

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Волошин Вадим Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

**Аналіз технології активної кореляції для оптимізації технічного
обслуговування через контроль провалів напруги**

(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

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

Волошин В.О.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Соколовський О.Ф.

(прізвище, ім'я, по батькові)

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

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2025

АНОТАЦІЯ

Волошин В.О. Аналіз технології активної кореляції для оптимізації технічного обслуговування через контроль провалів напруги. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістр за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2025.

Ефективні схеми технічного обслуговування враховують моніторинг стану, а технічне обслуговування виконується при порушенні порогового значення. У цій кваліфікаційній роботі пропонується механізм кореляції для встановлення порогових значень провалів напруги для виявлення аномальних провалів на лініях живлення середньої напруги та спрацьовування тривоги, що вказують на необхідність проведення технічного обслуговування..

Ключові слова. прогнозування провисання, системи розподілу, якість електроенергії, технічне обслуговування, технологія активної кореляції

ABSTRACT

Voloshyn V.O. Analysis of Active Correlation Technology for Optimizing Maintenance through Voltage Sag Monitoring. Qualification work for obtaining a Master's degree in specialty 141 – Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics – Polissia National University, Zhytomyr, 2025.

Effective maintenance schemes incorporate condition monitoring, and maintenance is performed when a threshold value is violated. This article proposes a correlation mechanism for establishing voltage sag threshold values to detect abnormal sags on medium voltage power lines and trigger alarms indicating the need for maintenance.

Keywords: sag prediction, distribution systems, power quality, maintenance, active correlation technology

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. КОНТРОЛЬ НА ОСНОВІ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ: БАЛАНС МІЖ НАДІЙНІСТЮ ТА ВАРТІСТЮ	8
1.1. Система моніторингу та діагностики пошкоджень	9
1.2 Технологія активної кореляції	10
1.3 Порогові значення та аварійні сигнали	12
1.4 Обслуговування на основі прогнозування провалів напруги	13
Висновок по першому розділу	14
РОЗДІЛ 2. МЕХАНІЗМ КОРЕЛЯЦІЇ ПРОВАЛІВ НАПРУГИ (VSCE)	16
2.1 Правило кореляції агрегації за часом	16
2.2 Правило кореляції за пороговим шаблоном	18
Висновки по другому розділу	18
РОЗДІЛ 3. МЕТОД КРИТИЧНОЇ ВІДСТАНІ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ПРОВАЛІВ НАПРУГИ	19
3.1. Розрахунок критичної відкритої (експонованої) довжини в реальних мережах	22
3.2 Частота виникнення провалів напруги	23
Висновки по третьому розділу	25
РОЗДІЛ 4. ОГЛЯД ПРАКТИЧНОГО ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ АКТИВНОЇ КОРЕЛЯЦІЇ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЧЕРЕЗ КОНТРОЛЬ ПРОВАЛІВ НАПРУГИ	27
4.1 Опис системи	27
4.2 Відкрита довжина та очікувана кількість просідань напруги	29
4.3 Порівняння прогнозованого та зареєстрованого просідання напруги	30
4.4 Побудова та оцінка граничних значень	32
Висновки по четвертому розділу	35
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	36
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	37

ВСТУП

Характер попиту на електроенергію зазнає глибоких змін у промислово розвинених країнах по всьому світу. Електронне обладнання присутнє майже в кожному промисловому, комерційному та житловому застосуванні. Опитування, проведені по всьому світу, показали, що офісне та телекомунікаційне обладнання, що використовується в торговельному та промисловому секторах, становить близько 4% річного споживання електроенергії [1]. Ці електронні пристрої дуже чутливі навіть до незначних перебоїв у подачі електроенергії, а також до її коливань. Таким чином, якість електроенергії та надійність живлення швидко визнаються важливими факторами сучасного рівня життя.

Багато комунальних підприємств у Великій Британії, Європі, США та деяких країнах, що розвиваються, вважають відключенням переривання електропостачання тривалістю понад 1 хвилину. Однак багато бізнеспроцесів та побутових приладів не можуть переносити переривання тривалістю більше кількох циклів або незначних провалів напруги. Це правда, що переривання електропостачання може спричинити значні економічні збитки для постраждалих споживачів.

Однак, оскільки на робочому місці впроваджується все більше нових технологій, головним занепокоєнням для багатьох промислових та комерційних користувачів є збої в роботі, спричинені провалами напруги. Провали напруги – це раптові короткочасні падіння середньоквадратичного (RMS) значення напруги, після яких відбувається відновлення протягом 1 хвилини. Провал напруги зазвичай характеризується залишковою (збереженою) напругою, тривалістю та стрибком фази [2]. Найсильніші провали напруги спричинені короткими замиканнями, зазвичай пов'язаними з поганими погодними умовами. Вони також можуть бути результатом запуску великих двигунів та різких змін навантаження.

Хоча провали напруги менш серйозні, ніж перебої, вони трапляються частіше; і через різноманітність причин провалів напруги та труднощі з їх

запобіганням, провали напруги є одним з основних і частих порушень якості електроенергії.



Рис. 1 Ланцюг подій, що призводять до провалу напруги, від короткого замикання до відключення обладнання

Крім того, їхні наслідки для чутливого обладнання, такого як комп'ютери, приводи з регульованою швидкістю або пристрої керування, можуть бути такими ж важливими та дорогими, як і наслідки переривання. Проблеми з якістю електроенергії вже коштують галузі мільярди доларів [3]. Хоча провали напруги виникають переважно через короткі замикання в електричній мережі, погане обслуговування може бути причиною багатьох провалів напруги або перебоїв, які впливають на обладнання в точці спільного підключення (РСС) [4–6].

Існує кілька методів зменшення провалів напруги та переривань, спричинених короткими замиканнями. Щоб зрозуміти ці методи зменшення, необхідно зрозуміти, як коротке замикання призводить до відключення обладнання. Коротке замикання призводить до падіння напруги майже до нуля в місці несправності. Навантаження, підключене безпосередньо до пошкодженої шини в радіальній частині системи, зазнає переривання через операцію усунення несправності, якщо немає достатнього резервування. Те саме коротке замикання спричинить провал напруги в інших місцях

енергосистеми. Якщо результуюча подія перевищує певну величину та/або тривалість, це спричинить відключення обладнання [2].

Рис. 1 показує ланцюг подій, що призводять до провалів напруги, від коротких замикань до відключення обладнання. На основі цього механізму можна виділити три різні місця для зменшення провалів та перебоїв напруги: в енергосистемі, на комутаторі живлення між обладнанням та джерелом живлення, а також на обладнанні [2].

З боку енергосистеми методи зменшення наслідків полягають у зменшенні кількості та тривалості коротких замикань і зміні структури енергосистеми, щоб зменшити серйозність подій на терміналах обладнання або в розширювальному комутаторі живлення (PCC). У PCC рішенням є підключення обладнання для зменшення наслідків між чутливим обладнанням та джерелом живлення. Нарешті, вдосконалення обладнання, ймовірно, є найефективнішим рішенням проти відключень обладнання через провали напруги, але воно часто не підходить як короткочасне рішення [2].

Ось чому існує зростаючий інтерес не лише до обладнання для зменшення впливу перебоїв напруги, але й до підходів, що базуються на технічному обслуговуванні, призначених для зменшення кількості коротких замикань.

Оскільки більшість електроенергетичних компаній вже знизили рівень аварій настільки, наскільки це економічно доцільно, вони змушені отримати максимальну віддачу від пристроїв, якими вони вже володіють, завдяки більш ефективним процедурам технічного обслуговування. У цій роботі представлено підхід до підвищення ефективності фактичного режиму технічного обслуговування. Підхід базується на тривожних сигналах, що генеруються відхиленням між виходами моделі прогнозування та виходом фактичної системи, наприклад, незвичайна кількість провалів напруги в певному живильнику протягом певного періоду часу може бути сигналом необхідності технічного обслуговування.

Мета кваліфікаційної роботи полягає у дослідженні проблем провалів напруги та їх впливу на якість електроенергії в промислово розвинених країнах, а також у розробці та оцінці підходу до підвищення ефективності технічного обслуговування шляхом використання тривожних сигналів відхилень між прогнозованими та фактичними виходами систем.

Предмет дослідження полягає у розробці методології прогнозування та раннього попередження провалів напруги за допомогою аналізу відхилень між моделлю прогнозування та фактичним режимом системи, а також у формуванні рекомендацій щодо оптимізації технічного обслуговування та РСС для підвищення надійності живлення.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

1 Волошин В. В

МЕХАНІЗМ КОРЕЛЯЦІЇ ПРОВАЛІВ НАПРУГИ (VSCE)
«СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2025» ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ 30 жовтня 2025 року м. Житомир.

2. Любченко С. О., Волошин В. О.

МАТЕМАТИЧНІ ОСНОВИ АЛГОРИТМІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Наукові читання – 2025: збірник тез доповідей науково-практичної конференції за підсумками I-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей. 23 квітня 2025 р. Житомир: Поліський національний університет, 2025. Том 2.

3. Кадошніков Я. В., Волошин В. О.

ВИКОРИСТАННЯ СУХИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПРИ
МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

«Біоенергетичні системи» ІХ Міжнародна науково-практична конференція,
Житомир, Україна, 19-20. 11. 2025

РОЗДІЛ 1

КОНТРОЛЬ НА ОСНОВІ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ: БАЛАНС МІЖ НАДІЙНІСТЮ ТА ВАРТІСТЮ

Технічне обслуговування явно впливає на надійність системи та якість постачання. Зменшення зусиль на технічне обслуговування економить кошти, але негативно вплине на надійність та якість постачання. Крім того, клієнти вимагають вищого рівня надійності та якості постачання в сучасних цифрових суспільствах [7]. У економічно ефективній схемі ці дві витрати мають бути збалансовані.

Електроенергетичні компанії завжди використовували програми технічного обслуговування, щоб підтримувати своє обладнання в належному робочому стані якомога довше. Традиційні підходи до технічного обслуговування здебільшого склалися з попередньо визначених заходів, що виконувалися через регулярні проміжки часу (планове технічне обслуговування). Однак така політика технічного обслуговування може бути досить неефективною; вона може бути надмірно дорогою (у довгостроковій перспективі) і може не продовжити термін служби компонентів настільки, наскільки це можливо. Деякі з цих процедур називаються технічним обслуговуванням, орієнтованим на надійність, зазвичай скорочено RCM [8]. У підході RCM можна порівняти різні альтернативні політики технічного обслуговування та вибрати ту, яка є найбільш економічно ефективною для підтримки надійності обладнання. Програми RCM були встановлені кількома електроенергетичними компаніями як корисний інструмент управління [9].

Моделі технічного обслуговування варіюються від дуже простих до досить складних. Мабуть, найпростіший план полягає у прийнятті жорсткого графіка технічного обслуговування, де заздалегідь визначені дії виконуються у фіксований час. Більш складні моделі включають ідею моніторингу стану, де рішення щодо термінів та обсягу технічного обслуговування залежать від фактичного стану (стадії погіршення). Таким чином, певний вид моніторингу (наприклад, перевірка) має бути частиною моделі.

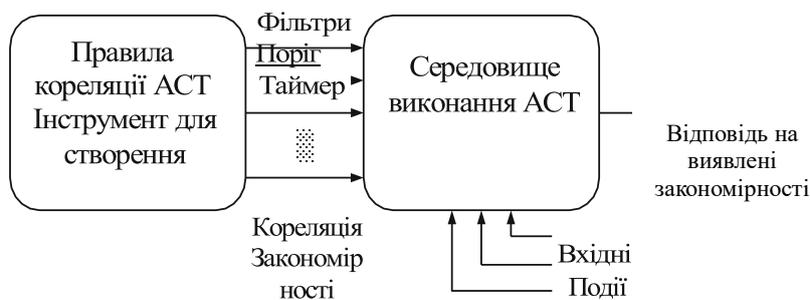


Рис. 3 Архітектура технологій. Активна кореляція

Дослідники в таких різноманітних дисциплінах, як медицина, інженерія, бізнес і фінанси, розробляли методології для виявлення пошкодження (відмов) або аномалій, точного визначення або ізоляції того, який компонент/об'єкт в системі/процесі є несправним, і визначення потенційного впливу відмови або компонента, що вийшов з ладу, на стан системи. Різноманітність сфер застосування відповідає множинності технологій, що уможливають діагностику, які з'явилися за ці роки в спробах діагностувати такі згубні події, одночасно відповідаючи певним специфікаціям продуктивності. Широкий спектр ідей можна знайти в посиланні [8]. Штучний інтелект, статистичні методи та модельно-орієнтовані підходи є ключовими елементами в таких технологіях, що уможливають діагностику. FDI також є важливою проблемою в автономних обчислювальних системах, концепція яких була розроблена в ІВМ [10]; у технології FDI існують технології активної кореляції (АСТ), термін, який також було введено в ІВМ.

1.2 Технологія активної кореляції

АСТ — це концепція, яку ІВМ розробляла протягом останніх років [11,12]. Цю технологію було задумано для перетворення низькорівневих подій на високорівневі (складні) події, щоб допомогти у виявленні можливостей для отримання бізнес-аналітики або для кращого розуміння проблем. Вона також може використовуватися для вивільнення персоналу шляхом використання обробки складних подій АСТ для запуску автоматизованих і ручних процесів.

Таким чином, її можна використовувати для вказівки, на підставі стану деякого ресурсу, на необхідність ініціювання програми технічного обслуговування.

Сучасні високоінтегровані цифрові системи генерують велику кількість інформації, що надходить від інтелектуальних електронних пристроїв (IED). За допомогою АСТ ця інформація може бути використана для отримання симптомів, або бізнес-висновків вищого рівня; для застосування в технічному обслуговуванні такі висновки можуть передбачати профілактичне обслуговування або заміну елемента до настання катастрофічної несправності.

АСТ – це більше, ніж продукт, це концепція, яка може забезпечити комплексну обробку подій та сповіщення про бізнес-можливості або проблеми, викладені зрозумілою мовою. Загальна архітектура АСТ показана на рисунку 3.

Як видно на рис. 3, за допомогою інструменту побудови правил АСТ можна створювати правила кореляції, визначені у термінах підтримуваних шаблонів. Коли надходять вхідні події, у різний час, кожна подія зіставляється з шаблонами, і спрацьовує одне або кілька правил. Коли правило спрацьовує (наприклад, закінчення часу очікування або перевищення значення порогу), відбувається відповідь, яка включає виконання дій.

АСТ враховує різні підкомпоненти, які детально описані в джерелі [11]. Важливим для роботи є специфікація шаблонів правил. Отже, специфікація правил дозволяє корелювати вхідні події, які послідовно надходять у різні моменти часу, відповідно до чітко визначених шаблонів.

Найпростішим типом кореляції є правило без стану, яке також називається фільтром або відповідністю, де одна подія, яка проходить умову фільтра, негайно генерує відповідь. З іншого боку, правила зі станом забезпечують кореляцію між кількома подіями, що відбуваються протягом заданого часового інтервалу.

1.3 Порогові значення та аварійні сигнали

Рис. 4 демонструє концепцію меж тривоги, неявно наявних у порогових значеннях. Межі тривоги – це попередньо визначені границі вимірних показників або сигналів датчиків, які вказують на аномальні ситуації. Якщо вимірний сигнал або один з його зразків виходить за межі цих меж, сигналізується стан тривоги. Зверніть увагу, що на додаток до меж відмовостійкості, рис. 4 також показує, що сам сигнал має межі довіри, які можуть бути надані, наприклад, фільтром Калмана. Ці межі також можуть бути використані для діагностики меж тривоги або їх можна використовувати в розширеному процесі прийняття рішень для оцінки залишкового терміну служби.

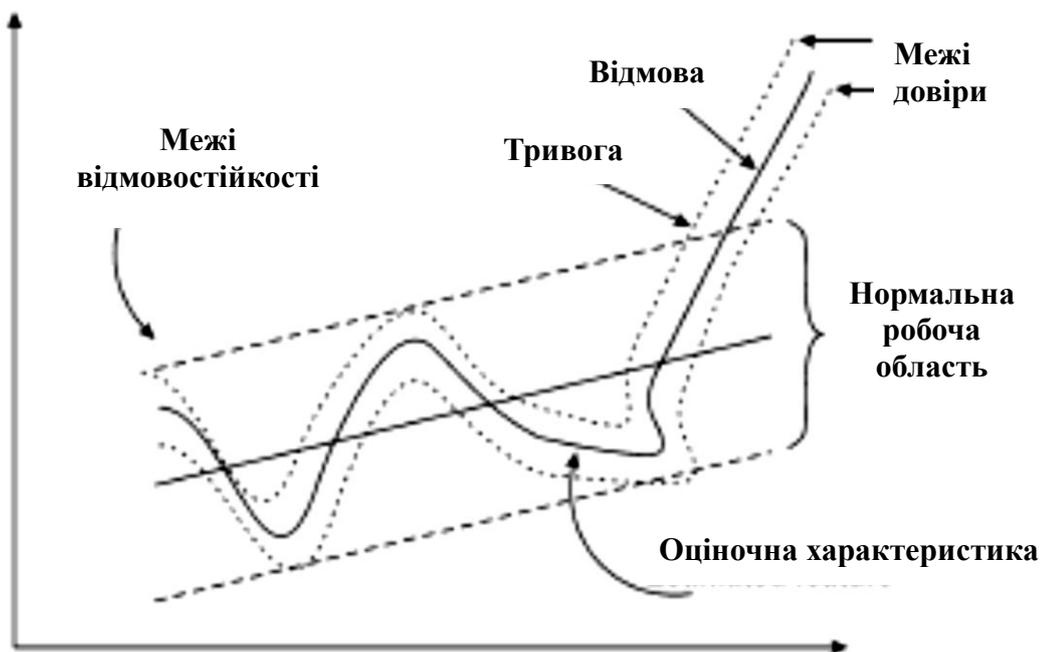


Рис. 4. Межі спрацювання сигналізації для вимірних сигналів датчиків.

Межі спрацювання сигналізації можна визначити різними способами. Перший метод передбачає обчислення меж безпосередньо на основі статистичних історичних даних. Як альтернатива, можна обчислити верхню межу допустимого відхилення як ковзне середнє значення сигналу плюс

ковзна дисперсія, а нижню межу – як ковзне середнє значення сигналу мінус ковзна дисперсія.

1.4 Обслуговування на основі прогнозування провалів напруги

Як описано в цьому розділі, АСТ (система автоматизованого контролю) може використовуватися для ідентифікації нетипової поведінки системи на основі порогових значень та сигналів тривоги; цю концепцію можна застосувати для активації сигналів тривоги щодо технічного обслуговування, коли, наприклад, кількість просідань напруги протягом певного періоду часу не відповідає нормальній реакції системи або виходить за межі порогових значень.

Стандарти та рекомендації щодо якості електроенергії можуть бути використані для визначення прийнятних меж просідання напруги для електричних мереж. Міжнародні рекомендації з якості електроенергії є дуже корисними інструментами; однак, вони реформуються з темпами, які можуть не відображати дуже конкурентне середовище, з яким стикаються сучасні енергетичні компанії. Щоб залишатися конкурентоспроможними, енергетичні компанії повинні шукати інструменти для визначення більш суворих меж. Методи, засновані на застарілих статистичних алгоритмах, є раціональним варіантом, але дані можуть бути недоступні для більшості ланцюгів. Моделі, що базуються на моделях, обходять багато вищезазначених проблем. Великі синтетичні бази даних можуть бути згенеровані, наприклад, за допомогою моделювання Монте-Карло [13]. Крім того, ці методи здатні виявляти непередбачені несправності, просто тому, що певна несправність не спостерігалася в минулому.

Визначення порогів провалів напруги також можна розглядати як задачу, пов'язану з прогнозуванням провалів напруги, що виникають в електричній мережі. Ефективність електричної мережі щодо провалів напруги можна прогнозувати за допомогою моніторингу. Однак, період, необхідний для досягнення прийнятної точності, є занадто тривалим [2]. Тому, альтернативою

є використання інструментів стохастичного прогнозування, точність яких, на відміну від моніторингу, досягається одразу [13]. Було запропоновано декілька стохастичних методів для прогнозування кількості провалів напруги в електричних мережах. Будь-яке обговорення точності цих методів виходить за рамки цієї статті. Метод критичних відстаней для стохастичного прогнозування провалів напруги використовується в цій статті, оскільки це найпростіший аналітичний метод, який було запропоновано, і, незважаючи на його простоту, було доведено, що він дає прийнятні результати для радіальних мереж, як у випадку з мексиканською розподільчою системою.

Висновок по першому розділу.

В сучасному цифровому суспільстві надійність електропостачання є критично важливою. Технічне обслуговування (ТО) відіграє визначальну роль у забезпеченні цієї надійності. Зменшення витрат на ТО, безсумнівно, веде до економії, але при цьому негативно впливає на безперебійність та якість електропостачання. Тому, електроенергетичні компанії змушені шукати оптимальний баланс між цими двома факторами.

Традиційно, ТО виконувалося за попередньо визначеним графіком (планове ТО). Проте, такий підхід може бути неефективним та надмірно дорогим. Альтернативою є технічне обслуговування, орієнтоване на надійність (RCM), яке дозволяє оцінювати різні стратегії ТО та обирати найбільш економічно вигідну для підтримки надійності обладнання.

Моделі ТО варіюються від простих, з жорстким графіком, до більш складних, що базуються на моніторингу стану. Останні передбачають безперервний контроль за обладнанням та прийняття рішень щодо необхідності та обсягу ТО на основі поточного стану обладнання. Для цього використовується концепція виявлення та ідентифікації пошкоджень (FDI), яка порівнює вихідні дані моделі з фактичними показниками системи. За допомогою FDI можливе прийняття обґрунтованих рішень щодо стану обладнання та своєчасного проведення необхідного ТО.

Технології FDI використовують широкий спектр інструментів, включаючи штучний інтелект, статистичні методи та модельно-орієнтовані підходи. Вони дозволяють виявляти аномалії, точно визначати несправні компоненти та оцінювати потенційний вплив відмов на систему. Отже, контроль на основі ТО, що використовує передові технології FDI, є ключовим для забезпечення надійного та економічно ефективного електропостачання.

РОЗДІЛ 2

МЕХАНІЗМ КОРЕЛЯЦІЇ ПРОВАЛІВ НАПРУГИ (VSCE)

VSCE — це підкомпонент архітектури АСТ, що отримує події, зафіксовані вимірювачами якості електроенергії, і обробляє їх згідно з кореляційними шаблонами. Всередині VSCE два кореляційні правила визначають конкретні шаблони подій, які потрібно виявляти, а також інтервал часу, упродовж якого шукати ці шаблони. Як показано на рис. 5, після надходження події відбираються блоком селектора подій для кореляції відповідно до шаблонів. Відібрані події заповнюють шаблони, вказані в статусі шаблону. Коли шаблон заповнюється, активуються одне або кілька правил. Коли правило спрацьовує (наприклад, тайм-аут або значення, що перевищує поріг), відбувається відповідна реакція, яка включає виконання дій.

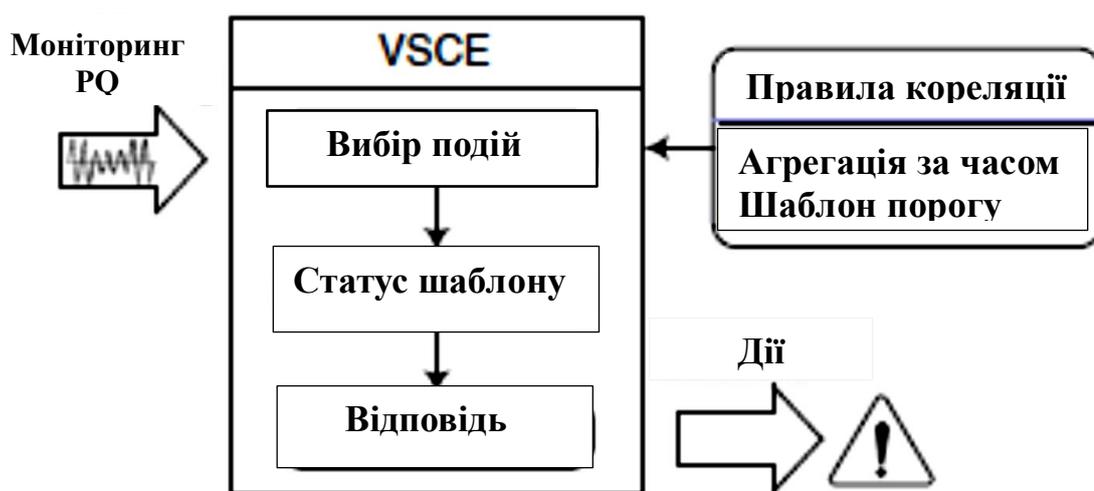


Рис. 5. Механізм кореляції просідання напруги

2.1 Правило кореляції агрегації за часом

Перше правило кореляції відповідає часовій агрегації подій (Рис. 6). Часова агрегація – це процес об'єднання подій, що відбуваються близько одна до одної в часі, в одну агреговану подію [14]. Головна мета часової агрегації – створити відповідність "один до одного" між темпорально агрегованими даними та системними подіями. Простий метод для отримання відповідності "один до

одного" між інтервалами агрегації та системними подіями – використання часових вікон агрегації [15].



Рис. 6 Схема агрегації часу. Агрегація часу (time window aggregation) — процедура об'єднання або усереднення подій, сигналів або вимірювань за певний часовий інтервал).

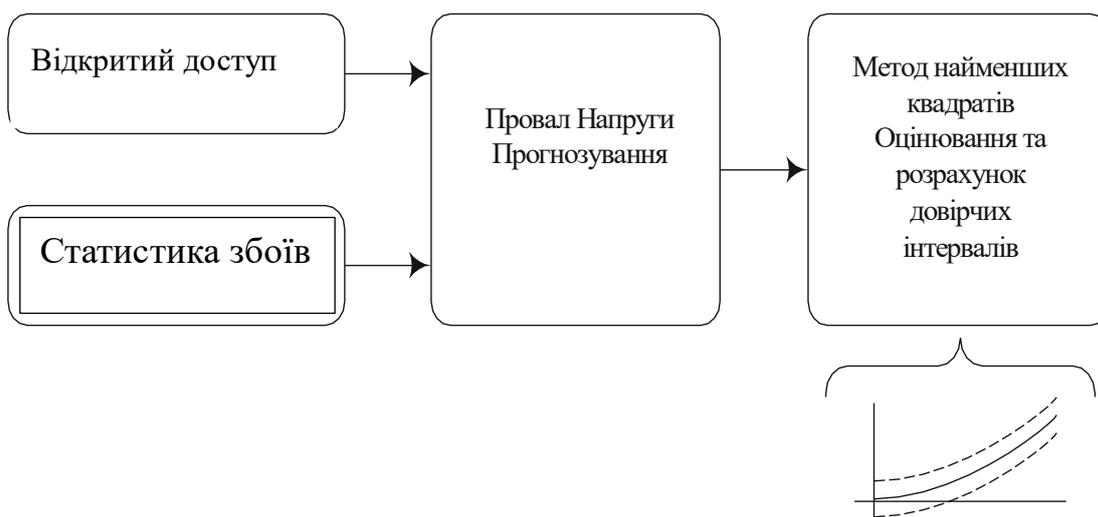


Рис. 7 Схема визначення порогового шаблону

У цьому шаблоні правила селектор подій розглядає всі просідання напруги: коли один прилад зафіксував перше просідання напруги, всі просідання напруги, зафіксовані протягом наступних 100 секунд, вважаються частиною одного інтервалу агрегації. Тривалість вікна часової агрегації була обрана відповідно до максимальної тривалості повторного ввімкнення автоматичного вимикача. Для індексів агрегованої події, залишковою напругою є найнижче значення, а тривалістю – найвище значення для окремих

подій. Найгірший випадок використовується як для залишкової напруги, так і для тривалості [14]. Відповіддю шаблону часової агрегації є кількість просідань напруги кожної величини.

2.2 Правило кореляції за пороговим шаблоном

Друге правило кореляції – це пороговий шаблон. При отриманні часових агрегованих провалів напруги, оцінюється поріг на основі загальної кількості подій або на основі кількості провалів напруги певної величини. Схема визначення порогового шаблону зображена на рис. 7.

Довжини ліній, що зазнали впливу і коефіцієнт пошкоджень на одиницю довжини, отриманий зі статистики відмов системи, є вхідними даними для прогнозування кількості провалів напруги протягом певного періоду часу. Прогнозовані події є точками даних, за якими будується крива методом найменших квадратів і розраховуються довірчі інтервали оцінки (пороги).

Основне завдання для підтримки кореляції подій на цьому етапі – вибір відповідних порогів. Наш підхід до цього вибору базується на статистичних моделях частоти виникнення провалів напруги.

Висновки по другому розділу.

SVCE, як підкомпонент архітектури АСТ, виконує критичну функцію кореляції подій, зафіксованих вимірювачами якості електроенергії. Він використовує два ключові правила кореляції: агрегацію за часом та пороговий шаблон. Агрегація за часом об'єднує близькі за часом події просідання напруги в єдину агреговану подію, створюючи відповідність "один до одного" з системними подіями. Поріг агрегації, встановлений у 100 секунд, враховує тривалість повторного ввімкнення автоматичного вимикача. Натомість, пороговий шаблон оцінює агреговані за часом просідання напруги на основі заданих порогів, розрахованих з використанням статистичних моделей частоти виникнення провалів напруги. Ці пороги, отримані на основі довжини пошкоджених ліній та статистики відмов системи, дозволяють прогнозувати

кількість просідань напруги протягом певного періоду. Вибір відповідних порогів є ключовим завданням для підтримки кореляції подій на цьому етапі. Спрацювання будь-якого з цих правил запускає відповідну реакцію, реалізуючи стратегії реагування на виявлені кореляційні шаблони.

РОЗДІЛ 3

МЕТОД КРИТИЧНОЇ ВІДСТАНІ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ПРОВАЛІВ НАПРУГИ

Цей метод є простою технікою прогнозування, що базується на еквівалентній схемі ділянки напруги та на концепції точки спільного з'єднання (ТСС) між навантаженням та місцем пошкодження. У радіальній системі ТСС – це точка, де струм навантаження та струм пошкодження розгалужуються. Визначення ТСС та зневаження струмом навантаження дає простий діляник напруги. Основи цього методу найкраще пояснюються для трифазних пошкоджень [16].

Величина провалу напруги в точці спільного приєднання (РСС) при короткому замиканні десь в радіальній розподільчій мережі та напрузі до аварії, що дорівнює 1 відносній одиниці, розраховується за формулою:

$$V_{sag} = \frac{\zeta L}{Z + \zeta L} \quad (1)$$

де $z = r + jx$ – імпеданс лінії живлення на одиницю довжини, L – довжина між місцем пошкодження та точкою спільного приєднання (РСС), $Z = R + jX$ – імпеданс джерела в РСС, а добуток ζL – імпеданс між місцем пошкодження та РСС.

Струм навантаження до та під час пошкодження не враховується; в результаті величина провалу напруги у відсотках в місці розташування навантаження дорівнює величині провалу напруги у відсотках в ТЗП. Якщо між РСС та місцем пошкодження є трансформатор, тобто пошкодження на вторинній стороні трансформатора, цим пошкодженням можна знехтувати для прогнозування провалу напруги через високий імпеданс трансформатора [2].

Припустимо, що існує критична напруга V_{crit} , нижче якої обладнання починає працювати некоректно, а вище якої воно працює ідеально. Напруга в точці приєднання споживача (РСС) падатиме нижче цієї критичної напруги

V_{crit} щоразу, коли в межах критичної відстані на одиницю довжини L_{crit} , виміряної від РСС, виникає аварія, що описується наступним рівнянням:

$$L_{crit} = \frac{Z}{\zeta} \times \frac{V_{crit}}{1-L_{crit}} \left[\frac{V_{crit} \cos \alpha + \sqrt{1-V_{crit}^2}}{V_{crit}+1} \right] \quad (2)$$

де α задано як

$$\alpha = \arctan\left(\frac{X}{R}\right) - \arctan(r) \quad (3)$$

За умови, що імпеданс джерела та лінії живлення є чисто реактивним, тобто відношення X/R джерела та лінії живлення рівні, отримуємо наступне спрощене рівняння:

$$L_{crit} = \frac{Z}{\zeta} \times \frac{V_{crit}}{1-L_{crit}} \quad (4)$$

де

$$\bar{Z} = |Z| = \sqrt{R^2 + X^2} \quad \text{and} \quad \bar{z} = |z| = \sqrt{r^2 + x^2}$$

Показано, що рівняння (4), незважаючи на свою простоту, дає прийнятний результат для більшості систем. Для систем із великими стрибками фазового кута, тобто при великому значенні α , слід використовувати більш докладне рівняння (2) [16–18].

Декілька методів розрахунку величини провалу напруги (напруги під час КЗ) на шинах, спричиненого короткими замиканнями на шинах і лініях, можна знайти, зокрема, в [16, 19–22]. Метод, описаний у праці [19], полягає у розрахунку імпедансу джерела для місця короткого замикання та передавального імпедансу між місцем короткого замикання та місцем розташування навантаження (тобто вузлом, в якому розраховується напруга під час КЗ). Хоча ці імпеданси можна розрахувати на основі елементів матриці вузлових імпедансів, у цій роботі використовується альтернативна методика

розрахунку. Ця альтернатива була розроблена для використання переваг радіальних систем та експлуатації розрідженості числових структур.

3.1 Розрахунок критичної відкритої (експонованої) довжини в реальних мережах

У реальних мережах простим способом прогнозування провалів напруги є використання загальної довжини ліній, схильної до пошкоджень, та інтенсивності відмов на одиницю довжини. Загальна довжина, схильна до пошкоджень, – це сума довжин ліній і кабелів (у км) фідерів у межах критичної відстані, вимірної від точки спільного приєднання (РСС) відносно критичної напруги. Інтенсивність відмов на одиницю довжини (пошкоджень/км/рік) – це статистичні дані, які енергопостачальна компанія використовує для оцінки надійності підстанції, використовуючи кілометри ліній, уражених пошкодженням, як індекс. Отже, розрахована довжина, схильна до пошкоджень, помножена на інтенсивність відмов дає нам очікувану кількість провалів напруги на рік.

У запропонованому підході довжина, схильна до пошкоджень, для кожної величини провалу розраховується на основі геоінформаційної системи (GIS) мережі та бази даних із послідовними опорами всіх ліній і кабелів, присутніх у системі, де кожна лінія та кабель ідентифікуються унікальним номером.

Блок-схема методу наведена на рис. 8. Коротко, він обчислює імпеданс, заданий добутком zL у рівнянні (1), між точкою приєднання мережі (РСС) та всіма вузлами, визначеними в GIS за географічними координатами (x,y); для цього відстань (км) між даним вузлом і РСС необхідно помножити на питомий імпеданс ($\Omega/\text{км}$) усіх ліній і кабелів, що з'єднують РСС із цим вузлом. Далі розраховується величина провисання в РСС для замикання в цьому вузлу, і відстань, що відповідає цій величині, зберігається. Зазначені операції повторюються рекурсивним алгоритмом до тих пір, поки не буде проаналізовано всю мережу, описану в GIS. Результатами є загальні довжини,

що підлягають опроміненню, та критичні відстані для кожного значення провисання.

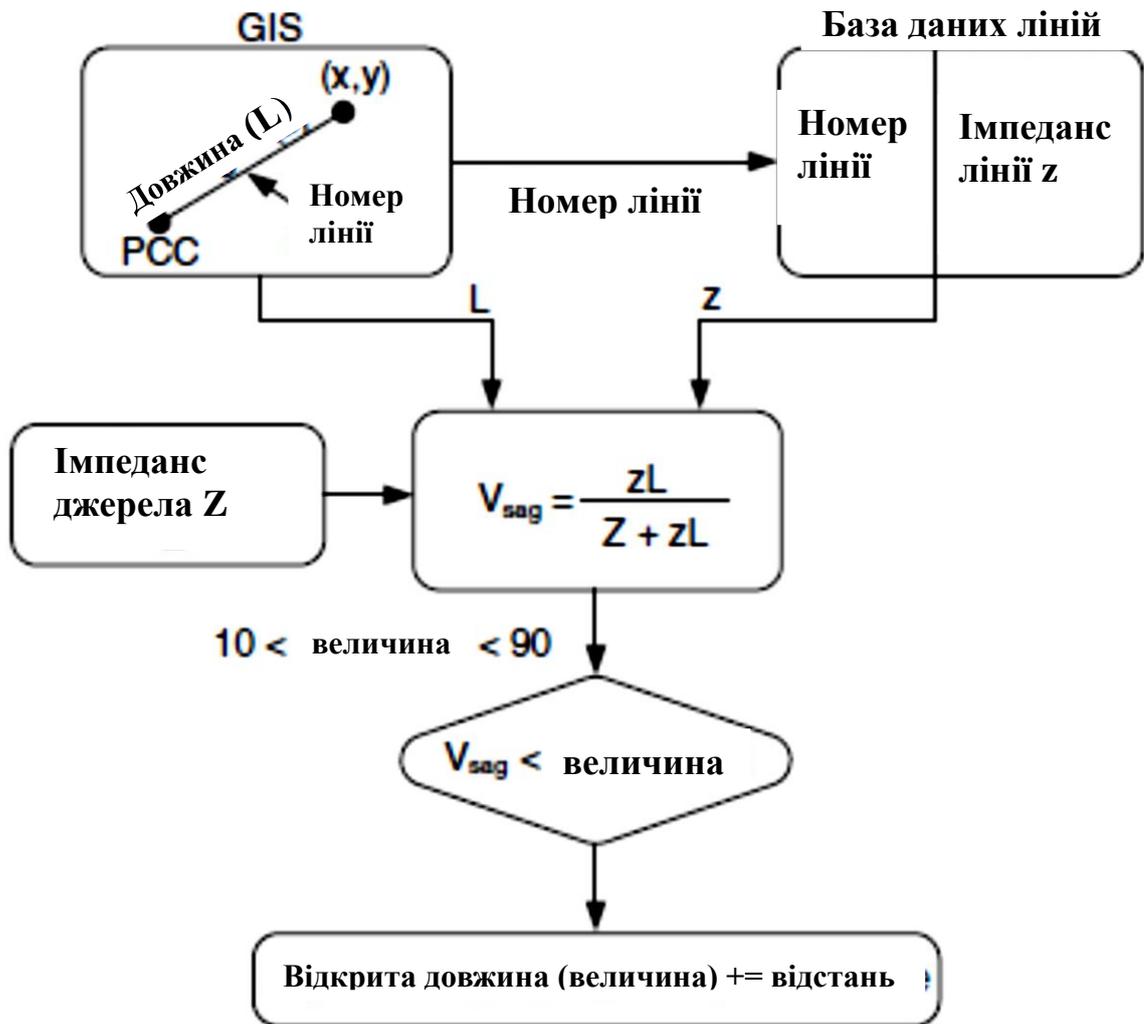


Рис. 8. Блок-схема запропонованого методу для розрахунку критичних відстаней та довжин відкритих ділянок

3. 2 Частота виникнення провалів напруги

Для порогового патерну необхідна модель системи, як показано кривою на рис. 7. У роботах [17, 18] знайдено загальний зв'язок між частотою просідань напруги та їхньою величиною. З рівняння (4) випливає, що кожна критична відстань буде пропорційна $V_{crit}/(1 - V_{crit})$. Крім того, якщо припустити, що кількість пошкоджень пропорційна довжині лінії, очікувана

кількість просідань напруги також буде пропорційна цьому фактору. За цих припущень кількість просідань N і величина просідання напруги V пов'язані між собою як

$$N \propto \frac{V}{1-V} \quad (5)$$

Це співвідношення було порівняно з результатами численних міжнародних масштабних досліджень якості електроенергії, і подібність між теоретичними розрахунками та вимірюваннями виявилася дуже хорошою, незалежно від надзвичайно простої моделі, використаної для виведення співвідношення (5). Лінія тренду коефіцієнта зображена на рис. 9, і з неї можна зробити висновок, що найменш значні просідання напруги з більшою тривалістю будуть найчисленнішими. Цей факт був підтверджений вимірюваннями якості електроенергії.

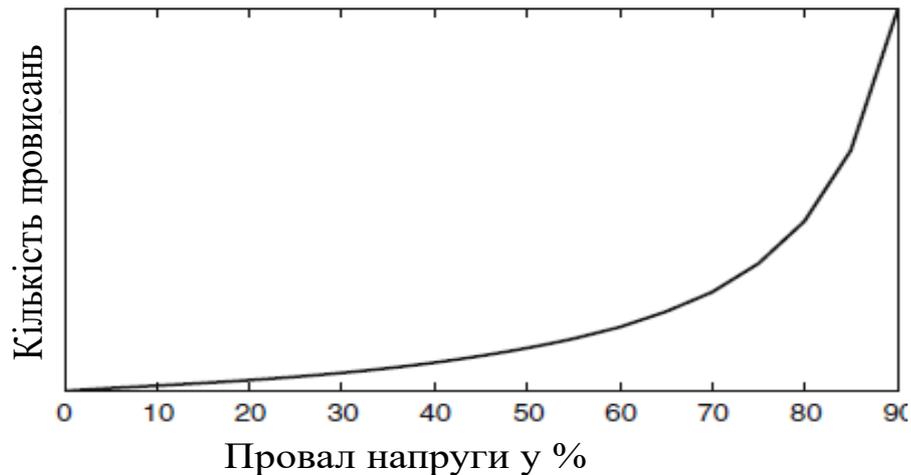


Рис. 9 Лінія тренду фактору $V/(1-V)$

Взаємозв'язок, який впливає з кількості просідань напруги (N) та величини просідання (V) у відношенні до рівняння (5), є відправною точкою цієї роботи для визначення нової статистичної моделі частоти просідань напруги, тобто еталонної моделі, яка представляє очікувану характеристику системи щодо просідань напруги. За допомогою регресійного аналізу можна оцінити рівняння та використовувати його для прогнозування середньої

кількості просідань або кількості просідань для певної величини просідання. Окрім простої оцінки взаємозв'язку між V та N з метою прогнозування, можна побудувати довірчі інтервали для середнього значення відгуку.

Наприклад, метод найменших квадратів можна використовувати для підгонки кривої до точок даних, представлених кількістю просідань кожної величини. Ця підігнана крива представляє статистичну модель відліку, яку можна розглядати як еталонний зразок, з яким зіставляються просідання напруги, і одне або декілька правил спрацьовують, коли реєструються викиди відносно еталонної моделі. Наприклад, коли кількість просідань напруги певної величини виходить за межі 95% довірчих порогів моделі, відбувається реакція, яка включає активацію тривоги.

Висновки по третьому розділу.

Метод критичної відстані (МКВ) забезпечує простий та практичний підхід до прогнозування провалів напруги в радіальних електричних мережах за допомогою еквівалентної ділянкової моделі напруги та концепції точки спільного з'єднання (ТСС). Основна ідея полягає у наближенні зниження напруги до РСС під час аварії з врахуванням імпедансів ліній і джерела, що дозволяє оцінити критичну відстань L_{crit} від РСС, на якій напруга падає до заздалегідь заданої критичної величини V_{crit} . При чисто реактивних перехресних імпедансах існують простіші формули (наприклад рівняння (4)), які для більшості систем дають адекватні результати, тоді як для систем із великими кутами фази застосовують більш загальне рівняння (2).

Ключові переваги МКВ:

- простота та швидкість розрахунку;
- можливість використання даних GIS для обчислення довжин і імпедансів радіальних мереж;
- адаптивність: при необхідності можуть застосовуватися більш докладні

формули (наприклад, з урахуванням α) для точного прогнозування за великих кутових зсувів;

– використання статистичної моделі частоти провалів напруги через залежність $N \propto V/(1-V)$, що дозволяє оцінювати середню кількість провалів і будувати довірчі інтервали; це корелює

РОЗДІЛ 4

ОГЛЯД ПРАКТИЧНОГО ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ АКТИВНОЇ КОРЕЛЯЦІЇ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЧЕРЕЗ КОНТРОЛЬ ПРОВАЛІВ НАПРУГИ

4.1 Опис системи

Досліджувана система – це реальна підстанція середньої напруги, схему якої показано на рис. 10. Ця підстанція (під назвою МОІ) живиться через один трансформатор 110/13,8 кВ, 20 МВА та одну лінію 110 кВ. Пряма та зворотна послідовності імпедансу джерела становлять $3,4889+j142,758\%$, а нульова послідовність імпедансу – $0,199687+j125,7\%$. До цієї підстанції підключено п'ять радіальних фідерів. Фідер під назвою МОІ04000 постачає енергію одному промислового споживачеві, а решта фідерів – численним житловим і комерційним навантаженням. Усі навантаження, що живляться від підстанції, розташовані в міській зоні. Важливо зазначити, що фідери складаються з 529 ділянок різної довжини, різних типів провідників і різної конфігурації між фазами. У таблиці 1 показано загальні дані про конфігурацію фідерів; як приклад, фідер МОІ04030 складається зі 178 ділянок лінії, де 48 мають три фази в конфігурації АВС, 1 – в АСВ, 112 – в СВА, а 17 мають дві фази в конфігурації АС, що становить загальну довжину ліній 10,917 км.

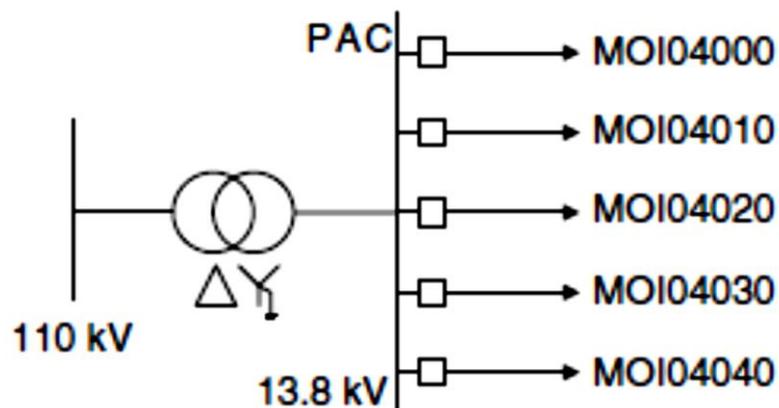


Рис. 10 Підстанція середньої напруги

Таблиця 1. Тип і довжина живильників підстанції

Фідер	Тип	Загальна довжина в км	Фази на секції	Загальна кількість секцій
МОІ4000	Кабель	1.003	2ABC	2
МОІ4010	Лінія	51.332	121 ABC, 3 AC, 5 B, 3 CA, 68 CBA	200
МОІ4020	Лінія	2.985	48 ABC, 1 AB, 11 AC, 14 CBA 48	74
МОІ4030	Лінія	10.917	ABC, 1 ACB, 17 AC, 112 CBA 48	178
МОІ4040	Лінія	7.371	ABC, 1 B, 11 AC, 1 CA, 14 CBA	75

Таблиця 2 Підключені трансформатори та загальна встановлена потужність фідерів підстанції

Фідер	Підключено трансформатори	Всього встановлено потужність у МВА
МОІ4000	1	3.0000
МОІ4010	125	7.0875
МОІ4020	46	4.4575
МОІ4030	99	15.2225
МОІ4040	52	1,9425

Пошкодження на цих фідерних лініях спричинить просідання напруги на шині навантаження (точці спільного приєднання) та у споживачів, підключених до не пошкоджених фідерних ліній. Встановлене навантаження на кожній фідерній лінії показано в Таблиці 2. Квадрати на рис. 10 позначають трифазні вимірювачі якості електроенергії кожної фідерної лінії. Використовувався вимірювач якості електроенергії Power Measurement ION 8X00.

Також, на підстанції середньої напруги було зафіксовано в цілому 32 пошкодження протягом 2006 року, що дає інтенсивність пошкоджень 0.435 пошкоджень/км на загальну довжину 73.608 км ліній та кабелів системи.

Важливо зазначити, що зареєстровані пошкодження включають стійкі пошкодження (невдале повторне ввімкнення), перехідні пошкодження (успішне повторне ввімкнення) та самоліквідацій пошкодження, які трапляються на всіх фідерних лініях; ці пошкодження реєструються вимикачами фідерних ліній на підстанції.

4.2 Відкрита довжина та очікувана кількість просідань напруги

Запропонований метод розрахунку, згаданий у Розділі 4, було застосовано для обчислення критичних відстаней та довжини ліній, що піддаються впливу, для підстанції середньої напруги. Очікувана кількість просідань напруги в точці спільного приєднання (РСС) була отримана шляхом додавання очікуваної кількості пошкоджень в межах зони впливу, тобто шляхом множення отриманої довжини лінії, що піддається впливу, на інтенсивність відмов на одиницю довжини. Результати показано в Таблиці 3.

Таблиця 3 Довжини, що піддаються впливу, та прогнозовані провали напруги для досліджуваного випадку

Критичний удар (%)	Критична відстань (км)	Викрито Довжина (км)	Очікувана кількість провалів напруги
90	15.408	71.168	31.0
80	7.489	48.577	21.1
70	3.851	33.566	14.6
60	2.918	29.892	13.0
50	1.772	25.726	11.2
40	1.515	18.343	8.0
30	1.042	12.173	5.3
20	0,740	6.538	2.8
10	0,375	2.864	1.2

Наприклад, для критичної напруги, що становить 50% від номінальної, критична відстань становить 1,772 км, що означає, що пошкодження в межах 1,772 км від підстанції (РСС) спричинить мінімальне просідання напруги в

50%, при цьому 25,726 км ліній будуть піддані впливу цього ж просідання напруги. І очікувана кількість просідань напруги на цій ділянці в 25,726 км становить близько 11.

4.3 Порівняння прогнозованого та зареєстрованого просідання напруги

Прогнозовані провали напруги, розраховані за допомогою методу критичної відстані, були порівняні з подіями, зафіксованими протягом 2006 року вимірювачами якості електроенергії, встановленими на кожній фідерній лінії. Використовувався вимірювач якості електроенергії Power Measurement ION 8X00.

Провали напруги, зафіксовані вимірювачами якості електроенергії, були проаналізовані та класифіковані на основі їх амплітуди та тривалості. Як описано в розділі 3, події були згруповані в межах 100-секундної часової мітки на основі записів, що ідентифікують фактичну подію, зафіксовану вимірювачем. Згідно з інформацією від енергопостачальної компанії, майже 100% причин провалів напруги є короткі замикання, спричинені гілками дерев, вітром та електричними штормами; великі двигуни та велике навантаження, які можуть вплинути на амплітуду напруги у фідері, в системі відсутні; також у розподільчій мережі проводяться періодичні технічні обслуговування з метою зменшення перерв в електропостачанні споживачів.

Для отримання числових результатів, замикання на вторинній стороні розподільчих трансформаторів не враховувалися, що знижує кількість провалів напруги великої амплітуди. Навантаження системи було проігноровано в розрахунках, оскільки його врахування ускладнило б метод. Те ж саме стосується і того, що переднапруга до провалу була прийнята за 1 pu [18]. Крім того, припущення про рівні відношення X/R для джерела та фідерів і нульовий опір замикання переоцінює критичну відстань, особливо для провалів напруги великої амплітуди [18].

Чисельне порівняння представлено в Таблиці 4. На Рис. 11 показано відсотковий розподіл частоти подій як функцію величини напруги. І

теоретичні, і фактичні показники просідання напруги відповідають лінії тренду $V/(1 - V)$. Протягом 2006 року прилади контролю якості електроенергії зафіксували 110 просідань напруги, при цьому залишкова напруга хоча б в одній фазі була нижче 90%. Зі стохастичного прогнозування, було передбачено 108 просідань напруги з напругою нижче 90%, що досить близько до 110 зафіксованих подій; цей результат можна пояснити тим, що основною причиною просідань напруги є короткі замикання, як згадувалося раніше. З іншого боку, прогнозовані та зареєстровані просідання для різних V_{crit} демонструють розбіжності, які можна віднести до обмежень методу критичної відстані або до зовнішніх проблем, як описано нижче.

Таблиця 4 Порівняння очікуваних та зареєстрованих провалів напруги

Критичний удар (%)	Прогнозовані просідання	Зареєстровані провисання
90	31.0	53
80	21.1	26
70	14.6	9
60	13.0	13
50	11.2	3
40	8.0	4
30	5.3	1
20	2.8	1
10	1.2	0
Всього	108.2	110

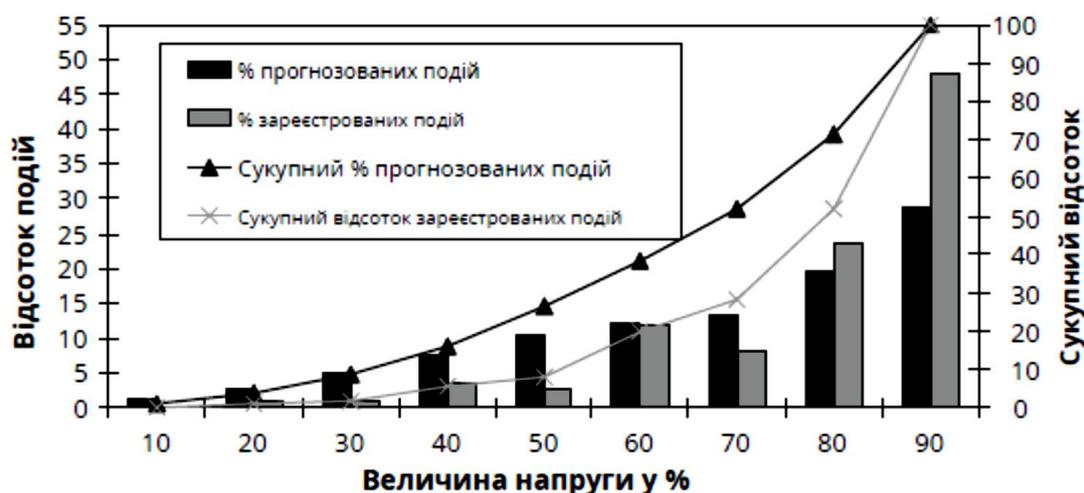


Рис. 11. Відсотковий розподіл частоти подій як функція величини напруги

Окрім обмежень самого методу, більшість з яких можна подолати шляхом його розширення, існує декілька зовнішніх факторів, які можуть впливати на результати прогнозування. У цьому дослідженні використана інтенсивність відмов не враховує пошкодження, що відбулися вище за течією від трансформаторної підстанції, тобто в системі передачі. Неправильне калібрування вимірювачів якості електроенергії та людський фактор, що все ще залучений до ведення записів про пошкодження, можуть призвести до помилкових реєстрацій подій. Відмінний від передбачуваного час спрацювання вимикачів може ввести в оману при часовому агрегуванні подій. Це, серед інших факторів, впливає на результати.

4. 4 Побудова та оцінка граничних значень

Не було виявлено суттєвої різниці між загальною кількістю прогнозованих просідань напруги та загальною кількістю зареєстрованих просідань напруги. Фактична кількість просідань напруги із залишковою напругою менше 70% була меншою, ніж прогнозована. Для просідань напруги величиною рівною або більшою за 70%, ситуація є зворотною. Логічно, що останнє потребує більш глибокого аналізу, щоб визначити, чи виходить кількість просідань напруги величиною $\geq 70\%$ за межі 95% довірчого інтервалу моделі. Відповідно, було проведено простий регресійний аналіз для отримання моделі, яка краще описує частоту виникнення просідань напруги. Метод найменших квадратів був використаний для підгонки декількох кривих до значень прогнозованих просідань з використанням методу критичної відстані. Результати для лінійних та кубічних рівнянь оцінки графічно представлені на рис. 12.

Для моделювання частоти провалів напруги було обрано рівняння регресії третього ступеня, оскільки воно має коефіцієнт детермінації R^2 , що дорівнює 0,9879, що означає, що понад 98% загальної варіації кількості провалів напруги може бути пояснено величиною провалу напруги V . Кількість провалів

напруги можна розрахувати за допомогою наступного рівняння третього порядку:

$$N = 103.7037 \times V^3 - 119.9820 \times V^2 + 62.9171 \times V - 4.7754 \quad (6)$$

Рівняння регресії вищого ступеня мають більші коефіцієнти детермінації, але обрана модель є адекватною для прогнозування з неї з певною точністю, необхідною для цієї роботи. На рис. 13 показано зареєстровані провисання, прогнозовані провисання за допомогою рівняння (6) та 95% довірчі інтервали для середніх значень прогнозованих провисань. У таблиці 5 представлені числові значення всіх графічних даних, показаних на рис. 13



Рис. 12 Результати для лінійних рівнянь оцінки та рівнянь оцінки третього ступеня для прогнозованих провисань

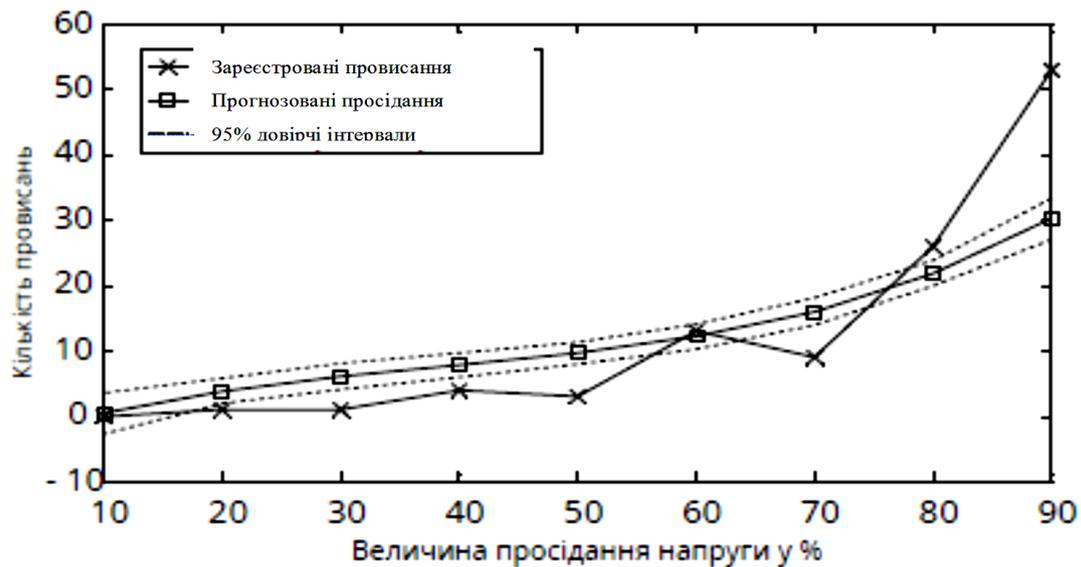


Рис. 13 Результати для лінійної та кубічної регресії

Таблиця 5 показує 95% довірчі інтервали для оцінених значень просідань напруги.

U_{crit} (%)	Зареєстровані провисання	Прогнозовані просідання	Нижня межа	Верхня межа
90	53	30.2646	27.1325	33.3968
80	26	21.8662	19.9294	23.8029
70	9	16.0458	13.9853	18.1063
60	13	12.1814	10.2877	14.0751
50	3	9.6506	7.9423	11.3590
40	4	7.8314	5.9377	9.7251
30	1	6.1014	4.0409	8.1619
20	1	3.8384	1.9016	5.7751
10	0	0.4202	-2.7119	3.5523

Аналіз рис. 13 та таблиці 5 показує, що кількість фактичних просідань напруги в діапазонах величин 70–80% і 80–90% перевищує верхню межу, розраховану для 95% рівня довіри. Значення, що виходять за межі порогового значення, запускають пороговий патерн VSCE і, як наслідок, виконання дій у відповідь, які можуть включати активацію сигналізації.

Висновки по четвертому розділу.

З моделі, отриманої в цьому розділі, можна зробити висновок, що важливим результатом є процедура, яка використовується для прогнозування провалів напруги в розподільній мережі. Іноді ця інформація використовується для порівняння з провалами напруги, виміряними протягом поточного року. Як тільки виміряні провали напруги досягають прогнозованих, активується сигнал тривоги, що вказує на необхідність технічного обслуговування на підстанції або в окремій лінії живлення, що, в свою чергу, зменшує час простою в поточній програмі планового технічного обслуговування, яку реалізує енергопостачальна компанія.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У цифровому суспільстві якість і надійність електроенергії є критично важливими питаннями. Жоден бізнес-процес сучасного суспільства, найімовірніше, не терпітиме незначних просідань напруги. Враховуючи, що просідання напруги можуть бути такими ж дорогими, як і перерви в електропостачанні, зростає інтерес до обладнання для їхнього пом'якшення та підходів, заснованих на технічному обслуговуванні, з метою зменшення впливу просідань напруги.

Ефективне технічне обслуговування може бути досягнуто на основі моніторингу обладнання. Методи технічного обслуговування можуть базуватися на подіях, а не на періодичному втручанні, що зменшує витрати. Однак ці методи залежать від раннього виявлення аномалій.

У цій статті було запропоновано використовувати АКТ (аналітичні контрольні точки), розроблені IBM, для досягнення цієї мети. АКТ – це статистичний метод виявлення несправностей, який може бути реалізований на комп'ютері, розташованому на підстанції. У цій статті АКТ було перевірено на реальних ланцюгах середньої напруги з розподільчої зони мексиканської енергетичної компанії. Результати показали аномалії, які не були виявлені інженерами розподільної мережі, відповідальними за технічне обслуговування ланцюгів; ці аномалії можна виявити лише за допомогою АКТ, що має значну цінність для польових інженерів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Moreno-Muñoz A (2007) Introduction. In: Moreno-Muñoz A(ed) Power quality: mitigation technologies in a distributed environment. Springer, London, pp 1–14
2. Bollen MHJ (2000) Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions. IEEE press series on power engineering, New York
3. Amin M, Wollenberg BF (2005) Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. IEEE Power Energy Mag 3:34–41. doi:10.1109/MPAE.2005.1507024
4. IEEE (1993) Std 141-1993 Recommended practice for electric power distribution for industrial plants
5. IEEE (2005) Std 1100-2005 Recommended practice for powering and grounding electronic equipment
6. IEEE (1990) Std 241-1990 Recommended practice for electric power systems in commercial buildings
7. El Oukaili S, Schwan M, Federlein S (2009) Investigations into the correlation of component failure rates to system supply availability in asset management methods. Electr Eng (Arch Elektrotech) 90:569–576. doi:10.1007/s00202-008-0108-4
8. Vachtsevanos G, Lewis FL, Roemer M, Hess A, Wu B (2006) Intelligent fault diagnosis and prognosis for engineer systems. Wiley, New Jersey
9. Bertling L, Allan L, Eriksson R (2005) A reliability-centered asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems. IEEE Trans Power Syst 20:75–82. doi:10.1109/TPWRS.2004.840433
10. Ganek AG, Corbi TA (2003) The dawning of the autonomic computing era. IBM Syst J 42:5–18
11. Biazetti A, Gajda K (2005) Achieving complex event processing with active correlation technology. <http://www.ibm.com/developerworks/autonomic/library/ac-acact/>. Accessed 27 Feb 2010
12. Yiu L, Gorton I, Lee VK (2008) The architecture of an event correlation

service for adaptive middleware-based applications. *J Syst Softw* 81:2134–2145.
doi:10.1016/j.jss.2008.03.061

13. Oliveira TC, Filho JMC, Leborgne RC, Bollen MHJ (2009) Voltage sags: validating short-term monitoring by using long-term stochastic simulation. *IEEE Trans Power Deliv* 24:1344–1351. doi:10.1109/TPWRD.2009.2021029

14. Bollen MHJ, Gu IYH (2006) Signal processing of power quality disturbances, IEEE Press series on power engineering, New Jersey

15. SabinDD (2003) RMSvariation analysis of long-term power quality monitoring systems. *Trans Distrib Conf Expo* 3:1062–1067

16. Qader MR, Bollen MHJ (1999) Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system. *IEEE Trans Ind Appl* 35:152–162. doi:10.1109/28.740859

17. Bollen MHJ (1996) Fast assessment methods for voltage sags in distribution systems. *IEEE Trans Ind Appl* 32:1414–1423. doi:10.1109/28.556647

18. Bollen MHJ (1998) Method of critical distances for stochastic assessment of voltage sags. *Proc Inst Electr Eng Gen Transm Distrib* 145:70–76

19. Bollen MHJ, Speychal M, Lindén K (2006) Estimation of dip frequency from fault statistics-including three-phase characteristics. In: IEEE international conference on probabilistic methods applied to power systems, pp 1–6. doi:10.1109/PMAAPS.2006.360400

20. IEEE (1998) Std. 493-1997 Recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems

21. Park CH, Jang G (2007) Stochastic estimation of voltage sags in a large meshed network. *IEEE Trans Power Deliv* 22:1655–1664. doi:10.1109/TPWRD.2006.886795

22. Cigre Task Force C4.1.02 (2009) Voltage dip evaluation and prediction Tools 123