЕДС. Повторна обмотка послідовного трансформатора пов'язана з первинною обмоткою живлячого трансформатора. Повторна обмотка T3 може включатися на фазу А, лінійні напруги АС, ВС і т.д. (рис. 2.13).

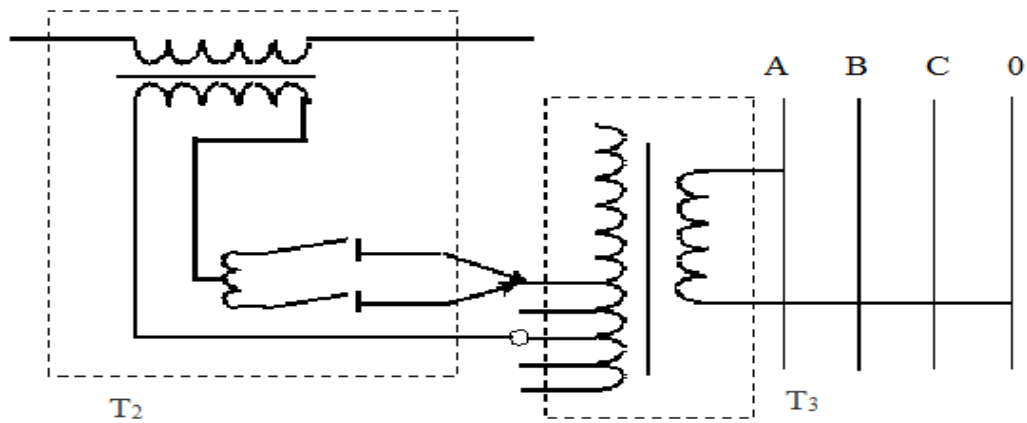


Рисунок 2.13 – ВДА для фази А при включенні ТЗ на фази А

На рис. 2.14 показані векторні діаграми напруги фази А при різноманітному вмиканні напруги живлячого трансформатора ВДА.

РПН послідовного трансформатора забезпечує зміну добавки напруги  $\Delta E$ , утвореної ВДА.

Різнманітне вмикання живлячого трансформатора ТЗ забезпечує кут між вектором напруги фази А и вектором добавки  $\Delta E$ :

$$\bar{U}'_A = \bar{U}_A \pm \Delta \bar{E}$$

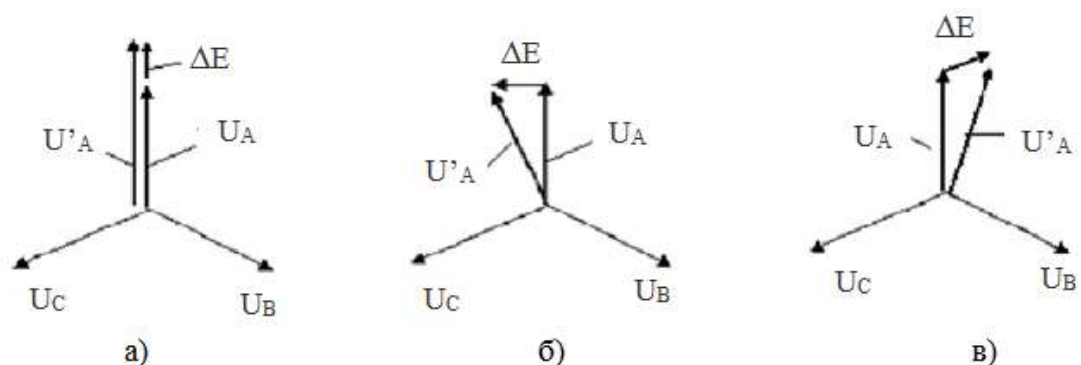


Рисунок 2.14 – Векторна діаграма фази А

При підключенні живлячого трансформатора ТЗ на фазу А забезпечується повздовжнє регулювання напруги (рис. 2.14, а).

При підключенні живлячого трансформатора ТЗ на лінійну напругу В-С забезпечується поперечне регулювання напруги (рис. 2.14, б).

При підключенні трансформатора ТЗ на лінійну напругу С-А забезпечується повздовжньо-поперечне регулювання напруги (рис. 2.14, в).

### **3 ЗАДАЧІ КЕРУВАННЯ ПОТОКАМИ ПОТУЖНОСТІ ТА НАПРУГОЮ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

Загальна структура комплексу задач оперативного та автоматичного керування приведена на рис. 3.1. Ці задачі умовно можна розділити на три групи [10]:

- 1) інформаційні задачі оперативного керування;
- 2) аналітичні задачі оперативного керування, включаючи задачі оцінки режиму і задачі-порадники диспетчера;
- 3) задача автоматичного керування.

Кожна група складається з комплексів задач, які мають єдину інформаційну базу і зв'язані з об'єктом керування та диспетчером. Всі задачі діляться на дві групи: розв'язувані автоматично і розв'язувані за участю диспетчерського персоналу.

Важливу роль при формуванні задач оперативного та автоматичного керування режимами відіграє їхнє математичне забезпечення. При формуванні автоматичного забезпечення виявляються такі основні тенденції [10, 20, 26]:

- перехід від алгоритмів і програм, призначених для виконання окремих видів розрахунків, до комплексних алгоритмів і програм для розв'язку груп взаємозалежних задач;
- формування кола задач, які забезпечують рішення значних технологічних проблем на єдиній інформаційній базі;
- розвиток і об'єднання функціональних комплексів із створенням інформаційно-обчислювальних систем АСДК (ІОС АСДК) і перспективної організації ієрархічної взаємодії цих систем;
- переважний розвиток математичного забезпечення для розв'язку задач нижчих рівнів керування режимами - короткострокового планування, оперативного й автоматичного керування;

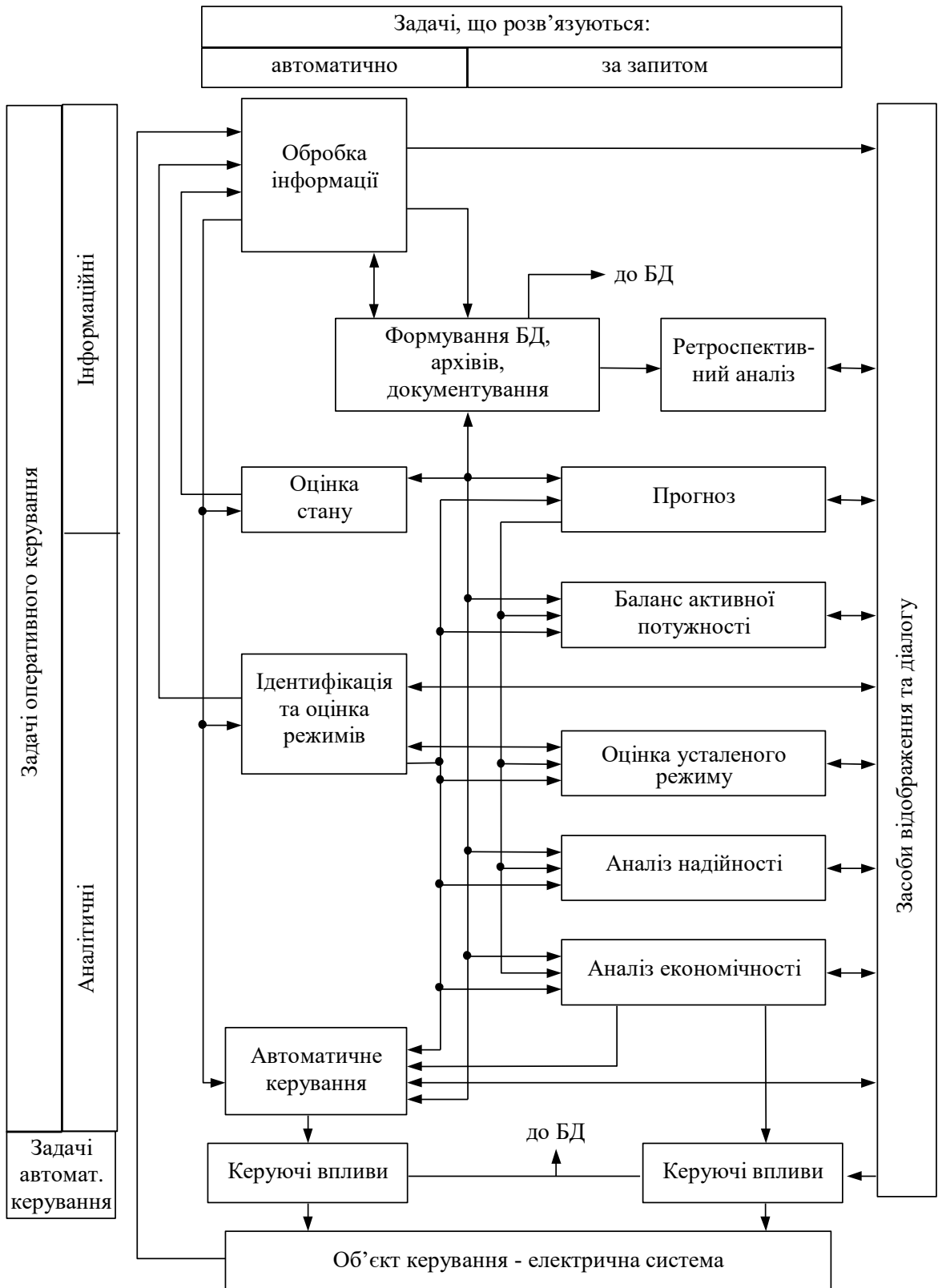


Рисунок 3.1 – Структура комплексу задач оперативного та автоматичного керування

- розробка спрощених математичних моделей, які дозволяють порівняно просто, за прийнятний для керування час і з достатньою точністю одержати керуючі впливи для реалізації оптимального режиму, а також задач інформаційного обслуговування диспетчерського персоналу.

Специфічною вимогою до задач оперативного керування є те, що ними користується безпосередньо диспетчер, тому доступ до програм повинний бути дуже простий, введення вихідної інформації мінімальне. Всі розрахунки повинні бути максимально автоматизовані, а результати доступні. Тому необхідно максимально автоматизувати введення вихідної інформації, використовувати програми оцінювання стану системи [21, 22].

Група інформаційних задач за допомогою різноманітних засобів відображення (мнемосхем, приладів, дисплеїв і т. ін.) забезпечує диспетчера інформацією, необхідною йому для оперативного контролю поточного режиму роботи енергосистеми, ретроспективного аналізу, а також здійснює автоматичне або за запитом формування звітної диспетчерської документації. Крім того, частина цієї інформації використовується в якості вхідних даних для вирішення задач планування режимів, виробничо-статистичної звітності та ін. В процесі створення та розвитку оперативного керування саме ця задача є базовою і являє собою необхідний мінімум автоматизації оперативного керування на підставі інформації, що формується цією задачею, диспетчер робить висновок про припустимість або неприпустимість режиму, приймає рішення про необхідність його зміни, визначає обсяг і місце додатку необхідних для цього керуючих впливів (КП) і передає КП на об'єкт керування. При визначенні КП диспетчер керується, як правило, власним досвідом, диспетчерськими інструкціями, розрахунками, заздалегідь проведеними робітниками технологічних служб і т.ін. [10].

В ряді випадків КП, вибрані диспетчером, можуть виявитися неоптимальними, недостатніми, а інколи і неправильними. Крім того, навіть володіючи вичерпною інформацією про параметри режиму, диспетчер не завжди в стані вчасно оцінити необхідність змінити його. Для ліквідації або

істотного зменшення імовірності виникнення подібних ситуацій передбачені аналітичні задачі оперативного керування. Ці задачі допомагають диспетчеру: ідентифікувати режим з точки зору надійності (нормальний, обтяжений) і економічності або ідентифікувати ситуацію (наприклад, визначити причину різкої зміни режиму); змодельовати (оцінити) наслідки тих або інших КП; вибрати компенсуючі пристрої, необхідні для досягнення заданих критеріїв якості, надійності або економічності режиму.

В роботі також буде розглянуто автоматизовану систему керування (АСК) підприємством електричних мереж – це людино-машинна система, що здійснює автоматизований збір і обробку інформації для оптимізації режимів, а також розвитку електричних мереж і підстанцій, для підвищення економічності і надійності електропостачання споживачів при встановленій якості електричної енергії [10]. Задачі автоматичного керування, що реалізуються за допомогою ОІК, передбачені для керування в нормальному (системи регулювання частоти і перетоків активної потужності АРЧП, системи регулювання напруги) та аварійному (системи, що координують протиаварійну автоматику) режимах. В контурі автоматичного керування роль диспетчера зводиться до контролю за станом і налагодженням АСК, а також до корекції їхніх уставок.



## **4 КОНСТРУКТИВНІ ОСОБЛИВОСТІ ТА СХЕМИ ПРИСТРОЇВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

### **4.1 Будова та класифікація пристроїв РПН**

Пристрої РПН розрізняються за такими класифікаційними ознаками:

- тип струмообмежувального елемента – пристрої резисторного та реакторного типів;

- наявність контактора – пристрої з контакторами та без контакторів (вибирачі під навантаженням). Схеми, що відповідають цій класифікації, розглянуті вище. Головна конструктивна особливість перемикальних пристроїв резисторів – наявність швидкодіючого пружинно-акумуляуючого механізму, який забезпечує завершення перемикання без зупинки в проміжному положенні незалежно від наявності електроживлення приводного механізму;

- тип комутації струму: гасіння дуги в трансформаторному маслі, зазвичай застосовуються дугогасильні контакти, що гасять дугу в об'ємі масла контактора без спеціальних пристроїв форсованого дугогасіння (дугтя); гасіння дуги у вакуумі; застосування бездугового вимкнення струму за допомогою тиристорів; змішані способи комутації, наприклад, вмикання струму контактами, а вимкнення тиристорами [16].

Умови гасіння дуги в контакторах і вибирачах під навантаженням залежать від виду струмообмежувальних елементів і від середовища, в якому здійснюється гасіння дуги. Процес розриву струму дугогасильними контактними вузлами відбувається таким чином. При розходженні контактів між ними виникає електрична дуга і струм продовжує протікати через плазмовий дуговий стовп. В масляному дугогасильному середовищі дуга горить в газовому середовищі, що складається з продуктів термічного розкладання масла і парів металів, з яких виготовлені контакти. При гасінні дуги у вакуумі – практично тільки з парів металу контактів.

Інтенсивність дуги залежить від значення струму, що протікає в колі в момент розходження контактів. В міру збільшення відстані між контактами

опір дугового стовпа зростає, проте поки струм великий, воно залишається достатньо малим і не викликає помітного обмеження цього струму. Якщо у момент переходу струму через нуль концентрація іонів середовища виявляється достатньо малою, дуга стає нестійкою і гасне. Після припинення струму починається процес відновлення електричної міцності контактного проміжку і процес відновлення напруги між контактами. Якщо швидкість першого з цих процесів більша швидкості другого, дуга не поновлюється. Якщо навпаки, то дуга відновиться і горітиме до наступного переходу струму через нульове значення.

Процес відновлення напруги протікає по-різному залежно від виду струмообмежувального елемента. У перемикальних пристроях резисторного типу напруга відновлення практично точно збігається за фазою зі струмом, тому швидкість відновлення напруги зазвичай невелика.

У пристроях реакторного типу у момент переходу струму через нуль напруга максимальна, тому швидкість відновлення напруги значно більша. В результаті в перемикальних пристроях реакторного типу з розривом дуги в маслі час горіння дуги може складати декілька півперіодів, тоді як у пристроях резисторного типу він при неаварійних навантаженнях зазвичай не перевищує одного півперіоду. Внаслідок цього термін служби контактів в цих пристроях у декілька разів більший, ніж в реакторних. Застосування шунтувального резистора в схемі реакторного перемикального пристрою, (показаний на рис. 4.1) зменшує час горіння дуги до 2-3 півперіодів, що дає збільшення терміну служби контактів в 3-4 рази.

Істотним недоліком перемикальних пристроїв з розривом дуги в маслі є необхідність достатньо частої зміни масла, що особливо незручно в установках з високою інтенсивністю роботи РПН. Цей недолік відсутній у цих перемикальних пристроїв з розривом дуги в спеціальних вакуумних дугогасильних камерах. Швидка конденсація пари тугоплавкого металу у момент переходу струму через нуль і практично відсутність іншого газового середовища, що іонізується, забезпечує надзвичайно високу швидкість

відновлення електричної міцності. Тому практично за будь-яких неаварійних навантажень дуга гасне при першому переході струму через нуль [14].

На швидкість відновлення напруги впливає також деяка (зазвичай невелика) індуктивність ступені, яка комутується.

У вакуумних дугогасильних камерах (ВДК) через надто швидке відновлення електричної міцності дугового проміжку в них може відбуватися передчасний розрив струму до його переходу через нуль – так званий зріз струму, що може призводити до перенапруг. У пристроях резисторного типу для зменшення перенапруги застосовуються конденсатори, а в реакторних – нелінійні резистори (варистори). В наш час випускаються ВДК із зниженими, причому обов'язково нормованими струмами зрізу, що полегшує захист від перенапруги.

Електричні приводні механізми складаються з електродвигуна, системи керування, сигналізації і захисту та системи механічного передавання (редуктора).

Як електроприводи в наш час застосовуються виключно асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором загального промислового призначення.

Система керування забезпечує виконання таких функцій і вимог:

- вмикання електродвигуна в заданому напрямі його обертання за допомогою зовнішнього командного апарата або пристрою автоматики. Для цієї мети використовуються магнітні пускачі, що забезпечують пуск і реверс;

- здійснення перемикання на необхідну кількість положень і точної зупинки на будь-якому положенні. Ступінь точності зупинки визначається вимогами надійності роботи пристрою. Для достатньо точної зупинки часто застосовуються спеціальні методи гальмування електродвигуна, наприклад, динамічне гальмування шляхом подання на вимкнений двигун постійної напруги від допоміжного джерела. Застосовується спосіб гальмування шляхом приєднання конденсаторів для запобігання заходу привода за крайні положення. Застосовується і електричне і механічне блокування;

- забезпечення безупинного проходу "мертвих ступенів";

– забезпечення доведення привода до нормального положення після перерви і подальшого відновлення живлення;

– при необхідності синхронної роботи декількох приводів, наприклад, при паралельній роботі трансформаторів, повинне бути забезпечене узгодження роботи приводів по положеннях (номерах відгалужень).

Система сигналізації повинна забезпечувати такі функції [13]:

- сигналізацію про знаходження привода в нормальному положенні;
- сигналізацію про знаходження привода в стані перемикавання;
- відображення номера положення перемикального пристрою.

Повинен бути покажчик положення як на самому приводі, так і на пульті керування перемикальним пристроєм. Для місцевого відображення положення застосовується механічний покажчик, а для дистанційного – синхронне передавання кута повороту за допомогою сельсинів або за допомогою системи "реостатний датчик-логометр".

Система захисту повинна забезпечувати:

- захист від перевантаження електродвигуна при аварійному зростанні крутного моменту;
- захист від коротких замикань в електричній схемі приводу;
- захист від перемикань при аварійному перевантаженні або короткому замиканні трансформатора.

Система механічного передавання обертання від валу електродвигуна до вихідного вала привода (редуктор) повинна забезпечувати необхідну швидкість обертання цього вала. Застосовуються як зубчаті, так і черв'ячні передачі.

Умовно розрізняють тихохідні і швидкохідні приводні механізми. Одному перемикальню пристрою РПН відповідає один оберт приводного механізму або навіть  $1/2$  обороту (при використанні положення "міст") перемикального пристрою. В цьому випадку час одного перемикавання складає зазвичай близько 1,5–3 с. У швидкохідних приводних механізмах на одне перемикавання пристрою відбувається декілька обертів вала (наприклад, 33), а час перемикавання становить 5–8 с.

Передбачається також керування приводом за допомогою рукоятки при проведенні випробувань і налагоджувальних робіт.

Корпус приводного механізму забезпечує захист від вологи, опадів і випадкового контакту персоналу з частинами, що обертаються і знаходяться під напругою.

Перемикальні пристрої резисторного типу (рис. 4.1, а) зазвичай складаються з двох конструктивних вузлів – механізму перемикання і приводного механізму [14, 16].

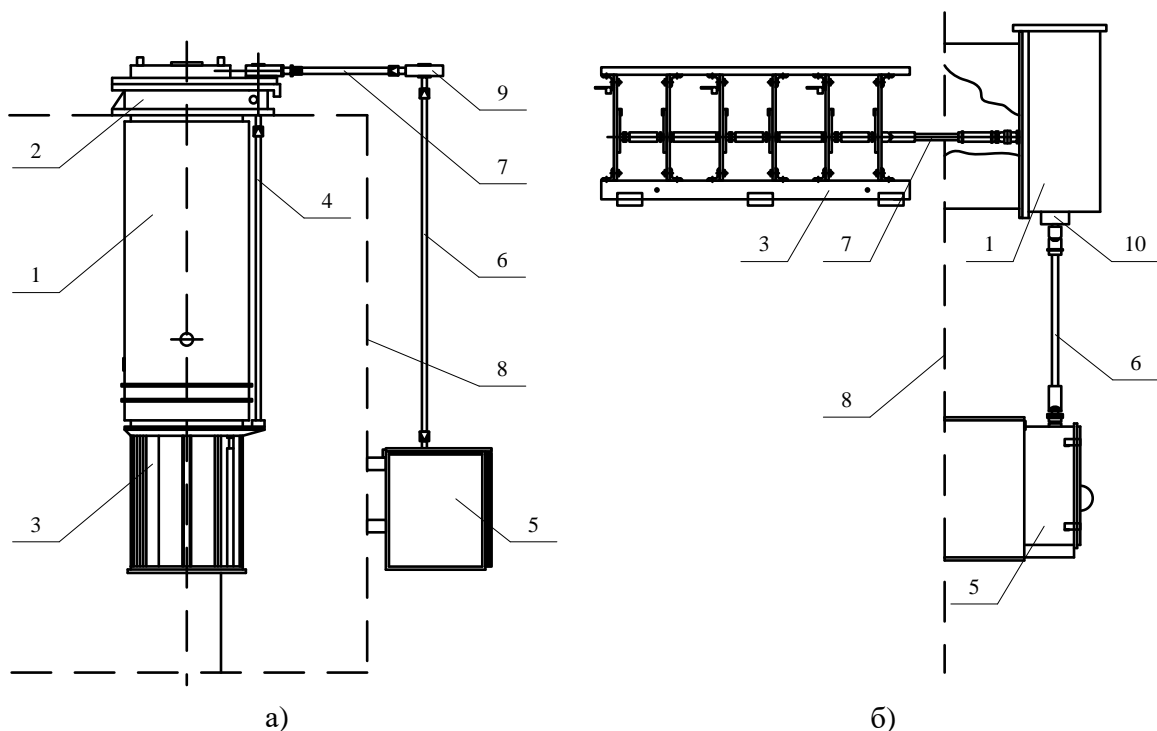


Рисунок 4.1 – Схеми компоновки пристроїв РПН

а – резисторного типу; б – реакторного типу. 1 – контактор, 2 – головка контактора, 3 – вибирач, 4 – внутрішній вертикальний вал, 5 – приводний механізм, 6 – зовнішній вертикальний вал, 7 – горизонтальний вал, 8 – стінка бака, 9 – кінцева передача, 10 – сальник

Механізм перемикання – це вибирач з передвибирачем і контактором, виконаних як єдина елементна одиниця. Найбільш поширена так звана заглиблена конструкція пристрою РПН. Компоновка такого пристрою показана

на рис. 4.1,а). Аналогічно встановлюються на трансформатор вибирачі під навантаженням як реакторного, так і резистивного типу. Механізм перемикачів розміщується в основному баку трансформатора або в окремому відсіку (інколи). Масло в баку контактора відокремлене від масляного об'єму трансформатора. Конструкція повинна забезпечувати можливість вилучення контактора та заміни масла в ньому без зливу масла з бака трансформатора. Масляний об'єм контактора з'єднаний з окремим відсіком розширювача трансформатора і забезпечується захистом від аварійних режимів (газове реле, реле тиску або захисна мембрана).

У реакторних пристроях РПН вибирач і контактор є зазвичай окремими складовими одиницями і встановлюються на трансформатор окремо. Типова компоновка такого пристрою показана на рис. 4.1,б).

Найбільш простим з регуляторів є вбудований в трансформатор пристрій перемикачів без збудження (ПБЗ), що змінює коефіцієнт трансформації на відключеному від мережі трансформаторі. Пристрій ПБЗ складається з перемикача відгалужень і привода.

Пристрої ПБЗ трансформаторів загального призначення виконуються з ручним приводом, виконаним у вигляді рукоятки, виведеної, як правило, на кришку трансформатора. Цей привід обладнаний пристосуванням, що надійно фіксує пристрій ПБЗ в кожному його робочому положенні, відповідно вибраному відгалуженню обмотки. Число таких положень зазвичай не більше 5, діапазон регулювання не перевищує  $\pm 5\%$ .

Для здійснення перемикачів необхідно вимкнути трансформатор вимикачами підстанцій і роз'єднувачами, звільнити фіксатор, повернути рукоятку в нове положення, після чого знову встановити фіксатор.

Зрозуміло, що таке перемикачів не може здійснюватися часто. Його застосовують в таких випадках:

- встановлення відгалуження, яке забезпечує середній рівень напруги, вищий в той період року, коли навантаження більші, і нижчий – при менших навантаженнях (сезонне регулювання);

– коли необхідно встановити коефіцієнт трансформації так, щоб отримати заданий середній рівень вторинної напруги, при первинній напрузі, характерній для даного місця встановлення трансформатора. Можливо, зокрема, що трансформатор вибраний із запасом за потужністю з розрахунку на розвиток мережі і збільшення навантаження споживача. В цьому випадку напруга може бути підвищена, коли будуть приєднуватися нові навантаження (адаптивне регулювання).

Прикладом пристрою ПБЗ є однофазний перемикач барабанного типу П-6, що забезпечує регулювання у межах п'яти положень (рис. 4.2). Контактна система перемикача складається з шести нерухомих контактів і рухомого кільцевого контакту К, що замикає залежно від свого стану ту чи іншу суміжну пару нерухомих контактів. Пружинні контактні кільця переміщуються по колу колінчастим валом, вісь якого за допомогою ізолюючої штанги з'єднується з ручним приводом, розташованим на кришці трансформатора або на стінці бака [17, 18].

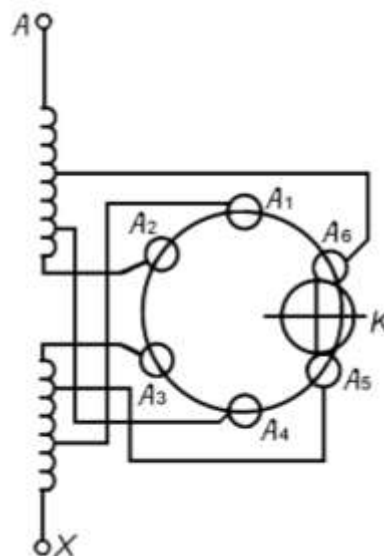


Рисунок 4.2 – Схема перемикачання відгалужень пристрою ПБЗ типу П-6

Перемикачі типу П-6 випускаються на напругу від 11 до 110 кВ і на струми від 100 до 200 А. Для регулювання в трьох фазах трансформатора

встановлюються три однофазних перемикача; керування перемикачами фаз може бути або незалежним, або трифазним.

У конструкції перемикачів барабанного типу крім кільцевих контактів використовуються також сегментні та ламельні контакти. Поряд з перемикачами барабанного типу на практиці застосовуються і перемикачі ПБЗ рейкового типу з ламельними контактами.

У перемикаючих пристроїв слід розрізняти число ступенів регулювання і число положень перемикача: число ступенів - це число змін коефіцієнта трансформації в діапазоні регулювання трансформатора; число положень перемикаючого пристрою - це сумарне число фіксованих положень за вказівником положень перемикача. У загальному випадку число ступенів і число положень не однакові. Оскільки навантаження, а, отже, і напруга, може змінюватися протягом доби, а здійснювати перемикання з такою частотою неможливо, то зрозуміло, що ПБЗ не може забезпечити регулювання напруги навіть у простих випадках [17].

#### **4.2 Схеми пристроїв РПН та послідовність роботи їх контактів**

Частина обмотки, забезпечена відводами для зміни коефіцієнта трансформації, носить назву регульовальної обмотки (РО). Пристрій, який безпосередньо здійснює вибір відводу, на який переключається РО, називається вибирачем. Конструкції трансформаторів з РПН виконуються за однією з трьох основних схем регулювання (рис. 4.3): без реверсування, з реверсуванням, з використанням грубого регулювання. Реверсування або підключення грубого регулювання здійснюються так званим передвибирачем. У деяких пристроях РПН передвибирач використовується для перемикання обмоток (без навантаження) з зірки на трикутник.

Схема регулювання без реверсування найбільш проста, проте її недоліком є РО збільшених розмірів. У схемі з реверсуванням діапазон регулювання подвоюється в порівнянні з числом відводів РО. Повний діапазон



регулювання у цій схемі використовується при дворазовому обході всіх ступенів РО: один раз при узгодженому включенні включенні витків РО та основної частини обмотки, другий раз - при зустрічному.

При третьому варіанті схеми регулювання РО ділиться на дві рівні частини - грубого і тонкого регулювання РО, і подвоєння числа ступенів регулювання забезпечується за рахунок двократного обходу РО тонкого регулювання при введеному та при виведеному грубому регулюванні [16].

Струмообмежувальний опір дозволяє уникнути закорочування витків ступенів РО і разом з тим виключити розрив струмоведучого ланцюга в ході перемикання. За типом використовуваних струмообмежувальних опорів розрізняють пристрої РПН з індуктивними опорами (реакторний тип) і з активними (резистивний). У трансформаторобудуванні застосовуються конструкції контакторів з розривом дуги в оливі, в повітрі, в газі, у вакуумі; створені також і перемикачі із застосуванням напівпровідників для забезпечення перемикачів без розриву дуги.

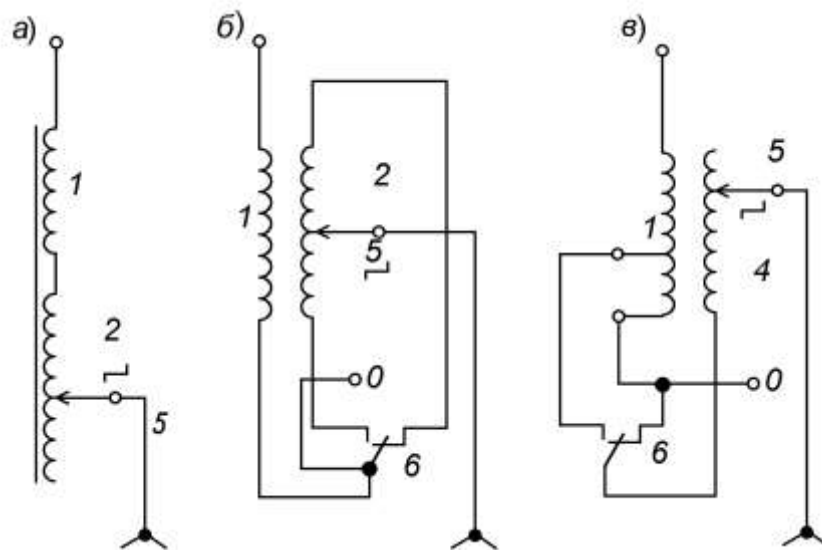


Рисунок 4.3 – Основні схеми регулювальної обмотки: а) без реверсу;

б) з реверсом; в) з грубим регулюванням

1 – основна частина обмотки; 2 – регулювальна обмотка; 3 – грубе регулювання РО; 4 – тонке регулювання РО; 5 – вибирач; 6 – передвибирач

У малопотужних пристроях РПН можливе відключення струму безпосередньо виборцями, які для цієї мети додатково посилюються і називаються виборцями-контакторами. Відзначимо також, що для полегшення роботи дугогасильних контактів в ряді конструкцій пристроїв РПН застосовуються додаткові активні опори, шунтуючі контакти.

У всіх конструкціях РПН контакти, що розривають дугу, розміщуються в окремому баку, непов'язаному з баком трансформатора, з тим щоб не знижувати електричну міцність ізоляції трансформатора продуктами розкладання оливи під впливом електричної дуги.

Залежно від типу струмообмежувального елемента розрізняють реакторні і резисторні пристрої РПН [14, 16]. Реактори або резистори призначені для обмеження значення струму, під час переходу з одного відгалуження на друге. На рисунку 4.4 наведена найбільш поширена схема пристрою РПН і послідовність операцій контактів однієї фази реакторного РПН з симетричним приєднанням реактора.

Реактор виконаний таким чином, що коефіцієнт зв'язку між двома половинами його обмотки рівний одиниці, тобто взаємна індуктивність між ними рівна індуктивності кожній з них. Такий реактор з трьома виводами, по суті, є автотрансформатором з коефіцієнтом трансформації 2. Індуктивність реактора найчастіше вибирається такою, щоб циркулюючий струм дорівнював половині номінального струму пристрою.

У початковому стані (рис. 4.4, а) обидва рухомі контакти вибирача ( $B_1$  і  $B_2$ ) встановлено на його нерухомий контакт, який з'єднаний з виводом 1 регулювальної обмотки, а обидва контактні вузли контактора ( $K_1$  і  $K_2$ ) замкнено. Через кожну вітку схеми протікає половина струму навантаження  $I_n$ .

Перемикання починається з розмикання контактів  $K_2$ . Ці контакти вимикають струм  $0,5I_n$ . Після згасання електричної дуги (рис. 4.4, б) весь струм  $I_n$  протікає через контакти  $B_1$  і  $K_1$ . Між розімкненими контактами  $K_2$  прикладена напруга на реакторі.

Контакт  $B_2$  вибирача без струму переходить на вивід 2 регулювальної



На рисунку 4.4: РО – регулювальна обмотка; КС – ступінь комутації; 0 – зовнішній вивід пристрою; 1, 2, 3 – відгалуження РО;  $V_1$ ,  $V_2$  – контакти вибирача;  $K_1$ ,  $K_2$  – контакти контактора; Р – реактор;  $U_c$  – напруга ступені;  $I_n$  – струм навантаження;  $I_c$  – циркулюючий струм

Після замикання контактів  $K_2$  встановлюється положення моста (рис. 4.4, г). Струм навантаження знову розподіляється порівну між вітками, але окрім цього струму в них тепер протікає також циркулюючий струм. У колі  $V_1$ – $K_1$  він геометрично складається з половиною струму навантаження, а в колі  $V_2$ – $K_2$  – віднімається. Далі розмикаються контакти  $K_1$ , вимикаючи струм, рівний геометричній сумі половини струму навантаження і циркулюючого струму. Після згасання дуги (рис. 4.4, д) струм навантаження протікає через контакти  $V_2$  і  $K_2$ . Між розімкненими контактами  $K_1$  прикладена напруга, рівна геометричній сумі напруги ступені і напруги на реакторі. Тепер контакт вибирача переходить без струму на вивід 2 (рис. 4.4,е), після чого контакти  $K_1$  замикаються. Процес перемикання з відгалуження 1 на відгалуження 2 завершений. На рис. 4.5 показана кутова діаграма перемикання, яка відповідає послідовності на рис. 4.4. Зазвичай приймається, хоча це і необов'язково, що перемиканням на одне положення відповідає один оберт електропривода.

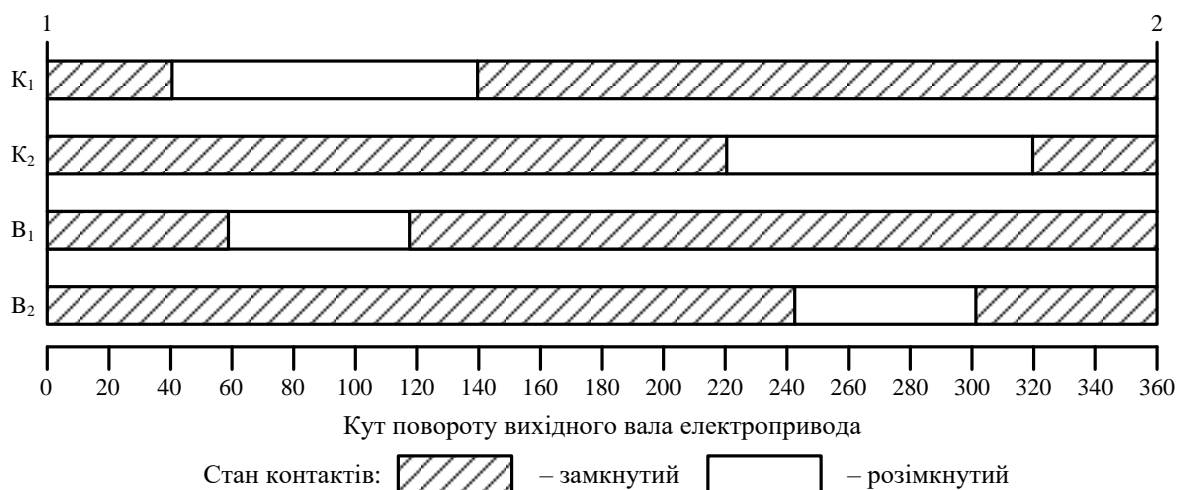


Рисунок 4.5 – Кутова діаграма роботи пристрою РПН реакторного типу

1, 2 – номери положень;  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $K_1$ ,  $K_2$  – діаграми стану контактів

Перемикання з відгалуження 2 на відгалуження 1 здійснюється у зворотному порядку. При цьому контакти  $K_1$  розмикають половину струму навантаження, а контакти  $K_2$  – геометричну різницю половини струму навантаження і циркулюючого струму.

Реактор розрахований на протікання струму протягом тривалого проміжку часу, тому положення моста, показане на рисунку 4.4, г), в деяких випадках використовується як нормальне положення пристрою РПН. Напруга в цьому положенні рівна середньому арифметичному значенню напруги двох сусідніх відгалужень регулювальної обмотки.

Оскільки циркулюючий струм є чисто індуктивним струмом, то найбільш важкі умови роботи контактів  $K$  будуть при індуктивному навантаженні, коли струми навантаження і циркулюючий та відповідна цим струмам напруга між розімкненими контактами (напруги відновлення) складаються алгебраїчно. Навпаки, контакти  $K_2$  працюють в цьому випадку за найбільш легких умов, оскільки вимикають різницю струмів. При активному навантаженні струми і напруга складаються і віднімаються, тому умови роботи обох контактних груп однакові.

Важливо відзначити, що коефіцієнт потужності навантаження впливає тільки на значення струмів і напруги. Зміщення фаз між струмом і напругою для реакторних пристроїв РПН завжди рівне  $90^\circ$ .

На рис. 4.6, наведена найбільш поширена симетрична схема і послідовність операцій контактів однієї фази пристрою РПН резисторного типу [16].

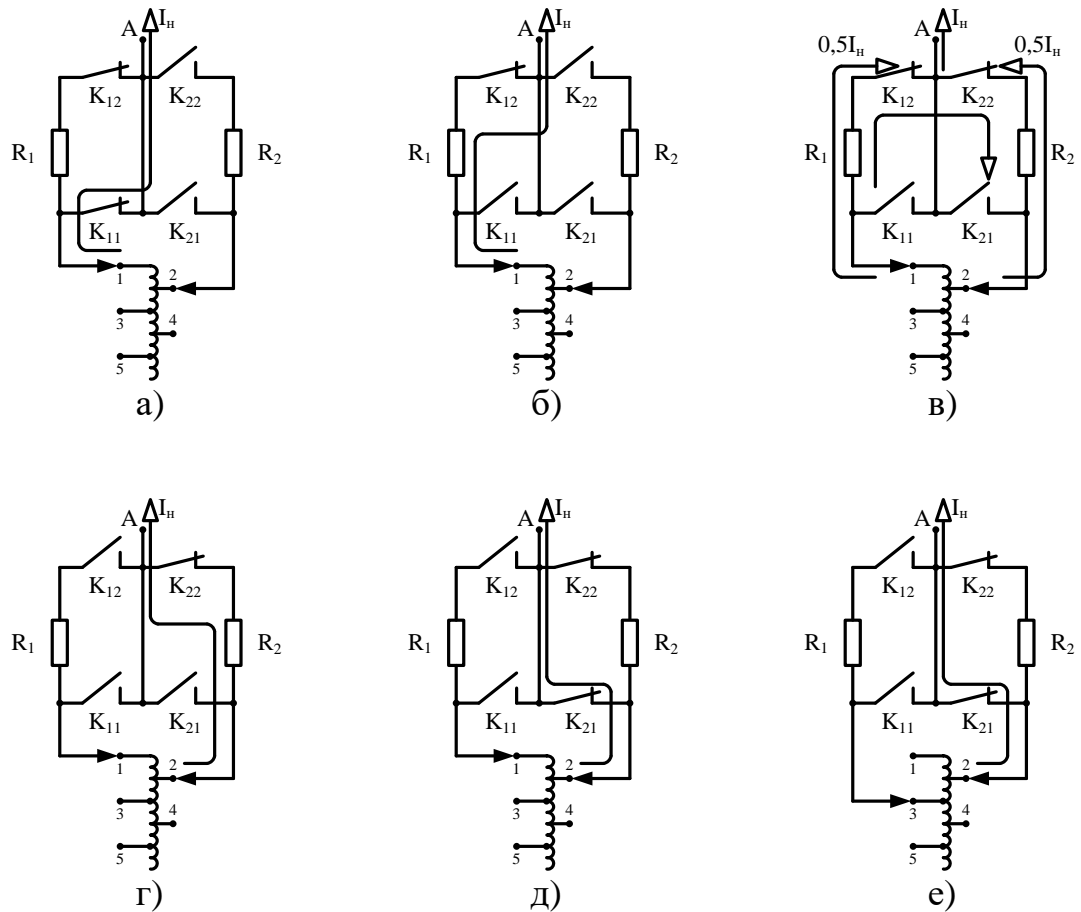


Рисунок 4.6 – Схема і послідовність роботи РПН резисторного типу

$K_{11}$ ,  $K_{12}$ ,  $K_{21}$ ,  $K_{22}$ , – контакти контактора;  $R_1$ ,  $R_2$  – резистори.

У схемі є два струмообмежуючих резистори з однаковими опорами. Дана схема має дві суттєві відмінності від схеми реакторного типу. По-перше, один з рухомих контактів пристрою для перемикання ( $B_1$ ) комутує тільки непарні, а інший ( $B_2$ ) – тільки парні відгалуження регульовальної обмотки. По-друге, резистори, не розраховані на тривале протікання струму, тому в нормальних положеннях вони зашунтовані, а перемикання контактора повинне здійснюватися достатньо швидко. Зазвичай це досягається шляхом застосування пружинного механізму.

Опір резисторів вибирається так, щоб циркулюючий струм, як і в реакторній схемі, був би рівний половині номінального струму навантаження. У початковому стані (рис. 4.6,а) рухомі контакти вибирача  $B_1$  і  $B_2$  встановлені на його нерухомі контакти, з'єднані відповідно з виводами 1 і 2 регульовальної

обмотки, замкнуті контактні вузли непарної половини контактора ( $K_1$  і  $K_2$ ). Через контакти  $K_1$  і  $K_2$  протікає струм навантаження  $I_H$ , а парна вітка струмом не обтікається.

Перемикання починається з розмикання контактів  $K_{11}$ . Ці контакти вимикають струм  $I_H$ . Після згасання електричної дуги (рис. 4.6, б) цей струм  $I_H$  протікає через контакти вибирача  $B_1$ , резистор  $R_1$  і контакти контактора  $K_{12}$ . Напряга між розімкненими контактами  $K_{11}$  рівна спаду напруги на резисторі  $R_1$ .

Далі замикаються контакти  $K_{22}$  парної вітки контактора і встановлюється положення моста (рис. 4.6, в). При цьому струм навантаження розподіляється порівну між вітками, крім того, в них тепер протікає циркулюючий струм. У колі  $B_1-R_1-K_{12}$  він геометрично складається з половиною струму навантаження, а в колі  $B_2-R_2-K_{12}$  – віднімається.

Тепер розмикаються контакти  $K_{12}$ . Після згасання дуги (рис. 4.6, г) струм навантаження протікає через контакти вибирача  $B_2$ , резистор  $R_2$  і контакти контактора  $K_{22}$ . Між розімкненими контактами  $K_{12}$  прикладена напряга, рівна геометричній сумі напруги ступені і спаду напруги на резисторі  $R_2$ , в колі не змінюються, а напряга між контактами  $K_2$  стає рівною геометричній різниці напруги ступені і напруги на реакторі.

Після цього замикаються контакти контактора  $K_{21}$  і шунтують резистор  $R_2$  (рис. 4.6, д). Таким чином, процес перемикання з відгалуження 1 на відгалуження 2 завершився без перемикання вибирача.

Контакт  $B_1$  вибирача переходить (природно, без струму) на вивід 3 (рис. 4.6, е) лише спочатку процесу перемикання з відгалуження 2 на відгалуження 4.

На рис. 4.7, а) наведена кутова діаграма перемикання вибирача резистора, відповідна послідовності на рис. 4.6. Показано перемикання на три положення.

У загальному випадку перехід вибирача з одного нормального положення в інше здійснюється тільки тоді, коли попереднє перемикання було

зроблене в ту саму сторону. Якщо напрям перемикання був зворотним, перемикається тільки контактор, а вибирач не перемикається.

Рухомий контакт області вибирача, який обтікається струмом, на будь-якому положенні перемикального пристрою замкнутий на рухомий контакт, з'єднаний з виводом, номер якого збігається з номером положення. Інший контакт вибирача у всіх положеннях, окрім крайніх, замкнутий на нерухомий контакт, відповідний тому положенню, з якого було здійснено попереднє перемикання.

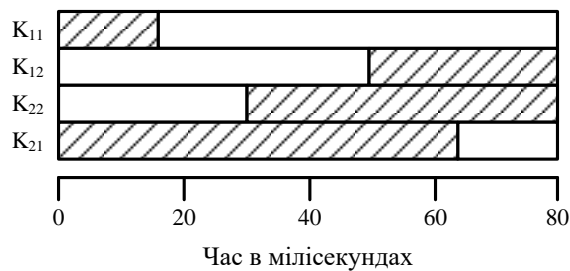
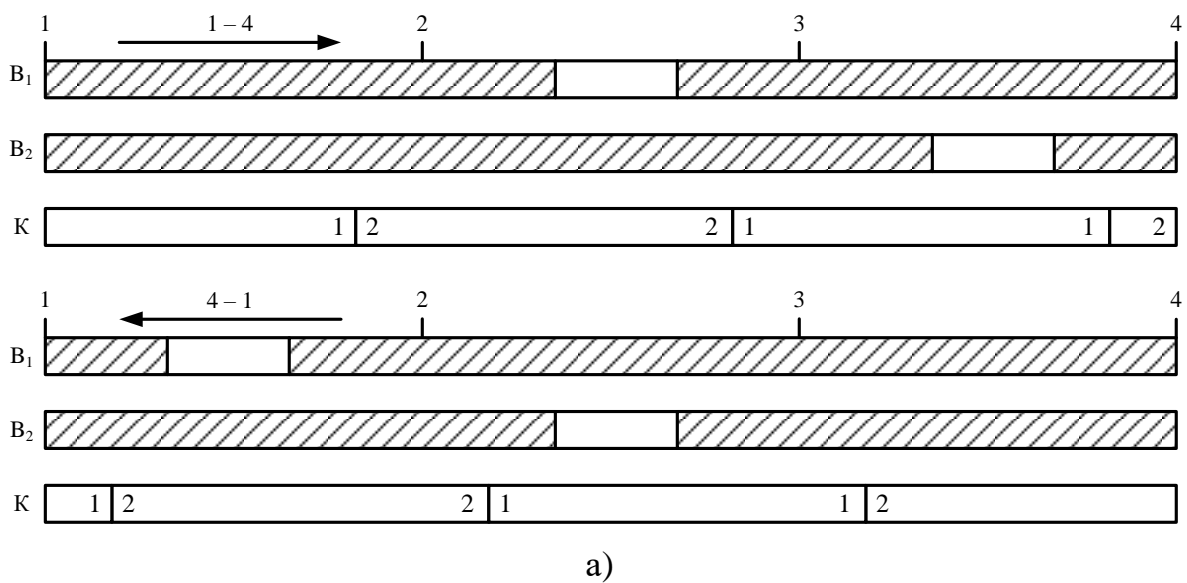


Рисунок 4.7 – Діаграми роботи резисторного пристрою РПН:

а – кутова діаграма; б – часова діаграма роботи контактів контактора. 1,2,3 – номери положень;  $B_1$ ,  $B_2$  – діаграми станів контактів вибирача;  $K$  – діаграма положень контактора (1 – непарне, 2 – парне); 1-4 і 4-1 – напрями перемикання;  $K_{11}$ ,  $K_{12}$ ,  $K_{21}$ ,  $K_{22}$  – діаграми станів контактів контактора



Розглянутий порядок перемикання, що досягається спеціальним пристроєм кінематики, дозволяє уникнути зайвих перемикань вибирача і добитися однакових кутів між положеннями приводного вала, відповідними перемиканням вибирача і контактора, незалежно від напрямку обертання [16].

На кутовій діаграмі (рис. 4.7, а) кожне перемикання контактора (К) подане однією лінією, оскільки в масштабі цієї діаграми кут повороту вала, що відповідає цьому перемикаючому досить малий. "Розгортка" процесу перемикання контактора подана на рис. 4.7, б) у вигляді часової діаграми.

Вплив коефіцієнта потужності навантаження протилежний тому, який має місце для реакторного пристрою (циркулюючий струм є чисто активним струмом, тому найбільш важкі умови роботи контактів симетричного резистивного пристрою виникають при активному навантаженні). Коефіцієнт потужності навантаження впливає тільки на значення струмів і напруги. Зміщення фаз між струмом і напругою для резисторів пристрою РПН завжди рівне  $0^\circ$ .

Показані на схемах дугогасильні контактні вузли виконуються із спеціальних дугостійких металокерамічних матеріалів, застосовуються також вакуумні дугогасильні камери. Контакти цих елементів зазвичай мають достатньо високий електричний опір, тому контактори таких пристроїв РПН додатково забезпечуються спеціальними контактами, які тривалий час проводять струм і не призначені для гасіння електричної дуги. Наприклад, у вказаних схемах вони вмикаються паралельно контактам  $K_1$  і  $K_2$  (рис. 4.4) або паралельно контактам  $K_{11}$  і  $K_{21}$  (рис. 4.6). Ці контакти розмикаються раніше і замикаються пізніше ніж відповідні дугогасильні контакти.

Крім показаних на рис. 4.4 і 4.6, відомі також інші схеми пристроїв РПН. Для прикладу на рис. 4.8 наведені ще одні схеми. На рис. 4.8, а) показана симетрична схема реакторного типу з мостовим вмиканням дугогасильного контактного вузла. Ця схема працює згідно з діаграмою, подібною до показаної на рис. 4.5, проте в моменти, показані на цій діаграмі як моменти розмикання контактів  $K_1$  або  $K_2$ , відбувається спочатку розмикання головних контактів  $\Gamma_1$  і

$\Gamma_2$ , а потім – контактів Д. У моменти, показані на цій діаграмі як моменти замикання контактів  $K_1$  або  $K_2$ , спочатку замикаються контакти Д, а потім – контакти  $\Gamma_1$  і  $\Gamma_2$ . Таким чином, єдиний дугогасильний контактний вузол Д спрацьовує двічі за час перемикання. У цій схемі часто застосовується вмикання допоміжного резистора, який поперемінно шунтує кожен з послідовних розривів для полегшення гасіння дуги.

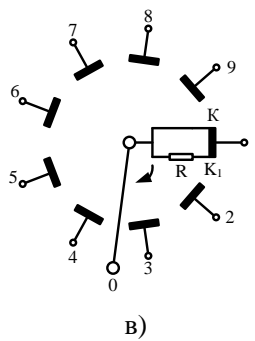
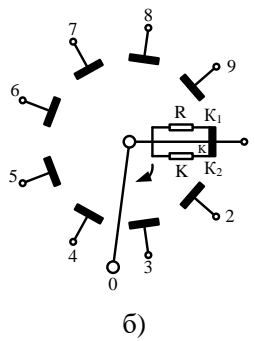
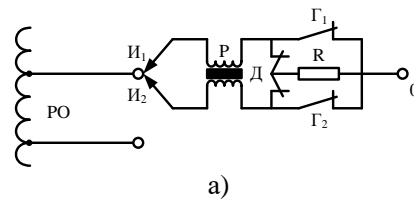


Рисунок 4.8 – Деякі варіанти схем пристроїв РПН

а) – схема пристрою РПН реакторного типу з мостовим вмиканням дугогасильних контактів; б) – симетрична схема вибирача резистора під навантаженням; в) – несиметрична схема резистора вибирача під навантаженням

На рисунку 4.8:  $\Gamma_1, \Gamma_2$  – головні струмопровідні контакти,  $\Delta$  – дугогасильні контакти; 1–9 – нерухомі контакти, приєднані до відгалужень РО;  $R$  – резистори;  $K_1, K_2$  – контакти резисторів;  $K$  – головний дугогасильний контакт. На рис. 4.8, б показана схема вибирача під навантаженням з розміщенням струмообмежувальних резисторів на частині (роторі) пристрою, що обертається. Розглядаючи процеси, що відбуваються при обертанні ротора, легко переконатися, що в цій схемі здійснюється такий же цикл роботи, що і в схемі на рис. 4.7. При цьому контакти  $K_1$  і  $K_2$  працюють в тих же умовах, що і контакти  $K_{12}$  і  $K_{22}$ , а контакт  $\Delta$  суміщає в собі функції контактів  $K_{11}$  і  $K_{21}$ .

Досить широко застосовується несиметрична схема (реакторна – з вмиканням реактора тільки в одну з віток і резистивна – з одним резистором замість двох) [16]. Така схема (для вибирача під навантаженням) наведена на рис. 4.8, в). Циркулюючий струм у цій схемі зазвичай вибирається рівний номінальному струму навантаження. Щоб уникнути арифметичного складання цих струмів і суттєвого погіршення умов горіння дуги (вимикання подвійного струму), струмообмежувальний пристрій вмикається в ту вітку, яка розмикається першою при перемиканні пристрою в напрямі, відповідному підвищенню напруги на вторинній стороні трансформатора (незалежно від того, на якій стороні вбудований пристрій). Зрозуміло, що несиметрична схема повинна застосовуватися тільки для трансформаторів, які працюють або тільки для підвищення, або тільки для зниження напруги. Практично цю умову задовольняють всі трансформатори, окрім трансформаторів зв'язку енергосистем.

### **4.3 Послідовність роботи приводних механізмів пристроїв РПН**

Одним з головних елементів пристрою РПН є приводний механізм, основними вузлами якого є електродвигун, редуктор і електрична схема керування з захистом і блокуванням. Механізм забезпечує перемикання пристрою РПН з точною зупинкою на фіксованих положеннях і може

управлятися як автоматично, так і вручну (безпосередньо з місця або дистанційно - зі щита керування). Керування здійснюється спеціальним режимним ключем, можливо також і перемикання приводного механізму спеціальною рукояткою. Однак перемикання за допомогою рукоятки використовується, як правило, тільки при ремонті або налагодження пристрою РПН і його приводу, а на трансформаторі, що знаходиться під напругою, цей спосіб перемикання не рекомендується через можливість неправильної зупинки пристрою і ненормальною тривалості циклу перемикання. Зауважимо, що при вставленій в привід рукоятці, кола електричного управління приводом з метою безпеки оператора розриваються [16].

Привід пристрою РПН оснащується блокуваннями, що не допускають перехід механізму за крайні положення перемикача, а саме електричним блокуванням, що здійснюється за допомогою кінцевих вимикачів, та механічного утримувача. Блокується також робота приводу при зниженій температурі оливи в баку трансформатора (контактора). Справа в тому, що при низькій температурі оливи різко зростає його в'язкість, і, як наслідок, збільшуються механічні навантаження на рухомі деталі пристрою РПН, а також сповільнюється робота кінематики. Все це може привести до пошкодження пристрою і виходу з ладу трансформатора, тому Правила технічної експлуатації дозволяють включати в роботу пристрою РПН трансформаторів тільки за температури верхніх шарів оливи  $-20^{\circ}\text{C}$  і вище, роблячи виняток лише для пристрою РПН з швидкодіючим контактором, забезпеченим підігрівом. При справному підігріві таким пристроєм допустимо оперувати при температурі вище  $-45^{\circ}\text{C}$ .

На приводі пристрою РПН також передбачаються показники положення пристрою - місцевий у вигляді лімба з цифровими позначеннями в шафі приводу і дистанційний у вигляді сельсина або логометра; є лічильник числа спрацьовувань, а також місцева та дистанційна сигналізація роботи електродвигуна приводу і наявності живлення.

При груповій роботі декількох пристроїв РПН (при паралельній роботі трансформаторів або спільній роботі трьох однофазних пристроїв) приводні механізми оснащуються спеціальною схемою електричного керування, що забезпечує їх узгоджену роботу.

Автоматичне керування режимами напруги та потужності в мережах електричних систем забезпечується пристроями, що застосовуються окремо або в комплексному поєднанні: силовими трансформаторами з пристроями РПН; ВДТ поздовжнього та поздовжньо-поперечного вмикання, батареями конденсаторів, увімкненими за схемами поздовжньої та поперечної компенсації; синхронними компенсаторами та статичними тиристорними компенсаторами, що розташовані в розподільчій мережі, але переважно в місцях сукупного розташування основного обладнання для спрощення обслуговування, заміни чи ремонту [10].

## 5 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ЗАСТОСУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

### 5.1 Умови здійснення перемикачів для зміни коефіцієнта трансформації

Зміна коефіцієнта трансформації за допомогою перемикача ПБЗ проводиться при відключенні трансформатора і заземлення для забезпечення безпеки підйому персоналу на його кришку до приводу перемикача (заземлювати трансформатор не потрібно, якщо привід перемикача виведений на бічну стінку трансформатора). При кожному перемикачній в цілях очищення контактів від шару оксидів і шламу необхідно перевести перемикач від одного до іншого крайнього положення не менше п'яти разів, після чого встановити його в потрібне положення, керуючись відмітками на приводі перемикача і зафіксувати рукоятку приводу стопорним болтом. Про виконаній перестановці перемикача робиться запис в оперативній документації. Негайно по включенні трансформатора, на якому був переставлений перемикач ПБЗ, необхідно перевірити режим роботи трансформатора, уточнивши по приладах значення навантаження і рівні напруги на вторинних обмотках трансформатора і зіставивши їх з очікуваними розрахунковими. Слід перевірити також навантаження паралельно працюючого трансформатора (трансформаторів) для виявлення можливого розбіжності коефіцієнтів трансформації при появі зрівняльного струму [10].

Трансформатори з пристроями РПН повинні бути, як правило, оснащені блоками АРТ -1Н і тільки при відмові або плановому ремонті автомата пристрій РПН перекладається на ручне (дистанційне) управління. Якщо дистанційне керування непрацездатне, допустимо тимчасово, до усунення несправності, здійснювати місцеве управління приводом самого пристрою, тобто оперувати кнопками, встановленими безпосередньо в приводі. Як вже вказувалося, оперувати пристроєм РПН за допомогою рукоятки на трансформаторі, що знаходиться під напругою, не рекомендується. У разі

безумовної необхідності перемикання приводу рукояткою слід пам'ятати, що оскільки при вставленій в привід рукоятці електрична схема управління виведена з дії, то не діє і блокування за навантаженням і по температурі оливи. Тому оперативний персонал повинен додатково проконтролювати відсутність перевантаження пристрою РПН, а також температуру оливи в контакторі не нижче  $-25^{\circ}\text{C}$ .

При низьких температурах навколишнього повітря необхідно забезпечити справний стан автоматизованого обігріву контакторів швидкодіючих пристроїв РПН: автоматика повинна вводити обігрів в роботу при температурі оливи контактора нижче  $-25^{\circ}\text{C}$  і може бути відключена лише при настанні стійкої температури повітря вище  $-20^{\circ}\text{C}$ . При цьому на включеному після тривалого перебування у резерві при температурі навколишнього повітря трансформаторі використання швидкодіючого пристрою РПН допустимо тільки після прогрівання бака контактора протягом 13-15 год; якщо пристрій РПН розміщений в баці трансформатора, його використання припустимо з того моменту, коли температура оливи в баку включеного в роботу трансформатора досягне зазначеного заводом-виробником значення.

На вимогу заводу-виробника перемикаючий пристрій типу РНОА для очищення його контактної системи від оксидів і шламу повинно кожні шість місяців переводитися по всьому діапазону не менше десяти разів на кожную сторону.

За будь-яких переключень перемикача РПН, здійснюваних вручну, необхідно контролювати змінений режим роботи силового трансформатора, як про це говорилося вище, стосується до пристроїв ПБЗ. Відзначимо, що зміна коефіцієнтів трансформації паралельно працюючих трансформаторів слід виробляти злагоджено і по можливості одночасно, з тим щоб уникнути надмірних зрівняльних струмів. При оперуванні пристроєм РПН вручну рекомендується вести регулювання таким чином, щоб різниця в положенні перемикачів на трансформаторах не перевищувала одного кроку, для чого

перестановка перемикачів ведеться по черзі на кожному з паралельно працюючих трансформаторів. При автоматичному керуванні пристроєм РПН завдання узгодження перемикачів на паралельно працюючих трансформаторах покладається на спеціальне блокування, що є складовою частиною даного пристрою регулювання.

При заклинюванні керованого дистанційно або автоматично перемикача РПН в проміжному положенні привід режимним ключем перекладається на місцеве керування, і виконується зовнішній огляд приводу і бака пристрою РПН. При відсутності видимих пошкоджень слід спробувати завершити операцію перемикачів при управлінні з місця, а при невдачі і цієї спроби - вручну, за допомогою рукоятки. Одночасно повинні бути вжиті заходи щодо якнайшвидшого виявлення та усунення дефекту схеми управління або приводу.

Для забезпечення своєчасного виведення пристрою РПН в ремонт, як уже вказувалося, слід вести облік числа перемикачів. З цією метою раз на місяць зчитуються і заносяться в журнал або УКК показання лічильника роботи пристрою РПН, встановленого в приводі.

## **5.2 Керування силовими трансформаторами з РПН**

В даний час для регулювання напруги на шинах підстанцій за допомогою трансформаторів з регулюванням під навантаженням (трансформатори з РПН) застосовуються аналогові регулятори напруги. Застосування ЕОМ для регулювання має ряд переваг. Головна перевага полягає в тому, що з'являється можливість адаптивного регулювання напруги [21]:

– зміна зони нечутливості, витримки часу і величини статизму в залежності від умов роботи устаткування. Додатково перевіряється допустимість переключення: наявність діапазону регулювання, усі технічні обмеження (наприклад, температура масла в баку трансформатора), перевіряється наявність достатньої реактивної потужності. Контролюється справність кіл регулювання і величина граничних відхилень напруги на



некерованій стороні трансформатора.

Якщо відбувається сильне відхилення напруги і необхідне переключення коефіцієнта трансформації не на одну, а на кілька ступенів, то ЕОМ виконує розрахунок кількості ступенів переключення. Керування можна проводити по ступенях, розраховуючи на кожному ступені можливість подальшого продовження переключення і контролюючи на кожному ступені всі технологічні параметри. ЕОМ може проводити групове регулювання коефіцієнтів трансформації (наприклад, регулювання різних груп трансформаторів за своїм законами регулювання). Важливо, що ЕОМ забезпечує одночасність переключення коефіцієнтів трансформації паралельно працюючих трансформаторів, що виключає кидки зрівняльного струму і полегшує умови роботи контактної системи.

Нарешті, при кожному переключенні регулюючого пристрою ЕОМ підраховує зменшення ресурсу контактної системи на одне переключення і підсумовує величину витраченого ресурсу.

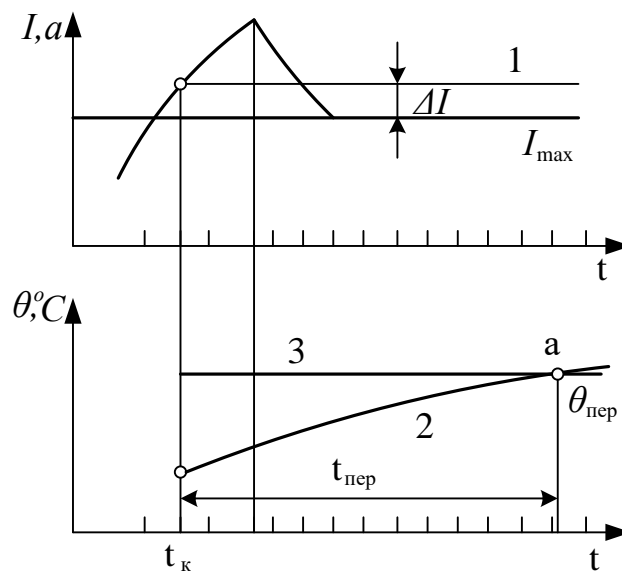


Рисунок 5.1 – Контроль перевантаження трансформаторів в АСК ТП

Це дозволяє вчасно ремонтувати контактну систему, збільшує міжремонтний період устаткування, підвищує якість регулювання напруги,

дозволяє краще використовувати силові трансформатори з РПН [10].

### **5.3 Автоматизація керування пристроями РПН**

Система автоматичного керування пристроєм РПН зазвичай служить для регулювання напруги на вторинній обмотці трансформатора і може бути розрахована або на стабілізацію (тобто підтримання незмінної напруги), або на забезпечення зустрічного регулювання, коли в періоди мінімальних навантажень напруга підтримується на рівні, близькому до номінального, а при максимальних навантаженнях - підвищується до гранично допустимих значень, з тим щоб компенсувати падіння напруги в мережі.

Трансформатори, які оснащені пристроями РПН, комплектуються серійно випускаються з регуляторами типу АРТ-1Н (автомат регулювання трансформаторів по напрузі), що використовують безконтактні напівпровідникові елементи і конструктивно оформлені у вигляді двох окремих блоків: блок автоматичного регулювання (БАР) і блок-датчик струму [20, 22].

Опишемо структурну схем пристрою типу АРТ-1Н. На вхід вимірювального органу БАР подаються сигнали від датчиків, що контролюють напругу (трансформатор напруги) і струму навантаження. Вимірювальний орган формує підсумований сигнал, що надходить до порогового органу; останній порівнює сигнал з уставкою регулятора і при виході сигналу за межі зони нечутливості дає відповідну команду виконавчим органам регулятора. Ця команда, до того як потрапити до виконавчих органів, повинна пройти орган часу, що передає команду далі тільки у випадку, якщо тривалість сигналу на вході органу часу перевищує уставку останнього (так званий час накопичення). Наявність органу часу і певної зони нечутливості регулятора виключають зайві спрацювання пристрою РПН, що викликаються короткочасними відхиленнями напруги, а також ефектом здійснення повторного регулювання, про який йдеться нижче.

При формуванні команди виконавчим органом враховуються не тільки сигнали датчиків струму і напруги, але і сигнали пристрою РПН. Логічна схема вузла контролю вловлює зміни стану як виконавчих органів БАР, так і приводу пристрою РПН і при порушенні заданої послідовності фіксує несправність, забезпечуючи блокування роботи регулятора з видачею сигналу.

При груповому регулюванні декількох паралельно працюючих трансформаторів (або при керуванні за допомогою одного пристрою регулювання трьома однофазними приводами пристроїв РПН) логічна схема вузла контролю забезпечує контроль послідовності роботи всіх спільно працюючих приводів за алгоритмом контролю одного приводу; неузгодженість приводів (наприклад, при зупинці одного з них в проміжному положенні) сприймається як несправність.

Налаштування даного пристрою регулювання характеризується, чотирма параметрами: уставка по напрузі, зона нечутливості, уставка струмової компенсації, витримка часу (витягів часу може бути дві - різні команди «Додати» і «Зменшити»).

Уставка даного пристрою по напрузі  $U_{ц}$  - це умовне значення напруги на шинах центру живлення (на виводах вторинної обмотки регульованого трансформатора) при відсутності навантаження; зазвичай  $U_{ц}$  виражається у відсотках номінальної напруги.

Зона нечутливості регулятора  $H$  - це діапазон виміру напруги, при якому не відбувається спрацьовування регулюючої апаратури. Значення  $H$  визначається як найбільше відхилення фактичної напруги від  $U_{ц}$ , при якому регулятор ще не діє, виражене у відсотках  $U_{ц}$ . Найбільше і найменше значення регульованої напруги, при яких даються команди відповідно «Зменшити» і «Додати», тобто напруга спрацювання на пониження  $U_{пони}$  і на підвищення  $U_{пидв}$ , пов'язані з  $U_{ц}$  і  $H$  співвідношеннями:

$$U_{пони} = U_{ц} + 0,5H ; \quad (5.1)$$

$$U_{\text{підв}} = U_{\text{ц}} - 0,5n. \quad (5.2)$$

Зауважимо, що для забезпечення стійкої роботи регулятора зона нечутливості повинна бути більша кроку регулювання пристрою РПН  $p$ , також виражено у відсотках. При недотриманні цієї умови напруга після першого ж перемикачання вийде за межі зони чутливості, і отже, регулятор подасть команду на повернення перемикача до колишнього положення. Це та ситуація повторного регулювання, про яку вже йшлося; таке регулювання викликає зайві спрацювання регулятора і може навіть призвести до стійких коливань механізму пристрою АРНТ і відповідно напруги на обмотці трансформатора в межах одного кроку. Збільшуючи зону нечутливості, ми зменшуємо ймовірність повторного регулювання, і чим більша величина  $n$ , тим рідше, в тих же умовах, буде спрацьовувати пристрій РПН. Однак надмірне збільшення зони нечутливості знижує ефективність регулювання напруги через значні коливання напруги на шинах підстанцій. Виходячи з цих міркувань рекомендують приймати  $n-p = (0,2-0,5)\%$ .

При введенні на даний пристрій регулювання струмової компенсації та наявності струму навантаження  $I_n$  умовна вторинна напруга, що забезпечується на регульованому трансформаторі  $U_{\text{ш}}$  (без урахування коливань через нечутливість регулятора), буде більше  $U_{\text{ц}}$  на деяке значення, прямо пропорційне струму навантаження (коефіцієнт пропорційності називається коефіцієнтом струмової компенсації або коефіцієнтом статичності). Для мереж загального призначення рекомендується приймати  $k_{\text{ст}}$  таким, щоб забезпечити зустрічне регулювання у межах до 10% номінальної напруги [13, 14].

Витримка часу регуляторів напруги звичайно приймається рівною одній-двом хвилинам. Зауважимо, що чим більше уставка за часом даного пристрою, тим рідше він спрацьовує, але тим менш точно підтримується заданий рівень напруги. Слід мати на увазі, що для узгодження роботи пристроїв РПН, встановлених на понижувальних триобмоткових трансформаторах 110 кВ і на

двообмоткових трансформаторах 35 кВ, рекомендується для даних пристроїв трансформаторів 110 кВ приймати уставку за часом в одну хвилину, а для 35 кВ дві хвилини. Тим самим випадають непотрібні перемикання даного пристрою в мережі 35 кВ при загальній зміні напруги у вузлі.

#### **5.4 Контроль за перевантаженням силового трансформатора**

Силові трансформатори підстанцій мають значну перевантажувальну здатність. Але час перевантаження залежить від величини цього перевантаження і від попереднього режиму. Враховувати всі ці фактори при експлуатації досить важко. Черговий персонал не завжди використовує до кінця перевантажувальні можливості трансформатора.

При застосуванні ЕОМ процес контролю організується так. Нехай ЕОМ зафіксувала перевантаження трансформатора в момент  $t_k$ . Приймавши це перевантаження як довгостроково діюче, ЕОМ проводить тепловий розрахунок трансформатора й обчислює криву росту температури. Точка перетинання цієї кривої (точка а) з рівнем припустимої температури визначить припустимий час перевантаження  $t_{пер.}$ . Цей час порівнюється з припустимою величиною, рівною, наприклад, 10 хв. Якщо воно більше припустимого, то ніякої інформації черговому не видається. Якщо менше чи дорівнює – видається повідомлення, наприклад: "Очікується перегрів трансформатора". Оператор повинен вжити необхідних заходів по розвантаженню трансформатора. Процес контролю температури продовжується доти, доки зберігається перевантаження трансформатора [14].

## **6 АВТОМАТИЗОВАНЕ КЕРУВАННЯ ПОТОКАМИ ПОТУЖНОСТІ ТА НАПРУГОЮ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 330-110 кВ**

Електроенергетична система (ЕЕС) являє собою складну технічну систему, що характеризується безперервним технологічним процесом виробництва, передачі, розподілу і споживання електричної енергії, ієрархічною багаторівневою системою керування, реалізованою в рамках єдиного завдання забезпечення безперебійного постачання споживачів електроенергією.

Технічною основою реконструкції систем диспетчерського керування є інформаційно-обчислювальні комплекси, що включають ЕОМ різної структури і продуктивності, мікропроцесорні системи телемеханіки, високопродуктивні системи передачі даних, сучасні засоби відображення інформації. Реконструкція ДЦ, що починається, як правило, з вищих рівнів управління, у даний час усе більше поширюється на нижчі рівні аж до районів ЕМ.

На основі ОІК і сучасного прикладного програмного забезпечення докорінно перетворюються й удосконалюються автоматизовані системи диспетчерського керування (АСДК). Таким чином, ця робота сприятиме підвищенню надійності та економічності роботи енергосистем України при одночасному підвищенні якості роботи оперативного персоналу ДЦ.

Одним з напрямків реконструкції і модернізації АСДК є заміна морально і фізично застарілих засобів відображення інформації сучасними моніторами з електронно-променевими трубками, рідкокристалічними і плазменними панелями. Включення до контуру управління вискоелективних засобів графічного відображення інформації дозволяє розширити коло задач, автоматично розв'язуваних ОІК АСДК [10, 28].

У цьому контексті актуальним є виконання теоретичних досліджень і практичних розробок щодо проблеми обробки і відображення інформації з метою підвищення оперативності та надійності керування електричною мережею за рахунок максимально можливого переносу графічної інформації на

машинні носії, її обробки і подання в електронному вигляді.

Структурна схема оптимального керування потоками потужності в ЕЕС на основі подібності оптимальних режимів наведена на рисунку 6.1 [10, 31].

Дана схема керування складається з двох контурів. У першому контурі (головному) здійснюється автоматичне керування окремими РП за допомогою пристроїв автоматичного контролю і керування функціонуванням (АКУФ) РП. Вони функціонують за відповідними законами керування. Вектори спостереження  $y'$  для управління РП формуються на основі телевимірювань у виділеній області корекції, в якій забезпечується часткова або повна спостережність.

У другому контурі (адаптації) залежно від ступеня порушення режиму ЕЕС і рішень диспетчера може виконуватися перенастроювання АКУФ РП або пряме управління параметрами РП. В останньому випадку пристрої АКУФ РП використовуються для узгодження каналу телемеханіки і схеми управління РП. Команди диспетчера щодо зміни коефіцієнтів трансформації реалізуються шляхом відповідної зміни складових вектора коригувальних впливів  $r$ . У випадку, якщо оптимальне керування здійснюється автоматично, в контурі адаптації по повній інформації про стан ЕЕС у визначаються матриці критеріїв подібності  $\pi_a^E$  і  $\pi_p^E$ , а з них – визначальні критерії подібності для даного РП.

Їх склад визначається допустимою похибкою обчислень і точності реалізації оптимальних коефіцієнтів трансформації. Ще один настроювальний параметр – зона нечутливості  $i$ -го коефіцієнта трансформації  $\delta k_i$  задається після аналізу чутливості критерію оптимальності  $\Delta P$  до зміни коефіцієнтів трансформації за методикою, викладеною в [10].

У такій схемі еталонна модель є частиною системи керування. На різних етапах впровадження САК еталонна модель може виконувати різні функції. На початковому етапі автоматизації, коли необхідно узгоджувати оперативне керування диспетчером з автоматичним, вона використовується як імітаційної моделі, за допомогою якої оперативний персонал не тільки аналізує, визначає і коригує настроювальні параметри САК, а й має можливість "програвати" стану

ЕЕС і оцінювати наслідки керуючих впливів, у тому числі автоматичних. На завершальному етапі, коли оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС здійснюється переважно локальними САК, еталонна модель стає основним елементом самонастройки і самоаналізу САК.

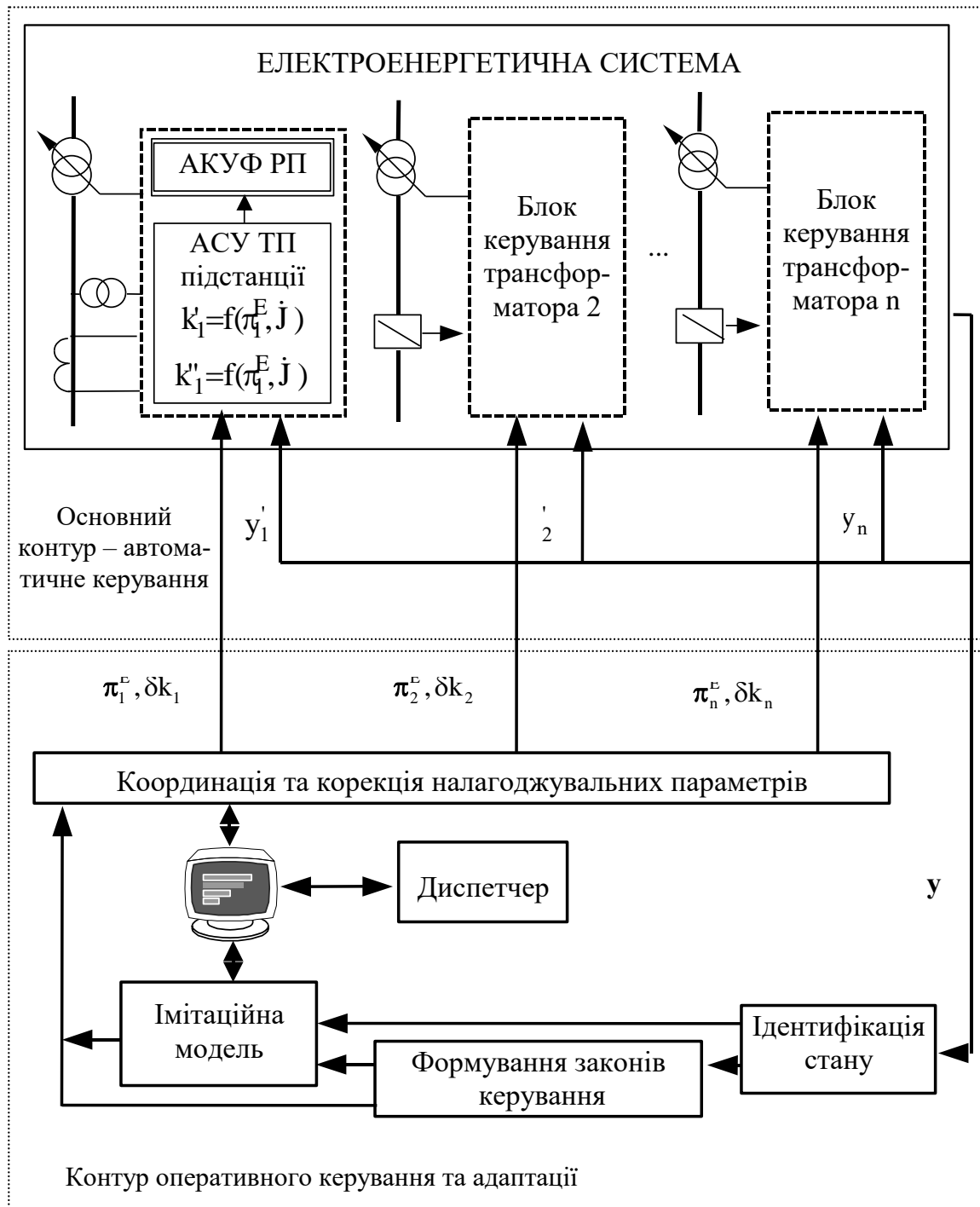


Рисунок 6.1 – Структурна схема оптимального керування режимами ЕЕС



На рисунку 6.2, як приклад наведено критеріальні залежності критерію оптимальності від коефіцієнтів трансформації  $F_* = f(k_*)$ . На підставі таких залежностей встановлюються зони нечутливості коефіцієнтів трансформації  $\delta k_i$ . Очевидно, що чисельні значення залежать від величини зони нечутливості критерію оптимальності  $\delta F_*$  і характеру залежності  $F_* = f(k_*)$ .

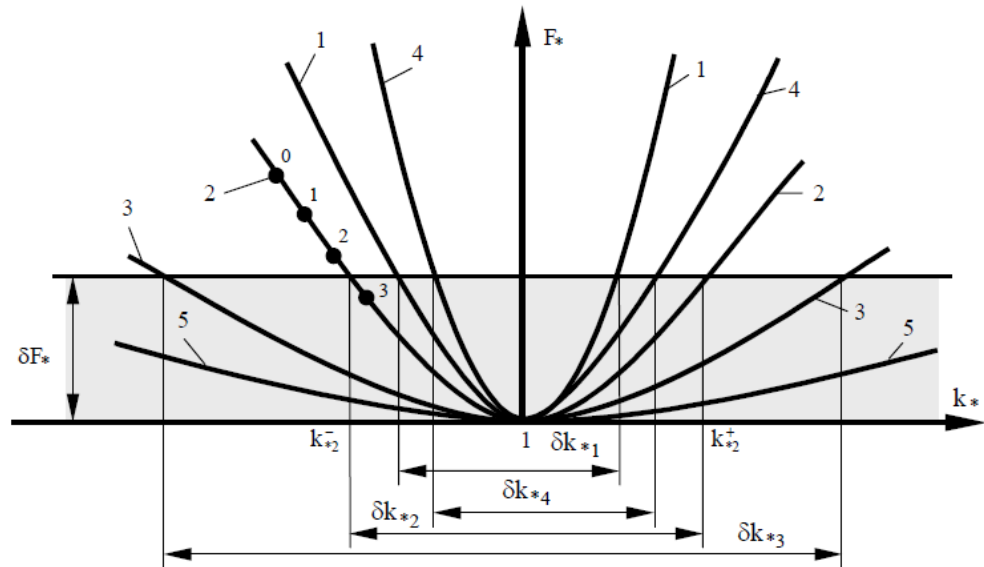


Рисунок 6.2 – Критеріальні залежності трансформаторів

Координація роботи трансформаторів при оптимальному керуванні здійснюється за критеріальним залежностям  $F_* = f(k_*)$ . Вони відображають технічні можливості трансформаторів в керування втратами потужності в ЕЕС і використовуються для визначення впливу їх на потоки потужності. Для того, щоб розділити трансформатори на функціональні групи і визначити роль кожного з них в САК потоками потужності, вирішується зворотна задача чутливості. У результаті її вирішення при заданій зоні нечутливості критерію оптимальності  $\delta F_*$  визначаються зони нечутливості  $\delta k_i$  коефіцієнтів трансформації [31].

Як видно з рис. 6.2, розміри цих зон відповідають реальним можливостям трансформаторів впливати на втрати. Відповідно до їх регулюючим ефектом встановлюється різна інтенсивність перемикачів для трансформаторів ЕЕС. При такій організації роботи системи керування введення режиму ЕЕС в область оптимальності реалізується з використанням мінімально можливої кількості

керуючих впливів, що в свою чергу забезпечує надійність та раціональне використання ресурсу регулюючих пристроїв. Наприклад, (див. рис. 6.2) другим трансформатором для введення  $F$  в область оптимальності слід виконати три перемикання [10].

Таким чином, при автоматизації оптимального керування потоками потужності і напругою в ЕЕС можливо і доцільно застосовувати методи теорії подібності і моделювання. Вони дають можливість вирішувати завдання, характерні для АСДК, виходячи з єдиних методологічних позицій на всіх етапах оптимального керування. Такий підхід дозволяє реалізувати адаптивну систему керування з децентралізацією частини функцій АСДК практично без порушення принципів централізованого керування.

### **6.1 Функціональна структура автоматизованої системи керування диспетчерського центру ЕЕС**

Функціональна частина АСК складається з набору взаємозв'язаних програм для реалізації конкретних функцій управління (планування, фінансово-бухгалтерську діяльність та ін.). Усі завдання функціональної частини базуються на загальних для цієї АСК інформаційних масивах і на загальних технічних засобах. Включення в систему нових завдань не впливає на структуру основи і здійснюється за допомогою типового для АСК інформаційного формату і процедурної схеми.

Функціональну частину АСК прийнято умовно ділити на підсистеми відповідно до основних функцій управління об'єктом. Підсистеми у свою чергу ділять на комплекси, що містять набори програм для вирішення конкретних завдань управління відповідно до загальної концепції системи. Склад завдань функціональної частини АСК визначається типом керованого об'єкту, його станом і видом виконуваних ним завдань [21].

Наприклад, в АСК підприємством часто виділяють наступні підсистеми: технічної підготовки виробництва; управління якістю продукції; техніко-

економічного планування; оперативно-виробничого планування; матеріально-технічного забезпечення; збуту продукції; фінансово-бухгалтерській діяльності; планування і розставляння кадрів; управління транспортом; управління допоміжними службами. Ділення функціональної частини АСК на підсистеми дуже умовно, оскільки процедури усіх підсистем тісно взаємозв'язані і у ряді випадків неможливо провести чітку межу між різними функціями управління (наприклад, між техніко-економічним плануванням, оперативно-виробничим плануванням і матеріально-технічним забезпеченням). Виділення підсистем використовується для зручності розподілу робіт із створення системи і для прив'язки до відповідних організаційних ланок об'єкту керування. Структура функціональної частини АСК залежить від схеми процедур управління, що визначає взаємозв'язок усіх елементів управління і що охоплює автоматизовані, частково механізовані і ручні процедури. Функціональна частина мобільніша, ніж основа, і допускає зміна складу і постановки завдань за умови забезпечення стандартного сполучення з базовими елементами системи.

## **6.2 Технічна структура АСК диспетчерського центру ЕЕС**

Технічна база АСК включає засоби обробки, збору і реєстрації, відображення і передачі даних, а також старанні механізми, що безпосередньо впливають на об'єкти управління (наприклад, автоматичні регулювальники, датчики і так далі), що забезпечують збір, зберігання і переробку інформації, а також вироблення регулюючих сигналів в усіх контурах автоматизованого управління виробництвом [22].

Основні елементи технічної бази - ЕОМ, які забезпечують накопичення, зберігання і обробку даних, циркулюючих в АСК. ЕОМ дозволяють оптимізувати параметри управління, моделювати виробництво, готувати пропозиції для ухвалення рішення. Зазвичай виділяють два класи ЕОМ, використовуваних в АСК, : інформаційно-розрахункові і обліково-регулюючі.

Інформаційно-розрахункові ЕОМ знаходяться на вищому рівні ієрархії управління (наприклад, в координаційно-обчислювальному центрі заводу) і забезпечують рішення завдань, пов'язаних з централізованим управлінням об'єктом по основних планово-економічних, забезпечуючих і звітних функціях (техніко-економічне і оперативно-виробниче планування, матеріально-технічне постачання, збут продукції і так далі). Вони характеризуються високою швидкодією, наявністю системи переривань, складовою обробкою даних, змінною довжиною слова, мультипрограмним режимом роботи і так далі, а також широким набором і великим об'ємом пристроїв (оперативних, буферних, зовнішніх, односторонніх і двосторонніх, з довільним і послідовним доступом), що запам'ятовують. Обліково-регулюючі ЕОМ, як правило, відносяться до нижнього рівня управління. Вони розміщуються зазвичай в цехах або на ділянках і забезпечують збір інформації від об'єктів управління (верстатів, складів і так далі), первинну переробку цієї інформації, передачу даних в інформаційно-розрахункову ЕОМ і отримання від неї директивно-плановій інформації, здійснення локальних розрахунків (наприклад, розклади роботи кожного верстата і робітника, графіка подачі комплектуючих виробів і матеріалів, угруповання деталей в партії, режимів обробки і так далі) і вироблення дій, що управляють, на об'єкти управління при відхиленні режимів їх функціонування від розрахункових. Особливість обліково-регулюючих ЕОМ - добре розвинена система автоматичного сполучення з великим числом джерел інформації (датчиків, реєстраторів) і регулюючих пристроїв. Їх обчислювальна частина менш розвинена, оскільки первинно оброблена інформація передається в ЕОМ верхнього рівня для подальшого використання і тривалого зберігання. Приклади обліково-регулюючих ЦВМ - "Дніпро" і М-6000 [29].

Засоби збору і реєстрації даних за участю людини включають різні реєстратори виробництва, за допомогою яких здійснюються збір і реєстрація даних безпосередньо на робочих місцях (наприклад, в цеху, на ділянці, верстаті), а також датчики (температури, кількості виготовлених деталей, часу

роботи устаткування і так далі), фіксатори порушень встановленого технологічного і організаційного ритму (відсутність заготівель, інструменту, матеріалів, неправильна наладка верстатів, відсутність транспортних засобів для відправки готової продукції і так далі). Наприклад, типовими реєстраторами виробництва є пристрої РИ- 7501 (цеховий реєстратор) і РИ-7401 (складський реєстратор) [29].

Засоби відображення інформації призначені для представлення результатів обробки інформації в зручному для практичного використання виді. До них відносяться різні друкуючі пристрої, що пишуть машини, термінали, екрани, табло, графічні пристрої, індикатори і тому подібне. Ці пристрої, як правило, безпосередньо пов'язані з ЕОМ або з реєстраторами виробництва і видають або регулярну (регламентну), або епізодичну (за запитом або у разі аварійної ситуації) довідкову, директивну або попереджувальну інформацію.

Апаратура передачі даних здійснює обмін інформацією між різними елементами АСК (між реєстраторами виробництва і ЕОМ, між центром, що координаційно-управляє, і цеховими ЕОМ і так далі), а також між АСК і суміжними управління рівнями (наприклад, між АСК П і ОАСК, між територіальними обчислювальними центрами).

До технічної бази АСК відносять також засоби оргтехніки (копіювально-розмножувальну техніку, картотеки, диктофони і так далі), а також допоміжні і контрольно-вимірювальні засоби, що забезпечують нормальне функціонування основних технічних засобів в необхідних режимах [23].

Перспективним напрямом розвитку АСК є створення Загальнодержавної автоматизованої системи керування (ЗДАСК), що передбачає взаємний зв'язок управління усіма енергетичними об'єктами країни з метою забезпечення оптимальних пропорцій розвитку енергетичного господарства України, вироблення збалансованих планових завдань і їх безумовного виконання. Технічною базою ЗДАСК стане Єдина державна мережа обчислювальних центрів, що здійснює інформаційну і функціональну координацію роботи

центрів країни.

### **6.3 Розробка структури збирання і передачі інформації. Формування бази даних**

Система збору даних і оперативного диспетчерського керування повинна забезпечувати виконання слідуючих основних функцій [21, 26]:

- прийом інформації про контрольовані технологічні параметри від контролерів нижніх рівнів і давачів;
- збереження прийнятої інформації в архівах;
- графічне представлення перебігу технологічного процесу, а також архівної інформації в зручній для сприйняття формі;
- сприйняття команд оператора і передача їх в адрес контролерів нижніх рівнів і виконавчих механізмів;
- реєстрацію подій, пов'язаних з технологічним процесом і діями обслуговуючого персонала;
- оповіщення експлуатаційного і обслуговуючого персонала про виявленні аварійні події, пов'язані з контрольованим технологічним процесом і функціонуванням програмно-апаратних засобів АСК ТП із реєстрацією дій персонала в аварійних ситуаціях;
- довільне відображення архівної інформації з можливістю одночасного представлення у різних формах і декількох екземплярах з метою порівняння.

Передаються такі види оперативної інформації: телевиміри ТВ; телесигнали ТС; псевдовиміри ПВ; алфавітно-цифрова інформація АЦІ; службова інформація.

Джерелами ТВ, ТС є датчики-перетворювачі активної і реактивної потужності, струму, напруги, частоти, а також контакти реле-повторювачів положення високовольтних вимикачів і роз'єднувачів.

Для збирання та передачі оперативно – диспетчерської інформації в енергетиці використовують канали зв'язку та апаратуру зв'язку, телемеханіки, передачі даних.

Збір інформації та організацію контролю проводять так (рисунок 6.3)[23]:

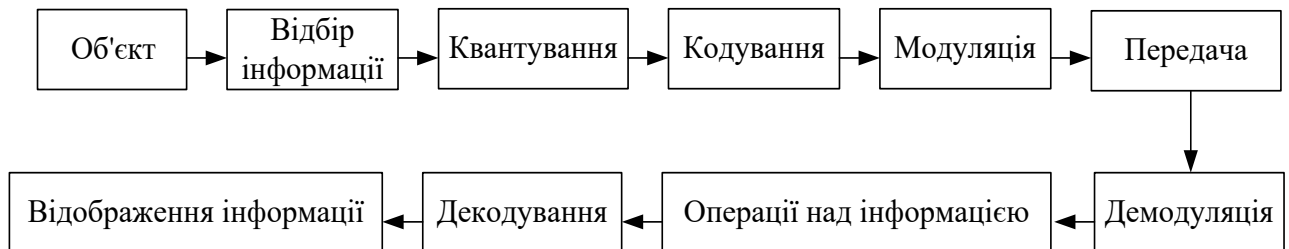


Рисунок 6.3 – Організація інформаційних потоків

Для зменшення обсягів інформації, що підлягають обробці на ОЦ енергосистеми, і упорядкування потоків даних в енергосистемах створюються ієрархічні структури збору й обробки організаційно-економічної інформації. Первинна обробка значної частини інформації виробляється на місцях її виникнення - на енергооб'єктах. Там створюються пункти збору, первинної обробки і передачі даних.

Відбір інформації здійснюється за допомогою первинних перетворювачів – датчиків. Квантування – перетворення вхідної неперервної величини в ряд дискретних значень (виконується на базі АЦП). Кодування – перетворення повідомлення у сигнал за допомогою кодерів. Модуляція – перетворення сигналу для передачі. Передача інформації за допомогою ліній зв'язку. Демодуляція – дія обернена до модуляції. Операції з інформацією – за допомогою обчислювального комплексу. Декодування – перетворення сигналів в повідомлення.

Структура системи збору й обробки інформації визначається з урахуванням адміністративного розподілу території, що обслуговується енергосистемою, віддаленістю енергооб'єктів від ОЦ енергосистеми, масштабів і числа підприємств, що входять до складу енергосистеми, наявності каналів зв'язку.

Периферійні пункти оснащуються найпростішими обчислювальними машинами, опорні пункти — ЕОМ середньої продуктивності. При створенні АСК энергооб'єкта доцільно сполучати технічні засоби для виконання функцій як АСУ об'єкта, так і периферійного пункту.

В ЕЕС організуються периферійні пункти двох типів [30]:

1. *Первинні пункти*. На них виробляються прийом, первинна обробка документів, контроль і виправлення помилок, перенос інформації на машинні носії, передача інформації в опорний пункт безпосередньо в ОЦ енергосистеми і місцеву обробку частини інформації, що надійшла.

2. *Опорні пункти* (філії ОЦ енергосистеми). На них виробляються прийом інформації від первинних пунктів і передача її в ОЦ енергосистеми, місцева обробка частини інформації, що надійшла, з видачею зведених даних в ОЦ і результатів на первинні пункти.

У диспетчерських центрах вищого рівня встановлюються засоби прийому та передачі інформації (рис. 6.4). Це набір технічних засобів, які забезпечують одержання інформації згідно затверджених протоколів обміну (телевиміри, текстові повідомлення, голосові повідомлення), а також передачу керувальних команд на пристрої логічного та автоматичного управління [28].

На рисунку 6.4 показані:

- головний сервер (ГС) – пристрій, що забезпечує керування всіма засобами, які приєднані до первинної локальної мережі.
- файловий сервер (ФС) – зберігає інформацію в архівах, забезпечує доступ до неї.
- сервер відображення (СВ) – дає змогу відобразити отриману інформацію на моніторах реального часу і мнемосхемах.
- сервер зв'язку (СЗ) – призначений для організації обміну інформацією між інформаційними системами свого ієрархічного рівня та вищих рівнів. Також використовується як резервний засіб прийому та передачі інформації.
- браунд маур (БМ) – пристрій для розподілення прав доступу до



інформації.

- ФП – функціональні підрозділи.

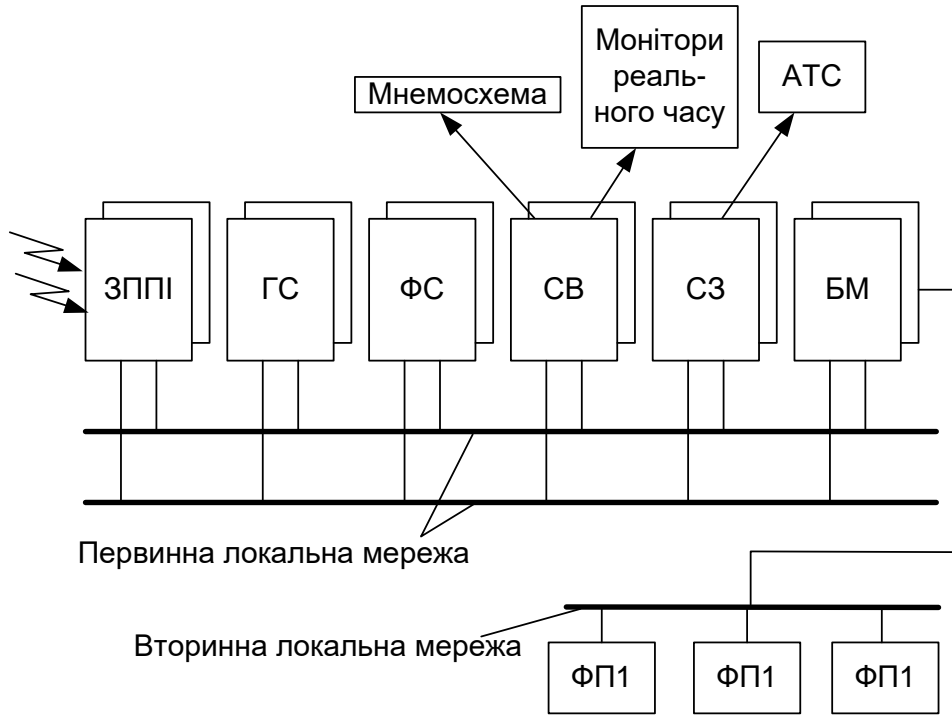


Рисунок 6.4 – Засоби прийому та передачі інформації

Розглянемо фрагмент електричної мережі 330-110 кВ для виконання розрахунків (рис. 6.5). Схема складається з 21 вузла і 27 віток. До балансуючого вузла №1 підходить 4 вітки. Тип РПН трансформаторів вказаний в таблиці 1 додатку А. Параметри віток нанесені на схему. Параметри вузлів зведено до таблиці 2 додатку А. Напруга балансуючого вузла дорівнює:

$$U_B = 346 \text{ кВ.}$$

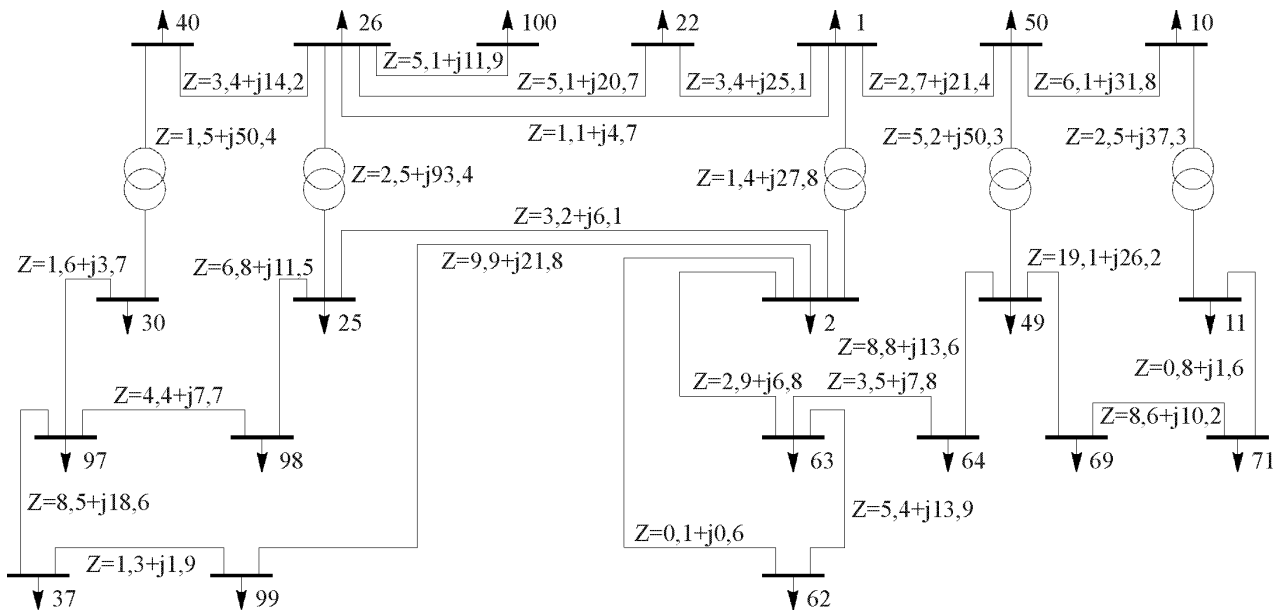


Рисунок 6.5 – Фрагмент електричної мережі 330-110 кВ

Об'єм телесигналів визначається типом підстанцій, розташованих у вузлах схеми, і залежить від кількості комутуючих пристроїв, розміщених на цих підстанціях. Типи підстанцій для схеми не задані, але відомі рівні напруг вузлів. Згідно з цими напругами приймемо, що на стороні 110 кВ встановлена схема підстанції - подвійна система шин з обхідною, а на стороні 330 кВ - чотирикутник. Кількість вимикачів, встановлених в схемі, складає 84. Для контролю за їхнім станом необхідно збирати 84 ТС.

Інформацію про ТВ необхідно накопичувати по мірі її надходження в відповідній базі даних (БД), структуру якої необхідно розробити.

Інформацію по ТВ будемо зберігати в реляційній БД у вигляді таблиці. Кожний запис в БД віднесемо до часу надходження інформації, тобто внесемо в БД мітку часу. Структура БД для заданої схеми буде мати наступний вигляд (таблиця 6.1).

Індекс "п" означає, що дані знімаються з датчика, розташованого на початку відповідної вітки, індекс "к" - на кінці [23].

Таблиця 6.1 – Структура бази даних для заданого фрагменту електричної мережі

Джерело	Назва поля	Тип поля	Примітки
Таймер	T	Date time	Час оновлення
40-26п	330	Real	Вимірювальна напруга
	P40	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 40
	Q40	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 40
	P40-26	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 40
	Q40-26	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 40
40-26к	330	Real	Вимірювальна напруга
	P26	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 26
	Q26	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 26
	P26-40	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 26
	Q26-40	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 26
26-100п	330	Real	Вимірювальна напруга
	P26	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 26
	Q26	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 26
	P26-100	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 26
	Q26-100	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 26
26-100к	330	Real	Вимірювальна напруга
	P100	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 100
	Q100	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 100
	P100-26	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 100
	Q100-26	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 100
26-22п	330	Real	Вимірювальна напруга
	P26	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 26
	Q26	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 26
	P26-22	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 26
	Q26-22	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 26
26-22к	330	Real	Вимірювальна напруга
	P22	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 22
	Q22	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 22
	P22-26	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 22
	Q22-26	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 22
26-1п	330	Real	Вимірювальна напруга
	P26	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 26
	Q26	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 26
	P26-1	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 26
	Q26-1	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 26
26-1к	330	Real	Вимірювальна напруга
	P1	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 1
	Q1	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 1
	P1-26	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 1
	Q1-26	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 1
22-1п	330	Real	Вимірювальна напруга
	P22	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 22
	Q22	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 22
	P22-1	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 22
	Q22-1	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 22
22-1к	330	Real	Вимірювальна напруга
	P1	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 1
	Q1	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 1
	P1-22	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 1

Джерело	Назва поля	Тип поля	Примітки
Таймер	T	Date time	Час оновлення
	Q1-22	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 1
1-50п	330	Real	Вимірювальна напруга
	P1	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 1
	Q1	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 1
	P1-50	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 1
	Q1-50	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 1
1-50к	330	Real	Вимірювальна напруга
	P50	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 50
	Q50	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 50
	P50-1	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 50
	Q50-1	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 50
50-10п	330	Real	Вимірювальна напруга
	P50	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 50
	Q50	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 50
	P50-10	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 50
	Q50-10	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 50
50-10к	330	Real	Вимірювальна напруга
	P10	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 10
	Q10	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 10
	P10-50	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 10
	Q10-50	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 10
30-97п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P30	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 30
	Q30	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 30
	P30-97	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 30
	Q30-97	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 30
30-97к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P97	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 97
	Q97	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 97
	P97-30	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 97
	Q97-30	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 97
97-37п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P97	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 97
	Q97	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 97
	P97-37	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 97
	Q97-37	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 97
97-37к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P37	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 37
	Q37	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 37
	P37-97	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 37
	Q37-97	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 37
97-98п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P97	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 97
	Q97	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 97
	P97-98	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 97
	Q97-98	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 97
97-98к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P98	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 98
	Q98	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 98
	P98-97	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 98
	Q98-97	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 98
98-25п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P98	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 98

Джерело	Назва поля	Тип поля	Примітки
Таймер	T	Date time	Час оновлення
	Q98	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 98
	P98-25	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 98
	Q98-25	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 98
98-25к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P25	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 25
	Q25	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 25
	P25-98	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 25
	Q25-98	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 25
25-2п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P25	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 25
	Q25	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 25
	P25-2	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 25
	Q25-2	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 25
25-2к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P2	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 2
	Q2	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 2
	P2-25	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 2
	Q2-25	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 2
37-99п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P37	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 37
	Q37	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 37
	P37-99	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 37
	Q37-99	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 37
37-99к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P99	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 99
	Q99	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 99
	P99-37	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 99
	Q99-37	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 99
99-2п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P99	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 99
	Q99	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 99
	P99-2	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 99
	Q99-2	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 99
99-2к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P2	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 2
	Q2	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 2
	P2-99	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 2
	Q2-99	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 2
2-63п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P2	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 2
	Q2	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 2
	P2-63	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 2
	Q2-63	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 2
2-63к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P63	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 63
	Q63	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 63
	P63-2	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 63
	Q63-2	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 63
2-62п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P2	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 2
	Q2	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 2
	P2-62	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 2
	Q2-62	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 2

Джерело	Назва поля	Тип поля	Примітки
Таймер	T	Date time	Час оновлення
2-62к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P62	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 62
	Q62	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 62
	P62-2	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 62
	Q62-2	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 62
64-63п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P64	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 64
	Q64	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 64
	P64-63	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 64
	Q64-63	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 64
64-63к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P63	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 63
	Q63	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 63
	P63-64	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 63
	Q63-64	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 63
63-62п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P63	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 63
	Q63	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 63
	P63-62	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 63
	Q63-62	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 63
63-62к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P62	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 62
	Q62	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 62
	P62-63	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 62
	Q62-63	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 62
64-49п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P64	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 64
	Q64	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 64
	P64-49	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 64
	Q64-49	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 64
64-49к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P49	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 49
	Q49	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 49
	P49-64	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 49
	Q49-64	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 49
49-69п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P49	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 49
	Q49	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 49
	P49-69	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 49
	Q49-69	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 49
49-69к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P69	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 69
	Q69	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 69
	P69-49	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 69
	Q69-49	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 69
69-71п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P69	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 69
	Q69	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 69
	P69-71	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 69
	Q69-71	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 69
69-71к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P71	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 71
	Q71	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 71

Джерело	Назва поля	Тип поля	Примітки
Таймер	T	Date time	Час оновлення
	P71-69	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 71
	Q71-69	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 71
71-11п	110	Real	Вимірювальна напруга
	P71	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 71
	Q71	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 71
	P71-11	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 71
	Q71-11	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 71
71-11к	110	Real	Вимірювальна напруга
	P11	Real	Вимірювальна активна потужність у вузлі 11
	Q11	Real	Вимірювальна реактивна потужність у вузлі 11
	P11-71	Real	Перетік активної потужності з боку вузла 11
	Q11-71	Real	Перетік реактивної потужності з боку вузла 11

Таким чином, розроблено структуру збору і передачі інформації, визначено вимоги до системи збирання, необхідний об'єм ТВ і ТС, визначено структуру БД, призначеної для зберігання ТВ. Отримані результати є основою для подальшого аналізу режимів роботи ЕС, визначення складу РП і реалізації оптимального керування в системі АСДК.

#### 6.4 Тривірневе графічне представлення заданої ЕС

Для виконання розрахунку усталеного режиму ЕС та проведення оптимізаційних розрахунків, за допомогою програмного комплексу аналізу чутливості втрат потужності (АЧП), необхідно створити файл вхідних даних, у якому містяться відомості про параметри ЕС [35].

В завданні подані відомості про ЕС у вигляді мнемосхеми мережі, для якої відомі навантаження у вузлах та поздовжні параметри віток – перехідні опори, тип та параметри РПН трансформаторів і параметри вузлів схеми ЕМ.

Як відомо, до адекватної схеми заміщення ЛЕП крім поздовжніх параметрів входить також поперечна ємнісна провідність, яка визначає зарядну потужність ЛЕП. Ці дані в завданні подані опосередковано, тому для їх числового представлення слід визначити довжину та конструкцію ЛЕП, а звідси – їх питомі та загальні ємнісні провідності [34].

Для прикладу визначимо параметри для лінії 30-97. Нам дано наступні параметри даної ділянки ЕМ, а саме: - активний опір  $R = 1,6$  Ом; індуктивний опір –  $X = 3,7$  Ом; напруга лінії – 110 кВ.

Відомо, що  $X = x_0 \cdot L$ . Тому, звідси довжину лінії визначимо за формулою:

$$L_{30-97} = \frac{X}{x_0}, \quad (6.1)$$

де  $x_0 = 0,413$  Ом/км для ЛЕП 110 кВ (для 330 кВ – 0,331 Ом/км) [27].

$$L_{30-97} = \frac{3,7}{0,413} = 8,959 \text{ (км)}.$$

Визначимо питомий активний опір лінії 30 – 97 за наступною формулою (6.2):

$$r_0 = \frac{R}{L}. \quad (6.2)$$

Тоді  $r_0$  для лінії 30 – 97 отримаємо:

$$r_0 = \frac{1,6}{8,959} = 0,179.$$

Отже, згідно [27] можна стверджувати, що лінія виконана проводом марки АС-185/29, а її питома провідність  $b_0 = 2,75 \cdot 10^{-6}$  См/км. Тоді, визначимо загальну ємнісну провідність для даної лінії:

$$b = b_0 \cdot l \quad (6.3)$$



$$b = 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 8,959 = 24,637 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Визначення ємнісних провідностей для інших ліній проводиться аналогічно. Результати розрахунків показані в таблиці 6.2.

Файл вхідних даних створюємо за допомогою редактора вхідних даних з використанням стандартного формату [10, 35]. У відповідності із даним форматом інформація про кожен вузол ЕС задається у рядку із кодом 0201. Для балансуєчого вузла додається рядок з кодом 0202. Параметри кожної вітки схеми ЕС задаються у рядку із кодом 0301. Для віток, що містять трансформатори з РПН, які передбачається використовувати у оптимальному керуванні режимом ЕС додається рядок даних про параметри РПН із кодом 0302. В результаті було отримано файл вхідних даних для розрахунку та оптимізації режиму ЕС, поданий у додатках роботи. На основі цього файлу автоматично був створений файл вхідних даних у внутрішньому форматі, що безпосередньо використовується у ПК для виконання розрахунків.

Формування мнемосхеми виконуємо за допомогою генератора схем на основі файлу вхідних даних у внутрішньому форматі. Спочатку перетворюємо REC-файл вхідних даних у файл графічного представлення типу DAT. Далі перетворюємо DAT -файл у файл внутрішнього формату типу GRP. Цей файл завантажуюмо за допомогою кнопки "Схема", переходимо на рівень мнемосхеми і виконуємо остаточну корекцію зображення. Таким чином, було отримано схему ЕС, подану на рисунку 6.6.

На основі створеного файлу вхідних даних було виконано розрахунок усталеного режиму ЕС результати якого подані у додатку, та оптимального режиму (додаток А). Результати розрахунку були нанесені на схему натисненням на кнопку "Оновити інформацію".

З результатів розрахунків видно, що дана ЕС характеризується невеликими втратами потужності  $\Delta P = 38,74$  МВт порівняно із сумарною потужністю навантаження вузлів ЕС  $P_{\text{нав}} = 1926$  МВт. Рівні напруги у вузлах ЕС з

номінальною напругою 330 кВ знаходяться у припустимих межах, оскільки максимальне відхилення напруги в них не перевищує 5%. У вузлах 110 кВ відхилення напруги не перевищує 5%, тобто знаходиться у припустимих межах.

Використовуючи вбудований редактор схем підстанцій було отримано графічне представлення головної схеми трансформаторної підстанції 10-11 (рисунок 6.7), що є третім рівнем представлення диспетчерських схем. Трирівневе представлення схеми істотно спрощує її сприйняття оперативним персоналом та робить більш зручною роботу з нею [34].

Таблиця 6.2 – Параметри ліній електропередачі

ЛЕП	$U_n$ , кВ	$R_l$ , Ом	$X_l$ , Ом	$l$ , км	$R_0$ , Ом/км	$F$ , мм <sup>2</sup>	$B_0$ , См/км	$B$ , См
40-26	330	3,4	14,2	42,900	0,079	2x240/32	3,38	145,0
26-100	330	5,1	11,9	35,952	0,142	2x240/32	3,38	121,5
26-22	330	51,0	20,7	62,538	0,816	2x240/32	3,38	211,4
22-1	330	3,4	25,1	76,524	0,044	2x300/39	3,41	260,9
26-1	330	1,1	4,7	14,199	0,077	2x240/32	3,38	48,0
1-50	330	2,7	21,4	66,254	0,041	2x400/51	3,46	229,2
50-10	330	6,1	31,8	96,073	0,063	2x240/32	3,38	324,725
30-97	110	1,6	3,7	8,959	0,179	185/29	2,75	24,637
97-98	110	4,4	7,7	18,333	0,240	150/24	2,70	49,5
97-37	110	7,5	18,6	45,036	0,167	185/29	2,75	123,8
37-99	110	1,3	1,9	4,450	0,292	120/19	2,66	11,8
25-98	110	6,8	11,5	26,932	0,252	120/19	2,66	71,6
25-2	110	3,2	6,1	14,286	0,224	120/19	2,66	38,0
99-2	110	9,9	21,8	51,905	0,191	150/24	2,70	140,1
2-62	110	0,1	0,6	1,813	0,055	240/32	3,38	6,1
2-63	110	2,9	6,8	16,465	0,176	185/29	2,75	45,3
63-62	110	5,4	13,9	33,656	0,160	185/29	2,75	92,6
63-64	110	3,5	7,8	18,886	0,185	185/29	2,75	51,9
49-64	110	8,8	12,6	29,508	0,298	120/19	2,66	78,5
49-69	110	19,1	26,2	60,369	0,316	95/16	2,61	157,6
69-71	110	8,6	10,2	23,502	0,366	95/16	2,61	61,3
11-71	110	0,8	1,6	3,810	0,210	150/24	2,66	10,1

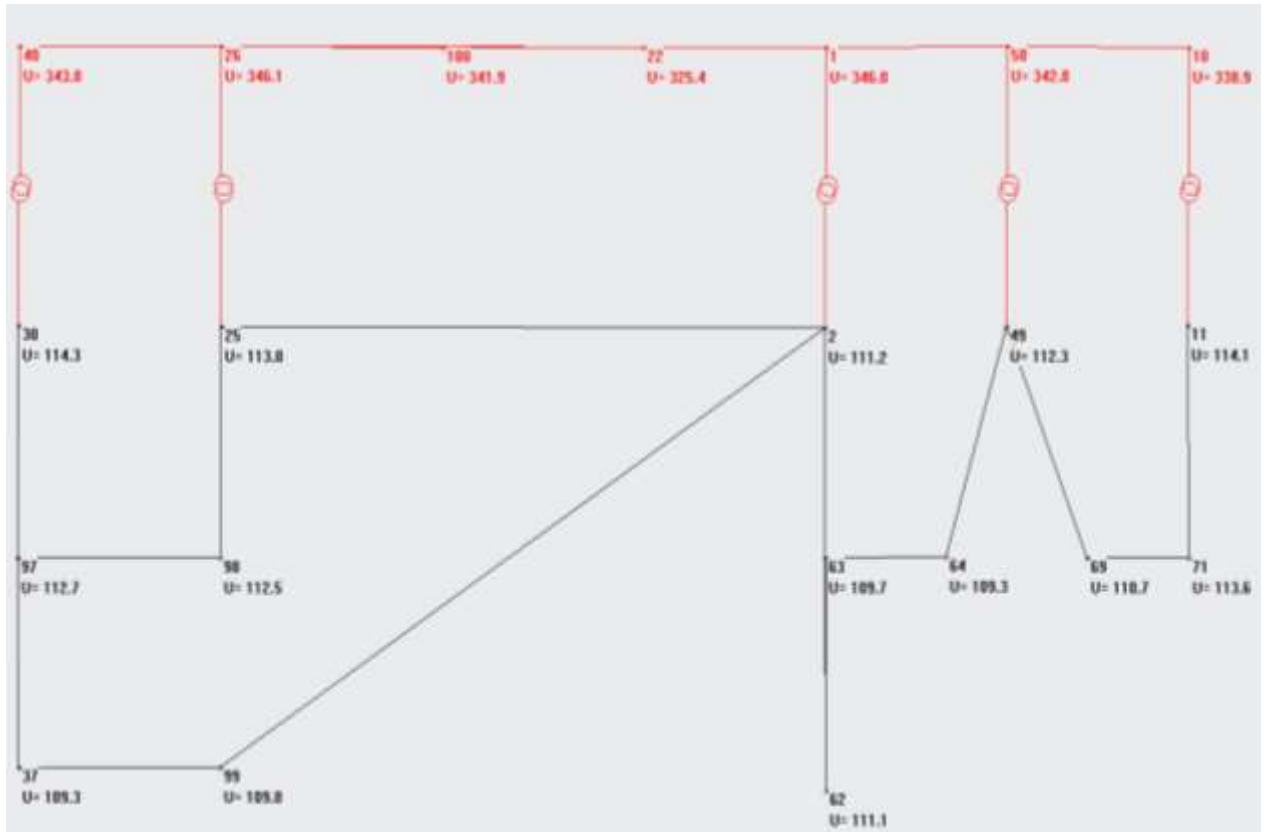


Рисунок 6.6 – Схема ЕС, створена за допомогою ПК АЧП

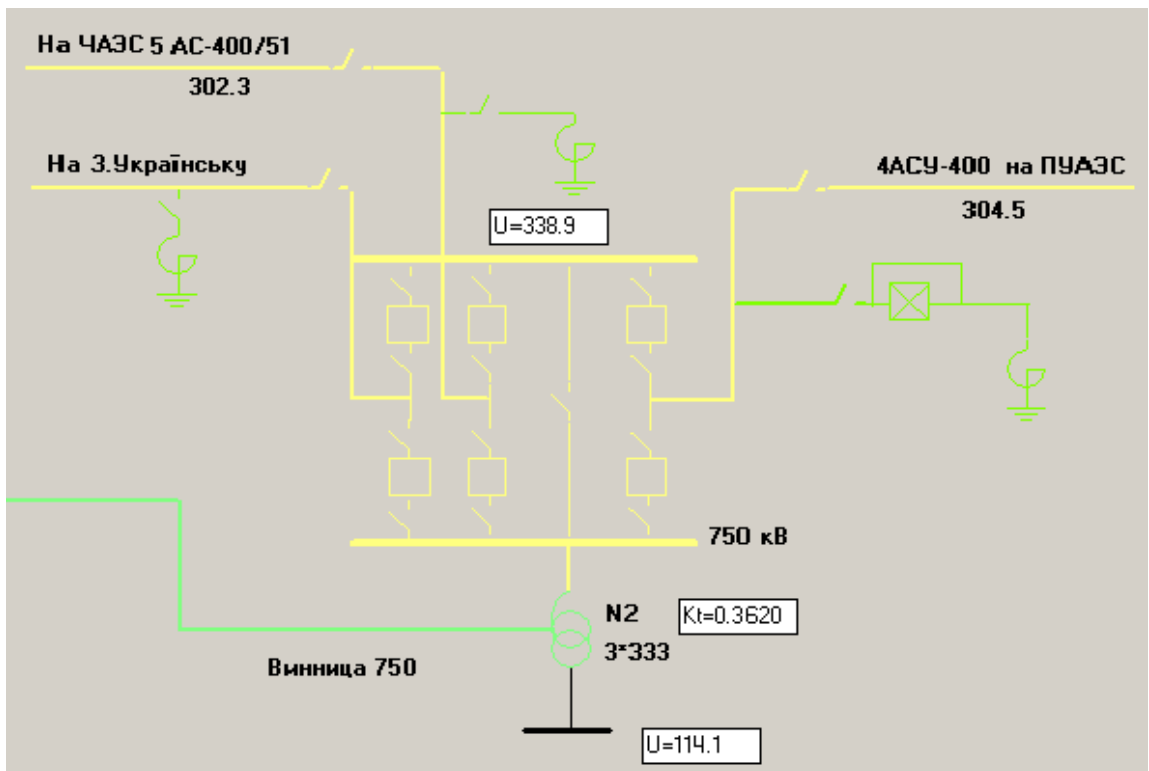


Рисунок 6.7 - Укрупнена головна схема підстанції у вузлі 10

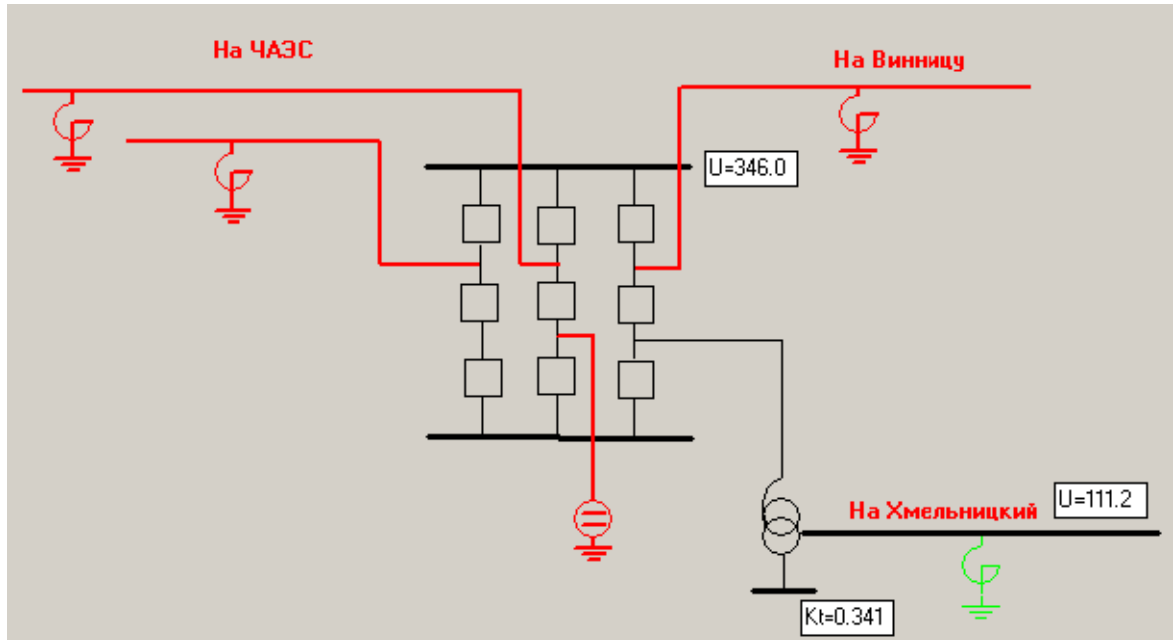


Рисунок 6.8 - Укрупнена головна схема підстанції у вузлі 1.

## 6.5 Розрахунок і вибір складу регулюючих пристроїв

З метою визначення складу регулюючих пристроїв, що забезпечує найбільшу ефективність керування виконується ранжування пристроїв за мірою впливу на втрати активної потужності в ЕС [31].

Ранжування керуючих пристроїв за допомогою АЧП виконується на основі залежностей втрат потужності від коефіцієнтів трансформації трансформаторів. Дані залежності визначаються при виконанні оптимізації усталеного режиму ЕС для кожного трансформатора, що помічений у файлі вхідних даних як регулюючий пристрій і відображаються у вікні програми оптимізації, та більш детально у вікні “Ранжування трансформаторів за пріоритетом управління”. Дане вікно може бути відкрите лише за умови, якщо завантажено схему ЕС. Вказані залежності міри впливу регулюючих пристроїв для ЕС, що аналізується подані на рисунку 6.9.

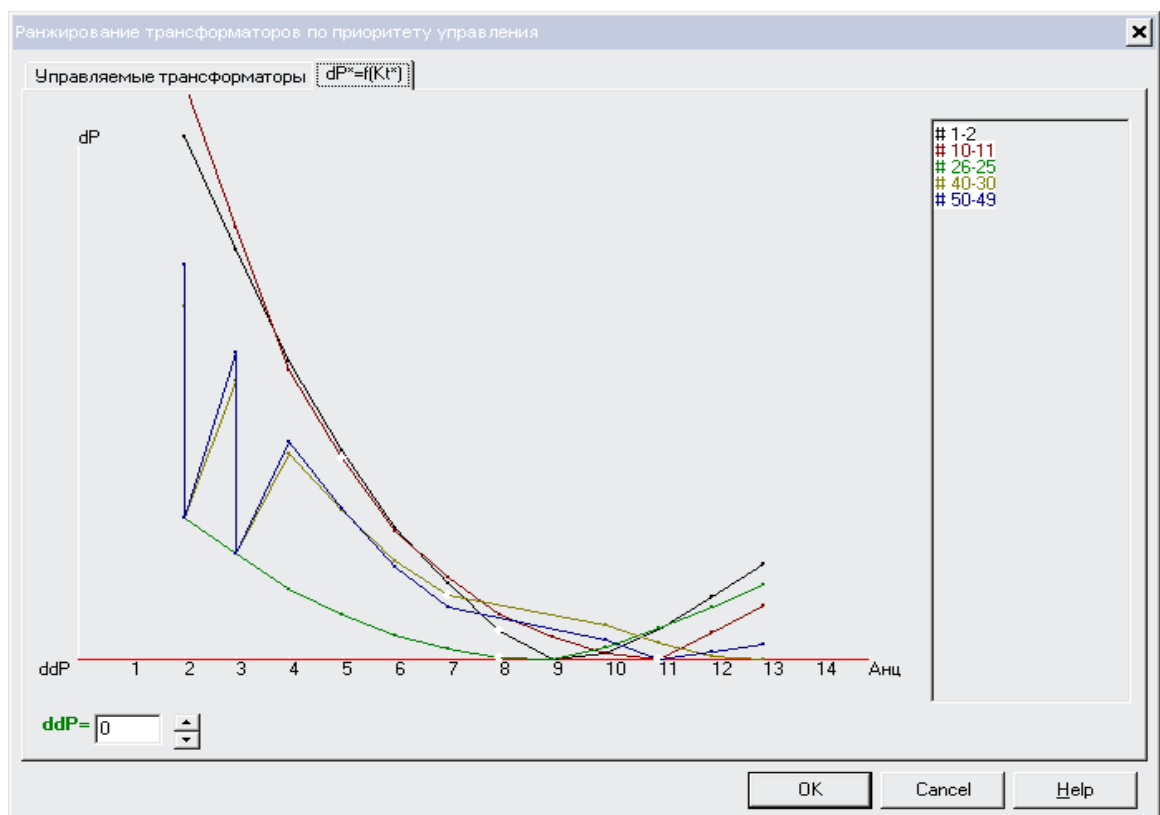


Рисунок 6.9 - Результати ранжування регулюючих пристроїв за допомогою ПК АЧП

Ранжування регулюючих пристроїв виконується у відповідності із нахилом їх характеристик, оскільки більший нахил відповідає більшій зміні втрат потужності в ЕС за одне перемикання РП.

Як видно з графіка залежності  $dP=f(Kt)$ , що криві залежності ефективності перемикачів трансформаторів в вітках 50-49 та 40-30 найбільш пологі тому пропоную РПН цих трансформаторів вивести зі складу регулювальних пристроїв.

Але графічний метод вибору оптимального складу регулюючих пристроїв не є абсолютно точним, особливо, враховуючи можливість отримання недосконалих залежностей зниження втрат від коефіцієнта трансформації для деяких РП. Тому для одержання однозначного рішення щодо оптимізації складу РП необхідно застосувати аналітичний метод. Він побудований на методі перебору варіантів і полягає у виконанні оптимізаційних розрахунків з почерговим вилученням певних РП.

В якості критерію вибору оптимального складу трансформаторів приймається середня ефективність одного перемикання, тобто відношення сумарного зниження втрат до необхідної кількості перемикачів РП. Враховуючи кількість трансформаторів з РПН (5) та вимогу щодо необхідності вилучення двох з них, формується 5 варіантів складу керуючих силових трансформаторів.

Вказані варіанти та узагальнені показники для оцінки їх ефективності подано в таблиці 6.3. У першому рядку таблиці для порівняння наведено основні результати розрахунку оптимального режиму ЕС у разі залучення всіх РП . Більш детальні результати оптимізації режиму ЕС з різним складом регулюючих пристроїв подано в додатках роботи.

Таблиця 6.3 – Результати розрахунків з визначення оптимального складу регулюючих пристроїв ЕС

Вилучений тр-р	Поточні втрати	Оптимальні втрати	Зниження втрат	Кількість перем	Середня ефективність
1-2	40,76	37,76	3,0	11	0,273
10-11	40,76	39,53	1,24	12	0,103
26-25	40,76	37,24	3,52	13	0,271
40-30	40,76	37,91	2,85	8	0,357
50-49	40,76	37,16	3,6	14	0,257

Як видно з результатів розрахунків оптимальний склад регулюючих пристроїв відповідає вилученню з регулювання трансформаторів 40-30 і 1-2.

Отже, в якості оптимального складу РП приймається наступний склад, а саме: трансформатори 10-11, 26-25, 50-49.

## 6.6 Визначення налагоджувальних параметрів САК потоками потужності в замкнених контурах ЕЕС

Важливим параметром САК ЕЕС є зона нечутливості, оскільки даний параметр узгоджує витрати на регулювання із зменшенням витрат на експлуатацію ЕС за рахунок зниження втрат потужності і від правильності його визначення залежить ефективність оптимального керування [10].

З метою визначення відповідного значення даного параметра було виконано ряд розрахунків оптимального режиму ЕС із різними значеннями зони нечутливості, яку змінювали в межах від 0 до 14. Результати розрахунків подані у додатках роботи. Основні результати подані у таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Результати розрахунків по визначенню зони нечутливості

Зона нечутливості	$dP_{рек}$ , МВт	$ddP$ , МВт	Кількість перемикачів	Ефективність перемикачів МВт/пер
0	38,3	2,5	7	0,356
1	38,3	2,4	4	0,606
3	38,7	2,1	3	0,607
6	39,9	0,9	1	0,879
9	Режим	близький	до	оптимального

В результаті визначено залежність середньої ефективності одного перемикачів регулюючих пристроїв від величини зони нечутливості, графічне представлення якої подано на рисунку 6.10.

Зона нечутливості має бути встановлена таким чином, щоб забезпечити достатньо високий регулювальний ефект за рахунок меншої кількості регулювальних впливів. Отже, беручи до уваги дані таблиці 6.4 та рисунок 6.10 можна зробити висновок, що доцільно встановити зону нечутливості на рівні 1%, адже це призведе до значного зменшення втрат при меншій кількості перемикачів РПН трансформаторів.



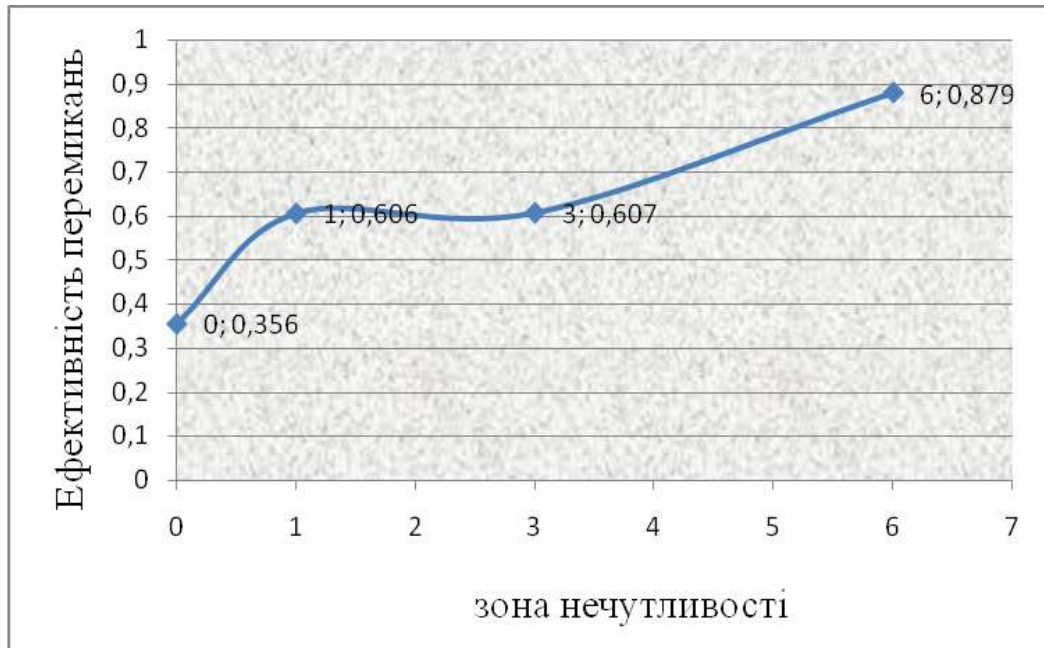


Рисунок 6.10 – Залежність середньої ефективності одного перемікання РП від зони нечутливості

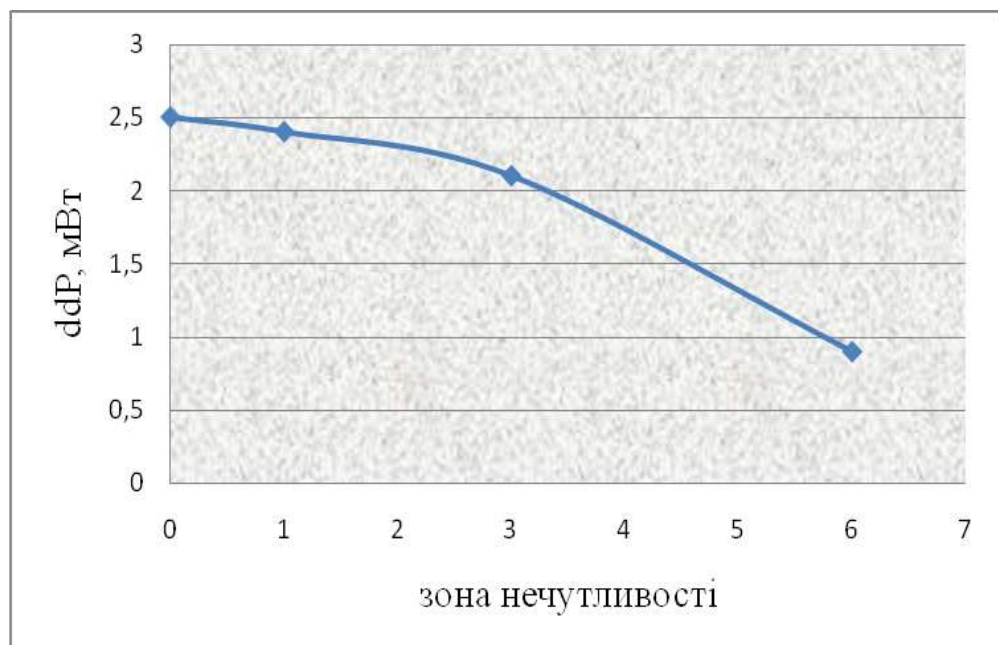


Рисунок 6.11 – Графік залежності зони нечутливості від зниження втрат

## 6.7 Оптимальне керування режимом ЕС в темпі процесу

Керування потоками потужності в ЕС виконується за допомогою трансформаторів з РПН. Інформація про стан системи, що включає параметри режиму та регулюючих пристроїв отримується з бази даних оперативного інформаційно-керуючого комплексу (ОІКК). На основі поточної інформації про режим ЕС за допомогою спеціальних програм визначаються оптимальні значення коефіцієнтів трансформації регулюючих пристроїв з урахуванням їх складу та зони нечутливості системи керування розраховані в попередніх пунктах. Реалізація даних параметрів забезпечує оптимальний поточкорозподіл в ЕС і таким чином мінімальні втрати потужності в системі.

У програмному комплексі АЧП функціонування ОІКК відтворюється за допомогою імітатора ОІКК, який запускається з меню "Модель ОІКК". Перед запуском імітатора необхідно налаштувати систему керування. Для цього у файлі вхідних даних видаляємо властивість РП з рядків з кодом 0302 для віток з трансформаторами 1-2 та 40-30. У вікні ранжування трансформаторів за пріоритетом керування встановлюємо зону нечутливості САК 1% [35].

Після активізації імітатора ОІКК із заданим інтервалом часу, в нашому випадку це 20 с, починають надходити дані про параметри режиму ЕС (навантаження, рівні напруг і т.д.). Зміни параметрів режиму автоматично відображаються на мнемосхемі ЕС. Графік зміни сумарного активного навантаження в часі  $P_{\text{сум}}=f(t)$  подано на рисунку 6.12.

Контроль втрат потужності у системі виконується за графіком  $\Delta P = f(t)$ , який показано на рисунку 6.13. На даному графіку відображаються поточні значення втрат потужності в ЕС, а також значення втрат потужності у оптимальному та рекомендованому режимах ЕС.



Рисунок 6.12 – Графік зміни сумарного активного навантаження ЕЕС у часі

Якщо значення втрат потужності у поточному режимі ЕС виходить за межі втрат у рекомендованому режимі, то необхідно визначити та впровадити керуючі впливи за допомогою РП, з метою зменшення  $\Delta P$ . Визначення оптимальних значень коефіцієнтів трансформації здійснюємо за допомогою ПК АЧП.

Команду на впровадження визначених оптимальних значень віддаємо у вікні "Ранжування трансформаторів за пріоритетом керування" шляхом подвійного натиснення на рекомендовані значення відпайок трансформаторів.



Рисунок 6.13 – Графік зміни втрат активної потужності ЕС у часі

Як видно з рисунку 6.13 введення оптимальних керуючих впливів за рахунок корекції поточного розподілу в ЕС зменшує втрати активної потужності та вводить їх у межі рекомендованого режиму ЕС. Але впровадження керуючих впливів не завжди ефективно знижує значення втрат потужності у ЕС. Це зумовлено швидкою зміною режиму навантаження ЕС (рисунку 6.12) та несвоєчасністю впровадження дій з керування режимом.

Приклад зміни потоків активної та реактивної потужностей у часі для вітки 99-2 подано на рисунку 6.14.

Засоби поточного контролю параметрів поточного режиму у часі є необхідною умовою ефективного керування режимом ЕС. Контроль зміни напруги та навантаження вузлів ЕС, а також потоків потужності у вітках виконується засобами вікна аналізу даних. Приклад графіку зміни напруги для вузла 99 (вузла з мінімальною напругою) подано на рисунку 6.15, з якого видно, що оптимальне керування ЕС при зміні навантаження у даному вузлі

(рисунок 6.16) дозволило не тільки зменшити втрати активної потужності в ЕС але й покращити режим напруги в ЕС.

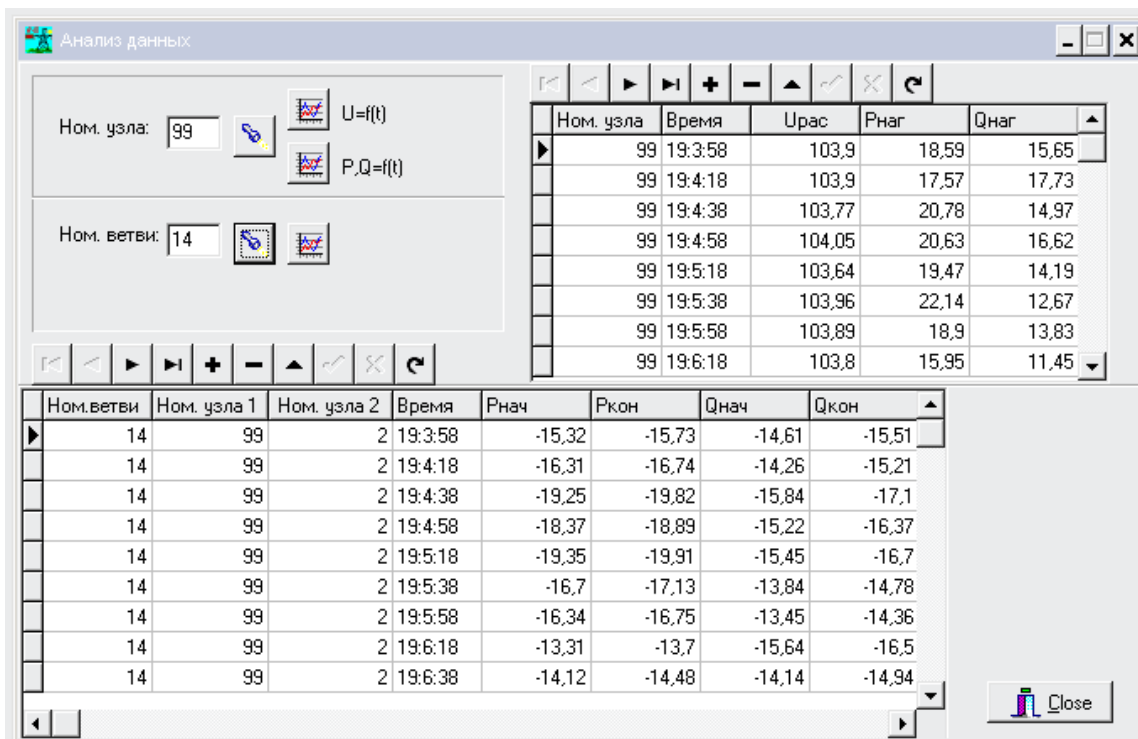


Рисунок 6.14 – Вікно аналізу даних програмного комплексу АЧП



Рисунок 6.15 – Графік зміни у часі напруги у вузлі 99



Рисунок 6.16 – Графік зміни у часі активної та реактивної потужностей у вузлі 99

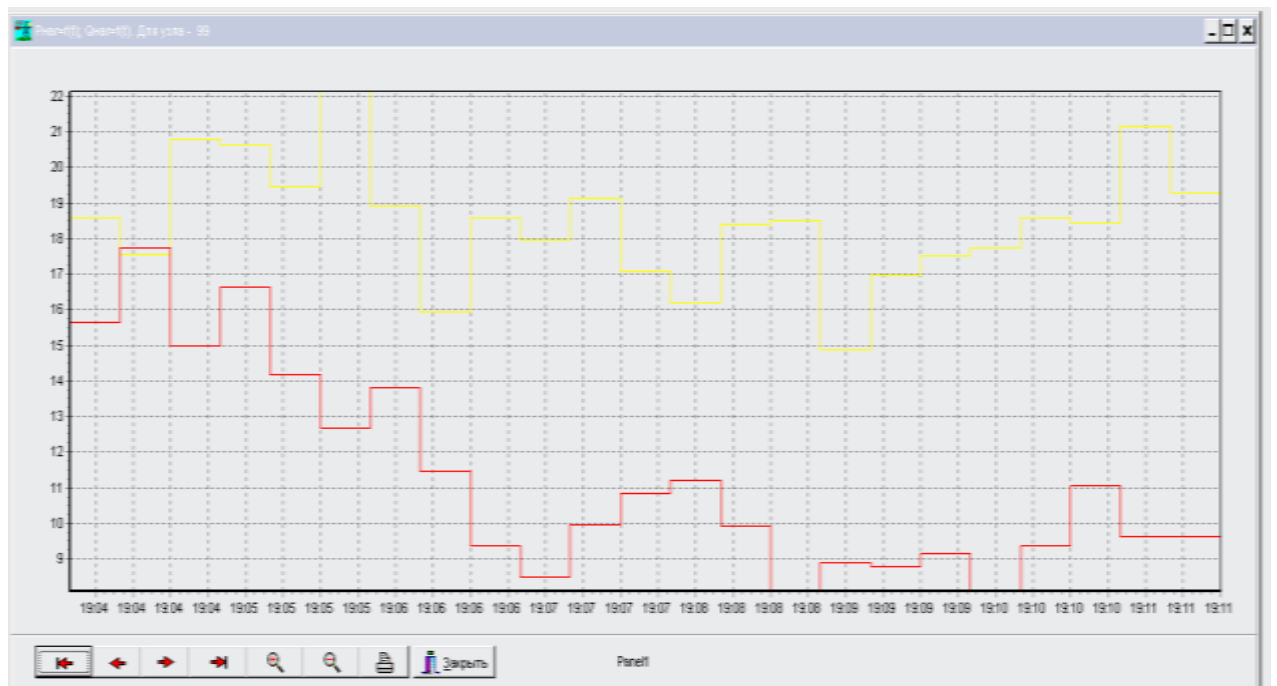


Рисунок 6.17 – Графік зміни у часі активної та реактивної потужностей лінії 99-2

## 7 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ

В разі впровадження електроощадних заходів у ЕЕС економічний ефект досягається за рахунок того, що збільшується прибуток від експлуатації об'єкта [42, 43].

В процесі роботи оптимізаційної програми комплексу АЧП було отримано наступні техніко-економічні показники оптимального режиму:

Потери Р: в исходном режиме: =40.76 МВт; в оптимальном режиме: =38.27 МВт.  
В результате реализации оптимального режима достигается снижение потерь на 2.49 МВт или на 6.12%  
Для реализации оптимального режима требуется всего переключений отпаек трансформаторов - 7  
В среднем эффективность одного переключения составляет - 0.356 МВт/перекл.

Збільшення прибутку має місце за рахунок зменшення обсягу закупівлі електроенергії у ЕС або на енергоринку за тієї умови, що реалізація залишається на попередньому рівні.

Недосконалість керування оцінюється зменшенням прибутку від несвоєчасності та неефективності керувальних впливів. Виходячи з цього, економічний ефект можна обчислити по вхідному тарифу:

$$\Delta\Pi = (\Delta W^{\wedge} - \Delta W^{\wedge\wedge}) \cdot C_m,$$

де  $\Delta W^{\wedge}$  - втрати електроенергії протягом звітного періоду без впровадження електроощадних заходів (червона крива на графіку рисунка 7.1);

$\Delta W^{\wedge\wedge}$  - втрати електроенергії в рекомендованому режимі (жовта крива на графіку рисунка 7.1);

$\Delta\Pi$  – зменшення прибутку за рахунок неякісного керування.

де  $C_m$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 1 грн. 65



коп./кВт·год;



Рисунок 7.1 – Втрати в ЕС

Якщо  $\Delta P < 0$ , то потрібно повторити розрахунок, а якщо  $\Delta P = 0$  – тоді виконано оптимальне керування.

Втрати в поточному режимі визначають методом чисельного інтегрування:

$$\Delta W^{\wedge} = \left( \sum_{i=1}^n \Delta P_n \right) \cdot \Delta t;$$

$$\Delta W^{\wedge\wedge} = \left( \sum_{i=1}^n \Delta P_p \right) \cdot \Delta t.$$



Для остаточної оцінки ефективності використовується відносний показник, що характеризує зменшення  $\Pi$  по відношенню до вартості відпущеної споживачам електроенергії:

$$\Delta\Pi\% = \frac{\Delta W^{\wedge} - \Delta W^{\wedge\wedge}}{W_B} \cdot 100\% .$$

Отже,

Час	$\Delta P_{\Pi}$ , МВт	$\Delta P_p$ , МВт
19:8:38	75	59
19:8:58	57,7	73
19:9:18	70	55
19:9:38	58	66
19:9:58	57	53
19:10:18	58	55
19:10:38	43	56
19:10:58	42	40
19:11:18	46	39
19:11:38	34,8	43
$\Sigma$	541,5	539

Визначимо втрати електроенергії протягом звітного періоду без впровадження електроощадних заходів, та втрати електроенергії в оптимальному режимі:

$$\Delta W^{\wedge} = \left( \sum_{i=1}^n \Delta P_n \right) \cdot \Delta t = 541,5 \cdot 0,33 = 178,695 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W^{\wedge\wedge} = \left( \sum_{i=1}^n \Delta P_p \right) \cdot \Delta t = 539 \cdot 0,33 = 177,87 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

Обчислимо економічний ефект по вхідному тарифу:

$$\Delta\Pi = (\Delta W^{\wedge} - \Delta W^{\wedge\wedge}) \cdot C_e = (178,695 - 177,87) \cdot 0,0165 = 0,20625 \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначимо надлишкові втрати, що зумовлені ефективністю керування ЕС:

$$\partial\Delta W = \Delta W_{\Pi} - \Delta W_{P} = 178,695 - 177,87 = 0,825 \text{ (МВт}\cdot\text{год)}$$

$$\partial\Delta W_{*} = \frac{\partial\Delta W}{\Delta W_{D}} = \frac{0,825}{177,87} \cdot 100\% \approx 0,463\%$$

Відносний показник, що характеризує зменшення  $\Pi$  по відношенню до вартості корисної спожитої електроенергії:

$$\Delta\dot{I} \% = \frac{\Delta W'' - \Delta W'}{\Delta W''} \cdot 100\% = \frac{178,695 - 177,87}{178,695} \cdot 100\% = 0.463\%.$$

Тобто, неякісне керування зменшує прибуток на 0,463%. Отже, здійснення керуючих впливів є важливою реакцією при збільшенні втрат, оскільки при нехтуванні цих рекомендованих впливів прибуток зменшуватиметься. А оскільки керування в основному здійснюється диспетчером, то його ефективність значно залежить від кваліфікації диспетчера, вміння сприймати зміни в режимі та приймати швидкі і правильні рішення щодо виконання керуючих впливів.

## 8 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 8.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні та здорові умови праці повинні бути забезпечені на кожному робочому місці. Це також стосується і працівників які здійснюють оперативне та технічне обслуговування вимірювальних трансформаторів напруги.

Великі аварії на підстанціях, трапляються досить рідко. Проте якщо вони все-таки трапляються, то їх наслідки можуть бути надзвичайно серйозними. Від відключення цілих мікрорайонів міста, до зупинки великих та життєво важливих промислових підприємств. Оскільки трансформаторна підстанція це складний технологічний об'єкт, то монтажні і налагоджувальні роботи, технічне обслуговування, капітальний ремонт та аварійно-відновлювальні роботи повинні виконуватися на вимкненому обладнанні. Під час проведення робіт повинні бути прийняті заходи безпеки. Значна кількість нещасних випадків відбувається у результаті доторкання людини до тих частин обладнання, які в робочому або аварійному стані, внаслідок порушення ізоляції, виявились під напругою.

Наслідки ураження людини електричним струмом залежать від багатьох факторів: величини струму та часу його дії, шляху проходження струму через тіло людини, стану навколишнього середовища, електричного опору тіла людини, частоти струму тощо.

Помилкові дії та порушення оперативної дисципліни при виконанні обов'язків некваліфікованим персоналом також призводять до аварій на підстанціях. Найчастіше, це такі порушення як подача напруги шляхом

включення комутаційних апаратів, на заземлення струмопровідні частини. Подача напруги на несправне або обладнання яке знаходиться в ремонті. Відключення або включення навантаження комутаційними апаратами, які не призначені для цього. Помилкові дії оперативного персоналу при перемиканні в ланцюгах оперативного струму і ланцюгах РЗіА.

Неякісний електромонтаж або ремонт, що стосується регулювання приводів комутаційних апаратів, їх контактів, неправильно налаштована система РЗіА, заводські дефекти електрообладнання. Незатягнуті контакти під навантаженням починають грітися і горіти, виникає електрична дуга і якщо захисти налаштовані погано виникає пожежа на підстанції. Через погане регулювання вкатування комірок можуть відбуватися короткі замикання.

Щоб мінімізувати ризик професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією та обслуговуванням електрообладнання підстанцій постає питання щодо вирішення ряду питань з охорони праці, а обсяг розділу даної роботи обмежений тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою роботи:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією силових трансформаторів за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при здійсненні технічного обслуговування та експлуатації силових трансформаторів підстанції. Розрахувати параметри блискавкозахисту для підстанції 110/35 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту електроустановок на підстанціях.

## **8.2. Аналіз умов праці при виконанні робіт по обслуговуванню та експлуатації силових трансформаторів**

За думкою провідних спеціалістів, найбільш вірогіднішим в найближчий час буде встановлення систем діагностування на трансформаторах для спостереження за станом його ізоляції з метою продовження їх експлуатації без виведення на нормовані випробування. Тобто, актуальними задачами на даному етапі діагностики силових трансформаторів можна вважати:

- розробку нових методів і технологій з метою виявлення устаткування, продовження роботи якого схильне найбільшому ризику;
- розробку рекомендацій по підтримці парку трансформаторів в працездатному стані не знижуючи експлуатаційну надійність;
- оцінку можливості продовження ресурсу силових трансформаторів, які відпрацювали понад 25 років ;
- розробку рекомендацій по оновленню або черговості заміни устаткування.

До основної мети і задач діагностики силових трансформаторів відносяться:

- оцінка функціональної справності;
- оцінка ступеня зносу устаткування;
- виявлення необоротних пошкоджень;
- можливість продовження експлуатації без ремонту ;
- визначення об'єму ремонту;
- можливість і умови продовження роботи устаткування, що має дефекти;
- оцінка залишкового терміну служби;
- розробка заходів, що забезпечують реалізацію ресурсу, що залишився.

Для трансформаторів характерні наступні пошкодження [14]:

- пошкодження РПН (забруднення ізоляції і перегрів контактів);
- пошкодження введів і з'єднань (перегрівши і пробій ізоляції);
- деформації обмоток НН.

На основі аналізу літературних джерел [12, 14] та викладеного матеріалу у попередніх підрозділах при обслуговуванні та експлуатації силових трансформаторів повинні бути враховані наступні небезпечні та шкідливі

виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74.

Фізичні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- зниження температури повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

### **8.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при технічному обслуговуванні та експлуатації силових трансформаторів**

8.3.1. Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

За умовами виконання даної роботи розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для силових трансформаторів.

Для розробки рішень з охорони праці при експлуатації силових трансформаторів відповідно теми роботи були проаналізовані Державні

стандарти з енергетики України табл. 8.1., а також Державні нормативні акти з охорони праці та Галузеві керівні документи:

- ДНАОП 1.1.10-1.01-2001 Правила безпечної експлуатації електроустановок [36];

- ДНАОП 1.1.10-1.04-2001 Правила безпечної роботи з інструментом та пристроями [37];

- ГКД 34.03.303-99 Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та організаціях енергетичної галузі України;

- ГКД 34.20.302-2002 Норми випробування електрообладнання;

- ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій та мереж. Правила;

- ГКД 34.20.661-2003 Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України;

- ГКД 34.35.507-96 Оперативні перемикання в електроустановках. Правила виконання [37];

- ГКД 34.20.503-97. Методичні вказівки по організації системи експлуатаційного обслуговування повітряних ліній.

Таблиця 8.1 – Державні стандарти України

1	ДСТУ 3429-96	Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення;	чинний
2	ДСТУ 2848-94	Апарати електричні комутаційні. Основні поняття. Терміни та визначення	чинний
3	ДСТУ 687-78	Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови	чинний

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності

інструментів та пристосувань, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовується, та окремих елементів, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Відповідно до [39], ці показники не повинні виходити за межі установлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;
- відносна вологість не більше 75 %.

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

Під час проведення налагоджувальних робіт, технічного обслуговування, капітального ремонту та аварійно-відновлювальних робіт на трансформаторах кількість задіяного персоналу визначається нарядом чи розпорядженням і не повинна бути більшою за необхідну.

За безпекою виконання всіх технологічних операцій стежить керівник робіт. В процесі робіт здійснюється постійний нагляд за всіма членами бригади. Керівник робіт не може безпосередньо брати участь в роботах.

Під час проведення робіт для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог техніки безпеки:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- торкатися деталей трансформатора дозволяється тільки в разі необхідності;
- під час допуску до робіт на трансформаторі, що знаходиться в зоні напруженості електричного поля, необхідно керуватися картою напруженості електричного поля для робочих місць та відповідними засобами захисту у випадку підвищеної напруженості електричного поля згідно з ГКД 34.03.601;
- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення;
- ремонт або заміна деталей проводиться з дотриманням вимог безпеки,



що унеможлиблюють спрацювання привідного механізму, а саме:

- електричні кола керування повинні бути вимкненими;

- у разі проведення робіт, персонал, що проводить роботи, повинен бути забезпечений та обов'язково користуватися:

- захисними масками, що закривають обличчя, або кисневими апаратами чи фільтрувальними проти газами (ПШ-1 або ПШ-2);

- гумовими рукавицями одноразового чи багаторазового користування;

- гумовими чоботами одноразового чи багаторазового користування.

- до робіт, які проводяться допускаються особи, що пройшли перевірку знань правил експлуатації захисних засобів, отримали навички їх застосування.

- рукави пилозахисного костюму чи комбінезону повинні бути міцно застібнутими або зав'язаними, а штани – опущені поверх гумових чобіт.

- засоби захисту багаторазового користування після обробки нейтралізуючим розчином та прання можна застосовувати повторно. Персонал, який проводив роботи, обов'язково повинен прийняти душ.

У разі подразнень дихальних шляхів, очей чи поверхні шкіри або у випадку загрози втрати свідомості та задухи працівнику необхідно негайно відійти або вивести працівника в безпечне місце, промити шкіру та очі проточною водою. За необхідності працівник повинен звернутися до лікаря!

### 8.3.2. Розрахунок стрижневого блискавковідводу

Блискавковідвід — пристрій, що сприймає удар блискавки і відводить її струм у землю. Блискавковідвід забезпечує захист від прямих ударів блискавки. Захисна дія блискавковідводу заснована на властивості блискавки уражати найбільш високі і добре заземлені металеві спорудження. У загальному випадку блискавковідвід складається з опори, блискавкоприймача, безпосередньо сприймаючого удар блискавки, струмовідводу, по якому струм блискавки передається в землю, заземлювача, що забезпечує розтікання струму блискавки в землі. У деяких випадках функції опори, блискавкоприймача і струмовідводу об'єднуються (використання труб або ферм) [40].

З'єднання блискавкоприймачів зі струмовідводами і струмовідводів із заземлювачем повинні виконуватися, як правило, зварюванням, а при неприпустимості вогневих робіт дозволяється виконання болтових з'єднань з перехідним опором не більше 0,05 Ом при обов'язковому щорічному контролі останнього перед початком грозового сезону.

Конструктивно блискавковідводи розділяються за наступними видами:

- стрижневі (бувають одиночні, подвійні, багаторазові) — з вертикальним розташуванням блискавкоприймача. Стрижневі блискавкоприймачі повинні бути виготовлені зі сталі будь-якої марки перетином не менше 100 мм<sup>2</sup>, довжиною не менше 200 мм і захищені від корозії лудінням, цинкуванням або фарбуванням;

- тросові (бувають одиночні і подвійні) — з горизонтальним розташуванням блискавкоприймача. Тросові блискавкоприймачі повинні бути виконані зі сталевих багатодротових канатів перетином не менше 35 мм<sup>2</sup>;

- сітки — багаторазові горизонтальні блискавкоприймачі, що перетинаються під прямим кутом і укладаються зверху на будинок, що захищається.

Блискавковідвід, що стоїть окремо — опора якого встановлена на землі на деякому видаленні від об'єкта, що захищається.

Одиночний блискавковідвід — одинична конструкція стрижневого або тросового блискавковідводу.

Подвійний (багаторазовий) блискавковідвід — два (або більше) стрижневих або тросових блискавковідводи, що утворюють одну загальну зону захисту.

Заземлювач блискавкозахисту — один або декілька провідників, що знаходяться у зіткненні з землею і призначені для відводу в землю струмів блискавки або обмеження перенапруг, що виникають на металевих корпусах, устаткуванні, комунікаціях при близьких розрядах блискавки. Заземлювачі поділяються на природні і штучні.

Природні заземлювачі — заглиблені в землю металеві і залізобетонні конструкції будинків і споруджень.

Штучні заземлювачі спеціально прокладені в землі контури, що складаються з вертикальних і горизонтальних заземлювачів.

Конструкція заземлювача не розраховується, а повинна відповідати вимогам, викладеним у РД. Опір струму промислової частоти не нормується, а замірюється при введенні заземлювача в експлуатацію. Надалі він вимірюється для блискавкозахисту I і II категорій 1 раз у рік, III категорії — 1 раз у 3 роки перед початком грозового сезону. Заміряне значення не повинно перевищувати результати вимірів при введенні в експлуатацію більш ніж у 5 разів.

В ході розрахунку блискавкозахисту об'єкта слід розглянути можливість дії атмосферних та комутаційних перенапруг. Атмосферні перенапруги можуть з'явитися на електрообладнанні, як у разі прямого попадання блискавки, так і внаслідок розряду блискавки поблизу лінії електропередач. В другому випадку набігаючі хвилі перенапруги досягають відкритих і закритих електроустановок по проводах лінії.

Кількість проривів блискавки протягом року на захищуваний об'єкт у зоні захисту може бути обчислена за формулою:

$$B = \psi N, \quad (8.1)$$

де  $\psi$  - ймовірність проривів блискавки у зону захисту (0,01 або 0,001);  $N$  - сумарна кількість ударів блискавки у блискавковідвід протягом року, ударів/рік.

$$B = 3,6 * 10^{-4}$$

Очікувану кількість уражень блискавкою  $N$  протягом року можна розрахувати за формулою:

$$N=(a+3 h_x) (b+3 h_x) n 10^{-6}, \quad (8.2)$$

де  $a$  і  $b$  - відповідно довжина і ширина захищуваної будівлі чи споруди, м;  $h_x$  - висота будівлі чи споруди по її бокових сторонах,  $h_x = 8$  м;  $n$  - середнє число уражень блискавкою 1 км<sup>2</sup> поверхні землі протягом року.

$$N=0,036514 \text{ шт.}$$

Формула враховує, що кількість, попадань блискавки у будівлю чи споруду пропорційна площі, як її самої, так і сумі площ проєкцій захисних зон, створюваних гранями і кутами покрівлі [40].

У разі, коли окремі частини будівлі (споруди) мають різну висоту, зона захисту, створювана висотною частиною, може увібрати в себе інші частини. Тоді очікувану кількість уражень блискавкою  $N$  розраховують лише для висотної частини, підставляючи до формули відповідні значення габаритних розмірів.

Зона захисту блискавковідводу — простір, усередині якого будинок і спорудження захищене від прямих ударів блискавки з надійністю не нижче:

- зона захисту типу А — 99,5%;
- зона захисту типу Б — 95%.

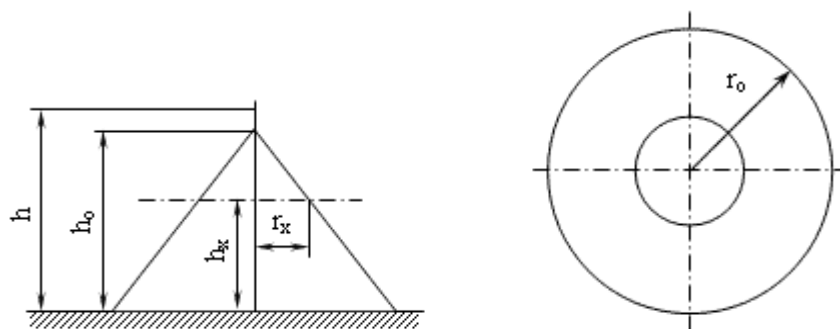


Рисунок 8.1 — Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу

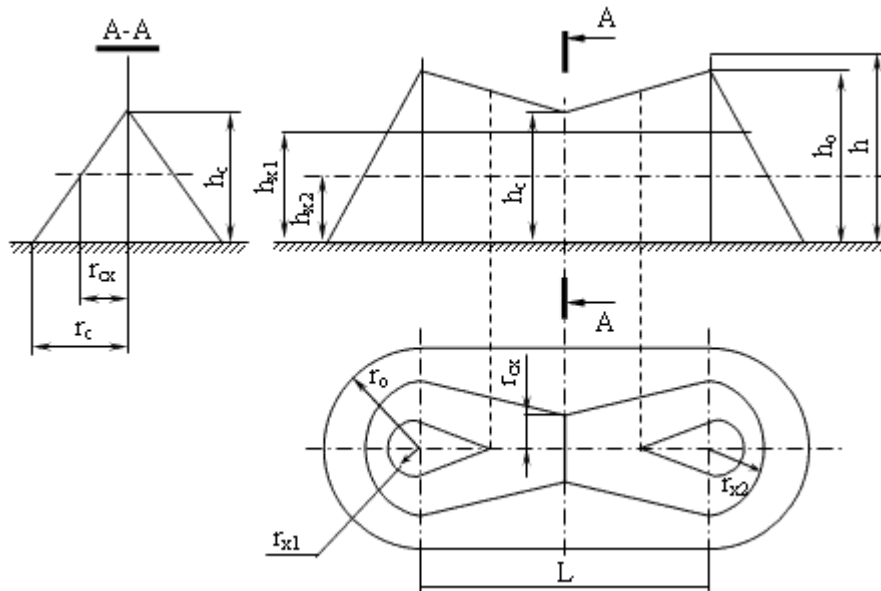


Рисунок 8.2 — Зона захисту подвійного стрижневого блискавковідводу

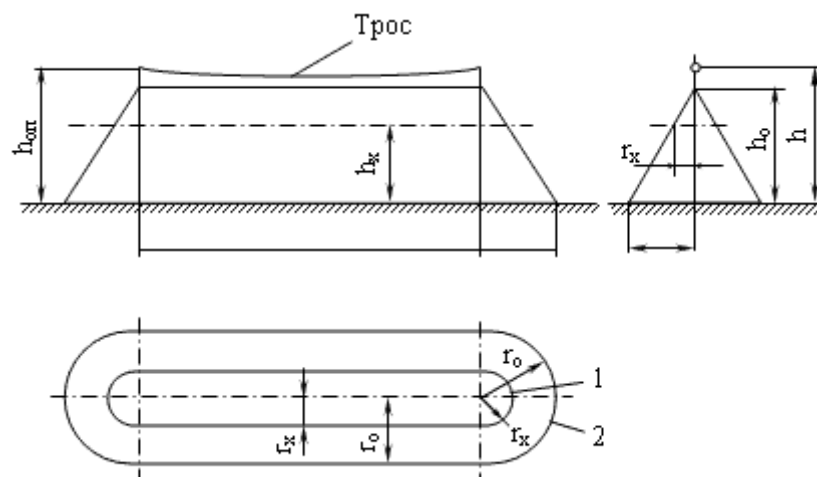


Рисунок 8.3 — Зона захисту одиночного тросового блискавковідводу

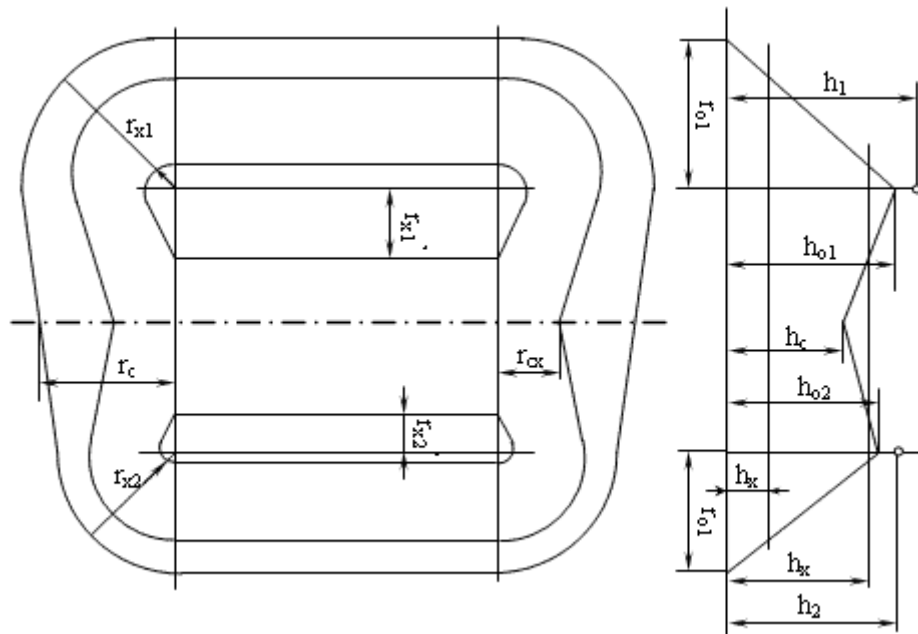


Рисунок 8.4 — Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу

Надійність блискавкозахисту зростає від мінімальної на межі зони із просуванням до її середини.

Об'єкт захищається від ударів блискавки групою блискавковідводів, розташованих на певній відстані один від одного, і загальна зона захисту значно перевищує суму зон захисту кожного блискавковідводу окремо за рахунок їх взаємного впливу один на одного. Захист підстанції від прямих ударів блискавки передбачаю здійснювати чотирма блискавковідводами.

Блискавкозахист виконується з врахуванням норм і вимог керівного документа ДСТУ В.2.5.38-2008. Загальна площа підстанції складає  $S_{\text{пс}} = 3437,2 \text{ м}^2$  ( $72,5 \times 47,41 \text{ м}$ ) [38].

Визначимо висоту одиночного стрижневого блискавковідводу для захисту цегляної диспетчерської будівлі підстанції з плоским з/б дахом (покрівля — руберойд). Побудувати зону захисту блискавковідводу. Прийmemo наступні розміри будівлі: довжина  $L=15 \text{ м}$ ; ширина  $S=10 \text{ м}$ ; висота  $h_x=4 \text{ м}$ .

Розв'язок:

Обґрунтування необхідності блискавкозахисту: клас зони приміщення - 2. Отже, блискавкозахист необхідний.

Визначення категорії і типу зони захисту блискавковідводу. Нехай середньорічна тривалість гроз місцевості від 60 до 80 годин. Тоді очікувана кількість  $N$  уражень блискавкою об'єкта на рік згідно додатка 1 до РД:

$$\begin{aligned} N &= \left[ (S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) - 7,7 \cdot h^2 \right] \cdot n \cdot 10^{-6} = \\ &= \left[ (10 + 6 \cdot 4) \cdot (15 + 6 \cdot 4) - 7,7 \cdot 4^2 \right] \cdot 5,5 \cdot 10^{-6} = [34 \cdot 39 - 123,2] \cdot 5,5 \cdot 10^{-6} \approx \\ &\approx 0,008 < 1, \end{aligned}$$

Отже, згідно таблиці категорія блискавкозахисту — II, тип зони — Б. Вибір типу блискавкоприймача. Однострижневий, установлений безпосередньо на даху будинку.

Розрахунок висоти блискавкоприймача.

Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу висотою  $h$  являє собою круговий конус, вершина якого знаходиться на висоті  $h_0 < h$ . На рівні землі зона захисту утворює коло радіусом  $r_0$ . Горизонтальний перетин зони захисту на висоті будинку, що захищається,  $h_x$  являє собою коло радіусом  $r_x$ .

Для зони типу Б висота  $h < 150$  м одиночного стрижневого блискавковідводу за відомих значень  $h_x$  ( $h_x = 4$  м) і  $r_x$  ( $r_x = \sqrt{5^2 + 7,5^2} \approx 9$  м) може бути визначена за формулою:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5} \approx \frac{9 + 1,63 \cdot 4}{1,5} \approx 10,4 \text{ м.}$$

Зона захисту має наступні розміри:

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 10,4 \approx 9,57 \text{ м,} \\ r_0 &= 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 10,4 \approx 15,6 \text{ м,} \\ r_x &= 1,5 \cdot (h - h_x/0,92) = 1,5 \cdot (10,4 - 4/0,92) \approx 9,08 \text{ м.} \end{aligned}$$

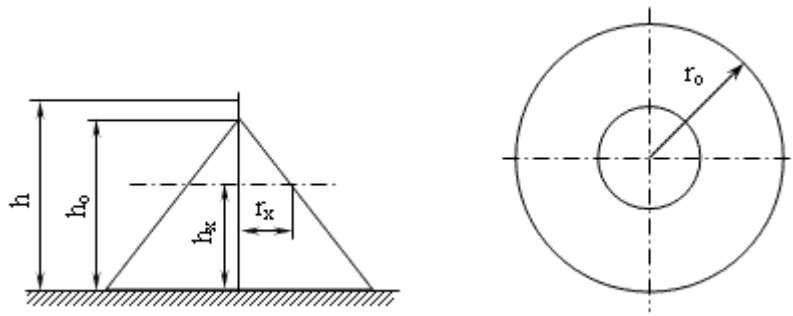


Рисунок 8.5 — Зона захисту розрахованого блискавкозахисту

Будуємо в масштабі зону захисту. Критерієм правильності розрахунку є надійний захист усього об'єкта, що захищається.

Визначення інших нормованих параметрів блискавкоприймача, струмовідводів, заземлювача.

У якості блискавкоприймача вибираємо сталевий прут діаметром 15 мм (перетин  $177\text{мм}^2$   $100\text{мм}^2$ ).

Як струмовідвід вибираємо сталеве коло діаметром 6 мм. Струмовідвід прокладається зовні будинку по повітрю.

Припускаючи, що в якості заземлювача фундамент будинку використовувати неможливо, відповідно до п 2.13 РД улаштуємо штучний заземлювач, що відповідає вимогам п.2.2.м РД. А саме: заземлювач складається з трьох вертикальних круглих електродів довжиною 3 м, об'єднаних горизонтальним круглим електродом; відстань між вертикальними електродами 5 м; діаметр всіх електродів 10 мм.

Заходи щодо захисту від вторинних проявів блискавки і заносу високого потенціалу.

Для захисту від вторинних проявів блискавки необхідно (п.2.20 РД):

- заземлити всі металеві частини електроустаткування через контур захисного заземлення;

- усередині будинку між трубопроводами й іншими протяжними металевими конструкціями в місцях зближення на відстань менше 10 см виконати металеві перемички (з огляду на те, що довжина будинку менше 30 м,



перемички ставляться в єдиному екземплярі);

- у фланцевих з'єднаннях забезпечити нормальне затягування не менше 4-х болтів на кожен фланець.

Захист від заносу високого потенціалу здійснюється приєднанням підземних трубопроводів до заземлювача блискавкозахисту.

#### 8.4 Протипожежний захист на підстанціях

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах [41].

Приміщення підстанції, де здійснюється діагностика вводів, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані с зонами П-III.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м<sup>2</sup> наступна: до 1 - 100 м<sup>2</sup>.

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 8.3.

Таблиця 8.2 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях.

	Стіни				Колони	Сходові клітини, марші	Плити, настили та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настили і прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/0

Таблиця 8.3 – Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м <sup>3</sup>	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
1440	Д	II	100

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [38].

Ящик для піску має місткість 3м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

### **8.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи системи автоматизованого керування потоками потужності в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій**

На території України можливе виникнення надзвичайних ситуацій як техногенного так і природного характеру, що можуть нести негативний вплив на роботу електричної системи. Дуже загрозливим для електричних мереж може бути дія електричного імпульсу та сейсмічної активності.

В Україні продовжують розвиватися небезпечні зміни геологічного середовища, які призводить до формування небезпек, що викликані активізацією і аномальним розвитком геологічних процесів, які розподіляються на екзогенні та ендегенні. Розвиток інструментальних геофізичних спостережень показав, що древні платформи схильні до сучасних деформацій, хоча значно повільніших, ніж їхні краї. Локальні землетруси, епіцентри яких знаходяться в межах літосферних тектонічних плит, виражаються в

тектонічних рухах уздовж зон розломних дислокацій. Таким чином, глибинні розломи, що розсікають кору і проходять, можливо, в мантію, є зонами підвищеної мобільності або проникності речовини земної кори. Внаслідок цього порушується нормальне функціонування об'єктів електричної мережі.

На створення ЕМІ витрачається невелика частина ядерної енергії, однак, він здатний викликати потужні імпульси струмів і напруг в проводах і кабелях повітряних і підземних ліній зв'язку, сигналізації, в антенах радіостанцій і т.д. Вплив ЕМІ може призвести до згорання чутливих елементів пов'язаних з великими антенами чи відкритими провідниками, а також до серйозних порушень в цифрових та контрольних пристроях, зазвичай без оборотних змін. Особливістю ЕМІ як вражаючого фактору є його здатність поширюватись на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях.

#### 8.5.1 Дослідження безпеки роботи системи автоматизованого керування в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій безпеки роботи ЕМ в цих умовах приймається таке максимальне значення дози опромінення елементної бази, при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але ЕМ ще буде працювати з необхідною якістю. Максимально допустимі значення потужності дози елементів ЕМ наведені в таблиці 8.4.

Таблиця 8.4 - Максимально допустимі потужності дози елементів

№	Блок	Елементи блоків ЕМ	$P_{гр,i}$ (Р/Год)	$P_{гр}$ (Р/Год)
1	БЖ	Транзистори КТ3102В	$10^5$	$10^4$
		Діоди загального призначення S1M	$10^5$	
2	БП	Конденсатори SMD1206 1nf, 16V	$10^6$	
		Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	$10^6$	
3	БКП	Мікросхеми PIC16F877	$10^4$	
		Діелектрики GTP15	$10^4$	

1. За мінімальним значенням  $p_{гр}$  (див. табл. 8.4) межа стійкості  $p_{гр}$  роботи мереж складає  $p_{гр} = 10^4$  (Р/Год).

2. Для оцінки безпеки роботи електричної мережі визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ( $p_{гр}$ ) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \cdot p_{гр} \cdot K_{пос}, \quad (8.3)$$

де:  $K$  – коефіцієнт надійності,  $K = 0,9..0,95$ ;

$p_{гр}$  – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$  – коефіцієнт послаблення радіації ( $K_{пос} = 2$ ),

$$P_{гр} = 0,9 \cdot 10^4 \cdot 2 = 1,8 \cdot 10^4 \text{ (Р / год)},$$

1. З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме  $P_{гр} = 1,8 \times 10^4$  (Р/Год).

2. Розрахуємо допустимо максимальний час перебування ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань та ЕМІ:

$$D_m = \frac{2P_{гр}(\sqrt{t_K^2} - \sqrt{t_{II}^2})}{1}, \quad (8.4)$$

де:  $\sqrt{t_{II}^2}$ , дорівнює 1;  $D_m$  – дорівнює  $10^3$ ;  $t_{доп} = 12,6 \times 10^3$  (год).

Отже, системи автоматизованого керування буде працювати досить безпечно в умовах іонізуючих випромінювань і не потребує особливих додаткових заходів по захисту від цього фактора.

### 8.5.2 Оцінка безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

В якості показника безпеки елементів ЕМ до дії електромагнітного імпульсу використовують коефіцієнт безпеки:

$$K_6 = 20 \lg \frac{U_d}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ дБ}, \quad (8.5)$$

де  $U_d$  - допустиме коливання напруги живлення;

$U_{B(\Gamma)}$  - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних системах.

Спочатку визначається допустиме коливання напруги живлення:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \quad (8.6)$$

де  $N$  – допустимі коливання (приймається  $N=5\%$ )

Шляхом підстановки числових даних в (5.6) отримується:

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12.6 \text{ (В)}.$$

Визначається максимально очікувана напруга в горизонтальних лініях.

$$U_B = \frac{U_d}{K} \cdot 10^{20} \quad (8.7)$$

Після підстановки числових даних:

$$U_B = \frac{12.6}{\frac{40}{10^{20}}} = 0.126(\text{В}).$$

З формули визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$U_B = E_{\Gamma} \cdot I_B. \quad (8.8)$$

Отже,  $E_{\Gamma}$  визначається:

$$E_{\Gamma} = \frac{U_B}{I_B}, \quad (8.9)$$

Після підстановки числових даних в формулу (8.9):

$$E_{\Gamma} = \frac{0.126}{5} = 0.0252(\text{В / м}).$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається з формули:

$$E_{\Gamma} = 10^{-2} \cdot E_B, \quad (8.10)$$

Тоді  $E_B$  буде:

$$E_B = 0.0252 \cdot 1000 = 25.2(\text{В / м}).$$

8.5.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи системи автоматизованого керування в умовах надзвичайних ситуацій

Захист від електромагнітного імпульсу.

На стійкість роботи об'єктів енергетичної галузі за НС впливають такі чинники:

- 1) надійність захисту робітників і службовців від впливу надзвичайних подій;
- 2) здатність інженерно-технічного комплексу об'єкта протистояти певною мірою ударну хвилю, світловому випромінюванню і радіації;
- 3) захищеність об'єкта від вторинних вражаючих чинників (пожеж, вибухів, затоплень, заражень сильнодіючими отруйними речовинами);
- 4) надійність системи постачання об'єкта всім необхідними для продукції (сировиною, паливом, електроенергією, водою тощо);
- 5) стійкість і безперервність управління виробництвом;
- 6) підготовленість об'єкта до ведення рятувальних та інших невідкладних робіт та виконання робіт відновлення порушеного виробництва.

Особливістю ЕМІ, як уражаючого фактора, є його спроможність поширюватися упродовж десятків і сотні кілометрів на навколишньому середовищі по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення.

При наземних і низьких повітряних вибухах у зоні, радіусом на кілька км від місця вибуху, в лініях зв'язку й електропостачання виникають напруги, які можуть викликати пробій ізоляції проводів і кабелів щодо землі, і навіть пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь ушкодження залежить переважно від амплітуди наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання.

Головне завдання захисних пристроїв від ЕМІ — виключити доступ наведених струмів до чутливих вузлів і елементів устаткування, що захищається. Проблема захисту від ЕМІ ускладнюється тим, що імпульс протікає приблизно в 50 раз швидше, ніж, наприклад, розряд блискавки, і тому прості газові розрядники у цьому випадку малоефективні.

Використаємо захисний екран із сталі. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном:

$$A_{екр1} = K_{\sigma} - K_{\sigma.розр} = 40 - 15,7 = 24,3(\partial Б);$$

$$A_{екр2} = K_{\sigma} - K_{\sigma.розр} = 40 - 13,4 = 26,6(\partial Б);$$

$$A_{екр3} = K_{\sigma} - K_{\sigma.розр} = 40 - 0,5 = 39,5(\partial Б).$$

Розрахунок товщини стінок екрану:

$$t_1 = \frac{A_{екр}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{24,3}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,038 \text{ (см)};$$

$$t_2 = \frac{A_{екр}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{26,6}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,042 \text{ (см)};$$

$$t_3 = \frac{A_{екр}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{39,5}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,062 \text{ (см)},$$

де  $k=5,2$  (для сталі),  $f=15000$  (Гц).

Екран встановлюємо із сталі, з товщиною стінок 0,05(см) та 0,07(см) відповідно.

Захист при сейсмічній активності.

З початку землетрусу люди, які перебувають в приміщенні не вище другого поверху, повинні негайно залишити приміщення і вийти на відкрите місце (за 25-30с). При неможливості залишити приміщення, стати в прорізі дверей, кімнатних внутрішніх стін, вимкнути світло, газ. Після припинення підземних поштовхів покинути приміщення (ліфтом користуватись 18 заборонено). Далі потрібно приступити до рятування людей.

Прогнозування землетрусів може бути довгостроковим і короткостроковим, воно здійснюється мережею сейсмічних станцій. Провісниками землетрусів є ріст малих поштовхів, підйом води в свердловинах, деформація поверхні землі, підвищення рівня радіації (за рахунок радону), незвичайна (неспокійна) поведінка тварин і птахів та інше.



Прояв наслідку землетрусу поділяється на дві фази. Перша фаза – час приходу поздовжніх хвиль, коли відчуваються поштовхи поверхні землі, а будинки (споруди) отримують незначні руйнування.

Друга фаза – час приходу поверхневих сейсмічних хвиль. Ця фаза є головною і визначає ступень руйнувань будинків, споруд.

Отже, було визначено область працездатності електричної мережі в умовах дії сейсмічних коливань та електромагнітного імпульсу. Елементи підстанції здатні працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу при встановленні сталевих захисних екранів: вимикач 0,05 (см), вимірювальний трансформатор 0,05 (см), силовий трансформатор 0,07 (см). Для підвищення стійкості ЕМ в умовах сейсмічної необхідно: підвищити стійкість ЕМ за рахунок добудови додаткових рамних конструкцій.

## ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було розроблено рекомендації з оптимізації процесу керування потоками потужності та напругою в електричних мережах 330-110 кВ із застосуванням силових трансформаторів.

В роботі були проаналізовані показники якості електричної енергії та їх вплив на нормальну роботу електричних мереж. Розглянуто основні поняття про регулювання напруги трансформаторами, а також засоби і способи регулювання напруги як одного з основних показників якості електроенергії, з метою оптимізації режиму роботи енергосистеми.

Також були розглянуті будова та класифікація пристроїв РПН, їх схеми та послідовність роботи їх контактів. Крім того, було розглянуто основні елементи конструкцій та технічне обслуговування і застосування пристроїв регулювання напруги силових трансформаторів.

Також в роботі було розроблено рекомендації щодо автоматизованого керування потоками потужності та напругою в електричних мережах 330-110 кВ за допомогою програмного комплексу аналізу чутливості втрат потужності, який розроблено на кафедрі ЕСС ВНТУ. Було сформовано розрахункову модель та проведено розрахунок усталеного режиму ЕС, а також режимів максимальних і мінімальних навантажень з подальшою оптимізацією поточкорозподілу в мережі. Крім того, виконано ранжування трансформаторів з РПН по пріоритету керування та встановлено оптимальну зону нечутливості.

В роботі було розроблено рекомендації щодо оптимізації процесу керування потоками потужності та напругою фрагменту електричних мереж 330-110 кВ із застосуванням силових трансформаторів. Було розглянуто технічну і функціональну структуру АСК. Забезпечення необхідного рівня надійності функціонування АСК було здійснено за рахунок використання двошинного комплексу і резервованої схеми його підключення, а також було проаналізовано комплекс функціональних задач, які реалізуються в проектованій АСК.

Також було виконано ранжування регулюючих пристроїв і обрано оптимальний склад РП. З 5 трансформаторів з РПН було вибрано 3 найбільш ефективних. Дія оптимального складу РП було визначено налагоджувальні параметри системи автоматизованого керування. Так для введення режиму ЕС в оптимальну область необхідно виконати 7 перемикачів РПН трансформаторів.

Оптимальні значення налагоджувальних параметрів досліджено в часі на моделі ОІК. Отримані значення залишаються оптимальними в широкому діапазоні зміни навантажень вузлів.

Крім того, в роботі було досліджено графік зміни втрат активної потужності ЕС, напруги у найбільш віддаленому вузлі, активної та реактивної потужностей у цьому вузлі, а також активної та реактивної потужностей у лінії з найбільшими втратами, як функції від часу.

В результаті виконаних розрахунків були встановлені оптимальні значення коефіцієнтів трансформації трансформаторів, що забезпечило зниження втрат потужності в мережі, з урахуванням чутливості втрат потужності до коефіцієнтів трансформації, а також з урахуванням збитків, що викликані відхиленнями напруги. В роботі було виконано розрахунок техніко-економічного ефекту оптимального керування.

В розділі «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях» було розглянуто питання забезпечення охорони праці персоналу, що обслуговує силові трансформатори, а також досліджено стійкість роботи електричних мереж 330-110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.