

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки і електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

Особливості визначення зони ушкодження обладнання по рівню струмів
короткого замикання
(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2м курсу, групи ДЕА-Е23мг
спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/ Руслан ЧИКІШ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Ірина ПАНТЄЛЄВА
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ Олег ЛИТВИН
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/ Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК

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

«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувачу вищої освіти Руслану ЧИКІШУ

1. Тема «Особливості визначення зони ушкодження обладнання по рівню струмів короткого замикання»

затверджена наказом по академії №4801-5/3345 від «12» 10 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» 12 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: параметри нормального режиму електрообладнання; параметри синхронного генератора; особливості перехідних процесів в мережі, де встановлені синхронні генератори; параметри двигунів

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
ВСТУП; РОЗДІЛ 1. СТРУМИ РАПТОВОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ У СИНХРОННОМУ ГЕНЕРАТОРІ; РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СГ; РОЗДІЛ 3. ВИЗНАЧЕННЯ ЗОНИ ПОШКОДЖЕННЯ ОБЛАДНАННЯ; ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання « 12 » _____ 10 _____ 2024 р.

Керівник

(підпис)

Ірина ПАНТЕЛЄЄВА

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

_____ Руслан ЧИКІШ

(підпис)

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/ п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	02.10.24 – 05.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	06.10.24 – 15.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	16.10.24 – 29.10.24	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи	30.10.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка)

(підпис)

Руслан ЧИКІШ

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

до магістерської роботи з теми «Особливості визначення зони ушкодження обладнання по рівню струмів короткого замикання» Руслана ЧИКІША

Магістерська робота виконана на ____ сторінок, містить ____ таблиць, ____ рисунків, що характеризують результати дослідження, використано літературних джерел ____.

Актуальність теми дослідження, зокрема для генераторів та ліній, зумовлена зростаючою складністю сучасних енергосистем, інтеграцією відновлюваних джерел енергії, розподілених генераторів та нових технологій. Сучасні енергомережі вимагають високої точності у визначенні місця ушкодження для забезпечення стабільності роботи, запобігання каскадним аваріям та мінімізації тривалості простоїв.

Це завдання є критично важливим для зниження ризиків виходу з ладу дорогого обладнання та уникнення небезпечних ситуацій для персоналу. Вчасне виявлення зон ушкодження сприяє підвищенню ефективності систем релейного захисту та автоматики, зменшує тривалість аварійних режимів і забезпечує відповідність нормативним вимогам. Економічний аспект також відіграє важливу роль, оскільки неправильне визначення ушкоджень може призводити до значних фінансових втрат, пов'язаних із зупинкою роботи енергетичного обладнання, витратами на відновлення та компенсаціями споживачам.

Мета дослідження: процеси, що відбуваються в електроенергетичних системах під час коротких замикань, зокрема вплив струмів короткого замикання на обладнання генераторів і ліній електропередачі, а також методи визначення зон ушкодження в таких умовах.

Ключові слова: синхронний генератор, несправності, коротке замикання, математична модель, надійність електропостачання, зона пошкодження

ABSTRACT

to the master's thesis on the topic "Features of determining the equipment damage zone by the level of short-circuit currents" Ruslan CHIKISH

The master's work is executed on ____ pages, contains ____ tables, ____ drawings, which characterize the results of research, used literary sources_____.

The relevance of the research topic, in particular for generators and lines, is due to the increasing complexity of modern power systems, the integration of renewable energy sources, distributed generators and new technologies. Modern power grids require high accuracy in determining the location of damage to ensure stable operation, prevent cascading accidents and minimize downtime.

This task is critical to reducing the risk of expensive equipment failure and avoiding dangerous situations for personnel. Timely detection of damage zones helps to increase the efficiency of relay protection and automation systems, reduces the duration of emergency modes and ensures compliance with regulatory requirements. The economic aspect also plays an important role, since incorrect damage detection can lead to significant financial losses associated with the shutdown of power equipment, restoration costs and compensation to consumers.

Key words: Keywords: synchronous generator, faults, short circuit, mathematical model, power supply reliability, damage zone

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. СТРУМИ РАПТОВОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ У
СИНХРОННОМУ ГЕНЕРАТОРІ

1.1. Огляд методів визначення параметрів синхронних генераторів

1.2. Ідентифікація електричних параметрів СГ при включенні у розподільну мережу

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СИНХРОННОГО
ГЕНЕРАТОРА

2.1. Модель явно полюсного синхронного генератора міні-ТЕЦ

2.2. Моделювання перехідних процесів генератора з несиметрією фазних обмоток статора

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

РОЗДІЛ 3. ВИЗНАЧЕННЯ ЗОНИ ПОШКОДЖЕННЯ ОБ'ЄКТУ ПО
РІВНЮ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

3.1. Методи визначення зони ушкодження за параметрами аварійного режиму для поліпшення показників технічного стану ліній розподільчих мереж 6–10 кВ з одностороннім живленням

3.2. Алгоритм визначення місця пошкодження лінії електропередачі з відгалуженням

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

КЗ- коротке замикання

ЛЕП- лінія електропередачі

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

СГ – синхронний генератор

СМ – синхронна машина

ЕЕС – електроенергетична система

ВМП – визначення місць пошкодження

ПЛ- повітряна лінія

РЗА- релейний захист та автоматика

ППН- поздовжньо-поперекова несиметрія

ПАР – параметри аварійного режиму

ВСТУП

Актуальність теми дослідження, зокрема для генераторів та ліній, зумовлена зростаючою складністю сучасних енергосистем, інтеграцією відновлюваних джерел енергії, розподілених генераторів та нових технологій. Сучасні енергомережі вимагають високої точності у визначенні місця ушкодження для забезпечення стабільності роботи, запобігання каскадним аваріям та мінімізації тривалості простоїв.

Це завдання є критично важливим для зниження ризиків виходу з ладу дорогого обладнання та уникнення небезпечних ситуацій для персоналу. Вчасне виявлення зон ушкодження сприяє підвищенню ефективності систем релейного захисту та автоматики, зменшує тривалість аварійних режимів і забезпечує відповідність нормативним вимогам. Економічний аспект також відіграє важливу роль, оскільки неправильне визначення ушкоджень може призводити до значних фінансових втрат, пов'язаних із зупинкою роботи енергетичного обладнання, витратами на відновлення та компенсаціями споживачам.

Крім того, актуальність теми посилюється науковими викликами, такими як необхідність удосконалення методів моделювання аварійних режимів, інтеграція штучного інтелекту та алгоритмів оптимізації в аналіз короткозамкнених струмів. Зміна топології мереж і впровадження "розумних" енергосистем створюють додаткові вимоги до автоматизованих систем моніторингу та управління, які мають виявляти зони ушкоджень у реальному часі. Таким чином, вирішення цієї проблеми є ключовим для забезпечення стійкості, надійності та економічної ефективності сучасних енергетичних мереж.

Актуальність теми визначається, зокрема для генераторів та ліній, крім того ще й зростаючою складністю сучасних енергосистем, інтеграцією відновлюваних джерел енергії, розподілених генераторів та нових технологій. Сучасні енергомережі вимагають високої точності у визначенні місця ушкодження для забезпечення стабільності роботи.

Окремої уваги заслуговують проблеми, викликані струмами раптових коротких замикань (КЗ). Вони можуть призводити до суттєвих перевантажень у мережі, що викликає термічне та електродинамічне пошкодження обладнання, як-от генераторів, трансформаторів і розподільчих пристроїв. Такі струми здатні знижувати термін експлуатації електрообладнання та спричиняти його передчасний вихід із ладу. Наявність високих пікових струмів створює небезпеку для персоналу, який може зазнати ураження, а також може викликати серйозні наслідки для електромережі, включаючи її дестабілізацію.

Вчасне виявлення зон ушкодження дозволяє мінімізувати негативні наслідки впливу таких струмів, сприяє забезпеченню стабільної роботи системи, підвищує надійність роботи релейного захисту та автоматики (РЗА) і забезпечує дотримання нормативів.

Мета дослідження: розробка та вдосконалення методів визначення зон ушкодження обладнання в енергосистемах за рівнем струмів короткого замикання для забезпечення своєчасної локалізації аварій, мінімізації впливу струмів КЗ на обладнання та підвищення надійності й ефективності функціонування електричних мереж.

Об'єкт дослідження: процеси, що відбуваються в електроенергетичних системах під час коротких замикань, зокрема вплив струмів короткого замикання на обладнання генераторів і ліній електропередачі, а також методи визначення зон ушкодження в таких умовах.

Предмет дослідження: методи та алгоритми визначення зон ушкодження обладнання енергосистем за рівнями струмів короткого замикання, їхній вплив на роботу релейного захисту та автоматики, а також способи мінімізації негативних наслідків аварійних режимів.

Для досягнення мети дослідження необхідно вирішити наступні **задачі:**

- Розглянути можливі випадки раптових коротких замикань та струми, які при цьому виникають в синхронних генераторах;

- Ідентифікувати параметри синхронних генераторів та ліній електропередачі при включенні їх у розподільну мережу;
- Розробити математичну модель явнополюсного генератора для дослідження аварійних режимів;
- Розглянути моделювання перехідних процесів, що виникають;
- Визначити залежність струмів КЗ від індуктивних опорів генератора при різних видах КЗ;
- Визначити зони ушкодження по рівню струмів КЗ у різних елементах системи.

Наукова новизна дослідження полягає в розробці вдосконалених методів визначення зон ушкодження обладнання в енергосистемах за рівнями струмів короткого замикання, які враховують сучасні умови функціонування мереж, зокрема інтеграцію розподілених джерел енергії та змінну топологію мереж. Запропоновані методи дозволяють підвищити точність локалізації ушкоджень, мінімізувати вплив аварійних струмів на обладнання, забезпечити ефективну роботу релейного захисту та покращити загальну стійкість і надійність енергосистем.

Теоретичні результати дослідження включають: розробку математичних моделей для аналізу розподілу струмів короткого замикання в різних ділянках енергосистеми, що враховують параметри обладнання, топологію мережі та характеристики аварійних режимів; удосконалення алгоритмів визначення зон ушкодження на основі аналізу струмів КЗ з урахуванням впливу розподілених джерел енергії та змінних режимів роботи мережі; обґрунтування критеріїв і умов для ефективної локалізації ушкоджень, які забезпечують високу точність і швидкодію роботи релейного захисту; розробку методів оцінки впливу струмів КЗ на електрообладнання та визначення оптимальних параметрів захисту для мінімізації термічного й електродинамічного впливу аварійних струмів.

Практичні результати дослідження включають: розробку методичних рекомендацій для інженерів та операторів енергосистем щодо використання

вдосконалених методів визначення зон ушкодження обладнання за рівнем струмів короткого замикання; створення алгоритмів для систем релейного захисту і автоматики, які забезпечують точну та швидку локалізацію місць ушкодження, що зменшує тривалість і наслідки аварійних ситуацій; оцінку впливу струмів короткого замикання на електрообладнання, що дозволяє оптимізувати режими експлуатації, знижувати зношення обладнання та покращувати економічну ефективність роботи енергосистеми.

Методи дослідження: математичне моделювання процесів короткого замикання в енергосистемах, що дозволяє аналізувати розподіл струмів КЗ та їхній вплив на різні елементи мережі, зокрема генератори і лінії електропередачі; для оцінки зон ушкодження використовуються чисельні методи, такі як методи кінцевих елементів, для моделювання термічних та електродинамічних ефектів, що виникають під час коротких замикань. Також застосовуються алгоритми оптимізації для визначення найбільш ефективних стратегій релейного захисту, що знижують час локалізації ушкоджень та мінімізують вплив на обладнання.

РОЗДІЛ 1. СТРУМИ РАПТОВОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ У СИНХРОННОМУ ГЕНЕРАТОРІ

Підвищений інтерес в останні роки до відновлюваних джерел електропостачання (ВДЕ) – вітровим енергоустановкам, міні- та мікро-ГЕС визначив збільшення розробок генераторів з низькою швидкістю потужністю від одиниць до 100-150 кВт. Це, головним чином, асинхронні та синхронні генератори з можливістю їх повної або часткової герметизації, відсутністю ковзних контактів, що дозволяє виконувати їх необслуговуваними. У синхронних генераторах з цією ж метою застосовують магнітоелектричне збудження.

Особливості роботи ВДЕ - потужність джерела, порівнянна з потужністю споживача; перехідні процеси, пов'язані з постійною зміною навантаження споживача; потужністю приводного рушія, що істотно залежить від швидкості вітру або водного потоку.

Для мікро-ГЕС, наприклад, розроблено низько швидкісний торцевий синхронний генератор із збудженням від постійних магнітів [1], що дозволяє застосувати прямий привід від ортогональної турбіни, що обертається у вільному потоці з частотою 85-250 об/хв.

При проєктуванні цього генератора основне завдання розрахунку магнітної системи машин з постійними магнітами полягало у визначенні конструкції, оптимальної по габаритах, масі, вартості та інших показників, що забезпечують у робочому зазорі задане значення магнітного потоку. Розроблена математична модель генератора застосовна і для розрахунку інших конструкцій генераторів з постійними магнітами, створення та виробництва яких в останні 10-20 років збільшилося.

Як методологічна основа виведення рівнянь синхронних машин використовувались положення про узагальнений електромеханічний перетворювач енергії.

При математичному описі синхронної машини зроблено ряд загальноприйнятих припущень, які дають можливість замість реальної машини з достатнім ступенем точності дослідити ідеалізовану синхронну машину [2].

У математичній моделі такого генератора введено ще одне припущення: облік активного опору статора. Оскільки в генераторах малої потужності активний опір дорівнює індуктивному опору та суттєво впливає на характер перехідних процесів; змінюються такі параметри: тривалість процесів збільшується, та вони стають загасаючими, амплітуда струму зростає. Перелічені параметри дуже сильно впливають на вибір системи управління, від якої залежить якість стабілізації величини напруги та її частоти.

Обмотки статора і ротора мають у загальному випадку різну кількість фаз і витків, різний розподіл у просторі. Для того щоб розрахунки проводилися в одній системі координат, виконано приведення роторної обмотки до статорної за допомогою прийнятих коефіцієнтів приведення. За умовами приведення повна потужність у реальних і наведених обмотках має бути однаковою.

Приймаємо, що обмотки збудження та демпферна обмотки (ротора) приведені до якірних обмоток (статора). Для кожної з обмоток машини можна записати рівняння другого закону Кірхгофа:

$$\left. \begin{aligned} -u_d &= d\psi_d/dt - \omega\psi_q + r_a i_d \\ -u_q &= d\psi_q/dt + \omega\psi_d + r_a i_q \\ u_{fd} &= d\psi_{fd}/dt + r_{fd} i_{fd} \\ u_{fq} &= d\psi_{fq}/dt + r_{fq} i_{fq} \\ 0 &= d\psi_{1d}/dt + r_{1d} i_{1d} \\ 0 &= d\psi_{1q}/dt + r_{1q} i_{1q} \end{aligned} \right\}$$

До системи рівнянь (1.1) можна додати рівняння руху:

$$M_B = M + J \frac{d\omega}{dt} ,$$

Де M_B – зовнішній момент, що обертається; M – електромагнітний момент; J - момент інерції мас ротора, що обертаються; ω - кутова швидкість ротора.

Диференційні рівняння встановлюють зв'язок між напругою, струмами машини. В них у якості коефіцієнтів входять активні опори обмоток якоря, збудження та демпферної, індуктивності взаємоіндукції обмоток. Ці електричні параметри необхідні для визначення точки відходу прямої повернення та ЕРС холостого ходу, залежать від форми магнітного поля у робочому зазорі та, як наслідок, від конструкції ротора.

По розрахунковій математичній моделі складені схеми заміщення магнітних ланцюгів для різних положень ротора: у міжполюсному просторі (рис.1.1,а), розподіл магнітного поля реакції якоря (рис.1.1,б), розподіл магнітного поля магніту (рис.1.1,в).

Кожний опір у схемі заміщення – це величина, обернена до відповідних магнітних провідностей, які необхідні для визначення індуктивних опорів.

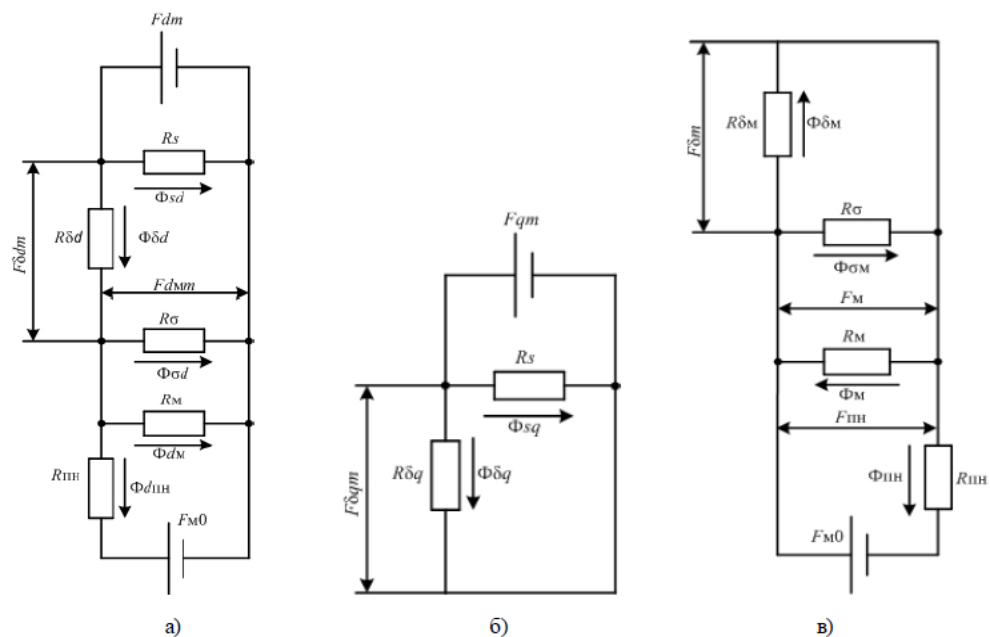


Рисунок 1.1 – Схеми заміщення

Для дослідження перехідних режимів в електричних машинах був використаний операційний метод. Приймаючи частоту обертання ротора незмінною, вводячи відносний час і переходячи від оригіналів змінних функцій до їх зображень, систему диференціальних рівнянь (1.1) можна представити в наступному вигляді:

$$\left. \begin{aligned} -u_d(p) &= p \cdot \psi_d(p) - \omega \psi_q(p) + r_a i_d(p) \\ -u_q(p) &= p \cdot d\psi_q(p) + \omega \psi_d(p) + r_a i_q(p) \\ u_{fd}(p) &= p \cdot \psi_{fd}(p) + r_{fd} i_{fd}(p) \\ u_{fq}(p) &= p \cdot \psi_{fq}(p) + r_{fq} i_{fq}(p) \\ 0 &= p \cdot \psi_{1d}(p) + r_{1d} i_{1d}(p) \\ 0 &= p \cdot \psi_{1q}(p) + r_{1q} i_{1q}(p) \end{aligned} \right\},$$

Якщо цю систему рівнянь вирішити відносно струмів, то

$$i_d(p) = - \frac{u_d(p) \cdot Z_q(p) + u_q(p) \cdot x_q(p) + U_f(p) \cdot \left[p \cdot \left(\frac{x_{ad}}{r_f + px_f} \right) (p) \cdot Z_q(p) + \left(\frac{x_{ad}}{r_f + px_f} \right) (p) \cdot x_q(p) \right]}{Z_d(p) \cdot Z_q(p) + x_d(p) \cdot x_q(p)}$$

$$i_q(p) = \frac{u_d(p) \cdot x_q(p) + u_q(p) \cdot Z_d(p) - U_f(p) \cdot \left[p \cdot \left(\frac{x_{ad}}{r_f + px_f} \right) (p) \cdot Z_d(p) - p \cdot \left(\frac{x_{ad}}{r_f + px_f} \right) (p) \cdot x_d(p) \right]}{Z_d(p) \cdot Z_q(p) + x_d(p) \cdot x_q(p)},$$

Де: $Z_d(p)$ - відповідно повні операторні опори синхронного генератора по поздовжній та поперечній осях.

Графік перехідної складової струму КЗ буде описуватись наступним виразом:

$$i'_{kn} = I'_m \exp(-t/T'_d) \cos \omega t,$$

$$I'_m = E_o \cdot \left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot \sqrt{2}$$

Графік аперіодичної складової струму КЗ представлений на рис.1.2.

З графіка (рис.1.2) видно, що під впливом активного опору аперіодична складова струму короткого замикання загасає швидко. Тривалість перехідного процесу становить трохи більше 0,1 мс, початкова величина дорівнює $2I_n$.

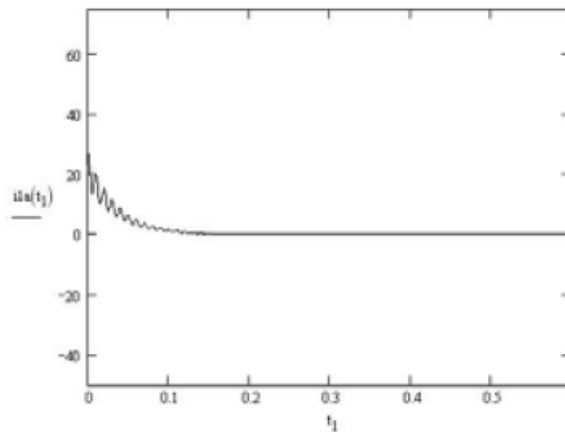


Рисунок 1.2 – Аперіодична складова струму КЗ

Графіки встановленого та результуючого струмів короткого замикання представлені на рис.1. 3. Амплітуда струму короткого замикання дорівнює $2I_n$. Встановлене значення струму досягається до 0,1 с.

Магнітна провідність ротора також відрізняється по поздовжній та поперечній осях. Внаслідок цього сумарний струм короткого замикання (рис.1.3, б) прагне підтримати незмінним потокозчеплення, відчуває коливання та змінюється у часі так, як показано на рис.1.3,б. При $x_q = x_d$ пульсації аперіодичного струму практично відсутні.

Отримані дані показують, що пульсуючі складові моменту в результаті взаємодії магнітних потоків, що рухаються відносно один одного, дуже великі і прагнуть відігнути лобові частини статора обмотки. Крім того, у початковий момент короткого замикання машина зазнає сильний удар, оскільки енергія магнітних полів у цей момент значно зростає за рахунок кінетичної енергії ротора. У результаті виникає гальмуючий момент, що має характер короткочасного імпульсу.

Отже, велика увага має приділятися забезпеченню механічної міцності машини, насамперед її активної частини.

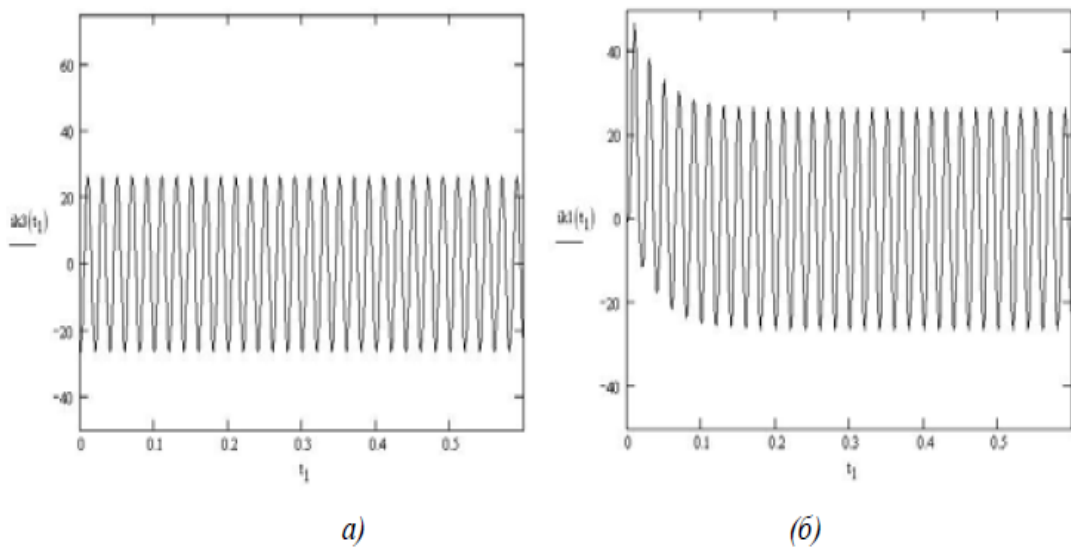


Рисунок 1.3 - Графіки встановленого (а) та результуючого струмів короткого замикання (б)

У торцевому генераторі обмотки, виконані у вигляді обмотувальних модулів, заливають компаундом, створюючи ізоляцію типу «моноліт», що покращує ізоляційні властивості обмотки, її тепловіддачу та підвищують механічну міцність статора.

Постійні магніти ротора встановлюють у спеціальний шаблон, що виключає їх взаємне переміщення, і закривають полюсними наконечниками, що закріплюються немагнітними гвинтами на диску ротора за межами активної частини. З урахуванням амплітуд знакозмінних моментів розраховуються вал і підшипникові щити генератора.

Процес раптового короткого замикання, що відбувається під час роботи машини під навантаженням, має складніший характер, але у найголовніших рисах аналогічний розглянутому вище випадку, коли коротке замикання відбувається при холостому ході. Величини початкових і ударних струмів короткого замикання при цьому також суттєво не змінюються.

1.1. Огляд методів визначення параметрів синхронних генераторів

Одним з основних інструментів аналізу усталених і перехідних режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) є математичне моделювання, засноване на схемах заміщення основного силового обладнання: синхронних генераторів (СГ), ліній електропередачі (ЛЕП), трансформаторів, двигунів і тощо. На нинішній момент загальноприйнятим підходом є визначення параметрів схем заміщення по паспортним даним або за даними випробувань. Даний підхід має ряд недоліків, пов'язаних з недостатнім обліком зміни параметрів обладнання в процесі експлуатації. Ця зміна може бути пов'язана зі старінням вузлів обладнання, впливом зовнішніх факторів, таких як температура навколишнього середовища, наявність льоду тощо.

Похибки параметрів схем заміщення елементів ЕЕС неминуче призводять до зниження точності аналізу встановлених і перехідних процесів. Найбільший вплив на результати розрахунків режимів ЕЕС надає СГ, параметри якого можуть змінюватися в широких межах: постійна інерції, коефіцієнт демпфірування, а також опору.

На сьогоднішній день у низці зарубіжних та вітчизняних досліджень пропонується визначати параметри схеми заміщення СГ за даними вимірювань. Цей підхід дозволяє перейти від паспортних даних до реальних параметрів СГ, що дозволяє збільшити точність розрахунків, а також надає нові можливості оцінки технічного стану [5]. Наприклад, зниження коефіцієнта демпфування може вказувати на ушкодження демпферної обмотки.

Цей розділ роботи присвячений аналізу методів оцінки параметрів СГ на основі вимірів. Приведені переваги, недоліки, а також область застосування розглянутих методів.

Більшість досліджень на тему визначення параметрів СГ за допомогою вимірювань параметрів електричного режиму можна класифікувати наступним чином:

- 1) аналіз рівняння руху СГ;
- 2) цифрові фільтри ;

- 3) перетворення Хартлі;
- 4) метод найменших квадратів;
- 5) методи штучного інтелекту;
- 6) псевдовипадкова двійкова послідовність;
- 7) аналіз перехідних процесів при двохфазному КЗ та пуску;
- 8) метод Ньютона;
- 9) метод активної ідентифікації;
- 10) аналіз чутливості.

Для аналізу електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС широке застосування знайшов опис СГ за допомогою рівняння руху, яке відображає другий закон Ньютона для мас, що обертаються, і містить у собі постійну часу СГ, коефіцієнт демпфування, електромагнітну та механічну потужності.

Запропонований також алгоритм для визначення постійної інерції на основі цифрових фільтрів. Визначення інерції ґрунтується на аналізі сигналів активної потужності та частоти за допомогою ковзних вікон. З допомогою чисельного прикладу показана висока точність запропонованого методу, проте можна виділити і явний недолік: висока складність визначення коефіцієнтів фільтрів, що унеможлиблює застосування в режимі реального часу.

Можна застосовувати перетворення Хартлі для визначення параметрів СГ в режимі реального часу. У якості вихідних даних виступають сигнали струмів і напруги СГ. Пропонований метод дозволяє визначити такі параметри СГ: активний опір статора, індуктивність осі d і q , взаємну індуктивність між обмоткою збудження і фазною обмоткою. Для апробації були використані математично змодельовані дані з додаванням «білого шуму».

Під методами штучного інтелекту розуміється клас алгоритмів, які моделюють поведінку людського мозку, або групи низькорівневих організмів: бджіл, мурах, рою частинок. Методи поєднують у собі статистичний аналіз, регресію та класифікацію.

Розрізняють такі типи алгоритмів:

- 1) еволюційні алгоритми: генетичний алгоритм (ГА);

- 2) штучні нейронні мережі (ШНМ);
- 3) евристичні алгоритми – рою частинок і колонії мурах.

В результаті було показано, що при використанні традиційного ГА з бінарним кодуванням максимальна помилка визначення параметрів СГ становить 13,6%, у той час як при використанні ГА з речовим кодуванням – 7,4 %. Також було показано, що мінімум відхилення визначених параметрів від еталонних досягається за 0,6 с. Незважаючи на високу точність запропонованого методу, не була проведена апробація на складно замкнутій моделі з декількома СГ та на даних з реальної ЕЕС.

Під псевдовипадковою двійковою послідовністю розуміються кодові двійкові послідовності, що періодично повторюються, розподіленої довжини, які широко використовуються при передачі дискретних сигналів.

Можна також запропонувати метод визначення параметрів СГ за допомогою аналізу форми кривих струмів та напруги при двофазному КЗ. Аналіз форми кривих проводився за допомогою методу кінцевих елементів. Для апробації було обрано дані з реального СГ у режимі двофазного КЗ. Як визначені параметри були вибрані: надперехідні опори по осях d і q . Далі було проведено аналіз помилки визначення параметрів СГ щодо паспортних даних.

Отримані результати вказують на високу точність запропонованого методу.

Під методами активної ідентифікації розуміють сукупність методів для побудови математичних моделей динамічних систем даними спостережень. При ідентифікації динамічна модель може бути представлена у вигляді чорного або сірого ящика. Під чорним ящиком розуміється динамічна модель, для якої невідомими є структура та параметри, а для сірої скриньки – лише параметри. При цьому над досліджуваною системою можуть проводитися як пасивні, так і активні експерименти [8].

Для визначення параметрів СГ був запропонований метод активної ідентифікації в режимі реального часу. У запропонованому методі всі нелінійні елементи моделі СГ замінюються на зворотні зв'язки. Потім за

вимірами струмів і напруги СГ проводиться ідентифікація його параметрів. Для апробації методу пропонується використовувати реальні дані СГ. Показана висока точність та низька затримка запропонованого методу. Одним з недоліків методу активної ідентифікації є необхідність вибору характерного режиму, який повинен визначатися експертним шляхом для ідентифікації.

Під аналізом чутливості розуміється оцінка впливу параметрів СГ на характер перехідного процесу.

Виходячи з аналізу, можна зробити такі висновки:

1. Не існує одного універсального методу визначення параметрів СГ.
2. Наведені методи мають жорсткі вимоги до набору вхідних параметрів.
3. Під час розробки наведених методів не розглядалося питання визначення параметрів груп СГ, еквівалентів ЕЕС та вузлів рухомого навантаження.
4. Ряд методів заснований на досить повному поданні СГ, що робить неможливим використання в режимі реального часу.

Була запропонована адаптивна модель синхронної машини (СМ), яка характеризується такими властивостями:

- Параметри моделі визначаються на основі вимірів.
- Структура моделі визначається набором вимірюваних параметрів.
- В основі моделі лежать прості вирази, що надає можливість використання в режимі реального часу.
- За допомогою адаптивної моделі СМ можливо описати окремий СГ, групу СГ, вузол навантаження двигунів, еквівалент ЕЕС.
- Залежно від завдань точність і затримка у часі отримання параметрів адаптивної СМ може бути змінена.

Тому у якості застосування адаптивної моделі СМ розглядаються такі завдання: оцінки технічного стану СГ. Для задачі оцінки технічного стану СГ високу значимість набуває точність отримання параметрів СГ, у той час як обчислювальна затримка відходить на другий план. Задача протиаварійних

пристроїв (ПАП) відноситься до завдань, для вирішення яких найголовнішим є швидкодія, а високою точністю можна знехтувати.

У представленому дослідженні був проведений аналіз низки методів визначення параметрів СГ за даними вимірів, для кожного були виділені наступні характеристики: режимні застосування, що визначаються, параметри СГ, переваги та недоліки.

Визначено, що методами, що дозволяють визначити найбільшу кількість параметрів СГ, є метод найменших квадратів, псевдовипадкова двійкова послідовність, метод Ньютона та метод активної ідентифікації. Методом, що дозволяє визначити найменшу кількість параметрів з переглянутих, є аналіз рівняння руху СМ.

Для всіх розглянутих методів можна виділити як перевагу - високу точність, можливість застосування в режимі реального часу, стійкість до даних з «шумами», обчислювальну простоту, так і недоліки: малу кількість визначених параметрів, обмежену сферу застосування, високу адаптивність.

Таким чином, однозначно виділити оптимальний метод для визначення параметрів СГ на сьогоднішній день неможливо.

Окремо варто відзначити методи штучного інтелекту (ШІ), які характеризуються високою адаптивністю та точністю визначення параметрів СГ. Для даного класу методів ключовою є проблема формування достатньої навчальної вибірки. Для налаштування алгоритму ШІ в навчальну вибірку повинен бути включений набір струмів і напруги для різних режимних ситуацій та вектор параметрів СГ. Таким чином, метод ШІ не може розглядатися як незалежний, для його навчання необхідні параметри СГ, які повинні бути отримані за допомогою додаткового методу.

Методом, що дозволяє узагальнити підходи, розглянуті в даному розділі, є адаптивна модель СМ, яка має високу гнучкість по відношенню як до вихідних даних, так і до завдань, на вирішення яких вона застосовується.

1.2. Ідентифікація електричних параметрів СГ при включенні у розподільну мережу

Все частіше в сучасних містах з'являються невеликі когенераційні станції з генераторами малої потужності (до 25 МВА), які стають все більш конкурентоспроможними через зменшення втрат за рахунок близькості до споживачів, відсутності необхідності будівництва протяжних ліній електропередачі, використання ко-, три-, квадрогенерації, та легкого доступу до палива завдяки активній газифікації країни. Подібні станції працюють ізольовано від великих енергосистем, у яких існує централізоване диспетчерське управління, проте якби ж вони могли з'єднуватися між собою через розподільні мережі низької напруги, та/або приєднуватися до великих енергосистем, це призвело б до ряду системних ефектів: вирівнювання добових графіків, підвищення надійності тощо. Розподілена мала генерація також може надавати послуги великим енергосистемам, наприклад, продавати надлишки електроенергії в мережу та отримувати послуги, наприклад, регулювання частоти.

Тобто можна з упевненістю сказати, що виникла потреба у модернізації сучасного укладу електроенергетики, при якому буде реалізовано органічне та взаємовигідне існування великої централізованої та малої розподіленої генерації [9].

Однак існує низка технічних і економічних обмежень, що перешкоджають вільному доступу нового генеруючого обладнання в розподільчу мережу. Насамперед виникає питання щодо реалізації управління розподільними мережами, в яких присутні не лише пасивні, а й активні елементи. Оскільки більшість елементів генерації належать приватним особам, які бажають мати вільний доступ до мережі, то реалізовувати централізоване диспетчерське управління в даному випадку буде просто не доречно.

Адекватним виходом бачиться створення повністю автоматичного управління подібними мережами, для реалізації якого необхідно в темпі процесу мати дані про параметри режиму у генеруючих та навантажувальних вузлах, а також параметрів обладнання, включеного до мережі. При реалізації концепції розумних мереж питання ідентифікації стають одними з головних, без вирішення яких неможливо надати вільний доступ до мережі нових елементів. По суті, енергосистема має сама визначати тип та параметри обладнання, а також проводити автоматичне налаштування відповідної автоматики та коригувати уставки релейних захистів [10-11].

В даний час існує безліч методів визначення параметрів, які вже розглянуті, електричних машин, однак, вони або вимагають створення небезпечних режимів, таких як коротке замикання, чи лабораторних установок та дорогого обладнання, а головне на їх основі неможливо здійснити автоматичну ідентифікацію. Тому розроблено методи ідентифікації параметрів синхронної машини при включення її до мережі.

Ідентифікація параметрів синхронного генератора виконується перед кожним включенням до мережі, тим самим визначаються параметри машини для їх подальшого використання режимною та протиаварійною автоматикою. За результатами ідентифікації може проводитися перевірка справності обладнання та, у разі суттєвої розбіжності отриманих даних з очікуваними або попередніми, може проводитися відключення обладнання [13, 14].

На рис.1.3 представлена схема, яка пояснює яким чином необхідно включати генератор у мережу, щоб з аналізу виниклого перехідного процесу можна було б ідентифікувати параметри синхронної машини. Схема складається з генератора (Г), генераторного вимикача (В), силового трансформатора (Т), двох навантажень (Н1, Н2) та потужної системи (С).

Ідея полягає в тому, що генератор включається в мережу спеціальним чином, при якому виникає перехідний процес. У час даного перехідного процесу робляться осцилограми струмів та напруги на виводах генератора всіх

трьох фаз, струм збудження генератора та швидкість обертання ротора генератора.

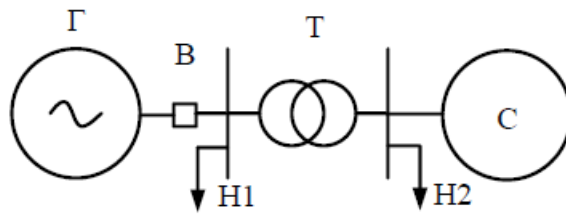


Рисунок 1.3 – Схема енергосистеми

За отриманими осцилограмами визначаються параметри машини. Етапи включення генератора до мережі наступні:

- Запускають та збуджують генератор.
- Строго виконують умови точної синхронізації з електричною мережею на вимикачі В.
- Створюють невелику неузгодженість за модулем напруги по кінцях вимикача.
- Виводять із роботи автоматичне регулювання збудження (АРЗ) синхронного генератора.
- При строгому виконанні інших умов точної синхронізації включають генераторний вимикач.
- Після згасання електромагнітного перехідного процесу вводять у роботу АРЗ, та експлуатують генератор у потрібному режимі.

При такому включенні машини до мережі в обмотці збудження та демпферній обмотці виникають вільні струми, магнітні потоки яких у свою чергу витісняють потік реакції статора із ротора. Виділивши в перехідному процесі зверхперехідні, перехідні та встановлені складові струмів та напруги, можна визначити електричні параметри синхронної машини.

Як приклад роботи запропонованого методу ідентифікації параметрів та пояснення способу обробки осцилограм була створена цифрова модель, складена у розширенні Simulink програмно-обчислювального комплексу

MatLab. Силова частина, що складається з послідовно з'єднаних явнополюсного генератора 20 МВА 13,8 кВ, вимикача, навантажень 5 та 10 МВт, трансформатора, та потужного джерела напруги. На рис.1.4 показані осцилограми струму та напруги.

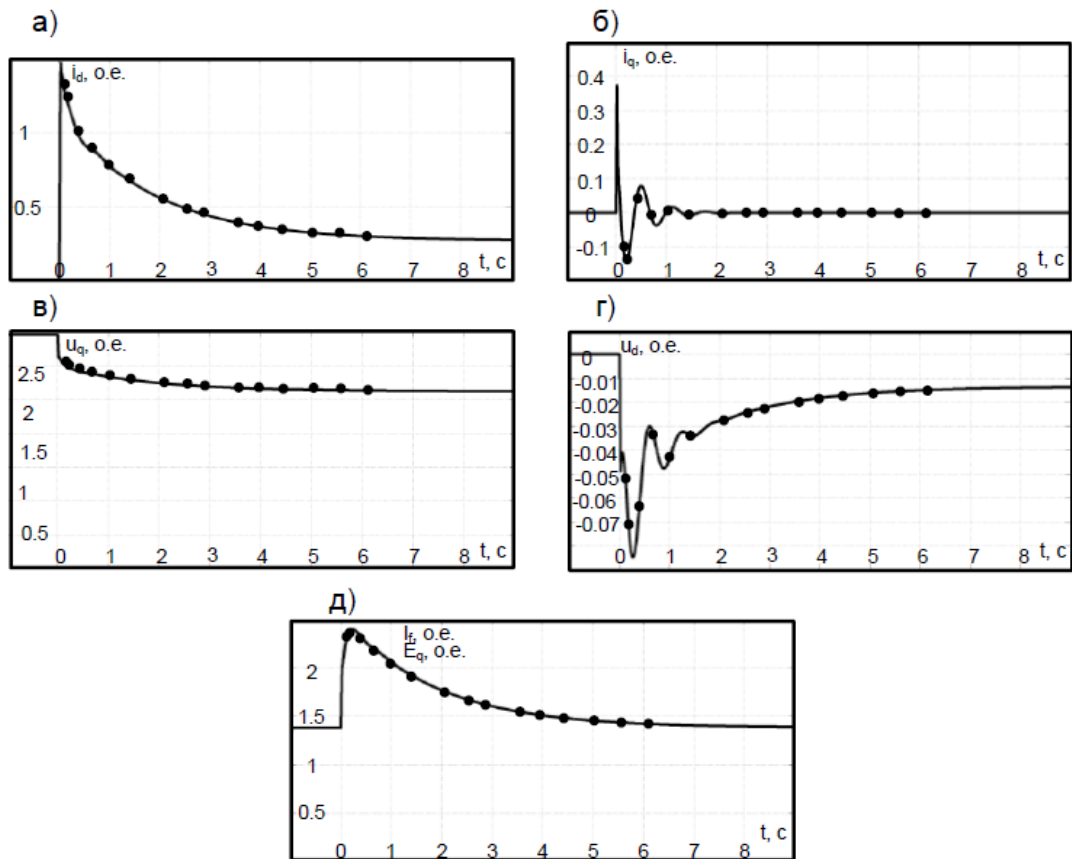


Рисунок 1.4 - Осцилограми перехідного процесу: а) Струм I_d , б) Струм I_q , в) Напруга U_q , г) Напруга U_d , д) Струм збудження I_f .

Вимірювальна частина складається з блоків, що вимірюють і пишуть такі параметри: струм збудження, швидкість обертання ротора, струми та напруги на виводах синхронної машини у всіх трьох фазах. Також присутні блоки, що перетворюють струми та напруги з трифазної системи координат abc у систему координат qd .

У момент часу рівним нулю відбувається включення генератора до мережі запропонованим способом. Записуються осцилограми струмів та напруги на

виводах генератора всіх трьох фаз. Перетворюючі блоки «abc»_to_«dq0» здійснюють перетворення осцилограм з трифазної системи координат abc в систему координат qd за допомогою виразів (1.). Також записуються осцилограми струму збудження та кутової швидкості обертання ротора генератора (рис.1.4).

$$\begin{aligned}
 I_d &= \frac{2}{3} \left(I_a \sin(\omega t) + I_b \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + I_c \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \right) \\
 I_q &= \frac{2}{3} \left(I_a \cos(\omega t) + I_b \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + I_c \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \right) \\
 I_0 &= \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) \\
 V_d &= \frac{2}{3} \left(V_a \sin(\omega t) + V_b \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + V_c \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \right) \\
 V_q &= \frac{2}{3} \left(V_a \cos(\omega t) + V_b \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + V_c \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \right) \\
 V_0 &= \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c)
 \end{aligned}$$

I_d , I_q , U_q , U_d - струми, і напруга по поздовжньої та поперечної осях, i_a , i_b , i_c , u_a , u_b , u_c миттєві значення струмів та напруги; у фазах a, b, c, $\gamma = \gamma_0 + \omega t$ – кут між поздовжньою віссю d і віссю фази a, де γ_0 - початковий кут, ω – кутова швидкість обертання ротора.

Проаналізуємо осцилограму струму по поздовжньої складової $I_d(t)$. Виникаючий електромагнітний перехідний процес можна розбити на три складові [14]: надперехідну – з амплітудою I''_d та загасаючу із постійною часу $T''_d\Sigma$, перехідну - з амплітудою I'_d та загасаючу з постійної часу $T'_d\Sigma$, та складову постійної величини, що дорівнює величині струму, що встановився I_d . Через коливання ротора виникає електромеханічний перехідний процес, що створює коливальну складову струму, яку можна спрощено представити амплітудою I_{var} , постійного часу T_{var} та частотою коливань ω . Струм $I_d(t)$ можна описати:

$$I_d = I''_d e^{-\frac{t}{T''_d\Sigma}} + I'_d e^{-\frac{t}{T'_d\Sigma}} + I_{d\varphi} e^{-\frac{t}{T_{var}}} \cos(\omega t) + I_{d\infty}$$

Якщо взяти п'ять точок на графіку, відповідних різним моментам часу,

отримаємо п'ять рівнянь із п'ятьма невідомими, дана система матиме рішення. Для підвищення достовірності розрахунків береться понад п'ять точок на графіку та формується перевизначена система рівнянь, визначити коефіцієнти даної системи рівнянь можна чисельним методом, наприклад, методом найменших квадратів.

$$\begin{cases} I_d(t_1) = I_d'' e^{-\frac{t_1}{T_d''}} + I_d' e^{-\frac{t_1}{T_d'}} + I_{d\text{var}} e^{-\frac{t_1}{T_{\text{var}}}} \cos(\omega t_1) + I_{d\infty} \\ I_d(t_2) = I_d'' e^{-\frac{t_2}{T_d''}} + I_d' e^{-\frac{t_2}{T_d'}} + I_{d\text{var}} e^{-\frac{t_2}{T_{\text{var}}}} \cos(\omega t_2) + I_{d\infty} \\ \dots \\ I_d(t_n) = I_d'' e^{-\frac{t_n}{T_d''}} + I_d' e^{-\frac{t_n}{T_d'}} + I_{d\text{var}} e^{-\frac{t_n}{T_{\text{var}}}} \cos(\omega t_n) + I_{d\infty} \end{cases}$$

Виконавши описану процедуру, цікаві для нас величини I_d' , I_d , $I_{d\infty}$ стануть відомими. Аналогічно можна отримати струми поперечної осі I_q' , $I_{q\infty}$ і напруги в поздовжній та поперечній осях U''_q , U'_q , $U_{q\infty}$, U''_d , $U_{d\infty}$. Тим самим визначити всі зв'язки, перехідні, і значення струмів і напруги в обох осях.

Якщо уявити схему заміщення машини, як зображено на рис.1.5, то обійшовши даний контур по другому закону Кірхгофа, можна записати:

$$E_q(t) = I_d(t)x_d + I_q(t)r + U_q(t)$$

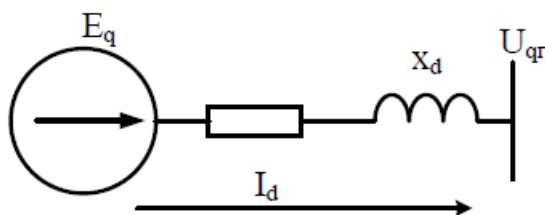


Рисунок 1.5 – Схема заміщення синхронної машини

Для будь-якого режиму синхронної машини можна накреслити векторні діаграми, засновані на спрощених рівняннях Парку-Горьова, аналізуючи які можна встановити зв'язки між режимними параметрами та електромагнітними

Підвищити точність визначення параметрів можна більш точним обліком електромеханічного перехідного процесу.

Передбачається ідентифікація параметрів при кожному включенні генератора до мережі. Порівнюючи дані, отримані при кожному включенні, можна знаходити усереднені значення чисельним методом, тим самим кожна наступна ідентифікація уточнюватиме параметри машини.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

Розглянуто процес раптового короткого замикання, що відбувається під час роботи машини під навантаженням, він має складніший характер, але у найголовніших рисах аналогічний розглянутому випадку, коли коротке замикання відбувається при холостому ході. Величини початкових і ударних струмів короткого замикання при цьому також суттєво не змінюються.

У представленому дослідженні був проведений аналіз низки методів визначення параметрів СГ за даними вимірів, для кожного були виділені наступні характеристики: режимні застосування, що визначаються, параметри СГ, переваги та недоліки.

Визначено, що методами, що дозволяють визначити найбільшу кількість параметрів СГ, є метод найменших квадратів, псевдовипадкова двійкова послідовність, метод Ньютона та метод активної ідентифікації. Методом, що дозволяє визначити найменшу кількість параметрів з переглянутих, є аналіз рівняння руху СМ.

Методом, що дозволяє узагальнити підходи, розглянуті в даному розділі, є адаптивна модель СМ, яка має високу гнучкість по відношенню як до вихідних даних, так і до завдань, на вирішення яких вона застосовується.

Запропоновано також спосіб ідентифікації електричних параметрів синхронної машини, який підходить як для явнополюсної, так і для неявнополюсної машини. Особливістю способу є те, що ідентифікація параметрів виконується попутно з включенням генератора до мережі. Тим самим він органічно вписується в технологічний процес експлуатації машини і не впливає на швидкодію увімкнення машини. Також спосіб має ще ряд переваг перед аналогами. Для його реалізації не потрібно створювати небезпечні для машини режими роботи, потрібно мати додаткове дороге обладнання.

РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

2.1. Модель явнополюсного синхронного генератора міні-ТЕЦ

Як вже відзначалось, для моделювання синхронних генераторів використовується система диференціальних рівнянь Парку-Горьова, у взаємній системі відносних одиниць має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} u_d = -\frac{1}{\omega_c} p \psi_d - \psi_q (1+s) - R_s i_d; \\ u_q = -\frac{1}{\omega_c} p \psi_q + \psi_d (1+s) - R_s i_q; \\ u_f = \frac{1}{\omega_c} p \psi_f + R_f i_f \\ u_{di} = \frac{1}{\omega_c} p \psi_{di} + R_{di} i_{di}, \quad i = 0..n_d; \\ u_{qi} = \frac{1}{\omega_c} p \psi_{qi} + R_{qi} i_{qi}, \quad i = 0..n_q; \\ M_T - M_\Sigma = \frac{T_J}{\omega_c} p \omega = T_J p s, \end{array} \right.$$

де n_d, n_q – кількість демпферних контурів відповідної осі; T_J - інерційна постійна; s – ковзання ротора генератора щодо синхронно обертових осей; M – механічний момент на валу генератора, що створюється первинним двигуном; M_e – електромагнітний момент опору на валу двигуна.

Облік насичення дозволяє отримати більш точні значення параметрів, що характеризують стан синхронної машини. Основною проблемою при моделюванні синхронного генератора з урахуванням насичення є відсутність інформації про магнітні характеристики застосовуваних матеріалів.

Проведено аналіз кратності надперехідних струмів КЗ на виводах генераторів потужністю $0,2 \div 13,5$ МВт, що в попередньому режимі працювали з номінальним навантаженням.

Результати проведених розрахунків показали високу однорідність параметрів синхронних машин вітчизняного та імпортного виробництва, що дозволяє зробити висновок про можливість застосування загальних характеристик намагнічування при розрахунку перехідних процесів та усталених режимів.

$$\left\{ \begin{array}{l} \psi_{\delta d} = \frac{\frac{\psi_d}{x_{\sigma}} + \frac{\psi_f}{x_{f\sigma}} + \sum_{i=1}^{n_d} \frac{\psi_{di}}{x_{di\sigma}}}{\Gamma_d}; \\ \psi_{\delta q} = \frac{\frac{\psi_q}{x_{\sigma}} + \sum_{i=1}^{n_q} \frac{\psi_{qi}}{x_{qi\sigma}}}{\Gamma_q}, \end{array} \right.$$

де Γ_d, Γ_q – провідності за відповідними осями:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Gamma_d = \frac{1}{\eta_d x_{ad}} + \frac{1}{x_{\sigma}} + \frac{1}{x_{f\sigma}} + \sum_{i=1}^{n_d} \frac{1}{x_{di\sigma}}; \\ \Gamma_q = \frac{1}{\eta_q x_{aq}} + \frac{1}{x_{\sigma}} + \sum_{i=1}^{n_q} \frac{1}{x_{qi\sigma}}. \end{array} \right.$$

В умовах відсутності вичерпної інформації про магнітні властивості матеріалів генератора облік насичення явнополюсної машини може здійснюватися з використанням відповідних нормальних часткових характеристик намагнічування [16]: магнітопроводу статора та зазору $\Phi_r = f(F_r)$; $\Phi_2 = f(F_2)$, поданих на рис.2.1.

Побудова часткових характеристик намагнічування машини, а також методика проєктування явно полюсних синхронних генераторів, засновані на обчисленні середніх величин магнітної індукції у магнітопроводах окремих елементів машини [17]. Залежність магнітної напруги елементів машини від відповідних магнітних потоків можна представити у загальному вигляді:

$$F = k(\Phi) \Phi,$$

де $k(\Phi)$ - коефіцієнт, що встановлює взаємозв'язок між Φ і F (рис.2.1,а), отриманий із відповідних характеристик намагнічування $\Phi = f(F)$.

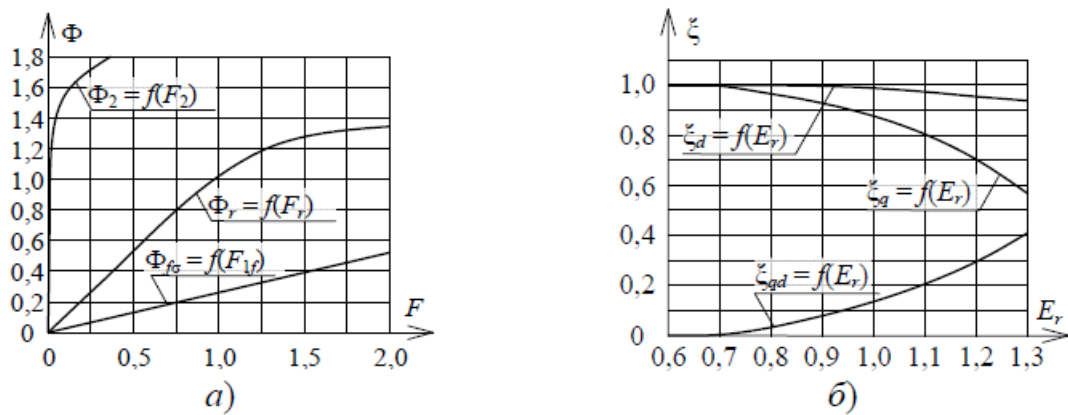


Рисунок 2.1 - Нормальні характеристики намагнічування синхронної явнополюсної машини: а – часткові криві намагнічування; б - коефіцієнти насичення машини

Облік насичення з використанням часткових характеристик намагнічування дозволяє правильно врахувати потоки розсіювання обмотки збудження синхронного генератора при навантаженні та обчислити значення її МДС F_{fm} , у відносних одиницях рівну кратності струму збудження холостого ходу машини. У взаємній системі відносних одиниць струм збудження можна виразити:

$$i_f = F_{fm} \frac{\operatorname{tg} \alpha_0}{x_{ad}}.$$

де $\operatorname{tg} \alpha_0$ – тангенс кута нахилу дотичної до функції $\Phi_m = f(F_{1r})$ у точці 0, для нормальної характеристики намагнічування явно полюсної машини: $\operatorname{tg} \alpha_0 = 1,06$.

У насиченій явно полюсній машині поля від різних МДС не можна вважати незалежними. Насичення машини проявляється у зміні опорів взаємоіндукції генератора в залежності від величини результуючої ЕРС E_r з урахуванням функцій $\xi = f(E_r)$ (рис. 1, б) та введення додаткового падіння

магнітної напруги по поздовжній осі машини з допомогою струмів, які протікають у її поперечних контурах.

Проекція результуючої МДС статора та зазору F_{rd} на поздовжню вісь знаходиться, використовуючи F_{rd} та залежність $k_r = f(\Phi_r)$ (рис. 2.2, а):

$$F_{rd} = k_r(\Phi_{rd}) \Phi_{rd}.$$

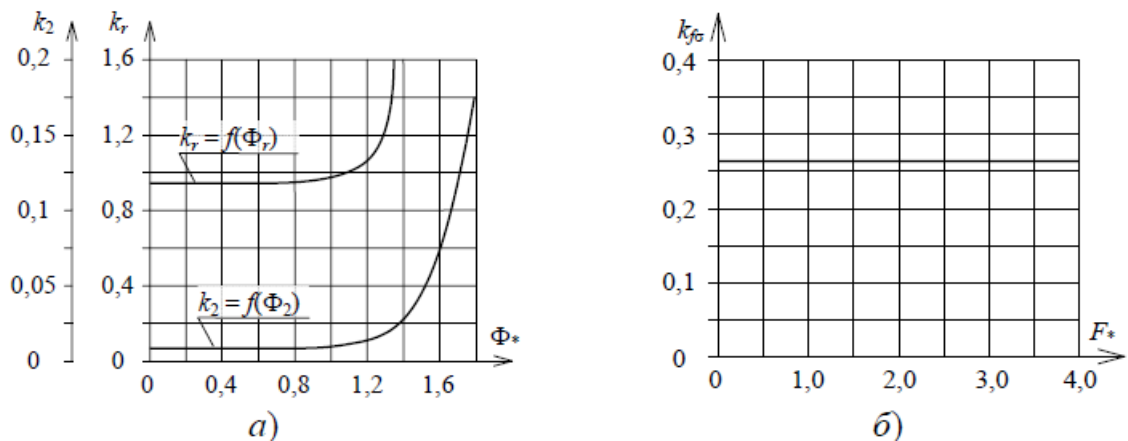


Рисунок 2.2 - Залежність коефіцієнтів, що враховують насичення явно полюсної машини: а) – від величини магнітного потоку $k = f(\Phi)$; б) - від величини падіння магнітної напруги $k = f(F)$

Загальний потік Φ_2 , що проходить через обмотку збудження, є сумою:

$$\Phi_2 = \Phi f_{\sigma} + \Phi_{rd}.$$

З характеристики намагнічування магнітопроводу ротора $\Phi_2 = f(F_2)$, його магнітна напруга:

$$F_2 = k_2(\Phi_2) \Phi_2,$$

де $k_2(\Phi_2)$ – коефіцієнт взаємозв'язку між Φ_2 та F_2 (рис.2.2, а).

Загальна МДС обмотки збудження визначається як:

$$F_{fm} = F_2 + F_{1f}.$$

Спільний запис рівнянь дозволить отримати вирази для проекцій потокозчеплення ψ_{δ} на відповідні осі:

- для поздовжньої осі $\psi_{\delta d}$:

$$\psi_{\delta d} = \frac{[1 + k_2(\Phi_2)k_{f\sigma}]x_{ad} \left(\frac{i_f}{1 + k_2(\Phi_2)k_{f\sigma}} + \xi_d \left(i_d + \sum_{i=1}^{n_d} i_{di} \right) - \xi_{dq}\xi_q \frac{x_{aq}}{x_{ad}} \left| i_q + \sum_{i=1}^{n_q} i_{qi} \right| \right)}{\operatorname{tg} \alpha_0 (k_2(\Phi_2) + k_r(\Phi_{rd}) [1 + k_2(\Phi_2)k_{f\sigma}])},$$

Де:

$$\Phi_2 = [1 + k_r(\Phi_{rd})k_{f\sigma}] \Phi_{rd} - \frac{k_{f\sigma}}{\operatorname{tg} \alpha_0} \left[\xi_d x_{ad} \left(i_d + \sum_{i=1}^{n_d} i_{di} \right) - \xi_{dq}\xi_q x_{aq} \left| i_q + \sum_{i=1}^{n_q} i_{qi} \right| \right];$$

- для поперечної осі $\psi_{\delta q}$:

$$\psi_{\delta q} = \xi_q x_{aq} \left(i_q + \sum_{i=1}^{n_q} i_{qi} \right).$$

Зіставляючи отримані вирази, отримаємо вирази для еквівалентних коефіцієнтів, що враховують насичення явно полюсного генератора:

$$\begin{cases} \eta_d = \frac{[1 + k_2(\Phi_2)k_{f\sigma}] \left(\frac{i_f}{1 + k_2(\Phi_2)k_{f\sigma}} + \xi_d \left(i_d + \sum_{i=1}^{n_d} i_{di} \right) - \xi_{dq}\xi_q \frac{x_{aq}}{x_{ad}} \left| i_q + \sum_{i=1}^{n_q} i_{qi} \right| \right)}{\operatorname{tg} \alpha_0 (k_2(\Phi_2) + k_r(\Phi_{rd}) [1 + k_2(\Phi_2)k_{f\sigma}]) \left(i_d + i_f + \sum_{i=1}^{n_d} i_{di} \right)}; \\ \eta_q = \xi_q. \end{cases}$$

Simulink-модель блоку насичення машини (Saturation Block), що реалізує рівності наведено на рис. 2.3. Математична модель синхронного явно полюсного генератора, реалізована в операційному середовищі Simulink.

Блоки SystemToMachine та MachineToSystem визначають вектори напруги і струму з синхронно обертової системи координат у жорстко пов'язану з ротором генератора систему координат і назад.

Моделювання перехідних процесів здійснювалося з прикладу попередньо навантаженого синхронного явно полюсного генератора СГСБ 900К-12В2 при різкій зміні статичного автономного навантаження.

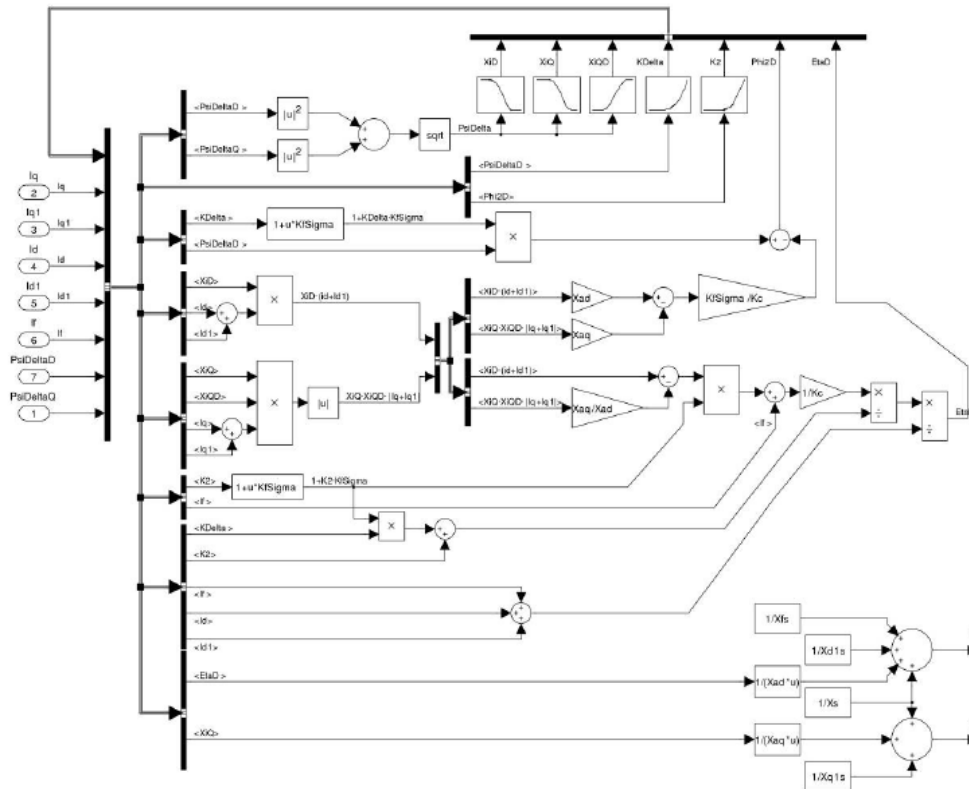


Рисунок 2.3 - Математична модель блоку насичення SaturationBlock синхронного явно полюсного генератора

Параметри генератора:

$$P_{\text{ном}} = 1 \text{ МВт}, \cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8; U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$x_{ad} = 1,959; x_{aq} = 1,113; x_{\sigma} = 0,162; R_s = 0,0115; x_{f\sigma} = 0,274; R_f = 0,002;$$

$$x_{d1\sigma} = 0,184; R_{d1} = 0,054; x_{q1\sigma} = 0,138; R_{q1} = 0,045.$$

Для виключення впливу пристроїв регулювання на характер перехідного процесу [10], на входи U_f та M_t генератора, подаються постійні сигнали, що відповідають завантаженню машини у вихідному стані при номінальній напрузі на його затискачах і нульовому ковзанні ротора щодо синхронної швидкості обертання.

Параметри навантаження та результати моделювання дано у відносних одиницях за номінальних умов генератора (табл.2.1).

Результати моделювання перехідних режимів із використанням розробленої моделі (рис.2.4) відповідають реальним уявленням про перебігу процесів у явно полюсній синхронній машині.

Таблиця 2.1 - Параметри автономного навантаження під час моделювання перехідних процесів (у відносних одиницях)

№ розрахунку	R поч	X поч	Z поч	Cos φ поч	R кінець	X кінець	Z кінець	Cos φ кінець
1	0,8	0,6	1	0,8	2,286	1,714	2,857	0,8
2	2,286	1,714	2,857	0,8	0,8	0,6	1	0,8
3	0,8	0,6	1	0,8	0	0	0	-
4	2,286	1,714	2,857	0,8	0	0	0	-

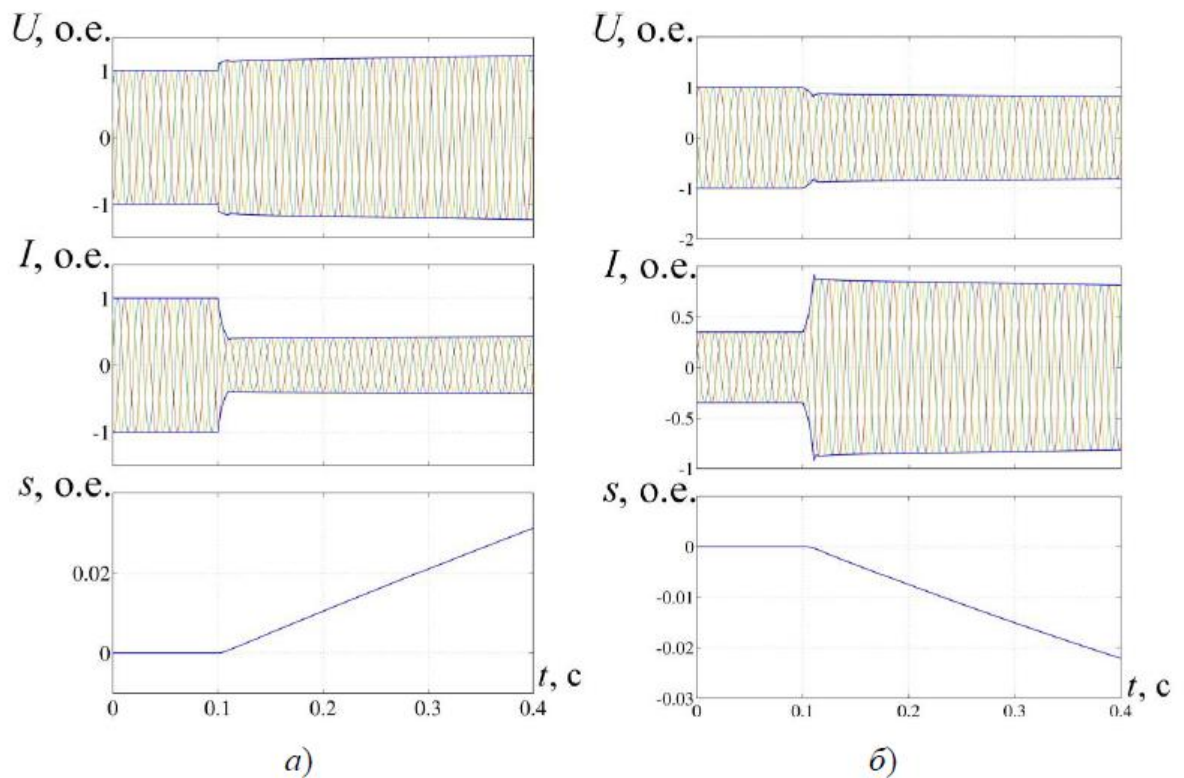


Рисунок 2.4 - Результати моделювання перехідних процесів відповідно до табл.2.1: а – розрахунок №1; б – розрахунок №2

Розроблено математичну модель синхронного явно полюсного генератора, що базується на диференціальних рівняннях Парка-Горьова, що враховує за допомогою методу часткових характеристик намагнічування насичення машини. Це дозволяє підвищити точність розрахунків перехідних і

встановлених режимів в електричній мережі за рахунок обліку зміни потоку розсіювання обмотки збудження машини при навантаженні.

Представлену математичну модель пропонується використовувати при: розрахунках ustalених та перехідних режимах; розрахунках стійкості; налаштуваннях регуляторів напруги та швидкості обертання первинних двигунів, а також системи протиаварійної автоматики міні-ТЕЦ на базі явно полюсних синхронних генераторів.

2.2. Моделювання перехідних процесів генератора з несиметрією фазних обмоток статора

Користуючись припущенням про відсутність насичення магнітної системи машини, ми можемо встановити лінійні залежності між потоком зчеплення і струмами у відповідних контурах генератора. Насправді ж вплив насичення позначається на залежності індуктивності від сили, що намагнічує (або струму). Величина власної та взаємної індуктивності при цьому залежить від потокозчеплення обмотки збудження з урахуванням справжньої характеристики холостого ходу конкретної машини, а не заміною її характеристикою намагнічування зазору, де магнітна проникність приймається рівної нескінченності, У такому разі введення постійних коефіцієнтів власної та взаємної індуктивності не відображає фактичні їх значення під час роботи синхронної машини.

У запропонованому дослідженні облік насичення магнітної системи синхронної машини виконується через відповідний коефіцієнт насичення k_s , що відображає вплив

дійсної характеристики холостого ходу на аналізований перехідний процес. Такий підхід дозволяє визначити реальні значення індуктивності на кожному кроці інтегрування і, тим самим, дає більш достовірні результати розрахунку перехідних процесів у синхронній машині.

Насправді схеми видачі потужності електростанцій передбачають роботу

генераторів із ізольованою нейтраллю (без нульового дроту). Як правило, генератор підключається до обмотки трансформатора, що підвищує, з'єднаної у «трикутник». Для точного розрахунку перехідних процесів у таких схемах необхідно моделювання як генератора, так і трансформатора, що значно ускладнює математичні викладки. У роботі розглянуто простіший випадок роботи генератора на автономне навантаження, підключене за схемою "трикутник" рис.2.5.

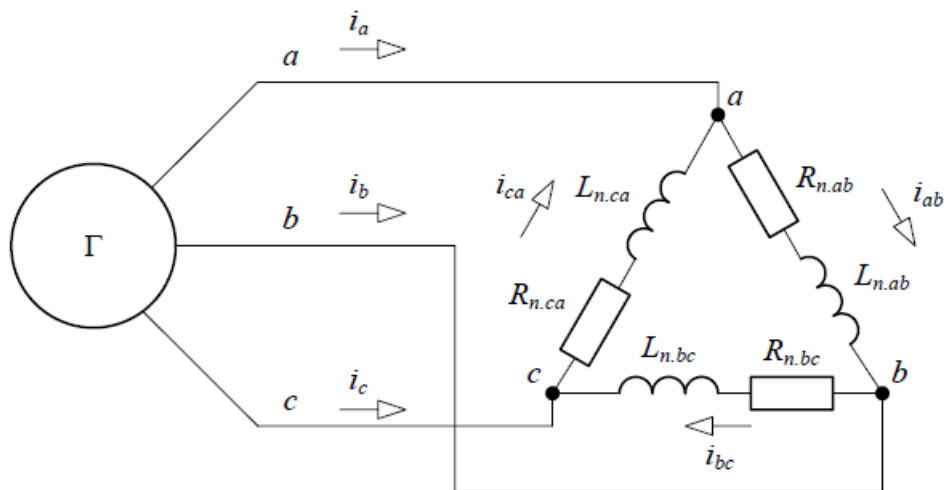


Рисунок 2.5 – Схема підключення навантаження

При розрахунку режимів роботи генератора, що працює на автономне активно-індуктивне навантаження, підключене за схемою «трикутник», система диференціальних рівнянь набуває вигляду:

$$\begin{cases} \frac{d\psi_{ab}}{dt} = -L_{n.ab} \frac{di_{ab}}{dt} - \left[(R_{g.a} + R_{g.b} + R_{n.ab}) i_{ab} - R_{g.a} i_{ca} - R_{g.b} i_{bc} \right]; \\ \frac{d\psi_{bc}}{dt} = -L_{n.bc} \frac{di_{bc}}{dt} - \left[(R_{g.b} + R_{g.c} + R_{n.bc}) i_{bc} - R_{g.b} i_{ab} - R_{g.c} i_{ca} \right]; \\ \frac{d\psi_{ca}}{dt} = -L_{n.ca} \frac{di_{ca}}{dt} - \left[(R_{g.c} + R_{g.a} + R_{n.ca}) i_{ca} - R_{g.c} i_{bc} - R_{g.a} i_{ab} \right]; \\ \frac{d\psi_f}{dt} = u_f - R_f i_f; \\ \frac{d\psi_{yd}}{dt} = -R_{yd} i_{yd}; \\ \frac{d\psi_{yq}}{dt} = -R_{yq} i_{yq}, \end{cases}$$

де $R_{n.k}$ - активний опір навантаження ($k = ab, bc, ca$), $L_{n.k}$ - індуктивність навантаження.

Для спрощення сприйняття умовно приймемо заміну змінних, де

$L_{k\Sigma}$ ($k = ab, bc, ca$) – сумарні власні індуктивності контурів, $M_{k\varepsilon}$ – еквівалентні взаємні індуктивності контурів, $u_{\Sigma k}$ – миттєві значення падінь напруги на активних опорах контурів.

$$\begin{cases} L_{ab\Sigma} = L_a + L_b - 2M_{ab} + L_{n.ab}; \\ L_{bc\Sigma} = L_b + L_c - 2M_{bc} + L_{n.bc}; \\ L_{ca\Sigma} = L_c + L_a - 2M_{ca} + L_{n.ca}; \\ M_{ab,\varepsilon} = M_{bc} + M_{ab} - M_{ca} - L_b; \\ M_{bc,\varepsilon} = M_{bc} + M_{ca} - M_{ab} - L_c; \\ M_{ca,\varepsilon} = M_{ca} + M_{ab} - M_{bc} - L_a; \end{cases}$$

$$\begin{cases} u_{\Sigma ab} = (R_{g,a} + R_{g,b} + R_{n.ab})i_{ab} - R_{g,a}i_{ca} - R_{g,b}i_{bc}; \\ u_{\Sigma bc} = (R_{g,b} + R_{g,c} + R_{n.bc})i_{bc} - R_{g,b}i_{ab} - R_{g,c}i_{ca}; \\ u_{\Sigma ca} = (R_{g,c} + R_{g,a} + R_{n.ca})i_{ca} - R_{g,c}i_{bc} - R_{g,a}i_{ab}. \end{cases}$$

Ввівши припущення про лінійність залежності між потокозчеплення обмоток і струмами, що йдуть у них, можна записати наступну систему рівнянь:

$$\begin{cases} \psi_{ab} = i_{ab}L_{ab\Sigma} + i_{bc}M_{ab,\varepsilon} + i_{ca}M_{ca,\varepsilon} + (M_{af} - M_{bf})i_f + (M_{ayd} - M_{byd})i_{yd} + (M_{ayq} - M_{byq})i_{yq}; \\ \psi_{bc} = i_{ab}M_{ab,\varepsilon} + i_{bc}L_{bc\Sigma} + i_{ca}M_{bc,\varepsilon} + (M_{bf} - M_{cf})i_f + (M_{byd} - M_{cyd})i_{yd} + (M_{byq} - M_{cyq})i_{yq}; \\ \psi_{ca} = i_{ab}M_{ca,\varepsilon} + i_{bc}M_{bc,\varepsilon} + i_{ca}L_{ca\Sigma} + (M_{cf} - M_{af})i_f + (M_{cyd} - M_{ayd})i_{yd} + (M_{cyq} - M_{ayq})i_{yq}; \\ \psi_f = i_{ab}(M_{af} - M_{bf}) + i_{bc}(M_{bf} - M_{cf}) + i_{ca}(M_{cf} - M_{af}) + L_f i_f + M_{fyd}i_{yd} + M_{fyq}i_{yq}; \\ \psi_{yd} = i_{ab}(M_{ayd} - M_{byd}) + i_{bc}(M_{byd} - M_{cyd}) + i_{ca}(M_{cyd} - M_{ayd}) + M_{fyd}i_f + L_{yd}i_{yd}; \\ \psi_{yq} = i_{ab}(M_{ayq} - M_{byq}) + i_{bc}(M_{byq} - M_{cyq}) + i_{ca}(M_{cyq} - M_{ayq}) + L_{yq}i_{yq}. \end{cases}$$

Коефіцієнти пропорційності $L_a, L_b, L_c, L_f, L_{yq}$, є власні індуктивності фазних обмоток, обмотки збудження, поздовжньої та поперечної демпферних обмоток відповідно, символом M позначені взаємні індуктивності обмоток. Варто відзначити, що більшість індуктивностей, що входять у вираз, є функціями кута повороту ротора γ .

При розгляді всіх контурів синхронної машини замість одного рівняння отримаємо наступну систему рівнянь у матричному вигляді для навантаження, підключеного за схемою «трикутник»:

$$\begin{bmatrix} L_{ab\Sigma} & M_{.ab.e} & M_{ca.e} & M_{abf} & M_{abyd} & M_{abyq} \\ M_{.ab.e} & L_{bc\Sigma} & M_{bc.e} & M_{bcf} & M_{bcyd} & M_{bcyq} \\ M_{ca.e} & M_{bc.e} & L_{ca\Sigma} & M_{caf} & M_{cayd} & M_{cayq} \\ M_{abf} & M_{bcf} & M_{caf} & L_f & M_{fyd} & 0 \\ M_{abyd} & M_{bcyd} & M_{cayd} & M_{fyd} & L_{yd} & 0 \\ M_{abyq} & M_{bcyq} & M_{cayq} & 0 & 0 & L_{yq} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} di_{ab}/dt \\ di_{bc}/dt \\ di_{ca}/dt \\ di_f/dt \\ di_{yd}/dt \\ di_{yq}/dt \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(\partial\psi_{ab}/\partial\gamma)\omega - u_{\Sigma ab} \\ -(\partial\psi_{bc}/\partial\gamma)\omega - u_{\Sigma bc} \\ -(\partial\psi_{ca}/\partial\gamma)\omega - u_{\Sigma ca} \\ -(\partial\psi_f/\partial\gamma)\omega - R_f i_f + u_f \\ -(\partial\psi_{yd}/\partial\gamma)\omega - R_{yd} i_{yd} \\ -(\partial\psi_{yq}/\partial\gamma)\omega - R_{yq} i_{yq} \end{bmatrix},$$

Де М – значення взаємної індуктивності обмотки збудження, поздовжньої та поперечної демпферних обмоток.

Результати розрахунків при подачі напруги на обмотку збудження та відключення навантаження з урахуванням насичення магнітної системи наведено на рис.2.6.

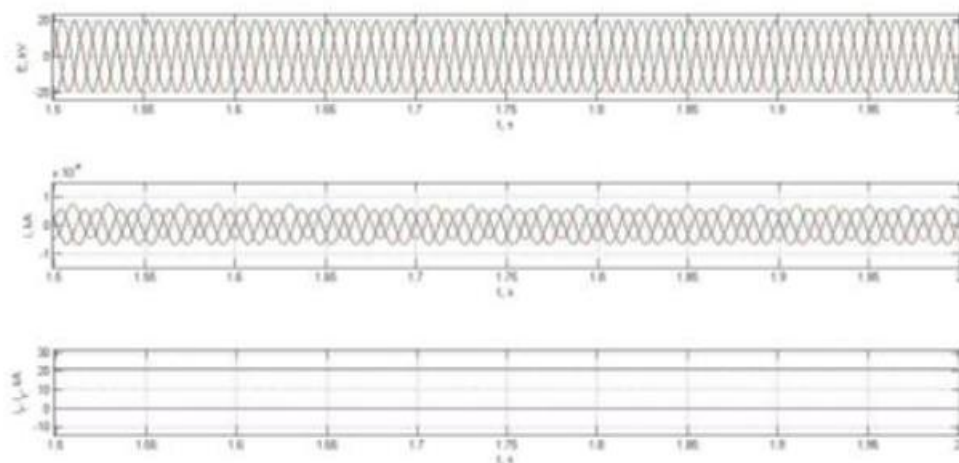


Рисунок 2.6 - Результати розрахунків під час моделювання з урахуванням насичення в режимі холостого ходу $i_f = 21$, кА

Результати розрахунків у нормальному режимі з урахуванням насичення магнітної системи наведено на рис.2.7.

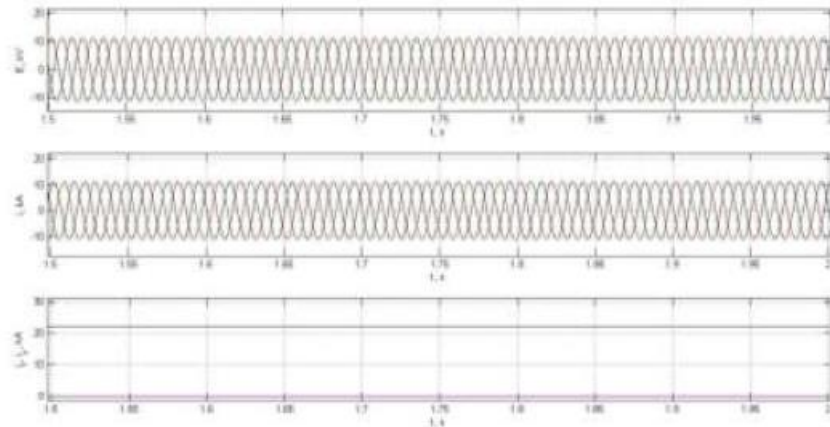


Рисунок 2.7 - Результати розрахунків під час моделювання з урахуванням насичення в нормальному режимі та $S = S_{\text{ном}}$

Чисельне рішення системи звичайних диференціальних рівнянь (різними методами) вимагає розрахунку похідних функцій за відомими значеннями самих функцій на кожному кроці інтегрування [18]. Для цього система зазвичай представляється у формі Коші.

Крім того, зазначені рівняння мають змінні коефіцієнти, що залежать від кута повороту ротора γ . У результаті потрібно перерахувати більшість коефіцієнтів на кожному кроці інтегрування, і представлення виразу у явній формі Коші не забезпечило б суттєвого зниження обсягу обчислень.

Отримані в ході дослідження результати аналізу впливу демпферних обмоток та насичення магнітної системи на умови протікання перехідних процесів у розрахунковій моделі генератора свідчать про повноту та достовірність пропонованого чисельного методу моделювання.

Реалізована математична модель дає можливість розглядати вплив несиметрії фазних контурів статора та насичення магнітної системи при моделюванні синхронної машини, що дозволяє коректніше оцінювати результати різних режимів роботи генератора та своєчасно виявляти аварійні режими.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

Розроблено математичну модель синхронного явно полюсного генератора, що базується на диференціальних рівняннях Парка-Горьова, що враховує за допомогою методу часткових характеристик намагнічування насичення машини. Це дозволяє підвищити точність розрахунків перехідних і встановлених режимів в електричній мережі за рахунок обліку зміни потоку розсіювання обмотки збудження машини при навантаженні.

Представлену математичну модель пропонується використовувати при: розрахунках ustalених та перехідних режимах; розрахунках стійкості; налаштуваннях регуляторів напруги та швидкості обертання первинних двигунів, а також системи протиаварійної автоматики міні-ТЕЦ на базі явно полюсних синхронних генераторів.

Отримані в ході дослідження результати аналізу впливу демпферних обмоток та насичення магнітної системи на умови протікання перехідних процесів у розрахунковій моделі генератора свідчать про повноту та достовірність пропонованого чисельного методу моделювання.

Реалізована математична модель дає можливість розглядати вплив несиметрії фазних контурів статора та насичення магнітної системи при моделюванні синхронної машини, що дозволяє коректніше оцінювати результати різних режимів роботи генератора та своєчасно виявляти аварійні режими.

У перспективі запропонований метод дозволить використовувати результати розрахунків перехідних процесів синхронної машини для аналізу роботи та створення нових алгоритмів релейного захисту генераторів електростанцій.

РОЗДІЛ 3. ВИЗНАЧЕННЯ ЗОНИ ПОШКОДЖЕННЯ ОБ'ЄКТУ ПО РІВНЮ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Методи ідентифікації параметрів синхронних генераторів мають безпосередній зв'язок із їх математичними моделями, які використовуються для аналізу та управління системами електропостачання. Синхронні генератори є ключовими елементами в енергосистемах, оскільки вони забезпечують генерацію електроенергії та підтримку стабільності системи. Їх параметри, такі як реактивності, інерційні характеристики, сталий і перехідний процеси, суттєво впливають на результати моделювання електромережі.

Математична модель синхронного генератора визначає його поведінку під час нормальної роботи та в аварійних режимах. Наприклад, під час короткого замикання або інших пошкоджень у мережі, генератор може взаємодіяти з елементами ліній чи розподільних мереж, що впливає на параметри струмів і напруги у точках пошкодження. Це дозволяє використовувати математичну модель для аналізу сигналів у разі аварійних ситуацій.

Зокрема, методи визначення зон пошкодження ліній або розподільних мереж базуються на аналізі зміни електричних параметрів (струмів, напруги, частоти), які розраховуються з урахуванням моделі генератора. Правильно ідентифіковані параметри генератора забезпечують точне моделювання його впливу на мережу, що є ключовим для:

- розпізнавання характеру пошкодження. Знання параметрів генератора дозволяє визначити, чи є пошкодження однофазним, двофазним або трифазним, а також оцінити величину струму короткого замикання.
- локалізації зон пошкодження. Завдяки коректно налаштованим математичним моделям синхронних генераторів можна точно визначити ділянку мережі, де виникло пошкодження, на основі вимірюваних параметрів напруги і струмів.

- оцінки стабільності мережі. Модель дозволяє оцінити, як аварійні ситуації впливають на стабільність роботи генератора та інших елементів системи.

Таким чином, точна ідентифікація параметрів синхронного генератора є необхідною умовою для побудови математичних моделей, які забезпечують достовірне визначення зон пошкодження ліній або розподільних мереж. Це підвищує ефективність діагностики аварій, зменшує час на відновлення електропостачання і покращує надійність роботи системи в цілому.

Визначення зон ураження електричних мереж унаслідок раптових коротких замикань є важливим завданням для забезпечення стабільності, надійності та безпеки роботи енергосистем. Коротке замикання — це одна з найпоширеніших аварійних ситуацій, яка може призводити до значних технічних, економічних і соціальних наслідків. Докладне обґрунтування необхідності визначення зон ураження можна розділити на кілька ключових аспектів:

- Швидке відновлення електропостачання. Під час раптового КЗ виникає значне порушення режиму роботи мережі, що може спричинити повне або часткове відключення споживачів. Точне визначення місця аварії дозволяє оперативно локалізувати проблему, ізолювати пошкоджену ділянку та відновити подачу електроенергії до решти споживачів. Це мінімізує тривалість перебоїв і збільшує задоволеність споживачів.

- Захист обладнання. Коротке замикання супроводжується високими струмами, що створюють теплове та електромагнітне навантаження на обладнання (трансформатори, генератори, лінії передачі). Без оперативної локалізації та усунення зони ураження можуть виникнути вторинні пошкодження, що призводить до виходу з ладу дорогого обладнання та необхідності його ремонту або заміни.

- Попередження системних аварій. КЗ у розподільній мережі або магістральних лініях передачі можуть спричинити каскадні відмови через порушення режимів роботи інших елементів мережі. Це може перерости у

системні аварії, аж до блекауту (повного відключення енергосистеми). Визначення зони ураження та її ізоляція дозволяє зменшити ймовірність поширення аварії.

- Оптимізація роботи релейного захисту. Релейний захист і автоматика реагують на КЗ шляхом відключення пошкоджених ділянок. Проте для забезпечення коректної роботи цих систем потрібна точна інформація про місце ураження. У цьому контексті математичні моделі, що враховують поведінку генераторів і ліній передачі, дозволяють налаштувати захист таким чином, щоб уникати помилкових спрацьовувань або недостатньої чутливості.

- Економічні аспекти. Невчасне визначення зони ураження збільшує втрати в енергосистемі: енергетичні втрати (через переривання роботи споживачів і недоотриману електроенергію); витрати на ремонт у разі пошкодження обладнання); втрата доходу підприємствами, залежними від безперервного електропостачання. Оперативне визначення зон ураження дозволяє уникнути значних витрат і скоротити простой.

- Точна локалізація пошкодження для аналізу причин аварій. Знання точного місця КЗ дає змогу провести подальший аналіз причин виникнення аварії, таких як пошкодження ізоляції, механічні пошкодження ліній, погодні явища чи людський фактор. Це допомагає впроваджувати профілактичні заходи для запобігання аналогічним подіям у майбутньому.

- Покращення надійності системи через інтеграцію DER. З інтеграцією розподілених джерел енергії (DER), таких як сонячні панелі чи вітрові генератори, складність управління мережами зростає. Визначення зон ураження дозволяє краще координувати роботу DER із централізованими джерелами енергії, підтримуючи баланс потужності і мінімізуючи ризик дестабілізації мережі.

- Вимоги до сучасних "розумних" мереж. У концепції "розумних" електромереж (smart grids) передбачено застосування систем автоматичного моніторингу та управління, які можуть оперативно виявляти та ізолювати

пошкоджені зони. Визначення зон ураження є основою для роботи таких систем, забезпечуючи швидку реакцію та мінімізацію впливу аварій.

Визначення зон ураження мереж під час раптових коротких замикань є важливою складовою забезпечення стабільності, надійності та ефективності роботи енергосистем. Це не лише сприяє швидкому усуненню наслідків аварій, але й допомагає знизити витрати, підвищити рівень захисту обладнання та запобігти поширенню пошкоджень. У сучасних умовах, коли електромережі стають дедалі складнішими через впровадження DER і зростаючі навантаження, точна локалізація зон ураження є ключовим фактором безпеки та ефективного управління.

3.1. Методи визначення зони ушкодження за параметрами аварійного режиму для поліпшення показників технічного стану ліній розподільчих мереж 6–10 кВ з одностороннім живленням

Місце ушкодження встановлюється шляхом порівняння розрахункової відстані l_k до точки КЗ, обчисленої за реактивним опором, що порівнює комплексний опір пошкодженої петлі або петель, із довжиною контрольованої лінії. Метод забезпечує розширення зони миттєвого відключення до 95% довжини лінії та підвищує ефективність першого ступеня при КЗ через перехідний опір, проте вимагає наявності ланцюгів напруги, що ускладнює захист і викликає необхідність передбачати контроль їх справності для виключення невірних дій захисту у разі їх порушення.

Тому в ряді випадків видається доцільним визначати зону короткого замикання лише за рівнем аварійних струмів. Цей підхід, запропонований у [15], може застосовуватися в мережах 6–10 кВ при наявності повітряних ліній, що живлять агропромислове навантаження. Відмінною особливістю таких ліній є порівняно більша довжина при малому перерізі проводів. Це зумовлює різку зміну рівня струму КЗ по мірі віддалення точки пошкодження від джерела живлення.

На достовірність визначення зони КЗ впливає безліч факторів, у тому числі величина навантажувальних струмів та перехідного опору в місці пошкодження ліній 10 кВ різної довжини (10 і 15 км) при три- та двофазних КЗ в режимах холостого ходу та з навантаженням. На рис.3.1 показані залежності $R_{\pi}/Z_{\pi} = f(l_*)$ величини перехідного опору, віднесеного до повного опору лінії, що захищається, від відстані до точки пошкодження, при яких зона короткого замикання може бути встановлена достовірно.

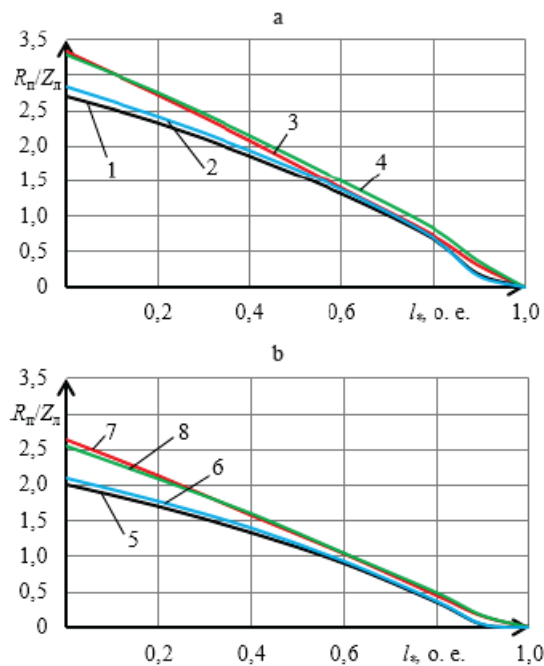


Рисунок 3.1 - Відносна величина перехідного опору,
при якій забезпечується достовірне встановлення

зони пошкодження при трифазних (а) та двофазних (б) коротких замиканнях у режимі холостого ходу (1, 2, 5, 6) та навантажувальному режимі (3, 4, 7, 8):
1, 3, 5, 7 – для лінії завдовжки 15 км; 2, 4, 6, 8 – для лінії завдовжки 10 км

За результатами попередніх обчислювальних експериментів можна стверджувати, що похибки визначення l_{*k} за наявності перехідного опору в місці КЗ і в міру його збільшення будуть зростати незалежно від виду пошкодження та режиму роботи лінії. Короткі замикання через перехідний опір навіть за малої його величини поблизу кінця лінії, що захищається, будуть

сприйматися як зовнішні, причому, чим ближче точка пошкодження до кінця ділянки, тим при менших величинах R_p зона КЗ буде встановлено достовірно. Помітний вплив на величину допустимого перехідного опору надає вид короткого замикання. Вплив величини навантажувального струму відчутно позначається при близьких КЗ та знижується в міру віддалення точки пошкодження від місця установки захисту.

Задовільні похибки визначення розрахункової віддаленості при КЗ в кінці контрольованого та початку суміжних ділянок, які не приводять до значного скорочення зони миттєвого відключення або неселективної дії захисту, можуть бути отримані за відсутності R_p або щодо малих його значень. Таким чином, у ряді випадків для підвищення ефективності швидкодіючого ступеня струмового захисту доцільно виконувати корекцію розрахункової відстані до місця ушкодження. При цьому здійснювати її можна шляхом корекції як поточного значення аварійного струму, так і попередньо розрахованих та заданих струмів КЗ у контрольних точках.

Для визначення зони пошкодження не потрібно виявлення його виду, проте ця інформація може бути використана для виконання корекції розрахункової віддаленості l_{*k} до. При цьому розпізнавання виду КЗ проводиться на основі двох відносних несиметрій різниць фазних струмів ліній ΔI_1 і ΔI_2 :

$$\Delta I_1 = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\min}};$$

$$\Delta I_2 = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\text{mid}} - I_{\min}},$$

де $I_{\max}$, I_{mid} , $I_{\min}$ – найбільше, середнє та найменше діючі значення різниць фазних струмів лінії.

Шляхом аналізу результатів великої кількості обчислювальних експериментів були отримані вирази для розрахунку поправочних

коефіцієнтів і визначено умови їх застосування, що дозволяють як задовольнити вимогам селективної дії струмового відсікання без витримки часу, так і встановити зону пошкодження з прийнятною достовірністю та забезпечити підвищення захисної спроможності швидкодіючої щаблі захисту. Для визначення випадків, коли необхідно вводити корекцію, достатньо контролювати за рівнем лише відносну несиметрію ΔI_1 .

Характер зміни $R_p/Z_l = f(l_{*k})$ для ліній різної довжини в ідентичних умовах приблизно однаковий (рис.3.1), що дозволяє розглядати алгоритм, що пропонується, як універсальний для ліній 6-10 кВ середньої і великої довжини.

Дослідження працездатності запропонованого алгоритму з урахуванням похибок, що вносяться вимірювальними перетворювачами струму, проводилось методом обчислювального експерименту за допомогою програмного комплексу, що реалізує математичну модель радіальної мережі напругою 6–10 кВ з ізольованою нейтраллю та одностороннім живленням. Граничне значення перехідного опору $R_p/Z_l = 3$, при якому перевірялася поведінка алгоритму, прийнято, виходячи з умови необхідної чутливості останньої (у загальному випадку третьої) повільно діючого ступеня (максимальний струмовий захист), яка за рівнем струму спрацьовування відбудовується від найбільшого робочого струму з урахуванням самозапуску навантаження двигунів.

Оцінка способу підвищення достовірності визначення зони КЗ за рівнем аварійних струмів проводилася за такими показниками:

- відносна похибка δ визначення розрахункової відстані до точки пошкодження дозволяє оцінити скорочення зони миттєвого відключення в різних режимах роботи мережі та видах КЗ, визначити межі працездатності методу та критерії забезпечення селективної дії захисту при одночасному збереженні ефективності швидкодіючого ступеня в несприятливих умовах:

$$\delta = \frac{l_{*k} - l_{*ф}}{l_{*ф}} \cdot 100 \%,$$

де l^*_{ϕ} – фактична відстань до місця ушкодження.

- Час встановлення зони пошкодження - швидкодія методу є одним із вирішальних факторів, оскільки запропонований алгоритм розглядається як спосіб підвищення захисної спроможності першого ступеня струмового захисту, що працює без витримки часу.

Аналіз працездатності методу при двофазних КЗ виконувався для режиму навантаження, так як при несиметричному пошкодженні на ненавантаженій лінії корекція не проводиться. Слід зазначити, що при цьому зона миттєвого відключення становить не менше 90% довжини лінії при металевих коротких замиканнях і скорочується до 58% при $R_{\Pi}/Z_{\text{Л}} = 1$. Швидкодійний ступінь вважається ефективним, якщо охоплює не менше 20 % довжини лінії [12], зона миттєвого відключення коротких замикань на ненавантаженій лінії задовольняє цій умові при зміні перехідного опору в місці пошкодження аж до $R_{\Pi}/Z_{\text{Л}} \leq 1,72-1,75$ (рис.3.1, б).

Залежності $\delta = f(l^*)$ при три- та двофазних КЗ на навантаженій лінії, побудовані з урахуванням запропонованого способу корекції за результатами обчислювального експерименту, представлені на рис.3.2, 3.3. Місце пошкодження фіксується на лінії, що захищається при $l^* \leq 1$, в протилежному випадку – на суміжній. Залежність 1 (рис.3.2, 3.3) є кривою граничних похибок $\delta_{\text{тах}}$, що обмежує діапазон допустимих значень δ , при яких місце пошкодження буде встановлено достовірно, але для цього необхідно виконання умов: при КЗ в межах лінії, яка контролюється, значення відносних похибок повинні лежати нижче кривої 1, а за зовнішніх КЗ – вище.

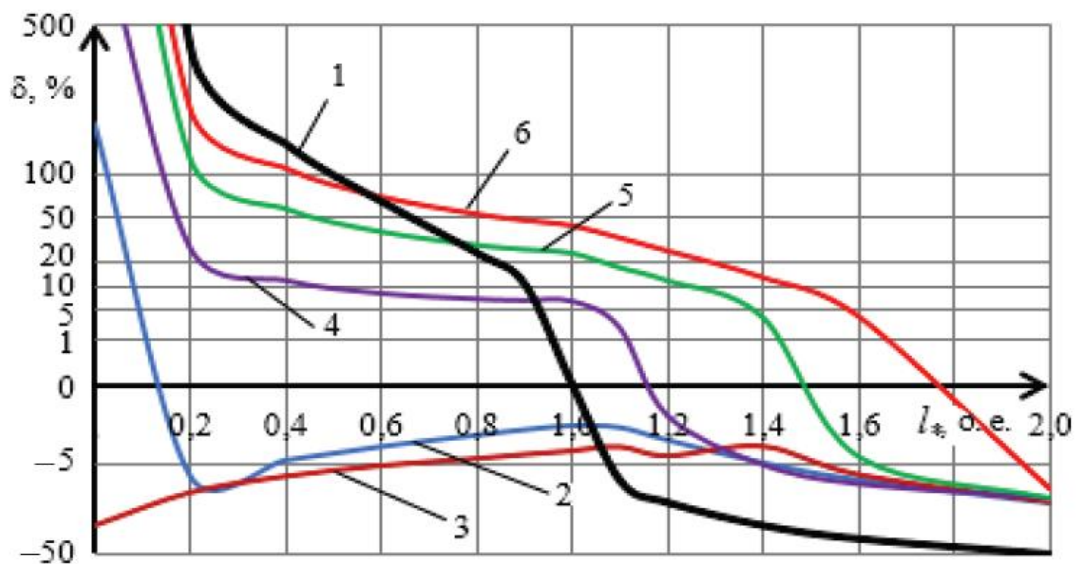


Рисунок 3.2 - Відносні похибки визначення $l_{*к}$

при трифазних коротких замикання: 1 – крива граничних похибок;
2 – металеві КЗ; 3, 4, 5, 6 – КЗ через перехідний опір з $R_{п}/Z_{л} = 0,5; 1; 2; 3$

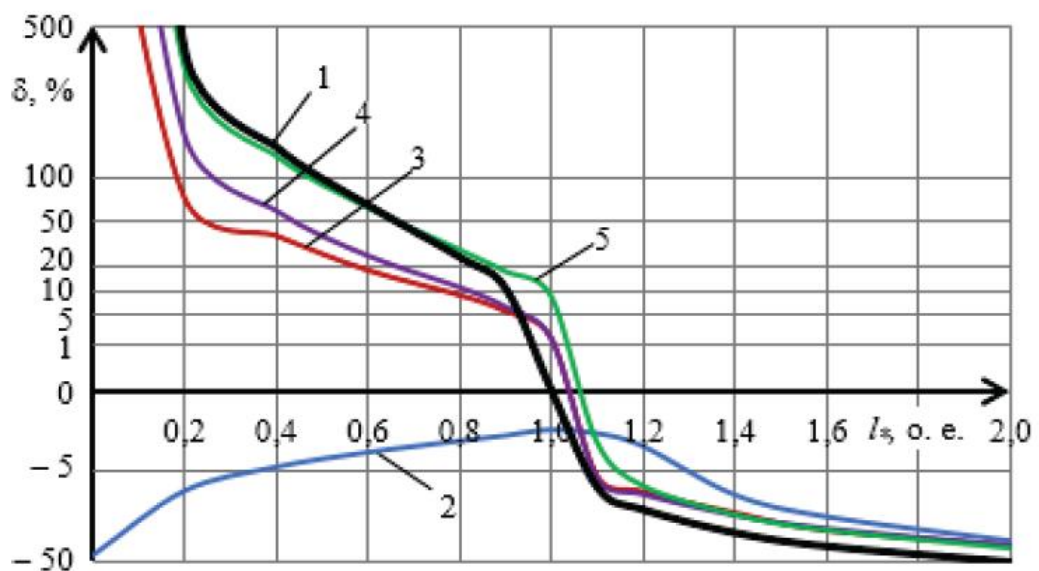


Рисунок 3.3 - Відносні похибки визначення розрахункової віддаленості
точки пошкодження при двофазних коротких замиканнях:

1, 2, 3, 4, 5 – те саме, що у рис. 2

Зі зростанням величини перехідного опору у місці ушкодження похибки визначення $l_{*к}$ зростають. Для металевих КЗ незалежно від їх виду характерно заниження розрахункової віддаленості точки пошкодження як у межах лінії, що захищається, так і на суміжній. Те ж можна сказати і про трифазні КЗ з

малим перехідним опором ($R_{п}/Z_{л} < 1$), за винятком пошкоджень, близьких до місця встановлення захисту. Залежності $\delta = f(l^*)$ при двофазних КЗ через перехідний опір $R_{п}/Z_{л} \geq 0,5$ і трифазних з $R_{п}/Z_{л} \geq 1$ мають аналогічний характер.

При цьому для коротких замикань в межах лінії, що захищається, характерно завищення $l_{*к}$ і, як наслідок, скорочення зони миттєвого відключення, а при $l^* \geq 1$ – завищення при близьких та заниження при видалених КЗ, але на величину, що не перевищує δ_{max} .

Ступінь заниження розрахункової віддаленості у найгіршому випадку при КЗ в кінці лінії, що захищається, не перевищує 5 %, що дозволяє прийняти порогове відносне значення фактичної довжини лінії, шляхом порівняння з яким фіксується зона пошкодження, $l_{*п,ф} = 0,90-0,95$.

Динамічні характеристики алгоритму визначення зони КЗ, представлені на рис.3.4.

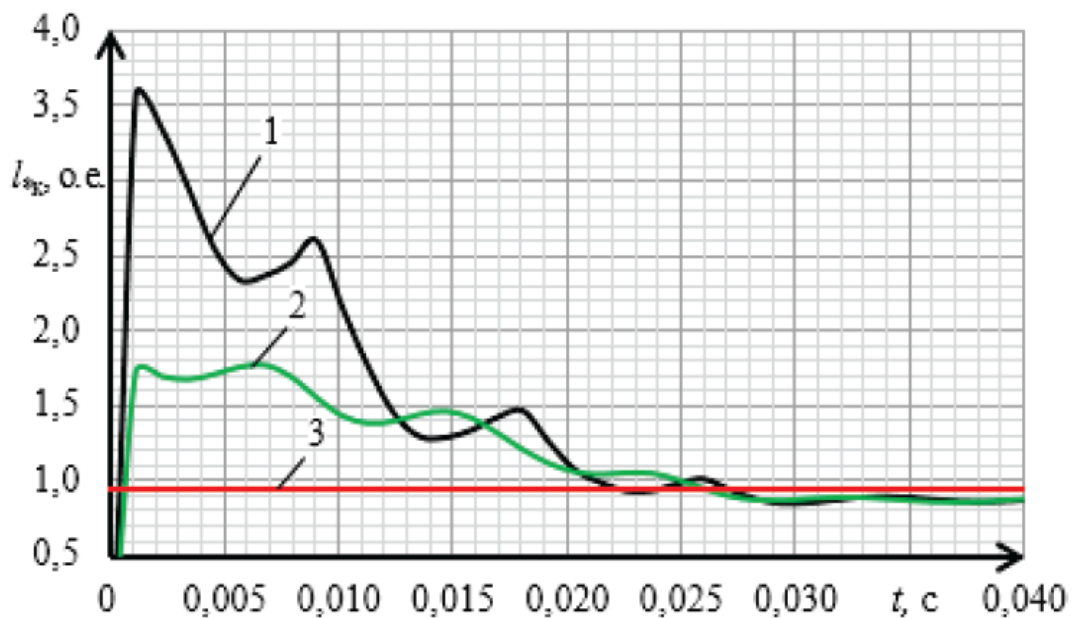


Рисунок 3.4 - Динамічні характеристики алгоритму визначення зони коротких замикань: 1 – трифазне КЗ; 2 – двофазне КЗ; 3 – прийняте граничне значення $l_{*п,ф} = 0,95$

Ці характеристики дозволяють оцінити швидкодію запропонованого методу, яка може бути визначена як інтервал часу від моменту виникнення

короткого замикання та до моменту часу, коли розрахункова віддаленість $l_{*к}$ досягне прийнятого за результатами обчислювального експерименту порогового значення $l_{*п,ф} = 0,95$.

Згідно з наведеними динамічними характеристиками, які побудовані для найгіршого випадку, коли швидкодія алгоритму мінімальна, запропоновані рішення дозволяють встановити зону пошкодження при дво- та трифазних КЗ за час, що не перевищує 27 мс.

Можна сказати, що зона пошкодження на лініях 6–10 кВ з одностороннім живленням при металевих коротких замикання незалежно від їх виду може бути встановлена з прийнятною достовірністю шляхом контролю різниць струмів коротких замикань пошкоджених фаз.

Достовірність визначення зони короткого замикання за рівнем аварійних струмів при наявності перехідних опорів може бути підвищена за рахунок застосування поправочних коефіцієнтів, отриманих за результатами великої кількості обчислювальних експериментів.

3.2. Алгоритм визначення місця пошкодження лінії електропередачі з відгалуженням

Існує безліч методів визначення місць пошкодження (ВМП), їх можна розділити на дві основні групи: топографічні та дистанційні. Топографічні методи ВМП мають на увазі визначення місця пошкодження безпосередньо на трасі лінії. Вони поділяються на індукційні та електромеханічні.

Суть індукційного методу полягає у вловлюванні зміни параметрів магнітного поля поблизу місця пошкодження за допомогою переміщення вздовж траси лінії спеціальних датчиків та індикаторів.

В основі електромеханічних методів лежить фіксація механічних зусиль, що створюються за рахунок енергії струму короткого замикання (спрацьовування блинкерів).

Топографічні методи ВМП найбільш точні, але займають значний час і застосовуються при попередньому визначенні зони з місцем ушкодження іншими методами.

Наприклад, локаційний метод заснований на вимірі проміжку часу між моментом посилки зондувального імпульсу і моментом приходу до початку лінії відбитого від місця пошкодження імпульсу, а добуток швидкості поширення імпульсу на тривалість часового інтервалу дозволить визначити відстань до місця пошкодження [17].

В основі хвильового методу лежить вимір проміжку часу між моментами досягнення кінців лінії фронтами електромагнітних хвиль, що виникають у точці пошкодження. У разі пробою ізоляції дроту на землю напруга різко знижується, і виникають електромагнітні хвилі, що поширюються в обидві сторони зі швидкістю, близькою до швидкості світла [18]. Переваги хвильового методу - це простота і застосовність у випадках, коли опір у місці пошкодження змінюється від нуля Ом до сотень кОм. Недолік – чутливість до перешкод, обумовлених, зокрема, зовнішніми джерелами.

Методи ВМП за параметрами аварійного режиму (ПАР) засновані на вимірі складових або комбінацій напруги і струмів в аварійному режимі. Вони діляться на одно- і двосторонні, залежно від розташування пристроїв вимірювання струмів і напруги [19].

В даний час проведення синхронізованих вимірювань стає можливим завдяки пристроям PMU (Phasor Measurement Unit). Дані пристрої показали високу застосовність при реалізації моніторингу та управління електроенергетичними системами. Пристрої PMU здатні вимірювати струми, напруги та обчислювати кут фазового зсуву, передаючи отримані дані на верхній рівень. Таким чином може бути реалізована система розрахунку фазового кута в режимі реального часу. При наявності доступу до системи GPS (global positioning system) цифрові вимірювання з терміналів, установлених на різних кінцях лінії, можуть виконуватися синхронно. При цьому фазові кути заміряються в єдиній системі відліку. Маючи в своєму розпорядженні

інформацію про абсолютний час виміру, може бути отримано значення різниці фази між струмами і напругою, заміряними в різних ділянках мережі. Так як моменти часу для вимірювань на всіх пристроях повинні бути синхронізовані, виконується зв'язок із системою GPS.

Слід зазначити, що в завданнях ВМП для отримання синхронізованих вимірів окрім пристроїв PMU також може використовуватися інформація зі споживчих підстанцій з мітками часу. У цьому випадку місце пошкодження визначається за записаними аварійними осцилограмами після відключення пошкодженої ділянки.

Алгоритми ВМП двостороннього виміру можна класифікувати за кількістю використовуваної інформації на алгоритми, що використовують повний та обмежений набір двосторонніх замірів. До першої групи відносяться методи, що фіксують напруги і струми всіх трьох фаз по обох кінцях. Алгоритми другої групи передбачають використання наступної інформації:

- напруга трьох фаз з обох кінців лінії та струми трьох фаз з одного кінця;
- струми трьох фаз з обох кінців та напруга трьох фаз з одного кінця;
- напруга трьох фаз з обох кінців.

Принцип двостороннього ВМП з ПАР із застосуванням PMU схематично зображено на рис.3.5.

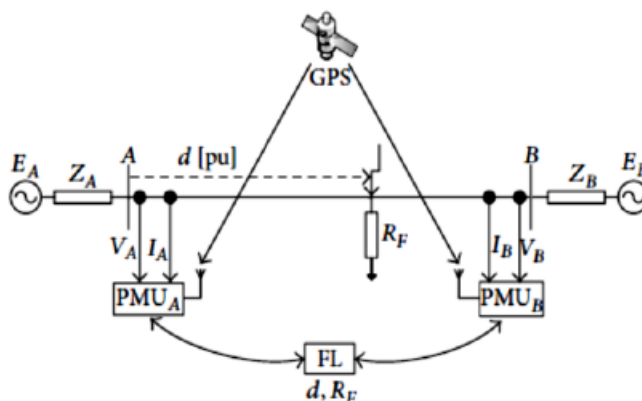


Рисунок 3.5 - Принцип дії двостороннього ЗМЗ з ПАР:

E_A , E_B – ЕРС систем А та В; Z_A , Z_B – опори систем А та В;

$PMUA, PMUB$ – пристрої PMU, встановлені по кінцях лінії; VA, IA, IB, VB – векторні вимірювання струму та напруги, отримані з двох кінців лінії;
 R_f – перехідний опір у місці замикання; d – Відстань до місця замикання

Завдання двостороннього ВМП по ПАР значно ускладнюється за наявності відгалужень на лінії, оскільки в точках їх приєднання не встановлені вимірювальні прилади. Крім того, необхідно однозначно визначити, на якому з відгалужень чи між якими відгалуженнями перебуває ушкодження. Таким чином, ВМП по ПАР на лініях з відгалуженнями виконується в два етапи:

1) локалізується місце ушкодження (вирішується завдання фіксації пошкодженої ділянки ПЛ);

2) розраховуються відстані до місця пошкодження.

Розробку алгоритму ВМП для фіксації пошкодженої ділянки реалізуємо стосовно ПЛ, що містить n відгалужень, на основі наступної інформації:

- замір комплексів фазних струмів та фазної напруги по початку та кінці лінії;
- замір фазних струмів та фазної напруги на відгалуженнях із боку споживачів;
- погонний активний і реактивний опір проводів, з яких виконана лінія та розгалуження;
- довжини всіх відгалужень (відстань від місця приєднання до лінії до місця виміру);
- відстані між усіма відгалуженнями.

Сукупність операцій алгоритму включає дві основні частини:

1. Послідовне еквівалентування схеми зліва до тих пір, поки не буде виявлено витік струму.

2. Послідовне еквівалентування схеми праворуч до місця, де було виявлено витік у п. 1 з метою уточнення місця ушкодження.

На рис.3.6 приведено розрахункову схему.

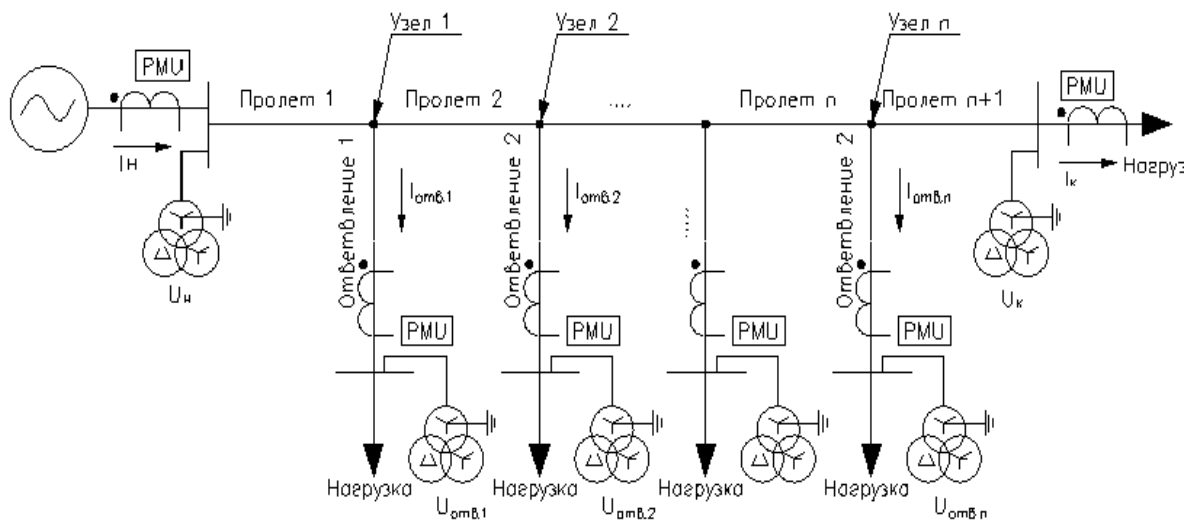


Рисунок 3.6 – Розрахункова схема

Залежно від розрахункових даних результатом функціонування розробленого алгоритму ВМП з ПАР на ПЛ з відгалуженнями є або повідомлення про те, що пошкоджень немає, або вказівка номера відгалуження (прольоту), на якому воно виявлено. Як відзначалося раніше, інформація про еквівалентні ЕРС, струмах і опорах щодо пошкодженої ділянки в подальшому дозволяє звести розрахунок відстані до пошкодження до задачі ВМП на лінії за двостороннім виміром.

Розроблений алгоритм ВМП ПЛ з відгалуженнями за ПАР можна застосовувати і в мережах 110 кВ і вище при всіх видах коротких замикань, а також у мережах класу напруги 6-35 кВ при трифазних та двофазних замиканнях. Його використання дозволяє істотно підвищити надійність і ефективність передачі електричної енергії в розподільчих мережах.

Однак в електричних мережах 6-35 кВ з ізолюваною (компенсованою) нейтраллю при однофазному замиканні на землю розподіл струмів змінюється в значно менших діапазонах [17], і цих змін недостатньо для стійкого функціонування розробленого алгоритму.

Для аналізу ефективності розробленого алгоритму ВМП з ПАР ПЛ з відгалуженнями використовувалась бібліотека Simulink програмного пакету Matlab.

Імітаційна модель зображена на рис.3.7 і являє собою лінію 10 кВ з одностороннім живленням, що містить три відгалуження. В одне з них включено джерело енергії для того, щоб ускладнити струмовий розподіл по мережі в нормальних та аварійних режимах.

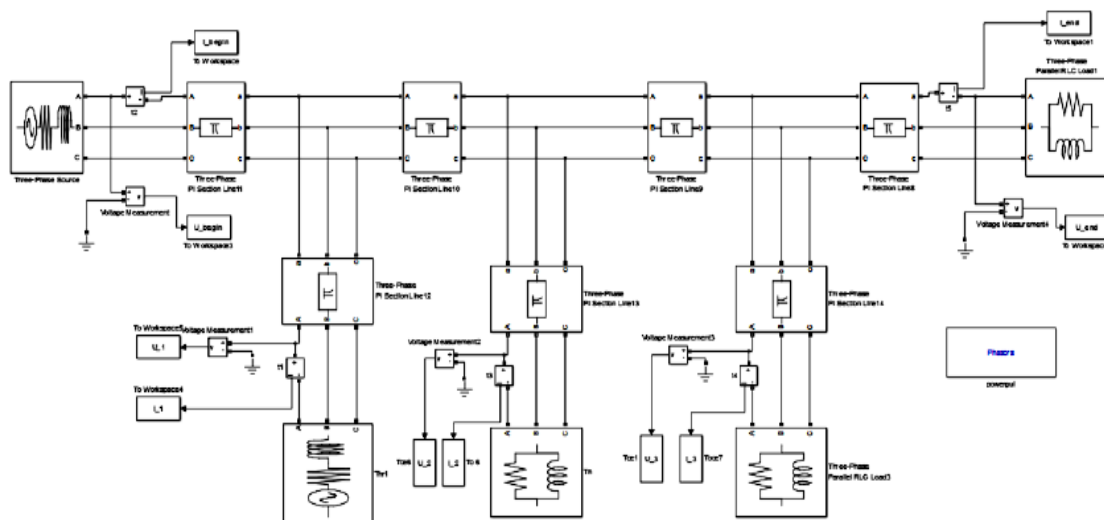


Рисунок 3.7 - Імітаційна модель ПЛ з відгалуженнями

Імітаційна модель складається з наступних елементів:

1. Three-Phase Source – моделює трифазне джерело енергії із заданим внутрішнім опором.
2. Three-Phase Parallel RLC Load – моделює навантаження активно-індуктивного характеру.
3. Voltage Measurement - елемент, що здійснює замір напруги.
4. Current Measurement - елемент, що здійснює фіксацію струму.

У моделі прольоти та відгалуження були представлені елементом бібліотеки Simulink Three-Phase PI Section Line, який є П-подібною схемою заміщення ПЛ. Розглянемо параметри представленої схеми заміщення (таблиці 3.1 і 3.2).

Таблиця 3.1 - Параметри прольотів

№	Довжина прольоту, км	Питомий активний опір, Ом	Питома реактивність, Ом
1	3	1,1	0,38

2	8	0,83	0,32
3	8	0,92	0,36
4	8	0,94	0,37

Таблиця 3.2 – Параметри відгалужень

№	Довжина прольоту, км	Питомий активний опір, Ом	Питома реактивність, Ом
1	9	0,85	0,38
2	6	0,92	0,5
3	8	0,8	0,37

Для тестування розробленого алгоритму ВМП проводилася серія імітаційних експериментів, що включають міжфазні короткі замикання на різних ділянках ЛЕП з відгалуженнями.

Застосування пристроїв синхронних векторних вимірювань дозволяє суттєво підвищити точність ВМП з ПАР, забезпечує впровадження більш складних інтелектуальних алгоритмів, в тому числі на ПЛ з відгалуженнями.

Розроблений алгоритм ВМП з ПАР перспективний для локалізації пошкодженої ділянки при всіх видах замикань, крім однофазного замикання на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю. За рахунок використання синхронізованих вимірів з різних кінців розгалуженої ПЛ вдається ефективно визначати пошкоджену ділянку та отримувати дані, необхідні для подальшого еквівалентування та ВМП за двостороннім виміром.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

Можна сказати, що зона пошкодження на лініях 6–10 кВ з одностороннім живленням при металевих коротких замикання незалежно від їх виду може бути встановлена з прийнятною достовірністю шляхом контролю різниць струмів коротких замикань пошкоджених фаз.

Достовірність визначення зони короткого замикання за рівнем аварійних струмів при наявності перехідних опорів може бути підвищена за рахунок застосування поправочних коефіцієнтів, отриманих за результатами великої кількості обчислювальних експериментів.

Проаналізовані існуючі методи визначення місць пошкодження, відзначені їх переваги та недоліки.

Застосування пристроїв синхронних векторних вимірювань дозволяє суттєво підвищити точність ВМП з ПАР, забезпечує впровадження більш складних інтелектуальних алгоритмів, в тому числі на ПЛ з відгалуженнями.

Розроблений алгоритм ВМП з ПАР перспективний для локалізації пошкодженої ділянки при всіх видах замикань, крім однофазного замикання на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю. За рахунок використання синхронізованих вимірів з різних кінців розгалуженої ПЛ вдається ефективно визначати пошкоджену ділянку та отримувати дані, необхідні для подальшого еквівалентування та ВМП за двостороннім виміром.

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ:

Розглянуто процес раптового короткого замикання, що відбувається під час роботи машини під навантаженням, він має складніший характер, але у найголовніших рисах аналогічний розглянутому випадку, коли коротке замикання відбувається при холостому ході. Величини початкових і ударних струмів короткого замикання при цьому також суттєво не змінюються.

У представленому дослідженні був проведений аналіз низки методів визначення параметрів СГ за даними вимірів, для кожного були виділені наступні характеристики: режимні застосування, що визначаються, параметри СГ, переваги та недоліки.

Визначено, що методами, які дозволяють визначити найбільшу кількість параметрів СГ, є метод найменших квадратів, псевдовипадкова двійкова послідовність, метод Ньютона та метод активної ідентифікації. Методом, що дозволяє визначити найменшу кількість параметрів з переглянутих, є аналіз рівняння руху СМ.

Методом, що дозволяє узагальнити підходи, є адаптивна модель СМ, яка має високу гнучкість по відношенню як до вихідних даних, так і до завдань, на вирішення яких вона застосовується.

Запропоновано також спосіб ідентифікації електричних параметрів синхронної машини, який підходить як для явно полюсної, так і для неявно полюсної машини. Особливістю способу є те, що ідентифікація параметрів виконується попутно з включенням генератора до мережі. Тим самим він органічно вписується в технологічний процес експлуатації машини і не впливає на швидкодію увімкнення машини. Також спосіб має ще ряд переваг перед аналогами. Для його реалізації не потрібно створювати небезпечні для машини режими роботи, потрібно мати додаткове дороге обладнання.

Отримані в ході дослідження результати аналізу впливу демпферних обмоток та насичення магнітної системи на умови протікання перехідних

процесів у розрахунковій моделі генератора свідчать про повноту та достовірність пропонованого чисельного методу моделювання.

Реалізована математична модель дає можливість розглядати вплив несиметрії фазних контурів статора та насичення магнітної системи при моделюванні синхронної машини, що дозволяє коректніше оцінювати результати різних режимів роботи генератора та своєчасно виявляти аварійні режими.

Таким чином, точна ідентифікація параметрів синхронного генератора є необхідною умовою для побудови математичних моделей, які забезпечують достовірне визначення зон пошкодження ліній або розподільних мереж. Це підвищує ефективність діагностики аварій, зменшує час на відновлення електропостачання і покращує надійність роботи системи в цілому.

Достовірність визначення зони короткого замикання за рівнем аварійних струмів при наявності перехідних опорів може бути підвищена за рахунок застосування поправочних коефіцієнтів, отриманих за результатами великої кількості обчислювальних експериментів.

Застосування пристроїв синхронних векторних вимірювань дозволяє суттєво підвищити точність ВМП з ПАР, забезпечує впровадження більш складних інтелектуальних алгоритмів, в тому числі на ПЛ з відгалуженнями.

Розроблений алгоритм ВМП з ПАР перспективний для локалізації пошкодженої ділянки при всіх видах замикань, крім однофазного замикання на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю. За рахунок використання синхронізованих вимірів з різних кінців розгалуженої ПЛ вдається ефективно визначати пошкоджену ділянку та отримувати дані, необхідні для подальшого еквівалентування та ВМП за двостороннім виміром.

Визначення зон ураження електричних мереж унаслідок раптових коротких замикань є важливим завданням для забезпечення стабільності, надійності та безпеки роботи енергосистем. Коротке замикання — це одна з найпоширеніших аварійних ситуацій, яка може призводити до значних технічних, економічних і соціальних наслідків.

Визначення зон ураження мереж під час раптових коротких замикань є важливою складовою забезпечення стабільності, надійності та ефективності роботи енергосистем. Це не лише сприяє швидкому усуненню наслідків аварій, але й допомагає знизити витрати, підвищити рівень захисту обладнання та запобігти поширенню пошкоджень. У сучасних умовах, коли електромережі стають дедалі складнішими через впровадження DER і зростаючі навантаження, точна локалізація зон ураження є ключовим фактором безпеки та ефективного управління.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

1. Chow J.H., Chakraborty A., Vanfretti L., Arcak M. Estimation of Radial Power System Transfer Path Dynamic Parameters Using Synchronized Phasor Data. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, vol. 23, no. 2, pp. 564–571. DOI: 10.1109/tpwrs.2008.919315
2. Fan L., Miao Z., Wehbe Y. Application of Dynamic State and Parameter Estimation Techniques on Real-World Data. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, vol. 4, no. 2, pp. 1133–1141. DOI:10.1109/pes.2009.5275423
3. Huang Z., Du P., Kosterev D., Yang B. Application of extended Kalman filter techniques for dynamic model parameter calibration. 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2019, pp. 1–8. DOI: 1109/pes.2019.
4. Shakouri H., Malik O.P. Estimation of synchronous generator parameters using an adaptive parameter estimator. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2015, San Francisco, CA, 2015, vol. 3, pp. 2253–2258. DOI: 10.1109/pes.2005.1489096
5. Wehbe Y., Lingling Fan. UKF based estimation of synchronous generator electromechanical parameters from phasor measurements. 2016 North American Power Symposium (NAPS), Champaign, IL, 2016, pp. 1–6. DOI: 10.1109/naps.2012.6336347
6. Nadarajan S., Bhangu B., Panda S.K., Gupta A.K. Comparing Extended Kalman Filter and Particle Filter for estimating field and damper bar currents in Brushless Wound Field Synchronous Generator for stator winding fault detection and diagnosis. 2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Long Beach, CA, 2016, pp. 715–719. DOI: 10.1109/apec.2016.7467950
7. Miles A.G., Johnson B.K., Fischer N. Online Characterization of a Synchronous Generator Using an Unscented Kalman Filter. 2019 IEEE International

Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), San Diego, CA, USA, 2019, pp. 1485–1492. DOI: 10.1109/iemdc.2019.8785153

8. Valverde G., Kyriakides E., Heydt G.T., Terzija V. Nonlinear Estimation of Synchronous Machine Parameters Using Operating Data. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, vol. 26, no. 3, pp. 831–839, Sept. 2017. DOI: 10.1109/tec.2017.2141136

9. Xu Y., Li Y., Miao Z. Nonlinear least-square estimation (LSE)-based parameter identification of a synchronous generator. 2017 North American Power Symposium (NAPS), Morgantown, WV, 2017, pp. 1–6. DOI: 10.1109/naps.2017.8107385

10. Mogharbel B., Fan L., Miao Z. Least squares estimation-based synchronous generator parameter estimation using PMU data. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, 2015, pp. 1–5. DOI: 10.1109/pesgm.2015.7286559

11. Karrari M. and Malik O. P. Identification of Physical Parameters of a Synchronous Generator From Online Measurements. IEEE Transactions on energy conversion, 2016, vol. 19, no 2, pp. 407-415.

12. Núñez-Hernández I., Breedveld P., Weustink P., Gonzalez-A G. Phasor Analysis of a Synchronous Generator: A Bond Graph Approach // International Journal of Electrical, Computer, Electronics and Communication Engineering, Vol. 8, №7, 2016 pp. 1059 – 1065.

13. Demiroren A., Zeynelgil H.L. Modelling and simulation of synchronous machine transient analysis using SIMULINK /International Journal of Electrical Engineering Education. 2022. 39/4. C. 337–346.

14. Hafnaoui I., Ayari R., Nicolescu G., Beltrame G. A simulation-based model generator for software performance estimation SCSC '16 Proceedings of the Summer Computer Simulation Conference. USA, 2016 doi:10.22360/summersim.2016.scsc.025

15. Analysis of an Adaptive Overcurrent Relay for Transmission and Distribution Lines / C. Yanxia [et al.] // Transmission and Distribution Conference

and Exposition, New Orleans 7–12 Sept. 2023 / IEEE PES. 2023. Vol. 1. P. 250–255.

16. Kezunovic M., Zheng C. and Pang C. Merg-ing PMU, operational, and non-operational data for in-terpreting alarms, locating faults and preventing cascades // Proceedings of the 43rd Annual Hawaii Interna-tional Conference on System Sciences (HICSS '10), January 2016. pp. 1–4.

17. Izykowski J., Rosolowski E., Balcerek P., Fulczyk M. and Saha M. M. Accurate noniterative fault location algorithm utilizing two-end unsynchronized measurements // IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, vol. 25, No. 1, pp. 72–80.

18. Huang J., Corzine K.A., Belkhat M. Online Synchronous Machine Parameter Extraction From Small-Signal Injection Techniques. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2019, vol. 24, no. 1, pp. 43–51. DOI: 10.1109/tec.2018.2008953