

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Міністерство освіти і науки України

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Міністерство освіти і науки України

*Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису*

Бондаренко Олександр Леонідович

УДК 621.311

ДИСЕРТАЦІЯ

**Моделювання і аналіз режимної надійності в підсистемах
електроенергетичних систем в умовах каскадного розвитку відмов**

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

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

_____ О. Л. Бондаренко

Науковий керівник: Бардик Євген Іванович, канд. техн. наук, доцент

Київ – 2023

АНОТАЦІЯ

Бондаренко О.Л. Моделювання і аналіз режимної надійності в підсистемах електроенергетичних систем в умовах каскадного розвитку відмов. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2023.

У дисертаційній роботі вирішується задача з розробки нових та удосконалення існуючих математичних моделей і методів діагностування технічного стану (визначення ресурсу працездатності) комутаційного обладнання енергосистем, моделювання підсистем електроенергетичних систем (ЕЕС) для оцінки режимної надійності при каскадному характері відмов в умовах невизначеності вихідної інформації.

У **першому розділі** проаналізовано умови функціонування, особливості і стратегічні цілі сучасного етапу реформування вітчизняної електроенергетики, розглянуті проблеми і перспективи розвитку електромережевого комплексу України при існуючому прискореному старінні обладнання і наміченого переходу на платформу інтелектуальної енергетики.

Встановлено, що з розвитком ринкових відносин в електроенергетиці України загострюється проблема забезпечення режимної надійності сучасних ЕЕС. Суттєвий вплив на надійність ЕЕС України в сучасних умовах визначають такі основні фактори: лібералізація енергетичної галузі, напружений режим роботи електрообладнання в умовах ринкових відносин; збільшення частки джерел розосередженої генерації; зростання зносу і низькі темпи оновлення основних фондів; особливо суттєве підвищення вірогідності зовнішніх терористичних атак на об'єкти енергетики.

Зазначені фактори сприяють зростанню інтенсивності аварійних ситуацій, які виникають при відмовах електрообладнання, що призводить до порушення

динамічної стійкості енергосистем та вузлів навантаження ЕЕС за напругою, каскадному розвитку аварій і, як наслідок, до порушення технологічних процесів підприємств-споживачів та АЕС зі значними збитками. Це підтверджується виникненням за останні десятиріччя низки важких системних аварій в ЕЕС Північної Америки, Західної Європи, України. В цих об'єктивно існуючих умовах функціонування ЕЕС України забезпечення режимної надійності при відмовах електрообладнання є однією з найважливіших задач. Тому розробка нових і удосконалення існуючих математичних моделей для оцінки технічного стану електрообладнання та моделювання підсистем ЕЕС для оцінки режимної надійності при каскадному характері відмов в умовах невизначеності вихідної інформації є актуальною задачею.

Наведено загальну характеристику стану та технологічних порушень силового і комутаційного обладнання, повітряних ліній енергосистем. Аналіз статистики відмов силового і комутаційного електрообладнання ЕЕС та ПЛ показав, що існує значна частка обладнання з великим терміном напрацювання, що підвищує ймовірність їх відмови. Встановлено, що комутаційні апарати мають значний відсоток відмов, і суттєвий вплив на надійність енергосистеми, що потребує забезпечення безперервного моніторингу параметрів технічного стану, визначення ресурсу працездатності та прогнозування ризику відмов.

В цілях пошуку перспективних напрямків вирішення зазначеної проблеми виконаний аналіз методів і моделей оцінки технічного стану, ресурсу працездатності та ймовірності відмови високовольтних вимикачів енергосистеми та обґрунтовано необхідність використання сучасних інформаційних технологій для вирішення цих задач.

Представлено характеристики методів оцінки ймовірності виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при відмовах та виведенні з експлуатації електрообладнання, зокрема дослідження режимної надійності з використанням критерію « $n - 1$ ».

Виходячи з того, що в останні десятиріччя для прийняття ефективних рішень щодо стратегії управління режимами ЕЕС в промислово розвинених країнах

використовують стратегію ризик-менеджменту обґрунтовано застосування в якості показника для оцінки режимної надійності ЕЕС використовувати показник ризику.

Застосування даної стратегії дозволяє провести комплексний аналіз причинно-наслідкових зв'язків між технічним станом електрообладнання та аварійними режимами ЕЕС, а також отримати інтегральний показник функціонування ЕЕС на всій множині аварійних ситуацій внаслідок відмов електрообладнання.

У другому розділі представлена характеристика режимів порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах окремих елементів. Встановлено головні фактори, наявність яких призводить до збільшення кількості аварійних ситуацій в ЕЕС, а саме: лібералізація відносин в електроенергетиці; децентралізацією електропостачання в зв'язку з розширенням використання джерел розосередженої генерації; об'єднанням на сумісну роботу різних ЕЕС з формуванням міжрегіональних та міждержавних енергооб'єднань; значне фізичне і моральне зношення фонду електрообладнання.

Обґрунтована необхідність розробки моделей оцінки технічного стану, ресурсу та ймовірності відмови електрообладнання в задачах аналізу режимної надійності, зокрема високовольтних вимикачів. Визначено і обґрунтовано метод щодо побудови комплексної математичної моделі оцінки технічного стану високовольтних вимикачів на основі інтелектуального аналізу даних, отриманих в режимах Online і Offline. Розроблена ієрархічна структурна схема нечіткого логічного висновку отримання агрегованої оцінки технічного стану елегазового вимикача за параметрами отриманими в режимах Online та Offline з урахуванням рівня важливості визначальних параметрів і функціональних вузлів.

Визначення послідовності заміни або планового чи позапланового виведення з експлуатації для проведення ремонту комутаційного обладнання ЕЕС відноситься до класу задач багатокритеріального вибору альтернатив в умовах невизначеності інформації. Для визначення пріоритету виведення з експлуатації комутаційного обладнання за результатами оцінки технічного стану запропоновано методи багатокритеріального вибору альтернатив.

Встановлено, що підхід для оцінки режимної надійності на практиці ґрунтується на використанні критерію « $n - 1$ », є детерміністичним, не враховує ймовірність появи подій та не дає кількісної характеристики надійності ЕЕС. Показано, що найбільш прийнятним альтернативним методом оцінки ймовірнісної складової ризику для ЕЕС із складністю структури та значним рівнем зношеності електрообладнання є використання методів статистичного моделювання, за яких виконуються обчислювальні експерименти з імітаційними математичними моделями поведінки складних випадкових процесів та реальних об'єктів, які піддаються випадковим збуренням.

Обґрунтовано доцільність і ефективність застосування методу ймовірнісно-статистичного моделювання для визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації високовольтних вимикачів та дослідження режимної надійності ЕЕС в умовах каскадного розвитку відмов.

У третьому розділі запропонована комплексна лінгвістична математична модель елегазового вимикача для визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови.

Завдання комплексної оцінки технічного стану високовольтних вимикачів належить до категорії погано формалізованих і слабо структурованих задач внаслідок наявності різномірної вхідної інформації (кількісні і якісні значення змінних), неповноти інформації, різночасності вимірювань параметрів об'єкта; невизначеності, яка зумовлена неможливістю адекватного математичного опису процесів внаслідок вимірювань змінних стану; недостатності ретроспективних даних про експлуатацію вимикачів та інші.

Ці об'єктивно існуючі умови функціонування вимикачів енергосистем викликають необхідність використання таких моделей вимикачів, в яких можна подати в єдиній формі різномірну інформацію по об'єкт, включаючи і суб'єктивну інформацію експертів. Для поєднання результатів різних методів вимірювання в режимах Online та Offline моніторингу вимикача для правильної оцінки технічного стану важливо використати методи штучного інтелекту, зокрема нечітку логіку. На основі всіх існуючих даних моніторингу вимикача нечітким моделюванням можна

отримати більш повну і об'єктивну картину стану вимикача та визначити ймовірність відмови.

Зазвичай дуже складно створити нечітку експертно-діагностичну систему для оцінки технічного стану вимикача з великою кількістю вхідних даних і сформуванню відповідну базу знань. Тому вирішення завдання комплексної оцінки технічного стану високовольтного вимикача передбачає створення нечітких експертних підсистем для основних функціональних вузлів, таких як контактна система, дугогасна камера та механізм приводу (моторний механізм). Центральним елементом є база правил та механізм нечіткого висновку.

Для вирішення задач аналізу режимної надійності методами теорії ризику створено: комплексні лінгвістична математичні моделі елегазового вимикача для визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови, які ґрунтуються на використанні інформації щодо параметрів технічного стану, отриманих в режимі тільки в режимі Online або в режимах Online та Offline. Запропоновані лінгвістичні математична моделі високовольтних вимикачів дозволяють визначити ймовірності відмови на найближчий термін спостереження та оцінювати ризик порушення нормального режиму та визначати показники режимної надійності в складних ЕЕС при виведенні з експлуатації високовольтних вимикачів.

Для окремих типів високовольтних вимикачів для яких можливо сформуванню функції розподілу ймовірності відмови за статистичними даними по відмовам з урахуванням індивідуальних характеристик запропоновано метод визначення ймовірності відмови на інтервалі спостереження.

У четвертому розділі розглянуто методи і математичні моделі для аналізу ризику в підсистемі ЕЕС в умовах каскадного процесу розвитку аварії. Проаналізовано найбільш важливі фактори, які спричиняють каскадний розвиток аварій в ЕЕС. Встановлено, що наразі об'єктивно існує невідповідність між зміненням структурних властивостей сучасних потужних електричних систем, що визначає змінення умов функціонування і динамічних властивостей з одного боку, і старими принципами і засобами управління з іншого. Нарощування такої невідповідності призводить до виникнення «слабких місць» в енергосистемі,

погіршенню її керованості, зниженню надійності і ефективності функціонування. Вирішення цих протиріч потребує удосконалення принципів і систем керування, перш за все систем протиаварійного керування, а також розробки і реалізації принципів превентивного керування електрообладнанням і ЕЕС в цілому.

На основі поглибленого аналізу причин виникнення ланцюгів подій, які визначальним чином впливають на виникнення і розвиток аварійної ситуації виявлено основні механізми розвитку великих системних аварій та побудована узагальнена схема розвитку аварії в ЕЕС.

З урахуванням ймовірнісного характеру відмов основного силового і комутаційного обладнання, відмови РЗ та ПАА, а також помилок диспетчерського і оперативного персоналу визначено вимоги до математичних моделей оцінки режимної надійності ЕЕС при каскадному сценарії розвитку аварії.

Враховуючи значний рівень невизначеності інформації щодо ймовірності станів та ступеню важкості наслідків в процесі розвитку каскадної аварії розроблена комплексна нечітка модель оцінки ризику розвитку каскадних відмов в підсистемі ЕЕС.

У п'ятому розділі вирішується задача моделювання і дослідження режимної надійності підсистем ЕЕС при відмовах і виведенні з експлуатації комутаційного обладнання і каскадному розвитку відмов.

Отримати достовірну оцінку кількісних параметрів режимної надійності ЕЕС при відмовах електрообладнання можливо тільки за наявності адекватних моделей оцінки технічного стану та визначення ймовірності відмови об'єкта в тому числі і комутаційного обладнання. Наразі отримати єдину універсальну математичну модель комплексної визначення ресурсу працездатності високовольтних вимикачів не є можливим внаслідок перш за все неповноти і невизначеності вихідної інформації. Для вирішення цих проблем розроблено і досліджено декілька типів моделей визначення ресурсу та ймовірності відмови вимикачів: математична модель, яка зорієнтована на ін формацію отриману без відключення від мережі; математична модель, яка зорієнтована на інформацію Online та Offline моніторингу вимикача; математична модель, що використовує сформовані функції розподілу

ймовірності відмови за статистичними даними по відмовам з урахуванням індивідуальних характеристик. Порівняння результатів моделювання за розробленими моделями і моделями інших відомих розробників виявило невелике відхилення, що підтверджує правильність результатів моделювання. Враховуючи об'єктивно існуюче спрацювання ресурсу працездатності вимикачів виникає задача оптимального рішення виводу з експлуатації за критеріями на основі методу оптимізації Парето та ймовірно-статистичного моделювання для оцінки ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС методом Монте-Карло. Такий спосіб дозволив забезпечити адаптацію моделі реальним умовам експлуатації високовольтних вимикачів. Запропоновані математична модель та алгоритм дозволяють визначати обґрунтоване найефективніше превентивне рішення щодо черговості виведення з експлуатації високовольтних вимикачів на основі оцінки ризику порушення нормального режиму в ЕЕС. Це дозволяє на основі оцінки ризику експлуатації високовольтних вимикачів на найближчий термін спостереження визначати ризик порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації високовольтних вимикачів.

Результати роботи впроваджено: в ТОВ «Науково-виробниче підприємство «Укренергоналадкавимірювання» та в освітній процес у Київському політехнічному інституті імені Ігоря Сікорського для вдосконалення лекційних курсів дисциплін «Інтелектуальні системи діагностики електрообладнання та прийняття рішень» і «Моделі технічного стану і режимів електрообладнання електричних станцій» та також при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Ключові слова: надійність електропостачання, нечітка логіка, невизначеність інформації, ризик, відновлювані джерела енергії, каскадна аварія, струми короткого замикання, об'єднана енергосистема, відмова, технічний стан, залишковий ресурс, режими роботи, FACTS, нечітка математична модель, енергоострів.

Список публікацій здобувача

1. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., і Заклюка І. В. Аналіз методів і алгоритмів дослідження режимної надійності енергосистем в умовах каскадного розвитку відмов. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 3(74). С. 6–17.

[https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17)

2. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Нечітке моделювання комутаційного обладнання для задач оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі при відмовах електрообладнання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2023. № 4. С. 75–86.

<https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273409>.

3. Бардик Є. І., Болотний М. П., і Бондаренко О. Л. Визначення ризику порушення нормального режиму енергосистеми при плановому і аварійному виведенні з експлуатації електрообладнання. *Вісник ВПІ*. 2021. № 2. С. 54–62.

<https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62>.

4. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Оцінка режимної надійності електроенергетичної системи на основі визначення індексу ризику при відмовах вузлів навантаження з відповідальними споживачами. *Технічні науки та технології: науковий журнал*. 2019. № 2(16). С. 105–117.

[https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2\(16\)-105-117](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2(16)-105-117).

5. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Налаштування нечіткої моделі визначення ймовірності відмови елегазового вимикача. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022, С. 140–143.

6. Болотний М. П., Бондаренко О. Л., і Коваль Я. С. Забезпечення надійності електропостачання в сучасних локальних електричних мережах. *XXIII міжнарод. наук.-практ. конф. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*, Київ, 2022, С. 229–232.

7. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Математична модель і алгоритм визначення індексу ризику енергосистеми в умовах розвитку каскадної аварії. *Міжнародний*

науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики», Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021, С. 198–201.

8. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Визначення спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови комутаційного обладнання на основі агрегованої оцінки технічного стану. *V Міжнародна наук.-тех. конф. Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2021)*, Вінниця, 2021.

9. Bardyk E., Bondarenko O. Modeling of switching equipment for evaluation of service life and risk of accidents in the electric power system. *XXII міжнарод. наук.-практ. конф. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*, Київ, 2021, С. 229–232.

10. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., і Атаманенко В. О. Визначення індексу ризику електроенергетичної системи при відмовах вузлів навантаження. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020, с. 110–113.

11. Bardyk E., Bondarenko O. Assessment of quantitative risk indicators of electric power system operation in case of failure of the loads with responsible consumers. *XXI міжнарод. наук.-практ. конф. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*, Київ, 2020, С. 121–124.

12. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Моделювання і оцінка режимної надійності підсистеми електроенергетичної системи з теплоелектроцентраллю. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018, С. 180–185.

13. Бардик Є. І., Болотний М. П., і Бондаренко О. Л. Прийняття рішень щодо виведення з експлуатації силових трансформаторів на основі оцінки режимної надійності. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017, С. 204–206.

ABSTRACT

Bondarenko O. Modelling and Analysis of Operation Reliability in Power System Subsystems under conditions of Cascading Failure Development. – Manuscript.

Thesis for the Doctor of Philosophy degree in specialty 141 – ‘Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics’, National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2023.

The PhD thesis solves the problems of developing new and improving existing mathematical models and methods for diagnosing the technical condition (determining the service life) of switching equipment of power systems, modeling subsystems of electric power systems (EPS) to assess the operational reliability in case of cascading failures under conditions of uncertainty of the initial information.

In the first section analyzes the conditions of functioning, features and strategic goals of the current stage of reforming the domestic electric power industry, considers the problems and prospects for the development of the power grid complex of Ukraine under the existing accelerated aging of equipment and the planned transition to the smart energy platform. It is established that with the development of market relations in the electric power industry of Ukraine, the problem of ensuring the operational reliability of modern power plants is becoming more acute.

The following main factors have a significant impact on the reliability of the Ukrainian power system in modern conditions: liberalization of the energy sector, stressed operation of electrical equipment in market conditions; increasing the share of sources of distributed generation; increasing wear and tear and low rates of renewal of fixed assets; especially significant increase in the likelihood of external terrorist attacks on energy facilities.

These factors contribute to an increase in the intensity of emergencies arising from electrical equipment failures, which leads to a violation of the dynamic stability of power systems and power system load nodes by voltage, cascading accidents and, as a result, disruption of technological processes of consumer enterprises and nuclear power plants with significant losses. This is confirmed by the occurrence of a number of severe

systemic accidents in the power systems of North America, Western Europe, and Ukraine in recent decades. In these objectively existing conditions of the Ukrainian power system, ensuring operational reliability in the event of electrical equipment failures is one of the most important tasks. Therefore, the development of new and improvement of existing mathematical models for assessing the technical condition of electrical equipment and modeling of power system subsystems to assess the operational reliability under cascading failures in conditions of uncertainty of the initial information is an urgent task.

A general characterization of the state and technological disturbances of power and switching equipment, overhead lines of power systems is given. The analysis of the statistics of failures of power and switching electrical equipment of EPS and overhead lines showed that there is a significant share of equipment with a long service life, which increases the probability of their failure. It was found that switchgear has a significant percentage of failures and a significant impact on the reliability of the power system, which requires continuous monitoring of technical condition parameters, determination of service life, and forecasting the risk of failure.

In order to find promising ways to solve this problem, the methods and models for assessing the technical condition, service life, and probability of failure of high-voltage circuit breakers of the power system are analyzed and the need to use modern information technologies to solve these problems is substantiated.

The characteristics of methods for assessing the probability of emergencies in the power system in the event of failures and decommissioning of electrical equipment, in particular, the study of mode reliability using the “ $n - 1$ ” criterion, are presented.

Proceeding from the fact that in recent decades, the risk management strategy has been used in industrialized countries to make effective decisions on the strategy for managing the power system modes, it is reasonable to use the risk indicator as an indicator for assessing the power system mode reliability.

The application of this strategy allows for a comprehensive analysis of the cause-and-effect relationships between the technical condition of electrical equipment and emergency modes of the EPS, as well as for obtaining an integral indicator of the EPS functioning in the entire set of emergencies due to electrical equipment failures.

In the second section describes the characteristics of the modes of disturbance of the normal mode in the EPS subsystem in case of failures of individual elements. The main factors that lead to an increase in the number of emergencies in the power system are identified, namely: liberalization of relations in the electric power industry; decentralization of power supply in connection with the expansion of the use of sources of distributed generation; unification of various power systems for joint operation with the formation of interregional and interstate power associations; significant physical and moral deterioration of the electrical equipment fund.

The necessity of developing models for assessing the technical condition, service life, and probability of failure of electrical equipment in the tasks of analyzing the operational reliability, in particular, high-voltage circuit breakers, is substantiated. A method for constructing a comprehensive mathematical model for assessing the technical condition of high-voltage circuit breakers based on intelligent analysis of data obtained in Online and Offline modes is defined and substantiated.

A hierarchical structural diagram of fuzzy logical conclusion for obtaining an aggregate assessment of the technical condition of a SF₆ circuit breaker according to the parameters obtained in Online and Offline modes, taking into account the level of importance of the determining parameters and functional units, has been developed.

Determining the sequence of replacement or planned or unscheduled decommissioning for the repair of power system switching equipment belongs to the class of problems of multi-criteria selection of alternatives under conditions of information uncertainty. To determine the priority of switching equipment decommissioning based on the results of the technical condition assessment, methods of multicriteria selection of alternatives are proposed.

It is established that the approach to assessing operational reliability in practice is based on the use of the “ $n - 1$ ” criterion, is deterministic, does not take into account the probability of events and does not provide a quantitative characterization of the reliability of the power system. It is shown that the most acceptable alternative method for assessing the probabilistic component of risk for power systems with a complex structure and a significant level of deterioration of electrical equipment is the use of statistical modeling

methods, which involve computational experiments with simulation mathematical models of the behavior of complex random processes and real objects subject to random disturbances.

The expediency and effectiveness of using the method of probabilistic and statistical modeling to determine the risk of disturbance of the normal mode in the power system subsystems during the decommissioning of high-voltage circuit breakers and to study the operational reliability of the power system in the conditions of cascading failures are substantiated.

In the third section, a comprehensive linguistic mathematical model of the SF₆ circuit breaker is proposed to determine the service life and probability of failure.

The task of a comprehensive assessment of the technical condition of high-voltage circuit breakers belongs to the category of poorly formalized and poorly structured tasks due to the presence of heterogeneous input information (quantitative and qualitative values of variables), incomplete information, uneven measurement of object parameters; uncertainty caused by the impossibility of an adequate mathematical description of processes due to measurements of state variables; insufficient retrospective data on the operation of circuit breakers, etc.

These objectively existing conditions of functioning of power system circuit breakers necessitate the use of such models of circuit breakers, in which it is possible to present heterogeneous information on the object, including subjective information of experts, in a single form. To combine the results of different measurement methods in the Online and Offline modes of circuit breaker monitoring for a correct assessment of the technical condition, it is important to use artificial intelligence methods, in particular fuzzy logic. Based on all the existing circuit breaker monitoring data, fuzzy modeling can provide a more complete and objective picture of the circuit breaker's condition and determine the probability of failure.

It is usually very difficult to create a fuzzy expert diagnostic system for assessing the technical condition of a circuit breaker with a large amount of input data and to form an appropriate knowledge base. Therefore, solving the task of a comprehensive assessment of the technical condition of a high-voltage circuit breaker involves the

creation of fuzzy expert subsystems for the main functional units, such as the contact system, arc suppression chamber, and drive mechanism (motor mechanism). The central element is a rule base and a fuzzy inference mechanism.

To solve the problems of analyzing the operational reliability using the methods of risk theory, the following were created: complex linguistic mathematical models of the SF₆ circuit breaker to determine the service life and probability of failure, based on the use of information on the technical condition parameters obtained in the Online mode only or in the Online and Offline modes. The proposed linguistic mathematical models of high-voltage circuit breakers allow determining the probability of failure for the nearest observation period and assessing the risk of a normal mode disturbance and determining the indicators of operational reliability in complex power systems when decommissioning high-voltage circuit breakers.

For certain types of high-voltage circuit breakers for which it is possible to form functions of distribution of probability of failure based on statistical data on failures with regard to individual characteristics, a method for determining the probability of failure during the observation interval is proposed.

In the fourth section discusses methods and mathematical models for analyzing the risk in the power system subsystem in the conditions of a cascading accident development process. The most important factors that cause the cascading development of accidents in the power system are analyzed. It has been established that there is currently an objective discrepancy between the change in the structural properties of modern powerful electrical systems, which determines the change in the operating conditions and dynamic properties, on the one hand, and the old principles and means of control, on the other. The growth of this discrepancy leads to the emergence of “weaknesses” in the power system, deterioration of its controllability, and a decrease in reliability and efficiency. Resolving these contradictions requires improving control principles and systems, primarily emergency control systems, as well as developing and implementing principles of preventive management of electrical equipment and the power system as a whole.

On the basis of an in-depth analysis of the causes of chains of events that have a decisive influence on the occurrence and development of an emergency, the main mechanisms of the development of major systemic accidents are identified and a generalized scheme of the development of an accident in the power system is constructed. Taking into account the probabilistic nature of failures of the main power and switching equipment, failures of relay protection and automatic transfer switches, as well as errors of dispatching and operational personnel, the requirements for mathematical models for assessing the operational reliability of a power system in a cascade scenario of accident development are determined.

Taking into account the significant level of uncertainty of information on the probability of states and the severity of consequences in the process of cascade accident development, a comprehensive fuzzy model for assessing the risk of cascade failures in the power system subsystem has been developed.

In the fifth section solves the problem of modeling and studying the operational reliability of power system subsystems in the event of failures and decommissioning of switchgear equipment and cascading failure development.

It is possible to obtain a reliable assessment of the quantitative parameters of the operational reliability of the power system in case of electrical equipment failures only if there are adequate models for assessing the technical condition and determining the probability of failure of the facility, including switching equipment. At present, it is not possible to obtain a single universal mathematical model for the comprehensive determination of the service life of high-voltage circuit breakers due to, first of all, incompleteness and uncertainty of the initial information. To solve these problems, several types of models for determining the service life and probability of failure of circuit breakers have been developed and investigated: a mathematical model based on information obtained without disconnecting from the network; a mathematical model based on information from online and offline monitoring of the circuit breaker; a mathematical model that uses the formed functions of the probability of failure distribution based on statistical data on failures, taking into account individual characteristics. Comparison of the modeling results of the developed models and models

of other well-known developers revealed a small deviation, which confirms the correctness of the modeling results. Taking into account the objectively existing service life of circuit breakers, the problem of optimal decommissioning solution based on the criteria of the Pareto optimization method and probabilistic-statistical modeling to assess the risk of an emergency in the power system by the Monte Carlo method arises. This method made it possible to ensure the model's adaptation to the actual operating conditions of high-voltage circuit breakers. The proposed mathematical model and algorithm make it possible to determine the most effective preventive decision on the order of decommissioning of high-voltage circuit breakers based on the risk assessment of a violation of the normal mode in the power system. This makes it possible to determine the risk of violation of the normal mode in the power system subsystems during the decommissioning of high-voltage circuit breakers based on the risk assessment of high-voltage circuit breakers for the nearest observation period.

The results of the work have been implemented: in Scientific-Production Enterprise “UkrEnergoNaladkaVymiryuvannya” LLC and in the educational process at the Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute to improve the lecture courses of the disciplines “Intelligent systems of diagnostics of electrical equipment and decision-making” and “Models of technical condition and modes of electrical equipment of power plants” and also in the qualification and research works of masters of the Department of Renewable Energy Sources of the Faculty of Electrical Engineering and Automation.

Keywords: power supply reliability, fuzzy logic, information uncertainty, risk, renewable energy sources, cascade failure, short-circuit currents, united energy system, failure, technical condition, residual life, operating modes, FACTS, fuzzy mathematical model, energy island.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	21
ВСТУП.....	22
1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАДАЧІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЕС	27
1.1 Характеристика стану силового і комутаційного електрообладнання та технологічних порушень	27
1.2 Аналіз статистики відмов силового і комутаційного електрообладнання ЕЕС	36
1.3 Аналіз наявних методів і моделей оцінки технічного стану, ресурсу працездатності та ймовірності відмови високовольтних вимикачів.....	49
1.4 Загальна характеристика методів оцінки ймовірності виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при відмовах та виведенні з експлуатації електрообладнання	61
Висновки до розділу 1.....	65
2 ФОРМАЛІЗАЦІЯ ЗАДАЧІ ОЦІНКИ РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ В ПІДСИСТЕМАХ ЕЕС ПРИ ВІДМОВАХ І ВИВЕДЕННІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	67
2.1 Формалізований математичний опис визначення ризику зниження режимної надійності ЕЕС.....	67
2.2 Обґрунтування підходу щодо побудови комплексної математичної моделі оцінки технічного стану високовольтних вимикачів на основі інтелектуального аналізу даних.....	74
2.3 Ієрархічна структура математичної моделі оцінки технічного стану високовольтних вимикачів за параметрами отриманими в режимах Online та Offline	83
2.4 Критерії та методи визначення пріоритету виведення з експлуатації комутаційного обладнання за результатами оцінки технічного стану	87
2.5 Визначення ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемі ЕЕС ймовірно-статистичним моделюванням	92

	19
Висновки до розділу 2.....	95
3 ОЦІНКА ЙМОВІРНОСТІ ВІДМОВИ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ ЛІНГВІСТИЧНИМ МОДЕЛЮВАННЯМ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ	97
3.1 Комплексна лінгвістична математична модель елегазового вимикача для визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови.....	97
3.2 Формування функцій розподілу ймовірності відмови окремих типів високовольтних вимикачів за статистичними даними по відмовам з урахуванням індивідуальних характеристик	112
3.3 Визначення ймовірності відмови високовольтних вимикачів на інтервалі часу спостереження з урахуванням терміну напрацювання та спрацьованого ресурсу	116
Висновки до розділу 3.....	120
4 МЕТОДИ І МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ АНАЛІЗУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО РИЗИКУ В ЕЕС В УМОВАХ КАСКАДНОГО РОЗВИТКУ ВІДМОВ	123
4.1 Фактори, які спричиняють каскадний розвиток аварій в ЕЕС.....	123
4.2 Алгоритм оцінки режимної надійності ЕЕС при каскадному сценарії розвитку аварії.....	133
4.3 Комплексна нечітка модель оцінки ризику розвитку каскадних відмов в підсистемі ЕЕС	137
Висновки до розділу 4.....	144
5 МОДЕЛЬНО-ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ПІДСИСТЕМИ ЕЕС ПРИ ВІДМОВАХ І ВИВЕДЕННІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ТА КАСКАДНОМУ РОЗВИТКУ ВІДМОВ .	146
5.1 Нечітке моделювання комутаційного обладнання для задач оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі при відмовах електрообладнання підсистем ЕЕС.....	146
5.2 Визначення пріоритету виведення з експлуатації високовольтних вимикачів на основі оцінки технічного стану та ризику виникнення аварійних ситуацій в системі	156

5.3 Оцінка режимної надійності ЕЕС на основі визначення індексу ризику при відмовах вузлів навантаження.....	168
5.4 Моделювання підсистем ЕЕС для оцінки ризику в умовах каскадного розвитку відмов.....	177
Висновки до розділу 5.....	185
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	187
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	190
ДОДАТКИ	208

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

АЕС	– атомна електростанція
АТ	– автотрансформатор
ВВ	– високовольтний вимикач
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВП	– власні потреби електростанції
ГАЕС	– гідроакумулювальна електростанція
ГЕС	– гідроелектростанція
ЕЕС	– електроенергетична система
ЕО	– електрообладнання
КЗ	– коротке замикання
КРУЕ	– комплектно розподільчий пристрій з элегазовою ізоляцією
НЛВ	– нечіткий логічний висновок
ОЕС	– об'єднана електроенергетична система
ПАА	– протиаварійна автоматика
ПЛ	– повітряна лінія
ПС	– електрична підстанція
РЗА	– релейний захист та автоматика
СТ	– силовий трансформатор
ТЕС	– теплова електростанція
ТЕЦ	– теплоелектроцентрально
ТО	– технічне обслуговування
ТОіР	– технічне обслуговування і ремонт
ТС	– технічний стан
ФВ	– функціональний вузол

ВСТУП

Розвиток конкурентних відносин в електроенергетиці, збільшення кількості в світі великих системних аварій, що виникли в країнах з ринковою економікою, підвищує важливість фактора надійності для ЕЕС. Суттєвий вплив на надійність енергетики України в сучасних умовах визначають наступні основні фактори: зростання зносу основних фондів в електроенергетиці (більш 50 – 60 %) і низькі темпи його заміни; почастишали несприятливі метеорологічні умови; напружений режим роботи ЕО в умовах ринкових відносин; зростають вимоги споживачів щодо підтримання постійно високого рівня надійності із гарантованими показниками якості електроенергії.

Зазначені фактори сприяють зростанню інтенсивності аварійних ситуацій, які супроводжуються порушенням електропостачання відповідальних енергетичних об'єктів, що підтверджується виникненням за останні десятиріччя низки системних аварій в ЕЕС Північної Америки, Західної Європи, України та інші.

У зв'язку з цим для ЕЕС важливого значення набувають питання ефективної організації експлуатації і управління надійністю електропостачання споживачів електроенергії. Реалізація даних ключових вимог можлива шляхом обґрунтування та впровадження заходів, направлених на зменшення ймовірності виникнення аварій і переходу до превентивного та адаптивного керування ЕЕС та її елементами на основі аналізу режимної надійності.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами. Дослідження за темою дисертаційної роботи виконувалися на кафедрі відновлюваних джерел енергії Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» за наступними ініціативними темами: «Комплексне моделювання технічного стану і режимів електрообладнання для аналізу ризику експлуатації підсистем електроенергетичних систем з електростанціями різних типів», державний реєстраційний номер № 0118U000587; «Моделювання силових масляних трансформаторів для оцінки ризику відмови за наявності дефекту і дії збурень в зовнішній електричній мережі», державний реєстраційний номер № 0119U001519.

Метою дисертаційної роботи є підвищення достовірності оцінки режимної надійності підсистем ЕЕС при відмовах, плановому і аварійному виведенні з експлуатації комутаційного ЕО в умовах каскадного розвитку відмов та невизначеності вихідної інформації шляхом розробки та удосконалення математичних моделей і методів оцінки ТС та визначення ймовірності відмови ВВ.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішуються наступні **задачі**:

– аналіз сучасного стану і умов функціонування ЕО енергосистем України, існуючих методів і математичних моделей оцінки ТС ВВ, методів дослідження режимної надійності ЕЕС;

– вдосконалення методу ймовірнісно-статистичного моделювання ЕЕС для дослідження режимної надійності методами теорії ризику в умовах каскадного розвитку аварій при відмовах та плановому і позаплановому виведенні з експлуатації ЕО;

– розробка нечіткої математичної моделі елегазового ВВ для визначення його ресурсу працездатності та ймовірності відмови;

– розробка методу прийняття рішень щодо визначення оптимальної послідовності виведення з експлуатації комутаційного ЕО енергосистем;

– розробка математичної моделі і алгоритму комплексної оцінки ризику розвитку каскадних відмов в підсистемі ЕЕС;

– розробка програмно-алгоритмічного забезпечення для оцінки ТС елегазових ВВ, ризику відмови силового і комутаційного ЕО та формування ефективних рішень для визначення пріоритету виведення з експлуатації ВВ та зниження ризику виникнення каскадних аварій при відмовах ЕО.

Об'єкт дослідження – аварійні процеси в підсистемах ЕЕС із силовим і комутаційним ЕО.

Предмет дослідження – методи і математичні моделі дослідження режимної надійності підсистем ЕЕС при відмовах силового і комутаційного ЕО.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у наступному:

1. Запропоновано комплексний підхід для дослідження режимної надійності підсистем ЕЕС при аварійному або плановому виведенні з експлуатації ЕО і

каскадному розвитку аварій, який на відміну від існуючих ґрунтується на визначенні ймовірності відмови ЕО, зокрема елегазових ВВ, за результатами оцінки ТС і ресурсу працездатності, врахуванні стохастичного характеру режиму ЕЕС, що дає можливість ймовірнісно-статистичним моделюванням режимів ЕЕС в умовах невизначеності інформації підвищити достовірність визначення ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемах ЕЕС.

2. Розроблена нова комплексна нечітка математична модель елегазового ВВ для діагностування ТС, яка на відміну від існуючих дозволяє отримати агреговану оцінку ресурсу працездатності та ймовірності відмови за результатами моніторингу визначальних параметрів ТС окремих ФВ, отриманих в режимах Online та Offline, що дає можливість підвищити достовірність оцінки ТС ВВ і кількісних показників режимної надійності при каскадному розвитку відмов.

3. Запропоновано метод визначення пріоритету виведення з експлуатації ВВ, який на відміну від існуючих ґрунтується на визначенні ймовірності відмови ВВ за результатами оцінки ТС та спрацьованого ресурсу працездатності, що дає можливість сформулювати превентивні рішення щодо зниження ризику порушення нормального режиму при аварійному або плановому виведенні з експлуатації ВВ на основі багатокритеріального вибору альтернатив в умовах невизначеності інформації.

4. Розроблено комплексну нечітку математичну модель і алгоритм оцінки ризику розвитку каскадних відмов в підсистемі ЕЕС, що дозволяє на основі оцінки ТС та визначення ймовірності відмови ЕО визначити ймовірність і рівень важкості окремих станів ЕЕС в умовах розвитку аварії, а також отримати нечітку комплексну векторну оцінку ступеню та категорію ризику.

Практичне значення отриманих результатів:

Результати отримані в дисертації спрямовані на:

– оцінку ТС та ймовірності відмови ВВ та прийняття обґрунтованих рішень щодо стратегії експлуатації;

– виконання достовірної оцінки ризику виникнення аварій, що мають каскадний характер в підсистемі ЕЕС;

– підтримку прийняття рішень оперативним персоналом енергокомпаній для забезпечення режимної надійності.

Результати, отримані в дисертації, використовуються в навчальному процесі та при виконанні кваліфікаційних та науково-практичних робіт магістрів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Особистий внесок здобувача. Наукові положення, що ввійшли до дисертаційної роботи, отримані автором самостійно. У роботах, які входять до переліку основних публікацій, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належать такі результати: у [1] – розробка нечіткої бази знань математичної моделі і програмного забезпечення для визначення індексу ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах окремих підсистем з відповідальними споживачами; отримання кількісних характеристик ризику експлуатації ЕЕС при відмовах ЕО і вузлів навантаження з відповідальними споживачами. [2] – розробка алгоритму комплексного моделювання режимів ЕЕС для оцінки ризику порушення нормального режиму у разі виведення з експлуатації силового і комутаційного ЕО. [3] – розробка нечіткої бази знань математичної моделі і програмного забезпечення визначення ресурсу працездатності елегазового ВВ за інформацією, отриманою в робочих режимах; запропоновано підхід для оцінки ступеню впливу рівня пошкоджуваності окремих елементів ВВ на спрацьований ресурс; [4] – розроблено алгоритм для дослідження режимної надійності ЕЕС у разі відмов ЕО і каскадному розвитку процесу.

Апробація матеріалів дисертації. Основні положення, наукові й практичні результати дисертаційної роботи доповідалися і обговорювалися на: XXIII міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2022 р.), V Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2021)» (м. Вінниця, 2021 р.), XXII міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2021 р.), XXI міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та

енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2020 р.), Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених, аспірантів та студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» (м. Київ, 2017, 2018, 2020, 2021, 2022 рр.).

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел (182 найменувань) і 9 додатків. Основний зміст викладений на 168 сторінках друкованого тексту, містить 63 рисунків і 47 таблиці. Загальний обсяг дисертації – 241 сторінок.

1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАДАЧІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЕС

1.1 Характеристика стану силового і комутаційного електрообладнання та технологічних порушень

Сучасна енергетика в промислово-розвинених країнах характеризується кількома ключовими тенденціями [2 – 10]: стрімким старінням ЕО електростанцій і електричних мереж; зростанням навантажень та / або генерації; підвищенням екологічних вимог до об'єктів електроенергетики; високою щільністю електричних мереж різних класів напруги; об'єднанням електричних мереж в єдині національні енергосистеми; впровадженням ринкових відносин і лібералізацією в електроенергетиці; прагненням використовувати найдешевші джерела електроенергії; збільшенням використання ВДЕ; великими системними аваріями.

При переході до ринкових відносин в електроенергетиці виявилось, що механізми конкуренції знижують мотивацію у введенні додаткових для підтримання надійності резервних потужностей, значно ускладнюється технологічне управління внаслідок протиріч між суб'єктами управління через конкуренцію, намагання енергокомпаній максимально використовувати наявний ресурс ЕО та недостатні інвестиції в модернізацію зношеного ЕО [6, 7].

Процеси лібералізації призвели до зростання міжрегіональної гуртової торгівлі електроенергії між сусідніми енергокомпаніями та учасниками ринку [7].

Тенденції до лібералізації та необхідності збільшення передачі електроенергії, внаслідок зростання навантаження або розширення генерації, змусили сучасні енергокомпанії експлуатувати електричні мережі в критичних режимах, близьких до допустимих меж за надійністю [6].

Проникнення ВДЕ в енергетичну галузь призвело до зростання залежності від мінливого (дискретного) характеру відновлюваної генерації [11, 12].

Також, зниження рівня підготовки та кваліфікації служб оперативного персоналу, неналежного контролю у цьому напрямку з боку керівництва енергокомпаній, призводить до зростання помилкових дій до 40 % [11].

Наростання рівня зношеного ЕО та відсутність можливості його відновлення вводить сучасні ЕЕС в зону підвищеного ризику, технологічних відмов та аварій не лише ЕО, а й систем автоматичного регулювання, пристроїв РЗ та ПАА.

До основних причин появи зношеного ЕО в енергетиці можна віднести [11, 13, 14]: помилковість та нереалізованість довгострокових прогнозів розвитку; низькі темпи демонтажу та списання виробничих основних фондів; збільшення витрат на ремонт та підтримання зношеного ЕО у функціональному стані; відставання фінансування оновлення ЕО відстає від темпів його старіння; рівень управління не відповідає масштабу та складності проблеми.

Одним з основних чинників зростання аварійності в ЕЕС є значний рівень зношення основного ЕО в Україні. Рівень зношення основного ЕО в Україні сягає 50 – 60 % [15].

В табл. 1.1 представлені дані щодо загального рівня старіння ЕО ДП НЕК «Укренерго» станом на 01.01.2021 р. [15].

Таблиця 1.1 – Технічний стан ЕО ДП НЕК «Укренерго»

Роки Найменування	Σ	до 25, (шт.)	25-30, (шт.)	30-40, (шт.)	за 40, (шт.)	до 25, (%)	25-30, (%)	30-40, (%)	за 40, (%)
1. Автотрансформатори:									
– 220 кВ	66	3	8	29	26	4,55	12,12	43,94	39,39
– 330 кВ	217	39	37	102	39	17,97	17,05	47,00	17,97
– 400 кВ	6	3	0	0	3	50,00	0,00	0,00	50,00
– 500 кВ	13	6	3	4	0	46,15	23,08	30,77	0,00
– 750 кВ	57	25	1	21	10	43,86	1,75	36,84	17,54
Всього:	359	76	49	165	48	21,17	13,65	43,45	21,73
2. Трансформатори силові:									
– 35 кВ	24	1	2	6	15	4,17	8,33	25,00	62,50
– 110 кВ	42	17	4	7	14	40,48	9,52	16,67	33,33
– 154 кВ	13	2	4	3	4	15,38	30,77	23,08	30,77
– 220 кВ	27	4	2	10	11	14,81	7,41	37,04	40,74
Всього:	106	24	12	26	44	22,64	11,32	24,53	41,51
3. Реактори шунтуючі:									
– 35 кВ	37	34	0	0	3	91,89	0,00	0,00	8,11
– 500 кВ	3	0	0	3	0	0,00	0,00	100,00	0,00
– 750 кВ	69	54	4	11	0	78,26	5,80	15,94	0,00
Всього:	109	88	4	14	3	80,73	3,67	12,84	2,75
4.1. Вимикачі елегазові:									
– 35 кВ	32	32	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 110 кВ	339	339	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 150 кВ	89	89	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 220 кВ	56	56	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00

Роки Найменування	Σ	до 25, (шт.)	25-30, (шт.)	30-40, (шт.)	за 40, (шт.)	до 25, (%)	25-30, (%)	30-40, (%)	за 40, (%)
– 330 кВ	259	253	6	0	0	97,68	2,32	0,00	0,00
– 400 кВ	4	4	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 500 кВ	12	12	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 750 кВ	80	80	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
Всього:	871	865	6	0	0	100,00	99,31	0,69	0,00
4.2. Вимикачі вакуумні:									
– 35 кВ	174	174	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
Всього:	174	174	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
4.3. Вимикачі оливні:									
– 35 кВ	521	25	58	186	252	4,80	11,13	35,70	48,37
– 110 кВ	627	44	104	213	266	7,02	16,59	33,97	42,42
– 150 кВ	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
– 220 кВ	41	6	6	20	9	14,63	14,63	48,78	21,95
Всього:	1189	75	168	419	527	6,31	14,13	35,24	44,32
4.4. Вимикачі повітряні:									
– 35 кВ	4	0	0	2	2	0,00	0,00	50,00	50,00
– 110 кВ	358	7	18	121	212	1,96	5,03	33,80	59,22
– 150 кВ	216	0	5	69	142	0,00	2,31	31,94	65,74
– 220 кВ	211	4	39	60	108	1,90	18,48	28,44	51,18
– 330 кВ	293	8	22	105	158	2,73	7,51	35,84	53,92
– 400 кВ	6	0	0	0	6	0,00	0,00	0,00	100,00
– 500 кВ	4	1	2	1	0	25,00	50,00	25,00	0,00
– 750 кВ	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Всього:	1092	20	86	358	628	1,83	7,88	32,78	57,51
5.1. Трансформатори струму:									
– Елегазові	2587	2584	3	0	0	99,88	0,12	0,00	0,00
– З литою ізоляцією	518	479	9	30	0	92,47	1,74	5,79	0,00
– Оливні	5235	1167	632	1755	1681	22,29	12,07	33,52	32,11
Всього:	8340	4230	644	1785	1681	50,72	7,72	21,40	20,16
5.2. Трансформатори напруги:									
– Елегазові	498	498	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– З литою ізоляцією	106	105	1	0	0	99,06	0,94	0,00	0,00
– Оливні	2 644	632	436	796	780	23,90	16,49	30,11	29,50
– Ємнісні	1	1	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
Всього:	3249	1236	437	796	780	38,04	13,45	24,50	24,01
6. Обмежувачі перенапруги:									
– 35 кВ	549	546	3	0	0	99,45	0,55	0,00	0,00
– 110 кВ	570	547	12	15	0	95,96	2,11	2,63	0,00
– 150 кВ	150	133	13	0	0	88,67	8,67	0,00	0,00
– 220 кВ	172	167	0	18	0	97,09	0,00	10,47	0,00
– 330 кВ	429	398	18	0	0	92,77	4,20	0,00	0,00
– 400 кВ	6	6	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
– 500 кВ	23	20	0	3	0	86,96	0,00	13,04	0,00
– 750 кВ	116	116	0	0	0	100,00	0,00	0,00	0,00
Всього:	2015	1933	46	36	0	100,00	95,93	2,28	1,79
7. Розрядники:									
– 35 кВ	855	49	84	268	454	5,73	9,82	31,35	53,10
– 110 кВ	766	35	45	332	354	4,57	5,87	43,34	46,21

Роки Найменування	Σ	до 25, (шт.)	25-30, (шт.)	30-40, (шт.)	за 40, (шт.)	до 25, (%)	25-30, (%)	30-40, (%)	за 40, (%)
– 150 кВ	305	4	33	77	191	1,31	10,82	25,25	62,62
– 220 кВ	286	8	20	129	129	2,80	6,99	45,10	45,10
– 330 кВ	414	17	44	167	186	4,11	10,63	40,34	44,93
– 400 кВ	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
– 500 кВ	11	0	3	6	2	0,00	27,27	54,55	18,18
– 750 кВ	38	0	0	26	12	0,00	0,00	68,42	31,58
Всього:	2675	113	229	1005	1328	4,22	8,56	37,57	49,64
8. Компресори:									
– Тиском 4 та 23 МПа	389	205	79	31	74	52,70	20,31	7,97	19,02
Всього:	389	205	79	31	74	52,70	20,31	7,97	19,02
Загальна сума:	20568	9039	1760	4626	5143	43,95	8,56	22,49	25,00

Статистичні дані, які наведені в табл. 1.1, свідчать, що значна частина ЕО знаходиться в експлуатації понад 30 років. ПЛ (110 – 800 кВ) які знаходяться в експлуатації понад 30 років – 88,35 %, АТ (220 – 750 кВ) – 65,18 %, СТ (110 – 220 кВ) – 59,76 %, реактори шунтуючі (500 – 750 кВ) – 19,44 %, ВВ напругою 110 – 750 кВ – 57,42 % та пристрої РЗ та ПАА – 50,50 %.

Статистичний аналіз розподілу порушення роботи ЕО ТЕС [16] та приведених на рис. 1.1 – 1.3 даних впливає, що кількість технологічних порушень у роботі комутаційного обладнання становить 3,1 % від загальної кількості пошкоджуваності.

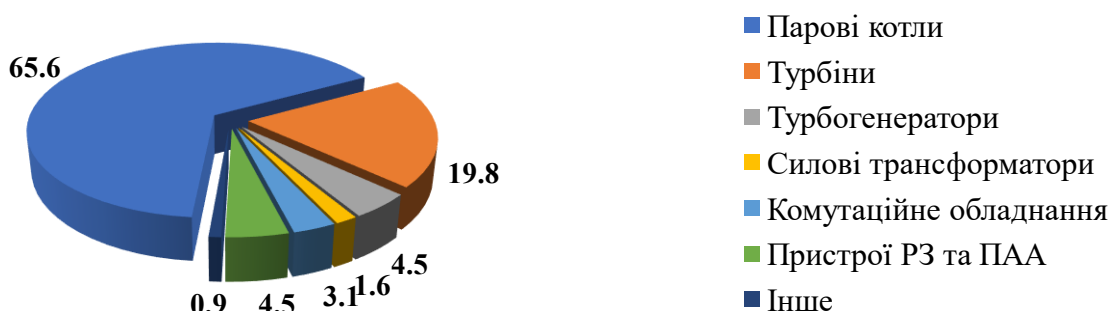


Рисунок 1.1 – Розподіл пошкоджуваності ЕО ТЕС

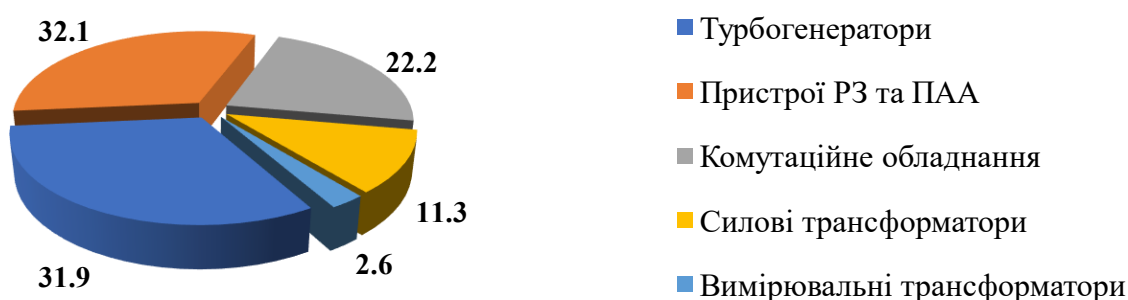


Рисунок 1.2 – Розподіл технологічних порушень, пов'язаних із пошкодженнями ЕО ТЕС

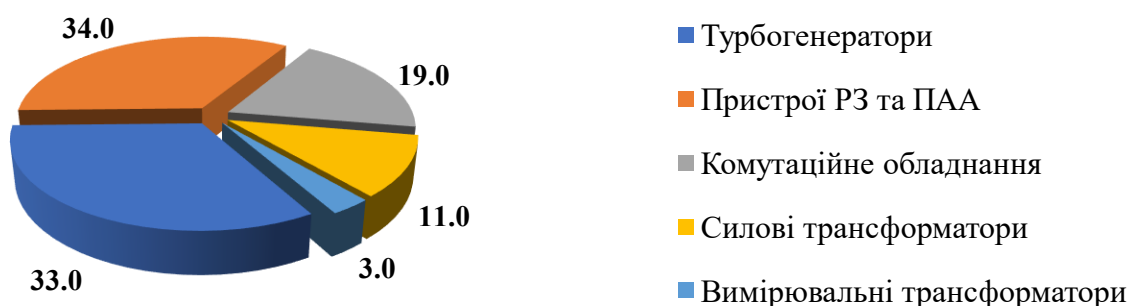


Рисунок 1.3 – Співвідношення економічних збитків від технологічних порушень на ТЕС, пов'язаних із пошкодженням ЕО

При цьому частка від загальної кількості технологічних порушень у роботі ЕО ТЕС для комутаційного обладнання становить 22,2 %, а частка економічних збитків від технологічних порушень на ТЕС, пов'язаних з пошкодженням комутаційного обладнання, становить 19 % від економічного збитку.

З наведених на рис. 1.4 – 1.5 даних [16] видно, що кількість технологічних порушень у роботі комутаційного обладнання в електричних мережах напругою 110 кВ і вище становить 25,7 % від загальної кількості технологічних порушень. Економічні збитки від таких порушень складають 20,3% від загального обсягу.

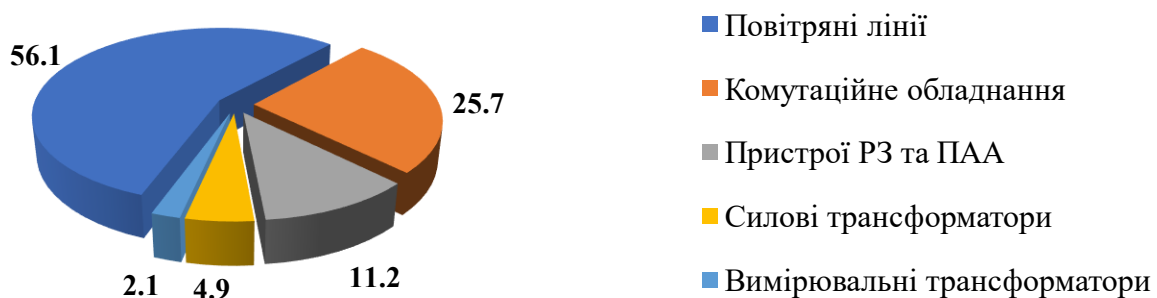


Рисунок 1.4 – Розподіл кількості технологічних порушень у роботі ЕО в електричних мережах напругою 110 кВ та вище

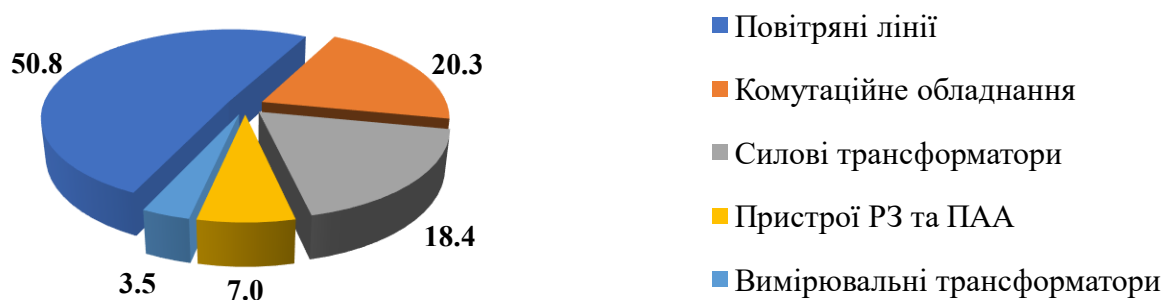


Рисунок 1.5 – Співвідношення економічних збитків від технологічних порушень в електричних мережах напругою 110 кВ та вище, пов'язаних із пошкодженням ЕО

Більшість турбогенераторів потужністю 150 – 800 МВт в електростанціях України були збудовані та введені в експлуатацію в період з 1959 по 1988 роки, а 90% з них вже вичерпали свій розрахунковий ресурс [17, 18]. Турбогенератори потужністю 200 та 300 МВт становлять 75% загальної кількості парку турбогенераторів ТЕС та ТЕЦ в Україні з терміном напрацювання 35 ... 50 років [19].

Внаслідок повномасштабного вторгнення та ракетних атак в Україні зруйновано майже 25 % енергоблоків ТЕЦ та ТЕС [20]. Внаслідок російських ракетних обстрілів 13 ТЕЦ та 7 ТЕС [20].

На кінець 2021 року 12 енергоблоків АЕС в Україні відпрацювали свій 30-річний ресурс [18]. Статистичні дані, які наведені в [21] показують, що найбільша частка у недовідпуску електроенергії на АЕС України через відмову ЕО припадає на турбогенератори та цей недовідпуск постійно зростає, рис. 1.6. Найненадійнішими на енергоблоках АЕС України залишаються турбогенератори типу ТВВ-1000-2УЗ [21].



Рисунок 1.6 – Статистика відмов турбогенераторів на енергоблоках АЕС України

Великі ГЕС і ГАЕС ПАТ «Укргідроенерго» збудовані в 1960-1970-х роках. Термін експлуатації понад 60 % гідрогенераторів ГЕС перевищив 30 років [22].

Надійність роботи ТЕС та безпека АЕС значною мірою залежать від надійності системи електропостачання ВП [23, 24]. Понад 60 % асинхронних електродвигунів системи електропостачання ВП (в деяких енергетичних компаніях їхня частка становить 80 – 90 %), експлуатуються понад 20 років.

Найбільш значний рівень пошкоджуваності спостерігаються на пиловугільних блоках. Через зростання числа пусків які спричинені розущільненням графіків навантаження, використанням блоків ТЕС у режимах регулювання та частих зупинок на ніч [25].

Кількість аварійних обмежень потужності й відключень великих енергоблоків становить у середньому приблизно 150 випадків на рік [26].

Кількість повних скидань навантаження відбувається в середньому близько 70 разів на рік, з них приблизно третина – із втратою ВП електростанції [26].

До причин відмов у системах електропостачання ВП можна віднести: помилки оперативного персоналу – 26 %, неправильні дії захистів – 12%, вихід з ладу резервних введів – 27 %, відключення живлення основного вводу – 13%, зовнішні аварії – 11 % та ін. Загальна кількість вимушених зупинок енергоблоків через відмову допоміжного ЕО систем електропостачання ВП на ТЕС становить 27,4 % При цьому розподіл такий: через помилки оперативного персоналу – 19 %, через відмови трансформаторів – 33 %, електродвигунів – 24 % і кабельних ліній – 24 % випадків.

У 2012 році на об'єктах ДП НЕК «Укренерго» зафіксовано 102 технологічних порушень, включаючи 11 відмов I категорії та 91 відмов II категорії. Недовідпуск електроенергії склав 156,86 МВт·год. У 2016 році було зафіксовано 84 технологічних порушень, включаючи 14 відмов I категорії та 70 відмов II категорії, з недовідпуском електроенергії у 148,48 МВт·год. У 2017 році було зафіксовано 112 технологічних порушень, включаючи 13 відмов I категорії та 99 відмов II категорії, з недовідпуском електроенергії у 614,14 МВт·год [27 – 29].

Розподіл пошкоджуваності ЕО має наступні значення: 58 % – ПЛ; 14 % – РЗА та ПАА; 13% – обхідні системи шин, обмежувачі перенапруг нелінійні, високочастотні загороджувачі; 7 % – ВВ, 4 % – СТ, АТ та шунтуючі реактори; 3 % – вимірювальні трансформатори; 1 % – роз'єднувачі [27 – 29].

На рис. 1.7 представлено розподіл технологічних порушень в електроенергетиці України у 2012, 2016 та 2017 рр. (відповідно до класифікаційних ознак організаційних причин*).

*Класифікаційні ознаки: 1 – помилкові дії оперативного персоналу; 2 – помилкові дії керівного персоналу; 3 – помилкові дії персоналу служб, лабораторій, цехів, відділів; 4 – хибні дії ремонтного персоналу; 5 – незадовільне технічне обслуговування; 6 – незадовільна якість нормативної документації; 7 – дефекти проєктів; 8 – дефекти конструкції; 9 – дефекти виготовлення; 10 – дефекти монтажу та налагодження; 11 – дефекти ремонту; 12 – дефекти будівництва; 13 – стихійні явища; 14 – вплив сторонніх осіб та організацій.

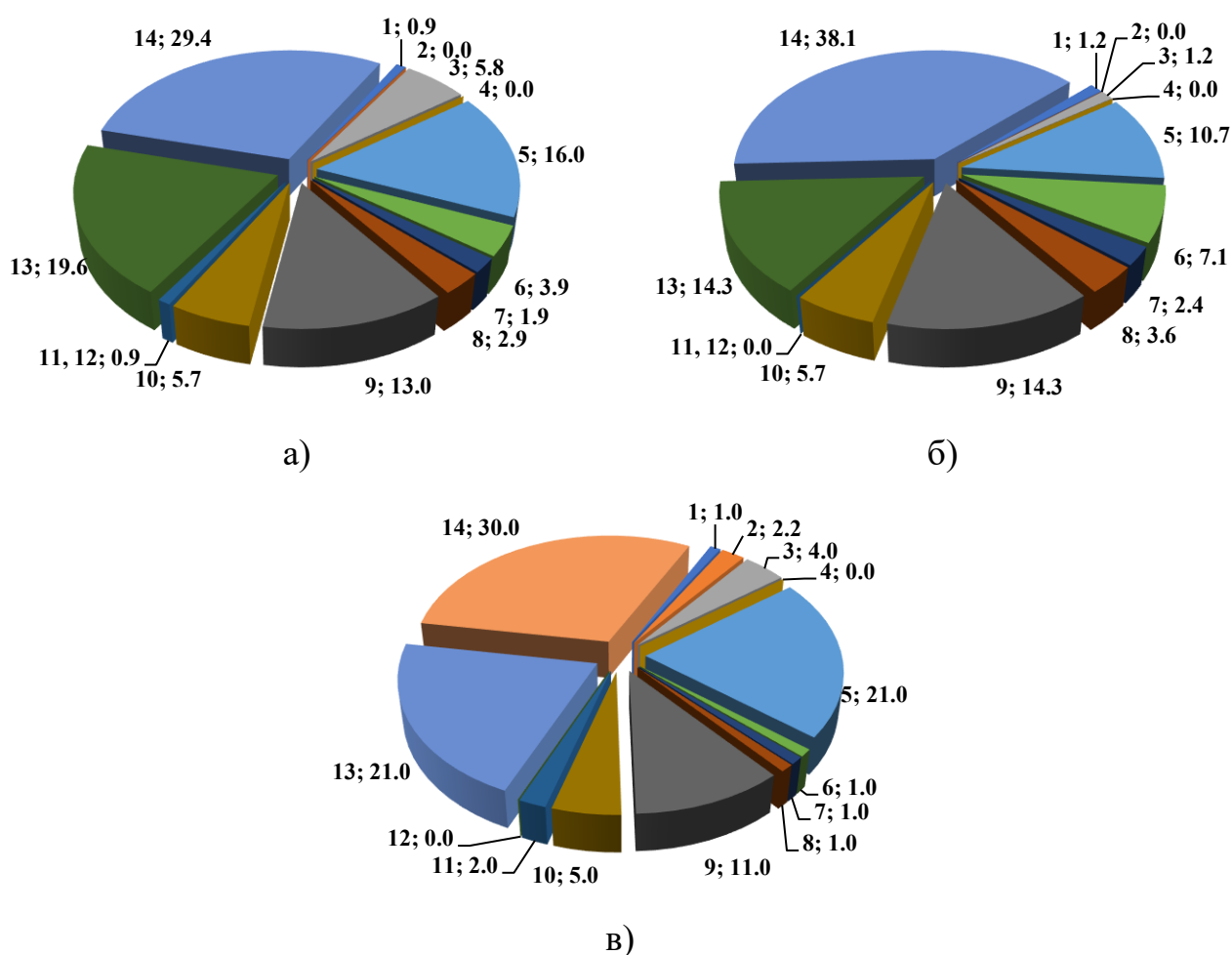


Рисунок 1.7 – Розподіл технологічних порушень відповідно до класифікаційними ознаками організаційних причин в електроенергетиці України у 2012 (а), 2016 (б) та 2017 (в) рр. [27 – 29]

Загальна кількість технологічних порушень на обладнанні ПС і ПЛ (без впливу сторонніх осіб та стихійних явищ), представлена на рис. 1.8 з 1998 р. зменшилась в 4,3 рази та складає 38 технологічних порушень у 2016 р. Технологічні порушення з вини персоналу в зазначений період зменшились у 9,5 разів та складає 13 технологічних порушень у 2016 р [30 – 36].

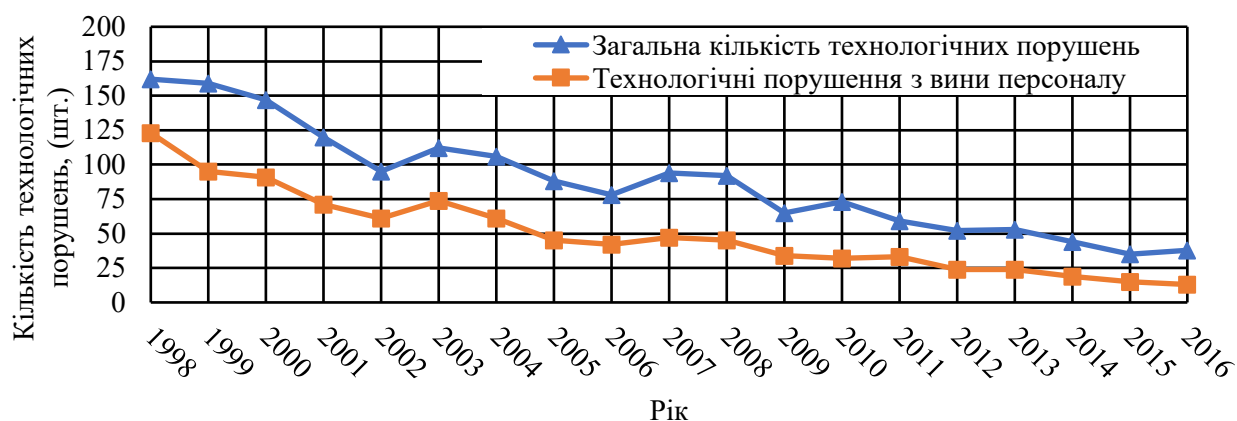


Рисунок 1.8 – Технологічні порушення в основній мережі ОЕС України в період 1998 – 2016 рр. (без впливу сторонніх осіб, стихії)

Розподіл технологічних порушень з пошкодженням основного обладнання ПС і ПЛ за період з 2004 по 2016 рр. [36] (без впливу сторонніх осіб та стихії) має наступні значення: 7,7 % – АТ, реактори; 9,2 % – вимірювальні трансформатори; 13,2 % – ВВ; 3,7 % – роз'єднувачі; 8,8 % – ошинування; 2,5 % – розрядники, обмежувачі перенапруг нелінійні, конденсатори зв'язку, високочастотні загороджувачі; 1,9 % – РЗА та ПАА; 35,5 % – ПЛ; 10,9 % – інше.

Розподіл технологічних порушень при експлуатації ЕО в електричних мережах ДП НЕК «Укренерго» представлено в табл. 1.2 [30 – 36].

Таблиця 1.2 – Розподіл технологічних порушень при експлуатації ЕО

Рік	Кількість відмов, (шт.)			Невідпуск електроенергії, (МВт·год)
	Σ	Категорія відмов		
		I категорії	II категорії	
2003	1758	957	801	15857,0
2004	1757	899	858	8571,1
2010	107	9	98	13161,1
2011	87	3	84	262,12
2012	102	11	91	156,86
2013	82	4	78	640,64
2016	84	14	70	148,48
2017	112	13	99	614,14
2018	75	8	67	102,46

Для розв'язання задач аналізу режимної надійності ЕЕС при відмовах ЕО важливою задачею є побудова математичних моделей ймовірності відмов силового і комутаційного обладнання, що потребує статистичної обробки даних щодо відмов генеральної сукупності об'єктів.

1.2 Аналіз статистики відмов силового і комутаційного електрообладнання ЕЕС

Повітряні лінії електропередачі. ПЛ є найменш надійними елементами ЕЕС та складають значну частину від загальної кількості ЕО [37, 38]. Експлуатаційними організаціями ведеться облік подій та порушень, що призводять до відмов ПЛ.

В [39] представлена статистика автоматичних відключень ПЛ 220 – 750 кВ за даними ДП НЕК «Укренерго» у 2018 р. Всього за 1 рік виникло 147 автоматичних відключень ПЛ 220 кВ, а в попередньому році 173 відключень, тобто їх кількість зменшилась на 15 %. З лінійних причин виникло 136 відключень проти 167 у попередньому році – кількість відключень зменшилась на 15,5 % Кількість відключень ПЛ 220 – 750 кВ за 2001 – 2018 рр. наведено на рис. 1.9.

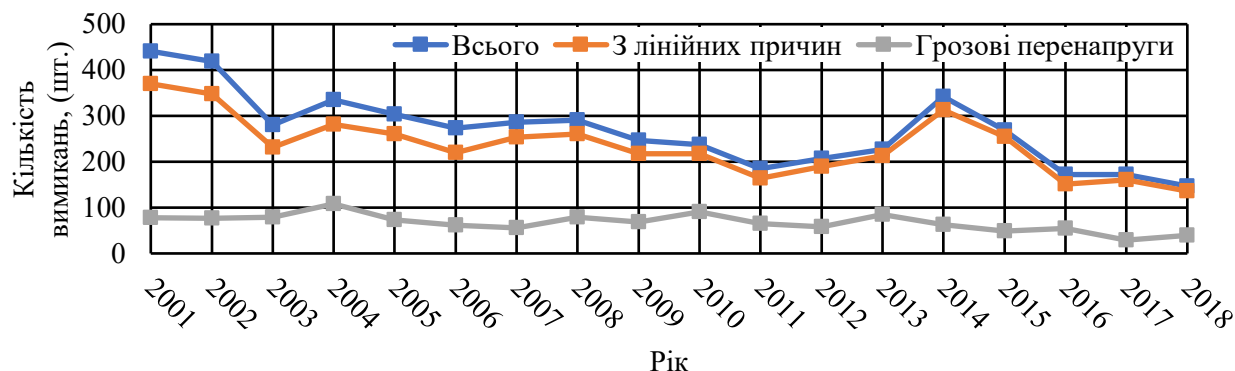


Рисунок 1.9 – Кількість відключень ПЛ 220 – 750 кВ за 2001 – 2018

У 2018 р. [39] автоматичні відключення виникли через наступні причини: 40 шт. – грозові перенапруги; 30 шт. – вплив птахів; 12 шт. – низові пожежі; 8 шт. – сильний вітер; 13 шт. – порушення правил охорони; 7 шт. – ожеледь та галоупування проводів; 3 шт. – старіння матеріалів; 1 шт. – недоліки експлуатації; 8 шт. – пошкодження обладнання ПС; 3 шт. – помилкова робота РЗА 1 шт. – помилки оперативного персоналу; 18 шт. – причину не встановлено.

Класифікація причин відмов ПЛ виконується з урахуванням особливостей режиму роботи та умов експлуатації та включає такі групи: перевищення розрахункових навантажень і впливів; низька якість проектування, виготовлення, монтажу, експлуатації; непередбачені причини. Структуру відмов за трьома групами за даними демонструє табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Структура відмов ПЛ на сталевих опорах

Причина відмови	Повне руйнування		Часткове руйнування		Всього	
	Число випадків	%	Число випадків	%	Число випадків	%
1. Навантаження та вплив:						
– вітри вищі за розрахункові	336,5	43,87	46,5	6,06	383	49,93
– ожеледь вища за розрахункову	17,5	2,28	17	2,21	34,5	4,49
– одночасно вітри і ожеледь	21,5	2,8	8	1,04	29,5	3,84
– осідання фундаментів та вспучування ґрунтів	4,5	0,59	14,5	1,89	19,0	2,48
– температурні фактори	1,5	0,2	0,5	0,06	2,0	0,26
Разом:	381,5	49,76	86,5	11,26	468	61
2. Якість:						
– проєктування	16	2,08	7	0,91	23	2,99
– матеріалу	6,5	0,85	1,5	0,2	8	1,08
– вироблення	15,55	2,02	3	0,39	18,5	2,41
– монтажу	53	6,91	4	0,53	57	7,44
– експлуатації	25,5	3,34	4	0,53	29,5	3,87
Разом:	116,5	15,2	19,5	2,56	136	17,76
3. Непередбачувані причини:						
Разом:	126	16,42	137	4,82	163	21,24
Всього:	624	81,36	163	18,64	767	100

Більша частина відмов опор (58,26 %) викликано дією ожеледнево-вітрових навантажень на дроти, троси та будівельні конструкції, що перевищують розрахункові. Понад 50 % усіх відключень ПЛ 35 – 500 кВ відбувається через вплив навантажень і впливів, що перевищують розрахункові та в результаті атмосферних перенапруг.

Згідно з даними ДП НЕК «Укренерго» [15, 37], наведеними в табл. 1.4, станом на 01.01.2021 р. 20791,95 км ПЛ знаходиться в експлуатації понад 30 років (88,0 % довжини усіх ПЛ) з яких 16344,262 км ПЛ знаходяться в експлуатації понад 40 років (69,4 % довжини усіх ПЛ). Це свідчить про масове старіння об'єктів електромережі, яке призводить до зростання аварійності і суттєвого збільшення витрат на забезпечення функціонування ПЛ і ПС, включаючи планові та позапланові огляди та аварійні ремонти. Крім того, значна частина ПЛ є вразливими до впливу підвищених кліматичних навантажень, особливо восени та взимку в південних і північних районах України. Збільшення навантажень та впливи стихійних явищ, таких як штормовий вітер, ожеледі, вібрація та

галопування проводів, призвели до значного збільшення кількості пошкоджень елементів ПЛ і прискорення їх зносу. Найбільше застарілих ПЛ знаходиться в мережах напруги 220 та 330 кВ ОЕС України.

Таблиця 1.4 – Розподіл за довжинами ПЛ в ЕЕС станом на 01.01.2021 р.

Назва енергосистеми	Всього, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації (років) (по ланцюгах)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
Дніпровська	4577,687	4956,897	375,598	197,270	1176,047	3207,982
Донбаська	1346,049	1856,599	114,456	–	263,831	1478,312
Західна	3418,860	3796,360	205,850	2,460	703,500	2884,550
Кримська	1274,823	1311,115	150,626	–	97,380	1063,109
Південна	2651,141	2770,855	544,086	263,390	607,556	1355,823
Південно-Західна	2259,870	2263,400	229,540	–	358,310	1675,550
Північна	3644,172	3903,086	195,111	5,420	972,259	2730,296
Центральна	2689,000	2700,790	483,350	–	268,800	1948,640
Разом:	21861,602	23559,102	2298,617	468,540	4447,683	16344,262

Силові трансформатори. СТ є найбільш відповідальними та коштовними елементами у сучасних ЕЕС. Пошкодження і виведення з роботи СТ призводить до перевантаження інших з можливим підвищеним зносом інших. Значне зростання перетоків потужності між ЕЕС суттєво впливає на режими роботи СТ.

Статистичні дані ДП НЕК «Укренерго» [15], свідчать, що значна частина СТ знаходиться в експлуатації понад 25 років. Більш високі значення питомого пошкодження СТ спостерігається в період експлуатації до 5 років. Це пов'язано з періодом припрацювання ЕО та проявом у ньому прихованих заводських дефектів, та після 37 років, що обумовлено виникненням зносових відмов ЕО [40].

В табл. 1.5 наведені статистичні дані щодо причин відмов СТ показують, що найпоширенішими причинами відмов є старіння, дефекти конструкції й виготовлення та недоліки експлуатації [16].

Таблиця 1.5 – Причини відмов СТ

Причина відмов СТ	Частка відмов, %
Зміни властивостей матеріалів (старіння)	21,6
Дефекти конструкції й виготовлення	19,4
Недоліки експлуатації	16,8
Сторонні впливи	10,3
Нерозраховані режими в мережі	5,8
Дефекти ремонту	4,2
Кліматичні й зовнішні впливи	3,5

В табл. 1.6 наведено розподіл пошкоджень СТ по вузлах та класах напруг [16], при цьому їх число склало 66,5 % СТ напругою 110 кВ; 26,8 % – 220 кВ; 2,6 % – 330 кВ; 4,0 % – 500 кВ; 0 % – 750 кВ.

Таблиця 1.6 – Розподіл пошкоджень СТ напругою 110 – 750 кВ по вузлах

Вузол	Клас напруги, кВ											
	110		220		330		500		750		Усього	
	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%
Обмотки	43	13	10	7	1	8	0	0	0	0	54	11
Магнітопровід	0	0	2	1,5	1	8	0	0	0	0	3	1
Система охолодження	16	5	8	6	2	15	3	14	0	0	29	6
РПН	61	18	26	19	1	8	5	24	0	0	93	18
Високовольтний ввід	77	23	44	32	3	23	7	34	0	0	131	26
Протікання оливи	35	10	21	15	3	23	4	19	0	0	63	12
Упуск оливи	75	22	24	18,5	2	15	2	9	0	0	103	20
Вандалізм	31	9	1	1	0	0	0	0	0	0	32	6
Разом:	338	100	136	100	13	100	21	100	0	0	508	100

Як випливає з табл. 1.6, найбільшу пошкодженість мають: високовольтні вводи – 26,0 %, РПН – 18,0 %, обмотки – 11,0 %. Значна пошкоджень СТ припадає на витік оливи (12,0 %) та упуск трансформаторної оливи (20,0 %).

Аналіз в [16, 41] показав, що пошкодження, що супроводжуються внутрішніми КЗ, мали місце при зношенні ізоляції обмоток – 24 %; пробої ізоляції вводів, порушенні контактного з'єднання вводу обмотки, обриві частини провідників гнучкого зв'язку, замиканні на ярмову балку магнітопроводу та корпус бака – 21 %; пробої внутрішньої ізоляції високовольтних вводів – 21 %; недостатній стійкості при КЗ – 10 %; пошкодження РПН – 10 %.

Основними причинами технологічних порушень, які не супроводжувалися внутрішніми КЗ, але призвели до відключення дією захистів або вимушеного відключення персоналом за аварійною заявкою, є [16, 41]: порушення в роботі РПН – 20 %; протікання оливи з вводу – 16 %; протікання оливи з СТ через порушення зварних з'єднань та гумових ущільнень – 13 %; пошкодження двигунів оливонасосів системи охолодження – 4 %; підвищення тиску в високовольтних герметичних вводах – 3 %; пошкодження оболонки плівкового захисту – 10%.

Характер кривої пошкоджуваності СТ після відпрацювання нормованого терміну служби аналогічний подібним залежностями старіння всіх видів ЕО [40].

Комутаційне обладнання. Надійна робота електричних станцій, ПС і електричних мереж визначається переважно безвідмовною роботою вимикачів ВВ, які є ключовими комутаційними апаратами. ВВ повинні надійно виконувати свої функції у різних станах та постійно бути готовими до миттєвого виконання комутаційних операцій особливо в аварійних та післяаварійних ситуаціях. Відмови та пошкодження ВВ часто ведуть до серйозних системних аварій [42 – 44].

За оцінками різних джерел, частка ВВ в загальній пошкоджуваності елементів енергосистем становить від 40 % до 60 % [2, 8, 13, 45 – 51]. Зростання кількості відмов ВВ пов'язують зі старінням їх парку та недостатніми тенденціями до оновлення. Відмови ВВ можуть бути розділені на кілька груп: відмови у приводі, в системі керування, внутрішні та зовнішні пошкодження [42 – 44, 45, 46].

Відмови у приводі можуть призводити до невиконання команди відключення або неповного відключення, з можливим повторним пробоем у міжконтактному проміжку. Внутрішні пошкодження та відмови в системі керування можуть спричинити роботу пристрою резервування відмови ВВ. Знос дугогасної камери та контактів може призвести до зменшення комутаційної здатності ВВ. При несправності електромагніта вимикання / вмикання контакти ВВ не розмикаються, що призводить до відмови його спрацьовування. Будь-які невідповідності параметрів дугогасного середовища встановленим вимогам проводять до пошкоджень та відмов. Основною причиною зовнішніх пошкоджень є перекриття ізоляції [42, 43].

Розподіл відмов 669 ВВ за рівнем напруг від 110 до 750 кВ [52] наведено в табл. 1.7. В таблиці приведені основні типи ВВ, що характерні для ОЕС України та значення параметра потоку відмов з приводом.

Таблиця 1.7 – Розподіл відмов ВВ за рівнем напруг від 110 до 750 кВ

Вимикачі	Тип вимикача	Загальна кількість розглянутих вимикачів	Розподілення відмов за рівнями напруг, кВ					ω , рік ⁻¹
			110	220	330	500	750	
Повітряні	ВНВ-750	9	–	–	–	–	6	0,061
	ВВБ-750	5	–	–	–	–	1	0,018

Вимикачі	Тип вимикача	Загальна кількість розглянутих вимикачів	Розподілення відмов за рівнями напруг, кВ					ω , рік ⁻¹
			110	220	330	500	750	
Повітряні	ВНВ-500	7	–	–	–	5	–	0,065
	ВВБК-500	30	–	–	–	17	–	0,052
	ВВБ-500	15	–	–	–	6	–	0,036
	ВВ-500(Б)	76	–	–	–	31	–	0,037
Елегазові	ВГУ-500	8	–	–	–	3	–	0,075
	ФХТ-17	15	–	–	–	1	–	0,013
Повітряні	ВНВ-330	9	–	–	8	–	–	0,081
	ВВ-300Б	22	–	–	5	–	–	0,021
	ВВН-330	13	–	–	1	–	–	0,007
Повітряні	ВВБК-220	14	–	1	–	–	–	0,006
	ВВД-220	53	–	4	–	–	–	0,007
	ВВБ-220	85	–	4	–	–	–	0,004
	ВВН-220	58	–	10	–	–	–	0,016
Елегазові	ВГУ-220	5	–	3	–	–	–	0,055
Повітряні	ВВУ-110	17	1	–	–	–	–	0,005
	ВВШ-110	22	2	–	–	–	–	0,008
	ВВН-110	87	10	–	–	–	–	0,010
	ВВБМ-110Б	29	2	–	–	–	–	0,006
Малооливні	ВМТ-110	14	3	–	–	–	–	0,019
	У-110	31	4	–	–	–	–	0,012
	МКП-110	16	3	–	–	–	–	0,017
	МКП-110М	27	2	–	–	–	–	0,007
Елегазові	ВГТ-110	2	3	–	–	–	–	0,3
Разом:		669	30	22	14	63	7	–

З табл. 1.7 видно, що параметр потоку відмов ВВ змінюється в широкому діапазоні, залежно від їх типу. Видно, що освоєння сучасних елегазових ВВ вимагає часу, і на початкових етапах їх експлуатації аварійність може бути вищою.

У табл. 1.8 подано структуру відмов ВВ з приводами в статичному стані, при оперативних перемиканнях та при відключенні КЗ. Відмови ВВ при відключенні КЗ становлять від 21,4% до 50,0% від загальної кількості відмов, а середнє значення за всіма класами напруги 110 – 750 кВ становить менше 40 %. Таким чином, робота ВВ у найважчих режимах далеко не завжди є основною причиною їх відмов.

Таблиця 1.8 – Розподіл відмов відповідно стану ВВ

Відмова	Розподіл відмов, % за рівнем напруг, кВ					
	110	220	330	500	750	110-750
В статичному стані	30	18,2	28,6	19	28,6	22,8
При оперативних перемиканнях	20	36,3	50	42,9	42,8	37,5
При комутації КЗ	50	45,5	21,4	38,1	28,6	39,7
Разом:	100	100	100	100	100	100

У табл. 1.9 наведена структура відмов ВВ через пристрої РЗА в статичному стані, при оперативних перемиканнях та відключення КЗ. З табл. 1.9, як і з табл. 1.8, випливає, що робота ВВ у найважчих розрахункових режимах не завжди є основною причиною їх відмов.

Таблиця 1.9 – Розподіл відмов ВВ через порушення роботи РЗА

Відмова	Розподіл відмов, % за рівнем напруг, кВ					
	110	220	330	500	750	110-750
В статичному стані	23,5	31,2	22,2	40,2	60	36,7
При оперативних перемиканнях	–	31,2	22,2	22,8	20	20,9
При комутації КЗ	76,5	37,6	55,6	37	20	42,4
Разом:	100	100	100	100	100	100

У табл. 1.10 наведена результуюча структура відмов у випадку відмови ВВ та пристроїв РЗА. З табл. 1.10 можна зробити висновок, що параметри потоку відмов ВВ у статичному стані, при оперативних перемиканнях і за відключенням КЗ практично мають досить близькі значення.

Таблиця 1.10 – Розподіл відмов у випадку відмови ВВ та пристроїв РЗА

Відмова	Розподіл відмов, % за рівнем напруг, кВ					
	110	220	330	500	750	110-750
В статичному стані	27,7	23,7	26,1	31,6	41,7	29,8
При оперативних перемиканнях	12,8	34,2	39,1	31	33,3	29,1
При комутації КЗ	59,5	42,1	34,8	37,4	25	41,1
Разом:	100	100	100	100	100	100

В табл. 1.11 наведено розподіл кількості відмов ВВ в залежності від типів та номінальних напруг на основі даних представлених в [53, 54]. Всього було проаналізовано 2976 відмов ВВ, з яких 480 відмов повітряних ВВ, 2434 відмов оливних ВВ і 62 відмови елегазових ВВ.

Таблиця 1.11 – Розподіл кількості відмов ВВ

Тип вимикача	Клас напруги, кВ					Всього відмов за типами вимикачі
	110	220	330	500	750	
Повітряні	112	83	87	183	15	480
Оливні	1760	674	–	–	–	2434
Елегазові	27	28	1	6	–	62
Разом:	1899	785	88	189	15	2976

На рис. 1.10 та 1.11 показано структуру відмов різних типів ВВ (повітряних, малооливних) за даними [53].

Найбільша кількість відмов у повітряних ВВ виникає внаслідок витоків стисненого повітря, особливо в з'єднаннях трубопроводів і ущільненнях, які

втрачають пружні властивості через низьку якість та тривалий термін експлуатації. Також спостерігаються випадки відмов через несправності в механізмах приводу, що може призвести до невиконання команд на включення або відключення. Причинами цього можуть бути неякісний та / або невчасний ремонт, а також втома та спрацювання ресурсу металевих деталей механізмів приводу внаслідок тривалої експлуатації.

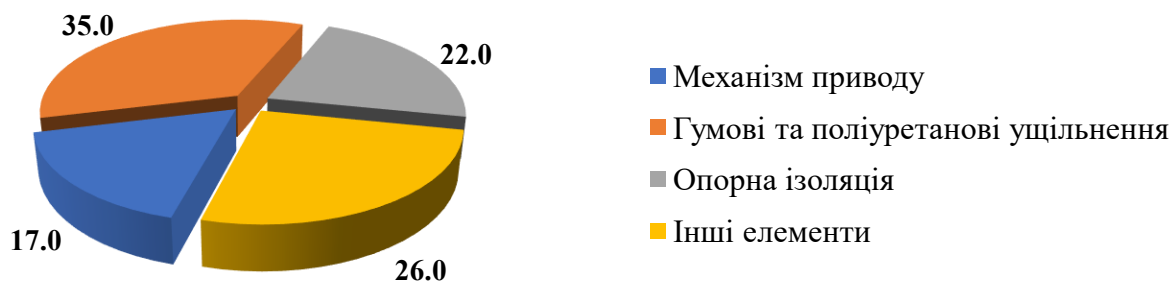


Рисунок 1.10 – Причини відмов повітряних ВВ

В деяких типах повітряних ВВ також може відбуватися розрегулювання механізму приводу та пошкодження блок-контактів, що призводить до відмов системи керування. Ці відмови пов'язані зі зносом деталей приводу через тривалу експлуатацію та низьку якість ремонтів. Зокрема, вихід з ладу ізоляторів повітряних ВВ може бути викликаний процесами старіння та низькою якістю порцеляни.

Найбільше відмов у малооливних ВВ виникає через неправильну роботу приводу, що призводить до невиконання команд на включення та відключення, а також до мимовільного включення, відключення та затримки виконання операцій, що найчастіше призводить до пошкодження самого вимикача.

Основні причини відмов приводу включають:

– розрегулювання механізмів приводу: часта причина відмов, викликана недотриманням ТО та втомою матеріалу при тривалій експлуатації. Це може призводити до заклинювання приводу та згорання електромагнітів вимикання / вмикання в ланцюгах керування;

– пошкодження ізоляції котушок електромагнітів: відмови викликані пробоем ізоляції через тривалу експлуатацію;

– розрегулювання контактів у комутуючих пристроях: призводить до тривалого протікання струму в котушках вимикання / вмикання і виходу їх з ладу.



Рисунок 1.11 – Причини відмов малооливних ВВ

Велика кількість відмов малооливних ВВ пов'язана з ушкодженням опорних ізоляторів. Також присутні відмови, які спричинені пошкодженнями передавальних механізмів від приводу (ізоляційні тяги, штанги, троси). Причиною яких є порушення структури матеріалу деталей, розщеплення та втрата ізоляційних властивостей, що призводило до пробоя ізоляційного проміжку всередині оливнонаповненої колони.

Деякі відмови ВВ пов'язані з несправностями дугогасних пристроїв, що призводило до відмов при гасінні дуги.

Зафіксовані відмови ВВ, які пов'язані з витокami оливи. Місця витoku оливи: скло оливновказівне; ущільнення фланцевих з'єднань; ущільнення оливновказівного скла; тріщини у корпусі, зливний кран, манометр; ущільнення випускного клапана.

Кількість пошкоджених елегазових ВВ в загальній кількості пошкоджених ВВ складає 7,1 % в ОЕС України, в той час, як повітряних ВВ – 22,3 %, а оливних ВВ – 70,6 % [54] (рис. 1.12).

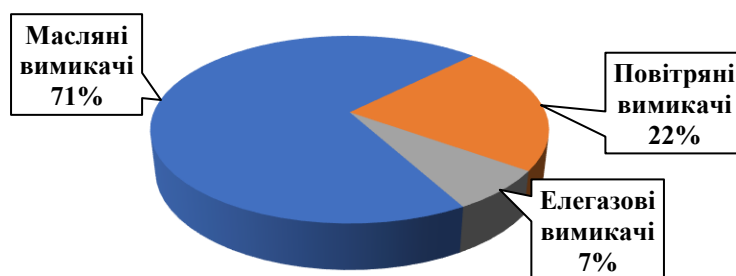


Рисунок 1.12 – Пошкоджуваність ВВ

Діаграма розподілу відмов для елегазових ВВ [54] зображена на рис. 1.13.

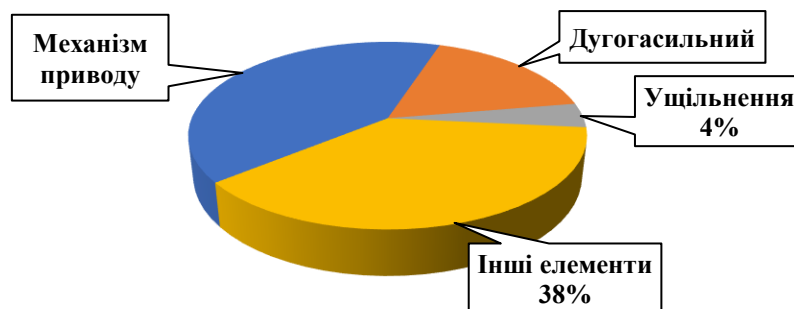


Рисунок 1.13 – Діаграма відмов елегазових ВВ

В [42 – 44, 41, 54 – 65] зазначається, що під час експлуатації мали місце пошкодження елегазових ВВ за причинами, які викликають відмову:

– механізму приводу (механічних пошкоджень) елегазових ВВ: дефекти які були допущені при виготовленні; старіння, недоліки конструкції та вичерпання ресурсу елементів механізму; застосування дешевших місцевих замінників мастила, які використовуються для змащування рухомих елементів; розпад підшипників та інші.

– систем керування та допоміжного обладнання елегазових ВВ: обрив дроту чи обрив (пошкодження (спалення) або зниження рівня напруги) ланцюга електромагнітів вимикання / вмикання; відсутність контакту допоміжних контактів; пошкодження контакторів та нагрівачів; несправність котушок та поломка у ланці в системи керування; помилкова робота РЗА та засобів моніторингу; пошкодження електричного двигуна заведення пружини.

– ізоляційних характеристик елегазових ВВ: нещільно поставлені сальники або пошкодження прокладок; дефекти зварювання або матеріалу корпусу дугогасної камери; несправність сигналізації тиску або надмірна температура дугогасного середовища; вологість, внутрішнє та/або зовнішнє забруднення ізоляції, пошкодження у корпусі порцелянового ізолятора та армувальних швах; надмірна вологість і зменшена щільність дугогасного середовища.

Тривала експлуатація елегазового ВВ приводить до: появи зменшеного або втрата тиску; зносу контактів через ударні навантаження, що повторюються, або струми КЗ (вигорання основних контактів та збільшення опору контактного з'єднання через термічну дію електричної дуги); ослаблення з'єднань; появи

нерівномірного ковзання, тертя та переміщення рухомих деталей та недостатнього розходження основних контактів; змінення характеристики комутаційних операцій ВВ.

Втрата тиску елегазу пов'язана з неякісним проведенням пусконаладжувальних робіт оперативним персоналом та неналежним контролем з боку керівництва.

Однією з відомих причин відмови всіх типів ВВ є відмови у відключенні струмів КЗ [42 – 45]. Відомо, більшість КЗ, які виникають у мережі, мають струм менш як 20 – 30 кА. Однак, за даними статистики [42] відбуваються КЗ і зі струмами близько 50 – 80 кА. Ці відмови, в більшості випадків, виникають через недостатню відключаючу здатність ВВ та відключенні близьких КЗ, які супроводжуються швидким відновленням напруги на головних контактах, попри те, що струм КЗ при цьому може бути нижче від номінального струму відключення.

Відмови у відключенні КЗ пов'язані, як правило, з тим що, що реальна відключаюча здатність ВВ не відповідає умовам експлуатації. У процесі розвитку ЕЕС струми КЗ зростають до рівнів, які виходять за межі можливостей раніше встановлених на ПС.

Важливими є результати дослідження CIGRE щодо надійності комутаційного обладнання. Згідно з визначеннями в стандартах ІЕС [66], несправності та дефекти в ВВ розділені на: серйозні відмови (*MF*) – відмови, які викликають припинення однієї чи кількох основних функцій ВВ; незначні відмови (*mf*) – інші відмови. Основні результати трьох досліджень [47 – 51] наведені нижче.

Третє дослідження CIGRE [49] показало, що 54 % ВВ використовуються у комірках ПЛ і 24 % у комірках трансформаторів, у той час, як 10 % використовуються на шинних приєднаннях, а 6 % – для підключення кабелів, переважно в КРУЕ. Попри те, що ВВ, які використовуються для шунтуючих реакторів і батарей шунтуючих конденсаторів, становлять лише невеликий відсоток від загальної кількості (1,5 і 3 % відповідно), кожен з них є причиною понад 20 % серйозних відмов. Ці ВВ експлуатуються дуже часто. Результати наведені на рис. 1.14.

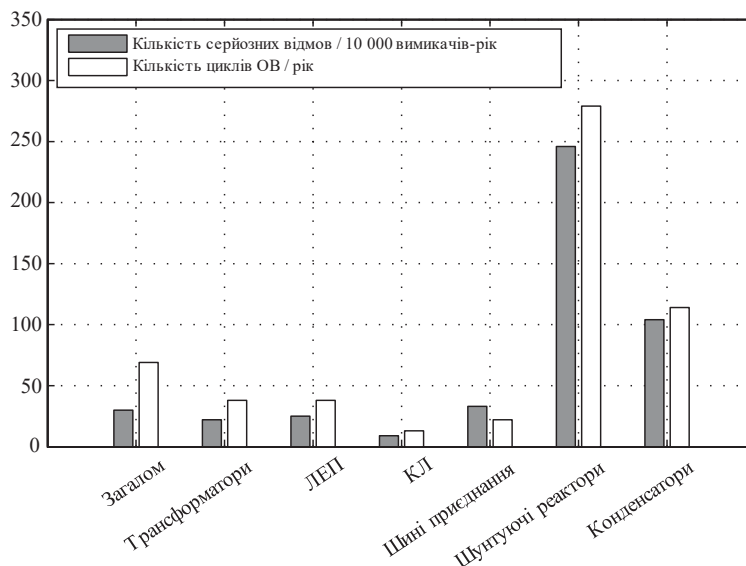


Рисунок 1.14 – Кількість серйозних відмов і кількість робочих циклів для кожного типу комірки [49]

На рис. 1.14 середня кількість робочих циклів ОВ «відключення-включення» на одне приєднання порівнюється з коефіцієнтом серйозних відмов на одне приєднання, отриманим за результатами третього міжнародного дослідження. Тенденція підкреслює ідею у тому, що з погляду надійності ВВ переважно є механічним пристроєм.

Рис. 1.15 підкреслює ідею про те, що більша кількість дугогасних камер, тобто більша кількість деталей, знижує загальну надійність. Він показує аналогічну тенденцію для трьох обстежень за класами напруги (рис. 1.14).

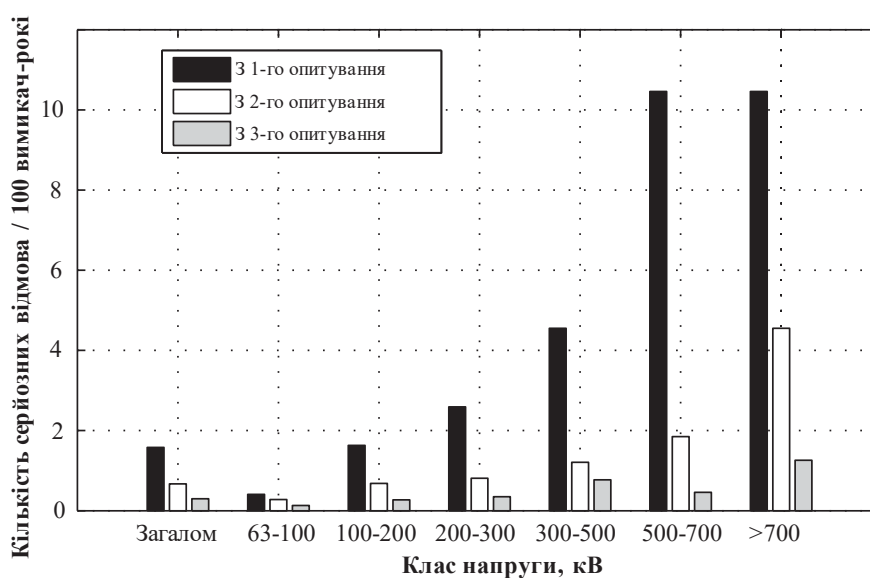


Рисунок 1.15 – Загальна величина серйозних відмов за класами напруги для першого, другого та третього опитування CIGRE [49]

Збільшення показника серйозних відмов за роком встановлення можна пояснити як зносом старих ВВ, так і удосконаленням технології конструювання в нових ВВ. Встановлено, що ВВ старшої вікової категорії показують кращу надійність, ніж ВВ трохи молодшої категорії. Основною причиною цієї тенденції є підвищення ймовірності проведення капітального ремонту або заміни застарілих ВВ. Привід є причиною більшості серйозних і незначних відмов, як можна дізнатися з табл. 1.12, в якій представлено розподіл, отриманий під час другого дослідження. У технології елегазових ВВ з одним ступенем тиску вузли і компоненти, відповідальні за серйозні відмови, дають однаковий розподіл третього і другого опитування.

Таблиця 1.12 – Відсоток відмов, пов'язаних із відповідальними вузлами та компонентами; друге опитування [48]

Вузол	Компонент	MF, %		mf, %	
Високовольтна частина:		21,0		31,0	
	Дугогасна камера		14,0		9,4
	Допоміжна дугогасна камера, резистори		1,3		0,6
	Ізоляція		5,7		20,9
Система керування та допоміжне обладнання:		29,0		20,0	
	Ланцюги вимикання / вмикання		10,0		1,5
	Допоміжні контакти		7,4		2,1
	Контактори, нагрівачі		7,6		5,4
	Монітор густини газу		4,0		10,7
Привід:		43,0		44,0	
	Компресори, насоси та ін.		13,6		18,7
	Система накопичування енергії		7,6		7,2
	Елементи керування		9,3		11,6
	Приводи, амортизаційні пристрої		8,9		5,1
	Тяга		3,8		1,4
	Інші	7		5	

Види відмов чи характеристики відмов, зібрані у третьому опитування, перелічені у табл. 1.13. Близько 10 % серйозних відмов були викликані пробоем діелектрика. Чотири відсотки серйозних відмов (6,5 % при другому опитуванні) призвели до вибуху або пожежі; головним чином у зв'язку з пробою діелектрика в колонкових ВВ під напругою. Ймовірність вибуху становить лише 0,01 на 100 вимикачів-років для всієї вибірки ВВ. Лише невелика частина основних серйозних відмов має характеристику «Не відключає струм»: 1,9 % або 0,006 на 100 вимикачів-років.

Таблиця 1.13 – Види та характеристики відмов [50]

Серйозні відмови	MF, %	Коментар
Не включається за командою	28,2	В основному з баковими вимикачами
Не відключається за командою	16,4	–
Включається без команди	0,2	–
Відключається без команди	5,4	–
Не витримує струм відключення	1,3	–
Пробій діелектрика	9,9	Пробій на землю: 5%; Внутрішній пробій по розімкнутому полюсі при розмиканні без переривання струму: 1,9%; Інші пробої через розімкнутий полюс: 1,8%; Пробій між полюсами: 1,2%.
Блокування у відкритому або закритому положенні	25,1	Сигналізація спрацювала системою керування
Втрата механічної цілісності	8,1	Механічні пошкодження деталей
Інше	5,2	
Незначні відмови	mf, %	Коментар
Витік повітря або гідравлічної оливи	20,3	У приводі
Невеликий витік елегазу	35,6	Великий витік дасть команду «Блокування»
Витік оливи в шунтуючих конденсаторах	1,0	–
Зміна функціональних характеристик	28,4	6,8% механічні; 3,3% електричні; 18,3% привід та допоміжне обладнання.
Інше або не встановлено	14,6	–

Ймовірність того, що ВВ повинен відключити, наприклад, КЗ, на кілька порядків нижче, ніж частота звичайних робочих циклів. Проте, надійне відключення струму КЗ є дуже важливою функцією ВВ, залежно як від його здатності відключати струми КЗ, так і від його надійності в «відключення та включення за командою».

1.3 Аналіз наявних методів і моделей оцінки технічного стану, ресурсу працездатності та ймовірності відмови високовольтних вимикачів енергосистеми

Проведений аналіз в попередніх розділах аварійності ЕО в сучасних ЕЕС показав, що сьогодні ймовірність виникнення аварійних режимів, які виникають внаслідок відмов силового і комутаційного обладнання супроводжуються порушенням електропостачання споживачів та втратою технологічної стійкості промислових об'єктів повністю не виключена. Енергетичним компаніям при прийнятті обґрунтованих рішень щодо стратегії ТОіР парку ВВ необхідно

враховувати ризик виникнення аварійної ситуації в ЕЕС при відмовах, плановому або аварійному виведенні з роботи ВВ [4, 8, 9, 11 – 14, 67, 68].

Протягом останнього десятиріччя в промислово розвинених країнах широко використовується стратегія «ризик-менеджменту» для отримання агрегованої оцінки стану підсистеми ЕЕС та прийняття ефективних рішень щодо експлуатації підсистеми на основі аналізу причинно-наслідкових зв'язків між рівнем ТС зношеного ЕО та аварійними порушеннями режиму підсистеми ЕЕС [9, 14, 68 – 70]. Застосування цієї стратегії обумовлене зростанням витрат на ТОіР ЕО енергосистем, а також потребою забезпечення якості електропостачання для електроприймачів [71, 72]. Основна мета ризик-орієнтованого управління полягає в ефективному плануванні ТОіР обладнання енергосистем, при цьому комплексно враховуються економічні, технічні та експлуатаційні обмеження і спрямоване на мінімізацію сумарних експлуатаційних затрат енергокомпаній [68 – 71].

Слід зазначити, що на сьогоднішній день існують наступні стратегії ТО ВВ [71, 73], які ґрунтуються на реалізації цілей наведених у табл. 1.14 згідно з [74].

Таблиця 1.14 – Цілі стратегій ТО

Оптимізація обладнання	Експлуатації елемента ЕЕС за номінальними умовами та мінімальним часом відключення
Мінімальні витрати протягом експлуатації	Низькі капіталовкладення та експлуатаційні витрати протягом усього терміну експлуатації
Оптимізація ресурсів	Максимізація часу експлуатації ЕО з мінімальними затратами (людські, фінансові), моніторинг роботи
Мінімізація ризиків	Відповідність встановлених ризиків, прийнятих компанією: персонал, функціонування, наявність постачання та фінансів
Додаткові можливості для подальшого розвитку ЕО	Розвиток додаткових можливостей на основі наявних технічних інновацій
Підвищення доступності	Зниження рівня аварійності ВВ та відповідних наслідків у разі відмови
Оптимізація всієї системи	Коригування ТО окремих ВВ в залежності від терміну експлуатації всієї системи (наприклад, підстанції або станції)

У стратегії *Time-Based Maintenance* (ТВМ) перевірки та обслуговування виконуються за фіксованими часовими інтервалами, і заміна ВВ проводиться після певного часу, визначеного на основі очікуваного терміну експлуатації. Термін експлуатації ВВ може бути визначений на основі досвіду експлуатації та

рекомендацій виробника, які обґрунтовуються відомими даними про старіння та статистикою відмов. Ця стратегія широко використовується у багатьох країнах, включаючи Україну [75 – 77]. Обсяг заходів з ТО визначається заздалегідь, і фундаментальною основою цієї стратегії є уникнення вимушених відключень. Однак вона має недоліки, такі як необхідність виведення ВВ з експлуатації, великі витрати та можливість виникнення відмов після ТО через недосконалість процедур або низьку кваліфікацію ремонтного персоналу. Застосування ТВМ вимагає кореляції між терміном, умовами експлуатації та частотою відмов для заміни ВВ перед виникненням відмови [71, 72].

У випадках, коли чітка залежність між інтенсивністю відмов і терміном експлуатації недоступна, застосування стратегії ТВМ виявляється неефективним. Це призводить до застосування стратегії *Condition-Based Maintenance* (СВМ), де обслуговування та заміна ВВ здійснюються в залежності від ТС. СВМ передбачає визначення стану ВВ за допомогою моніторингу або діагностики, що призводить до додаткових вимог щодо інвестицій у діагностичні системи та навчання персоналу. При застосуванні стратегії СВМ для проведення ряду діагностичних тестів, як правило, ВВ виводиться з експлуатації [71, 72, 78].

Однак ця стратегія має свої недоліки, такі як однаковий обсяг ТО для всіх ВВ, незалежно від його важливості чи місця розташування. Для повноцінного використання всіх отриманих даних необхідно, щоб персонал мав певний рівень знань, відсутність яких може призвести до неправильної оцінки ТС ВВ, особливо аварійного, який знаходиться між справним і станом відмови. Неправильне інтерпретування результатів спостережень може призвести до непотрібного ТО та збільшення витрат. Додатковою проблемою є відсутність відповідної сучасної нормативної бази для СВМ, яка чітко регламентувала б порядок дій, перелік діагностичних тестів та інформацію, яку необхідно збирати під час проведення ТО. Через це обслуговуючі компанії використовують різноманітне обладнання та різні діагностичні тести для отримання необхідних характеристик та параметрів [71, 72].

Reliability-Centered Maintenance (RCM) представляє собою найскладнішу та найбільш повноцінну стратегію ТО. В контексті пріоритетного ТО, важливість ВВ

для обслуговування обирається незалежно від його ТС. Підхід RCM враховує як важливість самого ВВ, так і його ТС. ТС враховується опосередковано через рівень наслідків відмов та пошкоджень, наприклад, якщо розраховується ймовірність відключення або перерва електропостачання. Тільки комбінація важливості та ТС призводить до оптимального розподілу фінансів щодо стратегії ТО, які з одного боку мають відповідний вплив електропостачання, і з іншого боку знаходяться у ТС, який обґрунтовує проведення ТО [71, 72, 79 – 81].

Порівняння переваг і недоліків трьох стратегій ТО наведено в табл. 1.15 [71].

Таблиця 1.15 – Порівняння стратегій ТО

Стратегія	Переваги	Недоліки
Time-Based Maintenance (TBM)	<ul style="list-style-type: none"> – Нижчі довгострокові витрати – Легко реалізувати – Передбачуваний графік ремонтів 	<ul style="list-style-type: none"> – Занадто короткий інтервал між ТО збільшує витрати – Занадто довгий інтервал між ТО призводить до відмов
Condition-Based Maintenance (CBM)	<ul style="list-style-type: none"> – Мінімізація ймовірності відмови – Мінімізація часу витраченого на ТО 	<ul style="list-style-type: none"> – Необхідні засоби моніторингу – Непередбачувані інтервали між ТО
Reliability-Centered Maintenance (RCM)	<ul style="list-style-type: none"> – Зниження витрат шляхом усунення непотрібних ТО – Мінімізація ймовірності раптової відмови 	<ul style="list-style-type: none"> – Значні початкові витрати – Потенціал економії на обслуговуванні не явний

Наразі орієнтуючись на вище розглянуту стратегію ризик-орієнтованого управління та проведений аналіз наявних стратегій ТО ВВ новим напрямком в розвитку системи ТО та ремонту комутаційного обладнання України слід вважати розробку підходів, які засновані на індивідуальному спостереженні за реальними змінами ТС в процесі експлуатації. Тому важливою задачею експлуатації підсистем ЕЕС є поступовий перехід від стратегії TBM на ремонти по ТС на основі використання результатів діагностики ВВ. Для цього необхідно розробити методи та засоби отримання діагностичної інформації, а також моделі оцінки ТС, що дозволяють врахувати всі фактори, що впливають на зношення ВВ.

Надійність та ефективність функціонування ВВ ЕЕС, як зазначалось, визначається його ТС, який може бути встановлений за допомогою різноманітних технічних засобів та методів діагностики, безпосередньо чи опосередковано при вимірюваннях фізичних величин та параметрів, що характеризують його

працездатність. Однак, в більшості випадків вони не дають комплексної, якісної та кількісної оцінки ТС всього ВВ або окремої одиниці, а фіксують лише окремі дефекти та їх ознаки. Важливою задачею є створення комплексного методу визначення ТС, який здатен поєднати різносторонню діагностичну інформацію і на базі цієї інформації кількісно виконати оцінку ТС ВВ. В якості такого інтегрального показника доцільно використати технічний ресурс, який в повній мірі характеризує довговічність ЕО.

Розв'язання цих задач базується на оцінці спрацьованого або залишкового ресурсу ВВ через отримання діагностичної інформації на основі моніторингу вимикачів.

В [82] перелічені властивості та характеристики різних типів ВВ, які рекомендовані для моніторингу та випробувань. Нижче подано таблицю (табл. 1.16) для елегазових ВВ з подвійним тиском, що рекомендуються для моніторингу.

Таблиця 1.16 – Особливі властивості елегазових ВВ з подвійним тиском, що рекомендуються для моніторингу* [82]

Оцінювані характеристики	Режим роботи	Вимірювані значення параметрів та похідна інформація	Оцінка властивості
Рівень елегазу (низький тиск, низька щільність)	On	Тиск Щільність (тиск та температура) Функціонування нагрівача елегазу Стан ущільнень	Здатність витримувати напругу
Рівень елегазу (високого тиску, високої щільності)	On	Тиск Щільність (тиск та температура) Функціонування нагрівача елегазу Стан ущільнень	Здатність переривання струму
Дія переривника	Off	Залежність змін тиску в часі протягом комутаційних операцій	Дія захисного клапана, сопла переривника та контактів
Вологість елегазу	On	Вимірювання водяної пари в елегазі (мільйонних доль (проміле))	Рівень води в елегазі, що може впливати на напругу витримки, переривну здатність і корозостійкість
Опір замикання (розмикання) (якщо присутній)	Off	Опір в мікро Омах ($\mu\Omega$) Опір резисторів замикання (розмикання) в Омах (Ω)	Знаходження значення опору в допустимих межах
	Off	Час вставки в мс	Знаходження значення часу дії основних контактів під час комутаційних операцій з урахуванням впливу додаткового опору в допустимих межах

Оцінювані характеристики	Режим роботи	Вимірювані значення параметрів та похідна інформація	Оцінка властивості
Напруга зрівнювальних конденсаторів (якщо присутні)	Off	Ємність в піко фарадах (pF)	Знаходження значення ємності в допустимих межах
Фазні конденсатори (якщо присутні)	Off	Ємність в піко фарадах (pF)	Знаходження значення ємності в допустимих межах

*Примітка до табл. 1.16: On – ВВ знаходиться в режимі Online; Off – ВВ знаходиться в режимі Offline;

Основними джерелами інформації про стан ВВ є привід, котушки вимикання / вмикання, дугогасна камера, механічні кріплення, система керування, дугогасне середовище [83].

До контрольованих елементів та фізичних величин відноситься [83]:

– система керування: час дії допоміжних контактів «а», час дії допоміжних контактів «б», час дії експлуатаційних контактів, перехідний час фіксації;

– пружинний привід: струм заведення пружини, час заведення пружини, число запусків двигуна, форма кривої струму, максимальне значення струму, напруга живлення двигуна.

– котушки вимикання / вмикання та допоміжні контакти: струм котушки, час збудження, час зменшення струму, час відключення допоміжних контактів, сумарний час подачі енергії, час дії допоміжних контактів, час дії експлуатаційних контактів, перехідний час фіксації, напруга живлення котушки, повний опір котушки, несинхронність перемикачів, безперервність кола;

– дугогасна камера: швидкість руху контактів, швидкість включення контактів, час горіння дуги, час відключення ВВ, середній час відключення контактів, середній час включення контактів, час включення контактів, час відключення контактів, відстань, опір контактів, довжина електричного розриву, опір металічних контактів, опір дугового контакту, довжина дугового контакту, опір між рухомим і нерухомим контактами, напруга на контактах;

– механічні кріплення: періодограма вібраційного або акустичного сигналу;

– дугогасне середовище: вологість, щільність, температура, рівень витоку;

– обігрівальні пристрої: струм, тривалість.

Ймовірність відмови ВВ енергосистеми тісно пов'язана з поняттям його ресурсу працездатності (ТС). Задачі оцінки ТС, визначення спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови ЕО і ВВ в ЕЕС розглядались в низці робіт.

Розподіл Вейбулла широко використовується для визначення ймовірність відмови ВВ. В [84] використовується модифікація (розширення) розподілу Вейбулла до q -розподілу Вейбулла, щоб домогтися побудови розподілу відмов, ближчого до умов експлуатації.

Також, для визначення ймовірність відмови використовують чисельні оцінки Каплана-Мейєра [85, 86]. Основна перевага даного методу полягає в тому, що він може обробляти цензуровані дані. Оскільки термін служби ВВ часто становить десятки років, у базі даних про відмови часто міститься багато цензурованих даних [85]. Крім того, це забезпечує більш інтуїтивну інтерпретацію, оскільки інтенсивність відмов являє собою ймовірність відмови комутаційного ЕО за умови, що на початку інтервалу спостереження ЕО експлуатується в допустимих межах. В [86] використовують чисельні оцінки Каплана-Мейєра для порівняння характеристик безвідмовної роботи малооливних ВВ напругою 120 та 161 кВ.

У порівнянні з методом чисельних оцінок Каплана-Мейєра перевагою використання розподілу Вейбулла є чудова продуктивність при прогнозуванні ймовірності відмови, особливо коли база даних про відмови невелика. При використанні розподілу Вейбулла для визначення ймовірності відмови немає можливості оцінити вплив експлуатаційних факторів, які впливають на ВВ.

Каскадна модель оцінки працездатності ВВ на основі урахування відмов, що мали місце за період його експлуатації та визначення математичного очікування часу до відмови на основі реальних та статистичних функцій розподілу відмов ВВ запропонована в [87].

Регресія Коксу, або модель пропорційних ризиків розроблена для подій, пов'язаних із множинними незалежних (коваріантами) відмов ЕО. Дана модель використовує ряд ідентифікаторів відмови, яка характеризує послідовність подій. Оскільки комутаційне обладнання складається із функціональних вузлів, ця модель також підходить для визначення ймовірності відмови. В [88] використовують

модель пропорційних ризиків, для кількісної оцінки впливу незалежних змінних на інтенсивність відмов ВВ. В роботі [89] за допомогою цього методу побудували модель відмови комутаційного обладнання з урахуванням рівня напруги та ТС від терміну напрацювання. В [90] використовують модель пропорційної інтенсивності, яка виникла на основі пропорційних ризиків, для аналізу безвідмовної роботи ВВ з врахуванням терміну напрацювання, інтенсивності експлуатації, коректувального обслуговування та огляду.

У моделі Каплана-Мейєра та моделі Вейбулла отримана ймовірність відмови переважно залежить від терміну напрацювання. Основною перевагою моделі пропорційних ризиків є можливість врахувати, як різні показники на рівні функціонального вузла впливають на інтенсивність відмов. Також, даний метод не спирається на припущення щодо розподілу безвідмовної роботи.

Основним недоліком даних методів є використання інтенсивності відмов, яка отримується на основі статистики відмов ВВ. Ця величина є статистичною та може бути використана лише у порівняльних розрахунках. Статистичне значення інтенсивності відмов не рекомендують використовувати для оцінки надійності окремих видів ЕО.

У вітчизняній практиці для контролю відпрацьованого і залишкового ресурсу ВВ набули поширення наступні методики:

Згідно з методикою наведеною в [91], відпрацьований комутаційний ресурс розраховується за відомими значеннями струмів що відключаються шляхом округлення їхніх значень в заданих межах 30-60 %, 60-100 % від номінального струму відключення ВВ. При цьому допустима кількість відключень повинна бути не меншою 2/3 сумарної кількості комутацій. Залишковий комутаційний ресурс ВВ після здійснення n операцій визначається наступним чином:

$$R_{\text{зал.}} = 1 - \sum_{i=1}^n \frac{N_{\text{факт. } i}}{N_{\text{доп. } i}}, \quad (1.1)$$

де $N_{\text{доп. } i}$ – допустиме число відключень струму визначеної величини I (згідно з інструкціями заводу виробника); $N_{\text{факт. } i}$ – число відключень ВВ струму I ; n – число різних значень струмів, що комутуються.

Ця методика дає числові значення ресурсу, але ці результати мають низьку правдивість і можуть бути використані лише для наближеної оцінки ТС ВВ, тому дану методику необґрунтовано використовувати для планування ТОіР.

В [91] методика уніфікує визначення витрати комутаційного ресурсу та припустимої кількості відключень, після яких потрібен ремонт ВВ. Витрати комутаційного ресурсу та кількість комутацій визначаються на основі аналітичних залежностей допустимої кількості відключень (включень) від струму, побудованих на основі даних заводів-виробників або нормативно-технічної документації.

Витрата комутаційного ресурсу за одну комутацію струму I дорівнює оберненій кількості допустимих комутацій при даному струмі:

$$\rho_{0i} = \frac{1}{n_{0i}}. \quad (1.2)$$

Витрата комутаційного ресурсу після кількох комутацій визначається підсумовування витрати ресурсу за кожну комутацію. Витрата ресурсу за K комутацій визначається так

$$R_{oK} = \sum \rho_{0i}. \quad (1.3)$$

Переваги цієї методики включають розроблені критерії виведення в ремонт ВВ за ТС і можливість прогнозування ресурсу на основі ймовірнісних даних щодо величин струмів КЗ.

На жаль, ця методика не враховує той факт, що ресурс ВВ після капітального ремонту не повертається до початкового значення і поступово зменшується з тривалістю експлуатації.

В [92] відпрацювання комутаційного ресурсу та кількість комутацій до виводу ВВ в ремонт визначається за аналітичними залежностями допустимої кількості комутацій від струму, що комутується, які будуються на основі даних заводів-виробників або нормативно-технічної документації. Дані аналітичні залежності найкраще описуються гіперболічною залежністю.

На відміну від [91], залишковий ресурс визначається по фактичному значенню струму КЗ, без округлення.

Залежність допустимої кількості комутацій від струму, що комутується, описується наступним чином:

$$n = A + \frac{B}{I_{\text{відкл.}}^*}, \quad (1.4)$$

де A , B – коефіцієнти, які отримані при апроксимації залежності допустимої кількості відключень від струму, що комутується; $I_{\text{відкл.}}^*$ – струм відключення в долях від номінального струму відключення ВВ.

Залишковий комутаційний ресурс ВВ визначаються за формулою:

$$R_{\text{зал.}} = 1 - \sum_{i=1}^{N_k} \frac{I_{\text{відкл.}i}^* \cdot N_{Ki}}{A \cdot I_{\text{відкл.}i}^* + B} \quad (1.5)$$

де N_{Ki} – кількість відключень струмів КЗ конкретної величини; N_K – загальна кількість відключених струмів КЗ; A , B – коефіцієнти, що залежать від типу ВВ.

Використання даних методик для оцінки залишкового ресурсу дає можливість врахувати індивідуальні характеристики конкретного ВВ та параметри електричної мережі, де він встановлений. Разом з тим на основі використання даних підходів правдиву оцінку спрацьованого комутаційного ресурсу ВВ можна виконати тільки за наявності ретроспективних даних щодо відключень ВВ струмів КЗ певної величини протягом всього терміну експлуатації. Реальна практика показує, що отримати такі дані не завжди є можливим.

Аналіз статистичних даних по відмовах окремих функціональних вузлів ВВ показує, що для оцінки їх залишкового ресурсу розглядати тільки ТС його комутаційного вузла недостатньо, оскільки значний відсоток відмов припадає на механічний вузол і інші складові.

В [8, 93] виконується оцінка спрацьованого комутаційного і механічного ресурсу ВВ, але не визначено співвідношення механічної та комутаційної зносостійкості ВВ. В оцінка ТС ВВ виконується на основі тільки кількісної оцінки його спрацьованого комутаційного ресурсу [94] з використанням залежності допустимої кількості відключень від величини струмів КЗ, що дає можливість

врахувати індивідуальні характеристики конкретного ВВ та параметри електричної мережі, де він встановлений.

Моніторинг струму котушки вимикання / вмикання [95] є інформативним методом, який використовується під час діагностики ВВ. Форма сигналу надає інформацію в режимі реального часу про стан системи керування і механізму приводу. В [96] Напруга на допоміжних контактах використовується для визначення ймовірності відмови ВВ та визначення пріоритету ТО. В [97] проводили дослідження визначення зв'язку між опором контактів та їх зносом або старінням. В дослідженні [98] проводили класифікацію контактів різного терміну напрацювання за різними рівнями ерозії. Крива переміщення контактів характеризує механізм приводу ВВ і використовуються для виявлення несправностей у системі керування та механізмі приводу, оцінки відхилень у роботі пружини відключення, визначення ймовірності відмови [99, 100]. В [101] було визначення, що зі зносом та збільшенням терміну експлуатації, змінюється вібрація ВВ, що дає можливість прогнозувати залишковий термін експлуатації. В [102 – 104] інтегральний показник $I^2 \cdot t$ використовувався для виявлення розвитку ерозії контактів, прогнозування залишкового терміну експлуатації ВВ і встановлення взаємозв'язку між втратою маси контактів і характеристиками дуги.

На основі проведеного аналізу закордонних публікацій [87, 105] присвяченим питанням оцінки ТС ВВ можна встановити, що доцільним є застосування ймовірнісного підходу до оцінки ТС обладнання, використання репрезентативної вибірки та необхідність застосування індивідуального підходу до оцінки стану окремої одиниці ЕО.

Методика запропонована в [106, 107] для прогнозування відмови ВВ зорієнтована на інформацію щодо «історії життя», яка в умовах експлуатації вітчизняного ЕО часто має значний рівень невизначеності. Тому в даних умовах найбільш поширеними методами оцінки ТС та ймовірності відмови є наступні: діагностичні, експертні, ймовірнісно-статистичні [8].

Застосування експертних методів базується на експертних оцінках груп спеціалістів. Значною перевагою даної групи методів є швидке отримання кінцевих

результатів за мінімальних витрат. Разом з цим точність оцінок залежить від кількості експертів, їх кваліфікації, постановки експертизи та обробки її результатів [108].

В [8] оцінка ресурсу працездатності ВВ визначають на основі визначення ТС його основних вузлів, врахуванні значень параметрів, що відносяться як до контактів, так і до механічної системи.

В [93] представлена модель комплексної оцінки ТС ВВ, що побудована на основі нечіткої логіки, яка ґрунтується на агрегуванні показників ТС окремих функціональних вузлів і дозволяє визначати загальний спрацьований ресурс як результат оцінки тільки спрацьованого механічного і комутаційного ресурсів, але не дозволяє визначити ймовірність його відмови на інтервалі часу.

Нечіткі математичні моделі визначення загального спрацьованого ресурсу повітряного ВВ на основі результатів оцінки ТС контактної системи, приводу, дугогасного середовища та ізоляторів наведені в [8, 109, 110], але в них не враховується внесок кожного функціонального вузла в спрацьований ресурс та не визначається ймовірність відмови на інтервалі часу.

В [13] на основі використання нечіткої логіки розроблена математична модель оцінки ймовірності відмови повітряного ВВ агрегуванням результатів діагностування окремих функціональних вузлів в робочих режимах та рівня відновлення ресурсу після ремонту, але не визначає ймовірність його відмови.

Ймовірнісно-статистичні методи базуються на використанні експлуатаційних даних, отриманих протягом тривалого терміну моніторингу [111 – 113]. Перевагою при застосуванні цих методів є те, що статистична інформація щодо стану ЕО відображує всі фактори якості експлуатації та вплив зовнішнього середовища. До недоліків методів слід віднести неповноту вихідної інформації та її повне спотворення.

В роботах [114 – 116] показано, наразі відсутні математичні моделі, що адекватно описують залежності ресурсу ЕО від процесів старіння, а також не існують аналітичні залежності показників старіння від комплексного впливу експлуатаційних факторів (тиску, температури, вібрацій, динамічних навантажень,

та інших), практично немає відомостей про математичні моделі прискорення процесів деградації матеріалів ЕО через неякісного виготовлення і монтажу, збільшених навантажень при випробуваннях, порушення режимів роботи, ТОіР. Наявні методи випробувань не дозволяють отримати повне і чітке уявлення стосовно дефектів про ТС ЕО.

В [2] на основі проведеного аналізу показано, що наразі існує недостатня розробленість питання оцінки ймовірності відмови ЕО, зокрема нових елегазових ВВ, на інтервалі часу з урахуванням індивідуальних характеристик окремих одиниць ЕО.

Тому виникає необхідність в розробці комплексної нечіткої математичної моделі елегазового ВВ для визначення загального спрацьованого ресурсу та ймовірності його відмови на основі визначальних контрольованих параметрів, отриманих в режимах Online та Offline моніторингу об'єкта.

Також для дослідження режимної надійності підсистем ЕЕС потрібні нові методи та моделі оцінки та прогнозування ТС та ймовірності відмови ЕО. Вказані задачі належать до класу погано формалізуємих та слабо структурованих задач.

1.4 Загальна характеристика методів оцінки ймовірності виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при відмовах та виведенні з експлуатації електрообладнання

У загальному сенсі системна надійність ЕЕС визначається її здатністю стабільно забезпечувати електропостачання споживачів із задовільною якістю та безперервністю. Оскільки надійне функціонування ЕЕС є важливою передумовою сучасної економіки, енергокомпанії вкладають значні інвестиції у ключові сектори ЕЕС для забезпечення потреб своїх клієнтів, зберігаючи при цьому прийнятний рівень надійності. Через відмови ЕО ЕЕС, перш за все внаслідок того, що в експлуатації знаходиться значна частка зношеного ЕО, жодна ЕЕС не може бути абсолютно надійною [11, 12].

Висока гарантія безперервності електропостачання вимагає належного проектування, планування, експлуатації та ТО, орієнтованого на надійність, що зрештою призводить до збільшення інвестицій в ЕЕС. Підвищення надійності ЕЕС

зазвичай досягається з допомогою збільшення інвестицій. Однак у якийсь момент додаткові інвестиції в інфраструктуру ЕЕС не призводять до виправданого підвищення надійності [11, 12].

Отже, оцінка системної надійності ЕЕС є важливою при прийнятті оптимального інвестиційного рішення задля досягнення прийнятного рівня надійності. Термін «*системна надійність*» у контексті ЕЕС є широким та включає балансову (готовність) та режимну складові [11, 12, 117 – 121].

Відповідно до [4, 117 – 121] режимна надійність характеризує здатність ЕЕС зберігати задані / допустимі режими функціонування при зміні умов та раптових збуреннях, таких як короткі замикання та незаплановані відключення (відмови) елементів, не допускаючи при цьому каскадного розвитку аварії.

В режимній надійності ЕЕС можна виділити підвиди. До підвидів зазвичай виділяють статичну і динамічну режимну надійність ЕЕС [122]. Оцінка статичної режимної ЕЕС надійності передбачає розрахунок послідовності усталених режимів при моделюванні аварійних ситуацій та характеризує післяаварійні режими за критерієм « $n - k$ », де n – загальна кількість елементів ЕЕС, а k – кількість елементів ЕЕС, що раптово відключились. Основою для оцінки динамічної режимної надійності ЕЕС є математичні моделі динаміки ЕЕС при раптових відключеннях елементів ЕЕС з можливим розвитком аварії, що реалізуються в рамках різних методів повного та наближеного моделювання. Зазвичай в динамічній режимній надійності виділяють свої підвиди – надійність паралельної роботи та живучість. Перша визначається стійкістю ЕЕС, друга – здатністю не допускати каскадного розвитку аварії з масовим порушенням електропостачання споживачів і відновлюванням нормального режиму роботи [4, 123 – 125].

Критерії оцінки режимної надійності можна розділити на детерміністичні та ймовірності. Перший дозволяє визначити поточний рівень режимної надійності за заданими умовами, у той час, як ймовірнісний підхід дозволяє якісно (кількісно) оцінити рівень режимної надійності [4, 67, 69, 122 – 125].

Аналіз практики проєктування ЕЕС у світі та в Україні виявив, що основним принципом для забезпечення режимної надійності є проєктування так, щоб аварійні

ситуації, пов'язані з втратою елементів ЕЕС, не призводили до порушень якісного електропостачання споживачів та нормальної роботи електростанцій. Якісне електропостачання передбачає відсутність обмежень у споживанні електроенергії, перевантажень ЕО ЕЕС, а також відхилень напруги та частоти, що можуть бути небезпечними для ЕО генерації, розподілу та споживачів. Цей підхід базується на принципі надлишковості та відомий як критерій « $n - 1$ » [11, 12, 123 – 125].

Хоча існує можливість побудови енергосистеми за критерієм « $n - k$ », але цей принцип реалізується рідко через додаткові інвестиції в інфраструктуру ЕЕС, які не призводять до виправданого підвищення рівня режимної надійності [11, 12].

Традиційно, загальноприйнятим критерієм режимної надійності є критерій « $n - 1$ », а в ряді випадків і « $n - k$ », що відповідає знаходженню ЕЕС у межах допустимих значень режимних параметрів при відмові одного елемента ЕЕС та врахуванням можливості розвитку аварій внаслідок перевантажень елементів, неприпустимого зниження напруг, роботи пристроїв РЗ та ПАА. В якості елементів, що відмовляють відповідно до критерію « $n - 1$ » розглядають всі елементи ЕЕС: ПЛ, трансформатори, джерела генерації. При цьому ймовірність відмови елемента може враховуватися або не враховуватися [11, 12, 123 – 125].

Визначення режимної надійності ЕЕС у традиційному підході базується на аналізі заданих аварійних ситуацій за критерієм « $n - 1$ » та спрямований на забезпечення надійної роботи ЕЕС шляхом аналізу наслідків втрати одного елемента ЕЕС. Даний критерій, широко використовується енергокомпаніями, спрощує розрахунки та фокусується на найгірших сценаріях. Однак цей метод суб'єктивний, не враховує ймовірність відмови елементів ЕЕС або одночасної відмови кількох елементів та виключає таке поняття як невизначеність. Ці обмеження приводять до консервативного аналізу, що надає пріоритет надійності над зменшенням інвестицій. Це веде до розвитку ймовірнісних методів оцінки режимної надійності згідно з якими аналізуються аварійні відключення елементів ЕЕС з визначенням ймовірнісних характеристик таких подій та наслідків [11, 12].

Існує тісний зв'язок між поняттями «*режимна надійність*» та «*ризик*» у контексті енергетичних систем. Більш високий ризик відповідає більш низькій

режимній надійності та навпаки. Ймовірнісна поведінка ЕЕС, яка характеризується випадковістю відмов елементів, невизначеністю у прогнозуванні навантаження, волатильністю ринку електроенергії, інтеграцією ВДЕ, сприяє підвищенню ризику. Використання інформаційних та комунікаційних технологій у розумних мережах, ще більше ускладнюють роботу ЕЕС [11, 12].

Наслідки раптових відмов елементів ЕЕС варіюються від локальних перебоїв у електропостачанні до системних аварій з втратою значної частки джерел генерації та споживачів. Економічні наслідки даних відмов не обмежуються зменшенням (втратою) прибутку енергокомпаній або підприємств-споживачів, але включають непрямі наслідки, які накладаються на населення та довкілля [11, 12].

Сьогодні управління режимами ЕЕС стала складним завданням та важливим обов'язком енергокомпаній. Останнім часом стратегія «ризик-менеджменту» широко застосовується для ефективного управління режимами ЕЕС у промислово розвинених країнах. Ця стратегія дозволяє проводити комплексний аналіз причинно-наслідкових зв'язків між ТС обладнання та аварійними режимами, а також отримувати інтегральний показник функціонування ЕЕС [9, 14, 68 – 71].

Немає загальноприйнятого визначення поняття ризик. Загалом, загальний ризик аварійної ситуації, яка містить k елементів визначається як сума добутків двох параметрів, а саме ймовірності відмови та результируючих наслідків відмови (серйозності відмови) конкретного елемента [4]:

$$R = \sum_{i=1}^k p_i \cdot S_i, \quad (1.6)$$

де p_i – ймовірність відмови i -го елемента; S_i – сумарні наслідки (серйозність наслідків) внаслідок відмови i -го елемента.

Дослідження в Україні в області «ризик-менеджменту» відстають від закордонних [8]. Ризик розглядається як ймовірність події та її наслідків, існують загальні положення для аналізу ризиків виробничих об'єктів [9]. В [126] технічний ризик визначено як основний кількісний показник ризику аварій. Відповідно до [126] технічний ризик визначається як ймовірність відмови технічних пристроїв з наслідками певного рівня за повний період функціонування об'єкта. В Україні для

оцінки ризику використовують підходи, такі як ймовірність виникнення події та добуток ймовірності настання події та її наслідків [14, 111]. Основні складові ризику включають відмови ЕО, КЗ на ПЛ, і режим роботи ЕЕС на момент відмови.

Висновки до розділу № 1

1. Проведений аналіз стану сучасних ЕЕС промислово-розвинених країн та України показав, що в умовах лібералізації енергетичної галузі забезпечення режимної надійності ЕЕС з однією з найважливіших задач. Встановлено, що в умовах значного старіння парку ЕО, що відбувається в Україні, обмеженості матеріальних ресурсів для інвестиційних вкладень, зниження запасів міцності в ЕО останніх поколінь, а також значної вірогідності роботи ЕО за межами нормованих параметрів існує значна вірогідність роботи сучасних ЕЕС в зоні підвищеного ризику, пов'язаного з виникненням технологічних відмов та аварій не лише ЕО, а й з порушенням електропостачання споживачів та втратою технологічної стійкості промислових об'єктів.

2. Аналіз статистики відмов силового і комутаційного електрообладнання ЕЕС та ПЛ показав, що існує значна частка обладнання з великим терміном напрацювання, що підвищує ймовірність їх відмови. Встановлено, що комутаційні апарати мають значний відсоток відмов, і суттєвий вплив на надійність ЕЕС, що потребує забезпечення безперервного моніторингу параметрів ТС ВВ, визначення ресурсу працездатності та прогнозування ризику відмов.

3. В цілях пошуку перспективних напрямків вирішення зазначеної проблеми виконаний аналіз методів і моделей оцінки ТС, ресурсу працездатності та ймовірності відмови ВВ ЕЕС. Встановлено, що переважна більшість орієнтуються на використання інформації, отриманої в результаті ремонтної та післяремонтної діагностики виведеного з експлуатації ВВ або тільки на результати моніторингу параметрів ТС в робочих режимах. Показано, що при визначенні ймовірності відмови конкретних ВВ потрібно використовувати узагальнені статистичні дані щодо відмов, які не враховують індивідуальні характеристики вимикача, зокрема спрацьований ресурс.

4. Встановлено, що наразі на практиці критерій « $n - 1$ », широко використовується енергокомпаніями, для оцінки режимної надійності. Даний метод суб'єктивний, не враховує ймовірність відмови елементів ЕЕС або одночасної відмови кількох елементів та виключає таке поняття як невизначеність. Встановлено, що ці обмеження приводять до консервативного аналізу режимної надійності. Показано, що ймовірнісні критерії оцінки режимної надійності, дозволяють кількісно оцінити рівень режимної надійності та врахувати ймовірнісний характер поведінки ЕЕС.

5. Встановлено, що існує тісний зв'язок між поняттями «режимна надійність» та «ризик». Обґрунтовано застосування в якості показника для оцінки режимної надійності ЕЕС використовувати показник ризику. Показано, що застосування стратегії «ризик-менеджменту» дозволяє провести комплексний аналіз причинно-наслідкових зв'язків між ТС ЕО та аварійними режимами ЕЕС, а також отримати інтегральний показник функціонування ЕЕС на всій множині аварійних ситуацій внаслідок відмов ЕО.

6. На основі вищезазначеного обґрунтована необхідність розробки нових і удосконалення існуючих моделей для визначення загального спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови комутаційного обладнання на основі визначальних контрольованих параметрів, отриманих в режимах Online та Offline моніторингу об'єкта та моделювання підсистем ЕЕС для оцінки режимної надійності при каскадному характері відмов в умовах невизначеності вихідної інформації.

2 ФОРМАЛІЗАЦІЯ ЗАДАЧІ ОЦІНКИ РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ В ПІДСИСТЕМАХ ЕЕС ПРИ ВІДМОВАХ І ВИВЕДЕННІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

2.1 Формалізований математичний опис визначення ризику зниження режимної надійності ЕЕС

Оперативний персонал, який керує роботою підсистеми ЕЕС, що складається із великої кількості ЕО і споживачів електроенергії, які працюють у різних режимах і навантаженнями, які розподілені на значній території, змушений приймати рішення в умовах ризику [4, 11, 70].

Аналіз ризику є першим етапом, що включає в себе ідентифікацію та оцінку ризику з метою отримання важливої інформації про структуру об'єкта, його характеристики та потенційні загрози. Оцінка ризику включає кількісний (якісний) аналіз виявлених ризиків, де визначаються параметри, такі як ймовірність, сумарні наслідки відмови елемента та проводиться класифікація (градація) ризику виникнення аварійної ситуації [11, 12, 67 – 72].

Загальна процедура оцінки ризику щодо зниження режимної надійності підсистеми ЕЕС [11, 12] наведена на рис. 2.1.

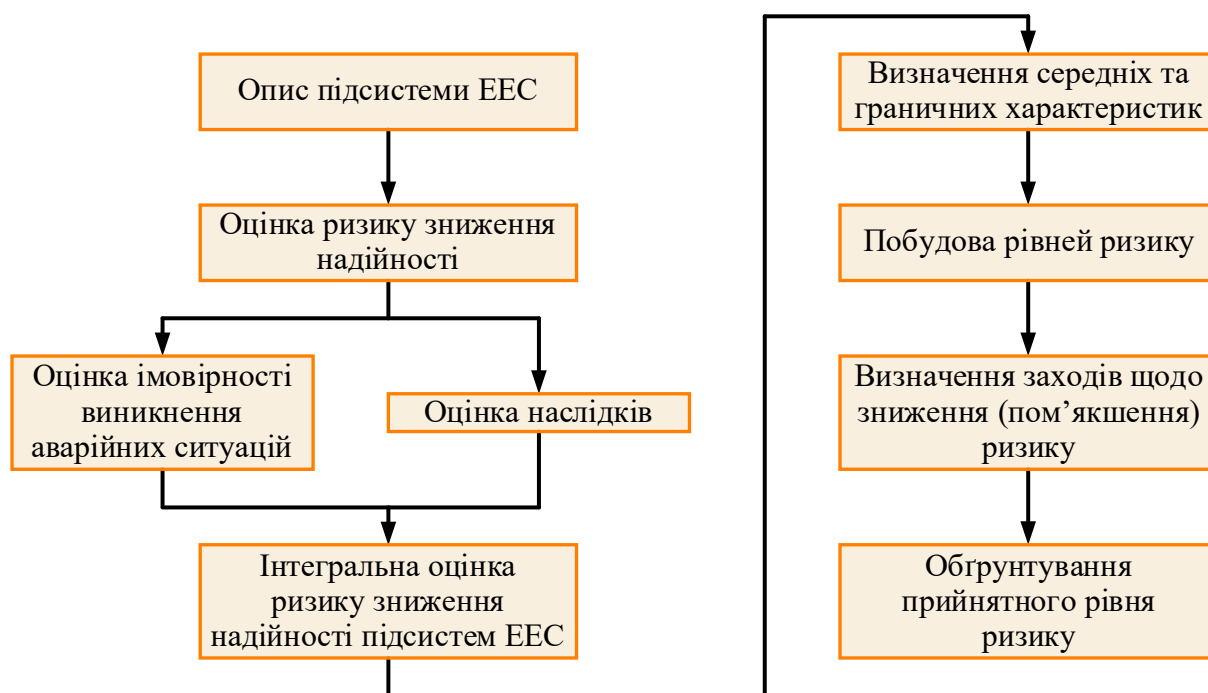


Рисунок 2.1 – Загальна схема оцінки ризику зниження режимної надійності ЕЕС

Надійність N функціонування підсистеми ЕЕС визначається через ризик R зниження режимної надійності при виникненні аварійних ситуацій через відмови ЕО підсистеми ЕЕС [116 – 128]:

$$N = f(R_1, \dots, R_m) \quad (2.1)$$

При цьому області визначення надійності функціонування підсистеми ЕЕС та ризику зниження режимної надійності наступні: $N \in [0; 1]$ та $R_i \in [0; 1]$, де R_i – ризик зниження режимної надійності ЕЕС при виникненні i -ої аварійної ситуації.

Загальний ризик зниження режимної надійності підсистеми ЕЕС при всіх можливих відмовах ЕО і можливих аварійних сценаріях визначається співвідношення [126 – 128]:

$$R = \sum_{j=1}^L \sum_{i=1}^K P(S_i) P(H_j | S_i) M_j, \quad (2.2)$$

де L – кількість можливих аварійних сценаріїв; K – кількість одиниць ЕО в підсистемі ЕЕС; M_j – наслідки в разі виникнення аварійної ситуації; $P(H_j | S_i)$ – ймовірність виникнення конкретної j -ої аварійної ситуації при відмові i -го елемента (збурення); $P(S_i)$ – ймовірність відмови i -го елемента на інтервалі Δt .

Аналіз ризику розпочинається *описом підсистеми ЕЕС*, у якому визначаються наступні характеристики та параметри [11, 12, 67 – 71]:

1. Формування заступної схеми: на основі електричної схеми підсистеми ЕЕС формується заступна схема, що включає всі елементи, які суттєво впливають на ризик зниження режимної надійності.

2. Визначення параметрів та характеристик: визначаються всі необхідні параметри та характеристики елементів підсистеми ЕЕС, такі як термін експлуатації, режими експлуатації та параметри для математичних моделей елементів ЕЕС.

3. Опитування експертів: проводиться опитування експертів для коригування функцій належності, правил та коефіцієнтів важливості, які використовуються в нечітких моделях ЕО.

4. *Аналіз статистичних даних*: аналізуються статистичні дані, отримані при діагностиці та моніторингу параметрів ЕО, та будуються функції розподілу ймовірності відмови з урахуванням спрацьованого ресурсу.

5. *Визначення метеорологічних умов*: визначаються метеорологічні умови для інтервалу часу, на якому проводиться аналіз ризику зниження надійності підсистеми ЕЕС.

6. *Визначення графіка навантаження*: визначається графік навантаження для інтервалу часу, який розглядається.

7. *Системи автоматики та РЗ*: визначаються системи РЗ та ПАА, які встановлені в підсистемі ЕЕС.

8. *Побудова функцій розподілу ймовірності відмови*: на основі статистичних даних про відмови аналогічних ЕО будуються функції розподілу ймовірності відмови.

На другому етапі аналізу ризику проводиться *ідентифікація вихідних інцидентів* в підсистемі ЕЕС. Це включає:

1. *Визначення вихідних інцидентів*: Як вихідні інциденти приймаються відмови елементів, таких як СТ, ВВ, ЛП та кабелі лінії, що входять до складу підсистеми ЕЕС. Ці відмови можуть виникати через спрацьований ТС, обумовлений процесами зносу, старіння, складними метеоумовами та низьким рівнем експлуатації.

2. *Прогнозування аварійних ситуацій*: опираючись на досвід експлуатації, проводиться прогнозування характерних аварійних ситуацій, які можуть виникнути в підсистемі ЕЕС внаслідок відмов ЕО.

В якості аварійних ситуацій розглядаються наступні: перевантаження елементів підсистеми ЕЕС внаслідок відмов ЕО; порушення стійкості підсистеми ЕЕС; порушення статичної стійкості вузла навантаження; знеструмлення системи ЕО підприємств-споживачів та ВП АЕС та ТЕС; можливі сценарії каскадного розвитку аварій.

На третьому етапі аналізу ризику проводиться *оцінка ризику зниження надійності* в підсистемі ЕЕС. Це включає:

1. *Кількісна оцінка ризику.* Метою кількісної оцінки ризику є чисельна оцінка ймовірності та / або сумарних наслідків відмови елемента (кількісні показники), які відображають загальний ризик зниження надійності з відповідними невизначеностями [11, 12].

2. *Якісна оцінка ризику.* Метою якісної оцінки ризику є класифікація (градація) ризику зниження надійності, в залежності від ймовірності та сумарних наслідків відмови елемента [11, 12].

При цьому використовуються ймовірності критерії оцінки режимної надійності, які дозволяють якісно (кількісно) оцінити рівень режимної надійності та врахувати ймовірнісний характер поведінки ЕЕС, як говорилось раніше.

Враховуючи ймовірнісний характер відмов ЕО ймовірність виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС може бути визначено на основі використання ймовірнісно-статистичного моделювання режиму енергосистеми, що дозволить визначити ризик виникнення аварійної ситуації, зокрема досліджувати режимну надійність підсистеми ЕЕС в умовах каскадного розвитку відмов.

В залежності від цілей оцінку ризику можна розділити на [129 – 148]: «*Offline оцінку ризику*» при плануванні та «*Online оцінку ризику*» при експлуатації. В [148] наведено аналіз відмінностей між оцінкою ризику при плануванні та експлуатації, як показано в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Порівняння Online та Offline оцінок ризику

Критерій	Offline оцінка ризику	Online оцінка ризику
Часовий інтервал	– Рік; – Місяць	– День; – Година; – Хвилина
Модель відмови елемента	– На основі «історії життя»; – Стаціонарна ймовірність	– На основі Online даних; – Невизначеність
Розрахунок	– Всі можливі режими роботи ЕЕС на великому інтервалі часу; – Великий обсяг розрахунків	– Режими роботи ЕЕС на короткочасному інтервалі часу; – Малий обсяг розрахунків
Ціль	– Комплексний аналіз; – При плануванні	– Сфокусований аналіз; – При експлуатації

Offline оцінка ризику включає аналіз елементів та топології ЕЕС для довгострокового планування (місяці або роки) з упором на режимну надійність та використанням ймовірнісних моделей відмов побудованих на основі інформації

щодо «історії життя» (багаторічній статистиці) елемента. Цей тип оцінки ризику застосовується для визначення того, чи елементи та топологія ЕЕС відповідають вимогам керівних принципів надійності при плануванні [129–132].

З іншого боку, Online оцінка ризику спрямована на визначення того, чи відповідають елементи, які знаходяться в експлуатації та топологія ЕЕС вимогам режимної надійності. При цьому моделі відмов елементів ЕЕС динамічно змінюють свої параметри на основі «історії життя», Online даних моніторингу та / або діагностики обладнання. Також у моделях відмов враховується вплив невизначеність навантаження, генерації та метеорологічних умов. Цей тип оцінки ризику є ефективним для аналізу короткострокової режимної надійності при оперативному-диспетчерському управлінні ЕЕС [133–148].

У процесі оцінки ризику необхідно розв'язувати наступні ключові проблеми: визначення моделей ймовірності відмови елементів ЕЕС, встановлення очікуваних сценаріїв та визначення ймовірності їх виникнення, а також оцінка ступенів серйозності наслідків очікуваних відмов.

Існують різні підходи визначення сумарних наслідків внаслідок відмови елемента ЕЕС при оцінці ризику:

Економічні наслідки. В [137] економічні наслідки, включають такі фактори, як відключення навантаження, відмови елементів та непрямі наслідки, пропонуються використовувати як індикатор серйозності наслідків відмов. В [139] пропонується використовувати величину відключеного навантаження для характеристики серйозності відмови, яка певною мірою може бути еквівалентна економічним наслідкам. В [143] використовуються економічні наслідки як функція серйозності відмови для оцінки каскадних аварій.

Порушення топології. В [148] серйозність наслідків відмов визначається шляхом оцінки показників, які визначають величину ізолюваного навантаження та / або приймальних шин та поділу ЕЕС на «енергоострова».

Перевищення експлуатаційних обмежень обладнання та ЕЕС. В [144] пропонується використовувати величини, які характеризують виходження ЕЕС з меж допустимих значень режимних параметрів при відмові одного елемента. Сюди

входять такі величини, як перевантаження елементів, неприпустиме зниження напруг, порушення динамічної стійкості та інші.

Контроль наслідків. Як показник серйозності відмови пропонується використовувати концепцію контролю наслідків. Метою контролю наслідків [146] є запобігання системних аварій з втратою значної частки джерел генерації та споживачів шляхом контрольованих локальних перебоїв у електропостачанні. Тому мінімізація наслідків сприймається як найбільш сприятливий спосіб обмежити серйозність відмов. Ця ідея отримала розвиток у роботах [145, 147], у яких визначаються функції серйозності з урахуванням аналізу динамічної стійкості, вираженої через контроль наслідків.

Для кількісної оцінки ризику існує велика кількість методів [149, 150].

На четвертому етапі аналізу ризику проводиться *визначення заходів щодо зниження (пом'якшення) ризику та обґрунтування прийняттого рівня ризику* в підсистемі ЕЕС. Це включає:

Визначення заходів щодо зниження (пом'якшення) ризику. Зниження ризику виникнення аварій в ЕЕС є проблемним завданням через зростання складності топології та ймовірнісну поведінку ЕЕС. Зростання числа використовуваного ЕО, його складу і терміну напруцювання призводить до того, що кожен елемент може стати вразливим через наявні ризики та ризики, що знову з'являються, такі як природні ризики, тероризм і кібератаки або помилки оперативно-диспетчерського персоналу. Також ЕЕС можуть наражатися на складні або множинні ризики, включаючи їх поєднання або загальносистемні ризики [11, 12].

Заходи зниження ризику зазвичай пов'язані зі зменшенням ймовірності виникнення та розміру можливої аварії. Для того, щоб визначити раціональний захід, необхідно кількісно оцінити як вплив цього заходу на зниження ризику, або / так і інвестиції які необхідні для реалізації [11, 12].

Режимна надійність ЕЕС може бути посилена шляхом таких основних принципів, з урахуванням необхідних інвестицій для реалізації [11, 12]:

– використання вимірювань у реальному часі (Online), оцінка режимної надійності за допомогою ймовірнісних критеріїв, які дозволяють якісно (кількісно)

оцінити рівень режимної надійності та врахувати ймовірнісний характер поведінки ЕЕС;

- інтеграція в ЕЕС маневрених джерел та / або ВДЕ, засобів функціональної надлишковості та диверсифікації, забезпечення функціональності ключових компонентів (вузли, елементи);

- зниження зв'язаності системи шляхом FACTS та секціонуванням;

- проектування надійної топології на етапі планування або при подальшому розвитку ЕЕС, виявлення критичних елементів (вузлів) та запобігання поширенню аварій, оптимізація топології ЕЕС від випадкових відмов та терористичних атак;

- забезпечення достатнього рівня комплексності топології ЕЕС;

- проектування на етапі планування або при подальшому розвитку для експлуатації ЕЕС у межах запасу стійкості;

- забезпечення можливості реорганізації топології ЕЕС у відповідь на збурення та можливості саморегулювання;

- прогнозування можливих небезпек і загроз та пов'язаних з ними сценаріїв усіх можливих атак, у тому числі кібератак;

- забезпечення передбачуваності, застосування нових знань та передових методів моделювання.

Використання технології FACTS для підвищення надійності є одним з широко використовуваним та перспективним напрямком. FACTS можуть бути включені як паралельно, так і послідовно і дозволяють швидко змінювати поточкорозподіл і рівні напруги в мережі, суттєво збільшуючи запаси статичної та динамічної стійкості, демпфування коливань. FACTS дають 30 % збільшення пропускної спроможності перерізів для потужностей порядку сотень МВт і 20 % – для тисяч МВт.

Обґрунтування прийнятного рівня ризику. В ризик-менеджменті слід враховувати важливу концепцію, яка полягає в тому, що нульовий ризик недосяжний, процес прийняття рішень передбачає прийняття обґрунтованого рівня ризику, якщо він може бути технічно та фінансово виправданим [11, 12].

2.2 Обґрунтування підходу щодо побудови комплексної математичної моделі оцінки технічного стану високовольтних вимикачів на основі інтелектуального аналізу даних

Моніторинг та діагностика в електроенергетиці в цілому передбачають автоматизоване та безперервне визначення ТС всього високовольтного ЕО, яке знаходиться в експлуатації як в енергогенеруючих так і в енергозбутових компаніях. Сучасні системи, які використовуються для визначення ТС високовольтного ЕО, повинна базуватися на актуальній або експертній інформації про місцезнаходження та причини відмов під час моніторингу поточного ТС та контролю відхилень різних технічних характеристик [8, 14, 91].

Сьогодні найчастіше використовуються методи випробувань, які не дають повного і чіткого уявлення про дефекти та ТС ЕО, відсутній переконливий фізико-математичний опис образу багатьох дефектів ЕО [8].

В цих умовах для оцінки оперативної надійності та короткострокового планування режиму підсистем ЕЕС потрібні нові методи та моделі визначення і прогнозування ТС ЕО та його впливу на режим підсистеми ЕЕС. Вказані задачі відносяться до погано формалізуємих та слабо структурованих задач. При розв'язанні таких задач варто враховувати [8, 13, 93, 106, 107, 109, 110, 114, 115]: випадковість оцінок контрольованих параметрів; невизначеність через відсутність або нечіткість інформації про об'єкт; можливість прийняття помилкового рішення (невиправдані витрати при передчасному ремонті або збитки внаслідок відмови).

Сучасні ЕЕС містять безліч одиниць різного різних типів, а саме, ВВ, СТ, ЛП, відмови яких складають множину збурень та мають випадковий характер. Для визначення ймовірності відмови ЕО необхідно оцінити його ТС і визначити спрацьований ресурс. Оцінка ТС ЕО виконується в наступних умовах: оцінка ТС можлива лише на основі доступних для вимірювання і спостереження діагностичних ознак, які характеризують ТС з відповідною мірою достовірності; наявності в складі діагностичних ознак, таких, які мають лише якісну характеристику; вимірювання і спостереження ознак здійснюється з деякою мірою достовірності, за даними [8] помилка вимірювань може складати 20 %;

різномісність вимірювання і спостереження діагностичних ознак; обмежене число доступних вимірювань і спостережень діагностичних ознак; складність виявлення аналітичних залежностей взаємовпливу ознак при оцінці ТС об'єкта.

У зв'язку з цим оцінка ТС об'єкта проводиться, зазвичай, із залученням знань експерта по даному об'єкту. Для формалізації знань експерта доцільно використовувати методи нечіткої логіки, формуючи нечіткі моделі об'єкта.

З урахуванням сказаного при розробці моделей і методів для достовірної оцінки й прогнозування ТС ЕО і його впливу на режим підсистеми ЕЕС день найбільш ефективними підходами є такі, які ґрунтуються на основі штучного інтелекту, зокрема сполученні нечіткої логіки, статистичних і ймовірнісних методів, нейронних мереж, генетичних алгоритмів.

Таким чином використання нечіткої логіки для побудови комплексної математичної моделі елегазового ВВ для визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови є досить обґрунтованим і актуальним.

В залежності від об'єму доступної вхідної інформації та поставленої задачі оцінки ТС ЕО доцільно формування різних модифікацій нечітких та ймовірнісних моделей:

– нечітка модель, в якій використовується найбільш повний обсяг інформації і яка призначена для прийняття рішення щодо стратегії експлуатації (ремонт, продовжити експлуатацію, заміна ЕО);

– нечітка модель, в якій використовується мінімальна доступна інформація і яка призначена для оцінки ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС;

– ймовірнісна модель відмови ЕО на основі функції розподілу ймовірності відмов, отриманої за результатами обробки статистичних даних по відмовах на генеральній сукупності подій для об'єктів даного типу.

Одним з найпоширеніших застосувань нечіткої логіки, зокрема, в частині створення нечітких моделей діагностування ТС ЕО є нечіткі експертні системи [8].

Нечітка експертної системи (рис. 2.2) є програмою, яка виконує роль експерта для деяких задач. Вона виконує дві основні функції. Перша – це розв'язання проблеми, або здатність використовувати знання в певній області. Від

експертної системи очікується, що вона зможе справлятися з нечіткою та неповною інформацією під час виконання цієї функції. Друга функція – взаємодія з користувачем, включаючи пояснення призначення системи та її рішень під час та після розв’язання проблеми.

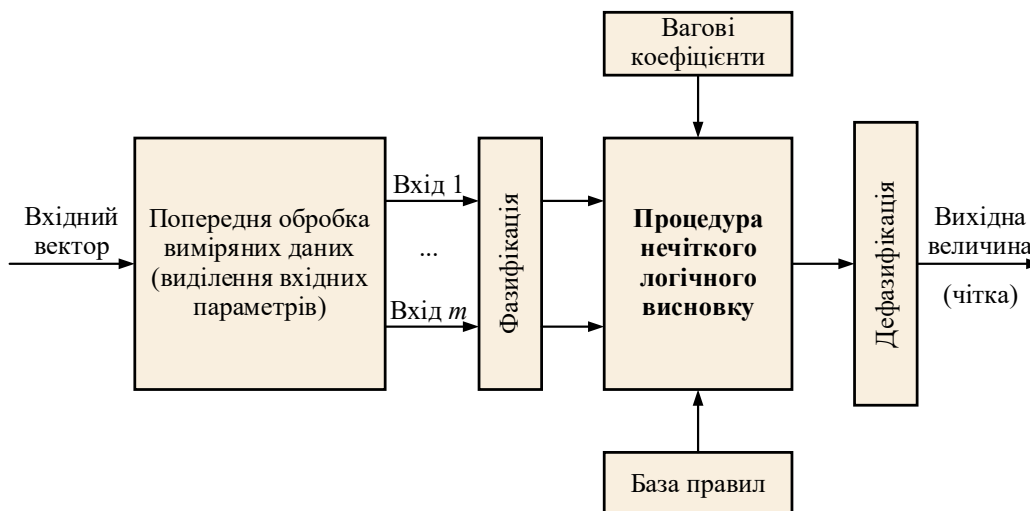


Рисунок 2.2 – Схематичне зображення експертної системи

Основна структура експертної системи складається з трьох основних блоків: бази знань, механізм логічного висновку та інтерфейс користувача [8, 151 – 154]. База знань містить знання, що специфікується в області застосування, включаючи факти, що стосуються цієї області, та правила, які описують зв’язки в цій області. В експертних системах представлення знань відбувається за допомогою нечітких правил, тобто правил типу «ЯКЩО – ТО». Система також показує, як досягнуто певного висновку.

Механізм логічного висновку активно використовує доступну інформацію з бази знань для розуміння і рішення запитів користувача. Користувальницький інтерфейс забезпечує спілкування між користувачем і системою, а також надає користувачу розуміння процесу вирішення завдання, яке виконує механізм логічного висновку.

Нечітка логіка дотримується всіх закономірностей, як і класична бінарна логіка. У її основі лежать нечіткі («IF – THEN» або «ЯКЩО – ТО») правила. Усі правила в системі логічного висновку на основі нечіткої логіки утворюють базу правил або базу знань. Ці правила, які вводяться в систему прийняття рішень, зазвичай базуються на попередньому досвіді.

Усі нечіткі системи розв'язують поставлену проблему за чотири основні кроки: фазифікація вхідних змінних; оцінка правил (інференція, тобто виведення); агрегація (композиція) всіх виходів з правил; дефазифікація.

Перший крок – це фазифікація, яка просто модифікує сигнали входу так, щоб їх можна було правильно інтерпретувати та порівнювати з правилами у базі правил. Вихідний сигнал перетворюється у відповідну нечітку форму. Таким чином, вхідні та вихідні змінні перетворюються у нечіткі множини. Фазифікація також відома як нечітка відповідність, за допомогою якої обчислюється, з яким ступенем істинності вхідні дані відповідають умовам нечітких правил.

Створення бази правил передбачає створення правил («IF – THEN» або «ЯКЩО – ТО»), якими з'єднуються вхідні та вихідні змінні. Для вираження результатів, що виникають від поточних значень вхідних змінних, створюються правила. Ці правила мають такий формат: ЯКЩО <УМОВА> ТО <НАСЛІДОК>, при цьому можливо мати багато паралельних «ЯКЩО», які з'єднуються за допомогою логічних операторів «І», «АБО» і «НЕ», що дозволяє створювати складні вирази. Ці оператори належать до операцій перетину, об'єднання і доповнення в класичній теорії множин.

Наступний крок – це виведення. В нечіткій логіці існують різні методи та їх модифікації, проте два найпоширеніших методи – це Мамдані та Сугено. В обох методах для заздалегідь визначеного значення вхідної змінної (яке визначається вимірюванням, спостереженням або суб'єктивною оцінкою) відбувається прохід через усі задані правила, тобто обчислюється, наскільки істинним є кожне окреме твердження. Це визначає ступінь істинності правила. Під час виведення розраховується нечітка множина на виході правила в залежності від ступеня істинності відповідного правила. Існують два загальні підходи, які використовуються в системі Мамдані: метод відсікання (мінімуму або максимуму) і метод максимуму-добутку. У методі Сугено виведення нечіткого правила обчислюється як функція вхідних нечітких змінних, що фігурують у цьому правилі.

Наступним кроком у нечіткій системі виведення є агрегація. Оскільки нечітка система ґрунтується на правилах, які частково перетинаються, певні значення

вихідних змінних можуть активувати більше одного правила одночасно (більше одного правила буде мати ступінь істинності більше нуля). Тому агрегація потрібна для об'єднання результатів виведення для кожного активованого правила і створення єдиної нечіткої множини для вихідної змінної. Агрегація бере всі раніше відсічені або масштабованні функції належності виходу та об'єднує їх в одну вихідну змінну.

Ключовою особливістю логічного висновку, згідно з методом Мамдані є те, що в результаті агрегації отримуються нечітка множина. Існує кілька різних типів виведення, але для методу Мамдані найбільш використовувані методи відсікання та максимуму-добутку, при яких зменшується висота вихідної нечіткої множини. Метод відсікання також відомий як правило мінімуму (імплікація Мамдані), тому, що він бере мінімальну висоту з усіх входів як релевантну висоту відсікання вихідної функції належності. На рис. 2.3 показана ілюстрація логічного висновку, згідно з методом Мамдані, де для виведення обраний метод відсікання, а правила «ЯКЩО – ТО» звучать так:

ЯКЩО $(x_1 = A_{11})$ І $(x_2 = A_{12})$ ТО $(y = B_1)$ АБО

ЯКЩО $(x_1 = A_{21})$ І $(x_2 = A_{22})$ ТО $(y = B_2)$.

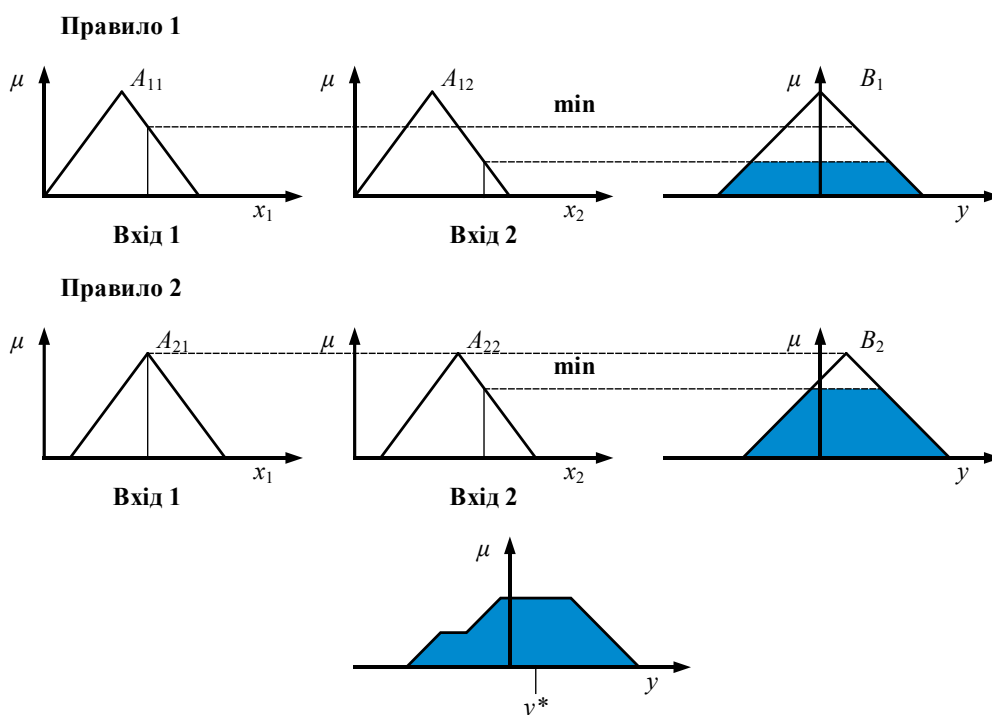


Рисунок 2.3 – Ілюстрація логічного висновку Мамдані, де для виведення вибрано метод відсікання

Метод відсікання урізає верхню частину вихідної функції належності, на яку значення цієї функції більше ступеня істинності передумови. Оскільки частина вершини функції належності відсікається від частини «ТО» правила, відповідна нечітка множина втрачає частину інформації, яку вона несе. Проте відсікання частіше застосовується через те, що обчислення, що призводять до результату агрегації, виконуються швидше і простіше, що зазвичай полегшує дефазифікацію.

Вихідні дані логічного висновку, згідно з методом Мамдані мають форму нечіткого числа, тому необхідно дефазифікувати результати. Це є останнім етапом у процесі логічного висновку. Для дефазифікації використовується нечітка множина вихідної змінної, який отримується в результаті агрегації. Дефазифікація являє собою процес знаходження «чіткого» значення для кожної з вихідних нечітких множин. Дефазифікація – це процес, протилежний процесу фазифікації. Найчастіше використовуються такі методи дефазифікації: метод точки тяжіння, центр ваги (центроїд / центр ваги – COG / центр площі – COA); найменший максимум (найменший із максимумів – SOM); середній максимум (середній із максимумів – MOM); найбільший максимум (найбільший із максимумів – LOM); метод рівних площин (медіана – Bisector).

Графічне представлення методів дефазифікації показано на рис. 2.4. Найбільше використовувані методи дефазифікації – це вибір значення з найвищим ступенем належності (MOM) або значення, яке представляє центр маси (центроїд) (COG).

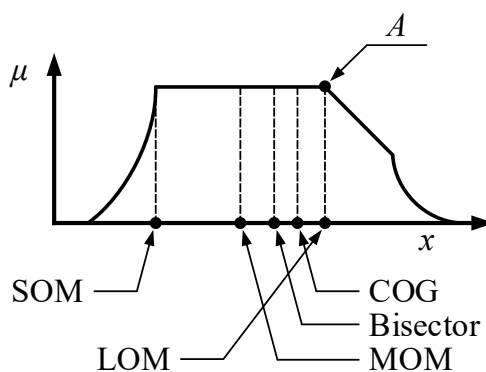


Рисунок 2.4 – Ілюстрація методів дефазифікації

MOM – це рішення, яке нечітка логіка дає числове значення, яке представляє середнє значення всіх тих значень, для яких функція належності вихідної змінної

досягла свого максимуму. Якщо існує максимум у лише одній точці, то методи SOM, MOM і LOM дефазифікації повертають те саме значення.

COG – це рішення, яке нечітка логіка дає числове значення, яке представляє абсцису центру ваги площі, обмеженою графіком кривої функції належності відповідної вихідної змінної.

Bisector – це рішення, яке знаходить точку, через яку проведення вертикальної лінії ділить площу, описану функцією належності агрегованого нечіткого набору на дві рівні площини.

Формула в безперервній множині для найбільш застосовуваного методу дефазифікації COG:

$$A = defuzzy(A) = \frac{\int_{\min}^{\max} x \cdot \mu_A(x) dx}{\int_{\min}^{\max} \mu_A(x) dx}. \quad (2.3)$$

Для дискретного випадку застосовується формула:

$$A = defuzzy(A) = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot \mu_A(x_i)}{\sum_{i=1}^n \mu_A(x_i)}. \quad (2.4)$$

Побудова функцій належності є однією з головних задач нечіткого моделювання, від правильності вибору яких залежить достовірність результатів розв'язання задачі, що розв'язується.

При побудові функцій належності слід дотримуватися деяких правил, які визначаються характером невизначеності, що має місце при побудові конкретних нечітких моделей.

Види функцій належності. Побудова функцій належності є одним з основних питань в теорії нечітких множин, від правильності визначення яких залежить достовірність результатів задачі, що розв'язується.

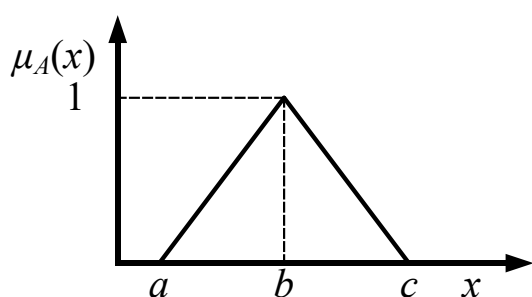
На практиці набули застосування різні види подання функцій належності $\mu_A(x_i) / x_i$: трикутна (рис. 2.5, а), трапецеїдальна (рис. 2.5, б), гаусова (рис. 2.5, в):

Слід зауважити, що за наявності досить презентабельної статистичної вибірки даних, які отримані на діючому об'єкті, форму функції належності можливо уточнити, порівнюючи аналітичні та емпіричні вихідні дані об'єкта,

використовуючи метод найменших квадратів або організувати процес навчання на основі нейронних мереж.

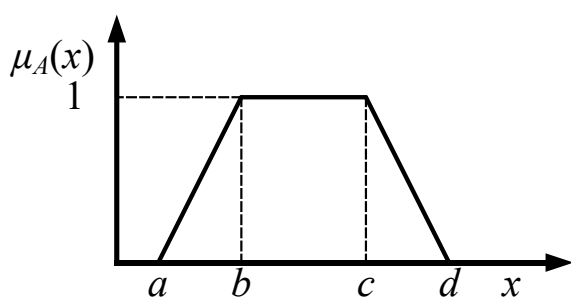
Функції належності нечіткої множини визначаються експертом на підставі вивчення характеристик об'єкта та його розуміння досліджуваного процесу. При побудові функцій належності використовуються прямі та опосередковані методи.

Прямі методи. В прямих методах експерт або група експертів задають для кожного $x \in X$ значення функції належності. Як правило, прямі методи побудови функцій належності використовуються для таких параметрів, які можливо вимірювати в якійсь кількісній шкалі. Наприклад, такі фізичні величини як швидкість, напруга та інші мають відповідні одиниці і їх можливо вимірювати.



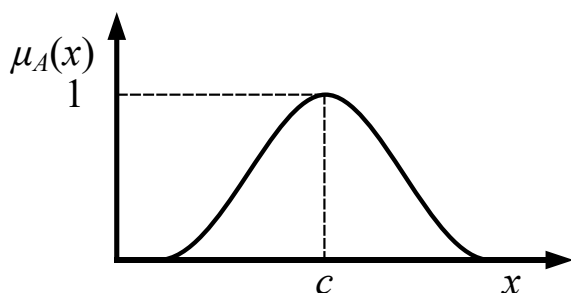
$$\mu_A(x) = \begin{cases} \frac{x-a}{b-a}, & \text{якщо } x \in [a, b]; \\ \frac{c-x}{c-b}, & \text{якщо } x \in [b, c]; \\ 0, & \text{якщо } x \notin [a, c]; \end{cases}$$

а)



$$\mu_A(x) = \begin{cases} 1 - \frac{b-x}{b-a}, & a \leq x \leq b; \\ 1, & b \leq x \leq c; \\ 1 - \frac{x-c}{d-c}, & c \leq x \leq d; \\ 0, & \text{якщо } x \notin [a, d]; \end{cases}$$

б)



$$\mu_A(x) = \exp \left[- \left(\frac{x-c}{\sigma} \right)^2 \right],$$

де c – центр нечіткої множини,
 σ – визначає ступінь крутизни функції

в)

Рисунок 2.5 – Види подання функцій належності:

а) – трикутна; б) – трапецеїдальна; в) – гаусова

При побудові функцій належності доцільно керуватися наступними міркуваннями:

– якщо відомі лише інтервальні значення (початкове та допустиме), то прийнятною апроксимацією є лінійна. В цьому випадку, параметр, що розглядається, можна характеризувати трикутною функцією належності;

– використання експертних оцінок. Нехай є m експертів, частина яких на питання про належність $x \in X$ нечіткій множині A відповідає позитивно. Позначимо їх через n_1 . Інша частина експертів $n_2 = m - n_1$ відповідає на це питання негативно. Тоді приймається, що $\mu(x) = n_1 / (n_1 + n_2)$;

– використання індикаторів Харрінгтона [8, 151 – 154], які виникли в результаті спостереження за реальними рішеннями експериментаторів. або нечіткого класифікатора 0-1 [8, 151 – 154]. Індикатори Харрінгтона рекомендовано використовувати в таких діапазонах: дуже високий рівень, якщо $x = [1,0; 0,8]$; високий рівень, якщо $x = [0,80; 0,63]$; середній рівень, якщо $x = [0,63; 0,37]$; низький рівень, якщо $x = [0,37; 0,20]$; дуже низький рівень, якщо $x = [0,2; 0]$.

Непрямі методи. Ці методи знаходження значень функції належності використовуються в тих випадках, коли відсутні очевидні вимірювані характеристики, які можуть бути використані для побудови нечітких моделей предметної області.

Метод попарних порівнянь Сааті використовується для визначення значень шуканої функції належності. У рамках цього методу, для n значень шуканої функції належності, проводиться попарне порівняння відповідних елементів носія цієї нечіткої множини A . Множину A можна представити у вигляді матриці A з елементами a_{ij} , де a_{ij} визначається як відношення $a_{ij} = \mu_A(x_i) / \mu_A(x_j)$.

На практиці, для зручності, матриця A побудована так, що діагональні елементи приймають значення 1, а симетричні елементи щодо головної діагоналі взаємно зворотні, тобто $a_{ij} = 1 / a_{ji}$. Ця умова вказує на те, що якщо ступінь належності одного з елементів в α разів більша, ніж ступінь належності іншого елемента, то ступінь належності іншого елемента повинна бути α разів менша в порівнянні з першим.

Задача побудови функції належності тепер зводиться до знаходження вектора ω , який є розв'язком рівняння $A \cdot \omega = \lambda_{\max} \cdot \omega$, де λ_{\max} – найбільше власне значення матриці A . Враховуючи, що всі значення елементів матриці A позитивні за побудовою, розв'язок цього рівняння існує і також є позитивним.

2.3 Ієрархічна структура математичної моделі оцінки технічного стану високовольтних вимикачів за параметрами отриманими в режимах Online та Offline

Зазвичай дуже складно створити нечітку експертно-діагностичну систему для оцінки ТС ВВ з великою кількістю вхідних даних і сформуванню відповідну базу знань. Тому вирішення завдання комплексної оцінки ТС високовольтного ВВ передбачає створення нечітких експертних підсистем для основних функціональних вузлів, таких як контактна система, дугогасна камера та механізм приводу (моторний механізм). Центральним елементом є база правил та механізм нечіткого висновку [8, 151 – 154].

В результаті роботи кожної підсистеми можна отримати ймовірність відмови цих трьох найважливіших вузлів ВВ. Ці три результати вказують на найбільш вірогідну дефектну частину та дозволяють персоналу скоротити час, необхідний для пошуку та усунення несправностей. Крім того, загальна агрегована оцінка ТС функціональних вузлів дозволяє оцінити ймовірність відмови всього ВВ та встановити термін проведення ремонтного обслуговування, а також визначити ризик порушення нормального режиму енергосистеми внаслідок планового або аварійного відключення.

Важливою задачею також є правильний вибір визначальних діагностичних параметрів, які отримують як результат [83, 155]: вимірювання опору ізоляції силових кіл і елементів вторинних кіл управління; перевірки герметичності та густини елегазу; перевірки опору постійному струму контактів головного контуру та елементів вторинних кіл управління; перевірки часових характеристик ВВ та мінімальної напруги спрацювання ВВ; перевірки характеристик приводів; фіксації загальної кількості операцій включень-відключень та відключень струмів КЗ певної амплітуди.

Рівень ресурсу працездатності функціональних вузлів суттєво впливає на інтегральний показник ресурсу працездатності ЕО, ймовірність його відмови і залежить від відповідних показників окремих елементів та від того наскільки параметри ТС відхиляються від нормативних значень.

Для визначення загального ресурсу працездатності одиниці ЕО в умовах наявності значної кількості параметрів ТС необхідна розробка відповідних математичних моделей на основі використання багаторівневих ієрархічних структурних схем [8, 151 – 154].

Спираючись на праці застосування нечіткої логіки на практиці [8, 13, 16, 23, 91, 93, 151 – 154] було визначено методологічні принципи, які будемо використовувати для побудови багаторівневої ієрархічної моделі оцінки ТС (ймовірності відмови) елегазового ВВ:

Принцип лінгвістичності ТС та результатів діагностики елегазового ВВ передбачає, що ТС та результати діагностики розглядаються як лінгвістичні змінні, що характеризуються якісними термами. Кожен з цих термів формалізується за допомогою нечітких множин і функції належності.

Принцип формування структури оцінки ТС елегазового ВВ «ВХОДИ – ВИХІД» у вигляді нечіткої бази знань означає, що нечітка база знань складається з правил «ЯКЩО – ТО», які відображають досвід експерта та його розуміння причинно-наслідкових зв'язків. Ці правила можна розглядати як точки у просторі «ВХОДИ – ВИХІД», і застосування механізму нечіткого виведення дозволяє відновлювати поверхню «ВХОДИ – ВИХІД» на основі цих точок.

Принцип ієрархічності оцінки ТС елегазового ВВ передбачає групування результатів діагностики та створення ієрархічних дерев логічного виведення при великій кількості параметрів стану (рис. 2.6).

В ієрархічному дереві, дуги, що виходять з вершин, представляють групові показники $\{X_i\}$, дуги, що входять до вершин, відображають частинні показники (параметри ТС) $\{X_{ij}\}$, $i = 1, 2, \dots, N, j = 1, 2, \dots, M_i$, де N – кількість груп показників, M_i – кількість показників в i -й групі; вершини представляють згортки показників. Такий підхід спрощує аналіз великої кількості параметрів.

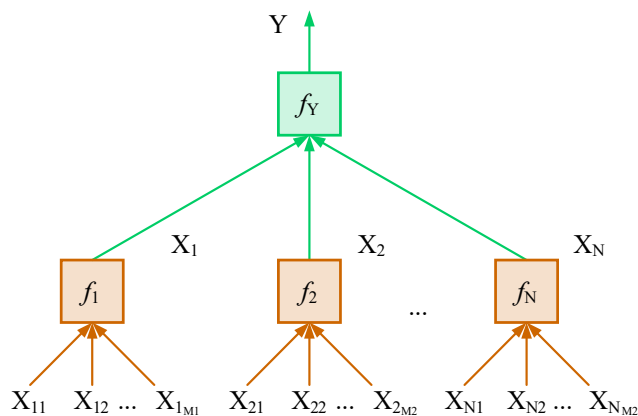


Рисунок 2.6 – Ієрархічне дерево логічного виведення

Ієрархічному дереву (рис. 2.6) відповідає система відношень:

$$Y = f_Y(X_1, X_2, \dots, X_N), \quad (2.5)$$

$$X_1 = f_1(X_{11}, X_{12}, \dots, X_{1M_1}),$$

$$X_2 = f_2(X_{21}, X_{22}, \dots, X_{2M_2}),$$

...

$$X_N = f_N(X_{N1}, X_{N2}, \dots, X_{NM_N}). \quad (2.6)$$

Багаторівневе представлення експертних знань є доцільним не лише через природну ієрархічність об'єкта, але й через необхідність врахування додаткових параметрів стану, які накопичуються зі збільшенням знань про об'єкт. У рамках цього підходу, значення Y та X_i визначаються за допомогою алгоритму нечіткого логічного виведення, використовуючи нечіткі бази знань, що наближають залежності (2.5) та (2.6).

Принцип багатоваріантної оцінки значень параметрів ТС елегазового ВВ передбачає, що оцінка будь-якого параметра стану може бути виражена чисельно або лінгвістично за допомогою відповідного числа або терму.

На рис. 2.7 зображена ієрархічна структурна схема моделі ЕО, яка ілюструє залежність стану кожного елемента від параметрів, а також залежність інтегрального показника функціонування, а саме, ресурсу працездатності від стану і рівня спрацювання ресурсу функціональних вузлів, що дає можливість у загальному підсумку визначити ймовірність відмови об'єкта.

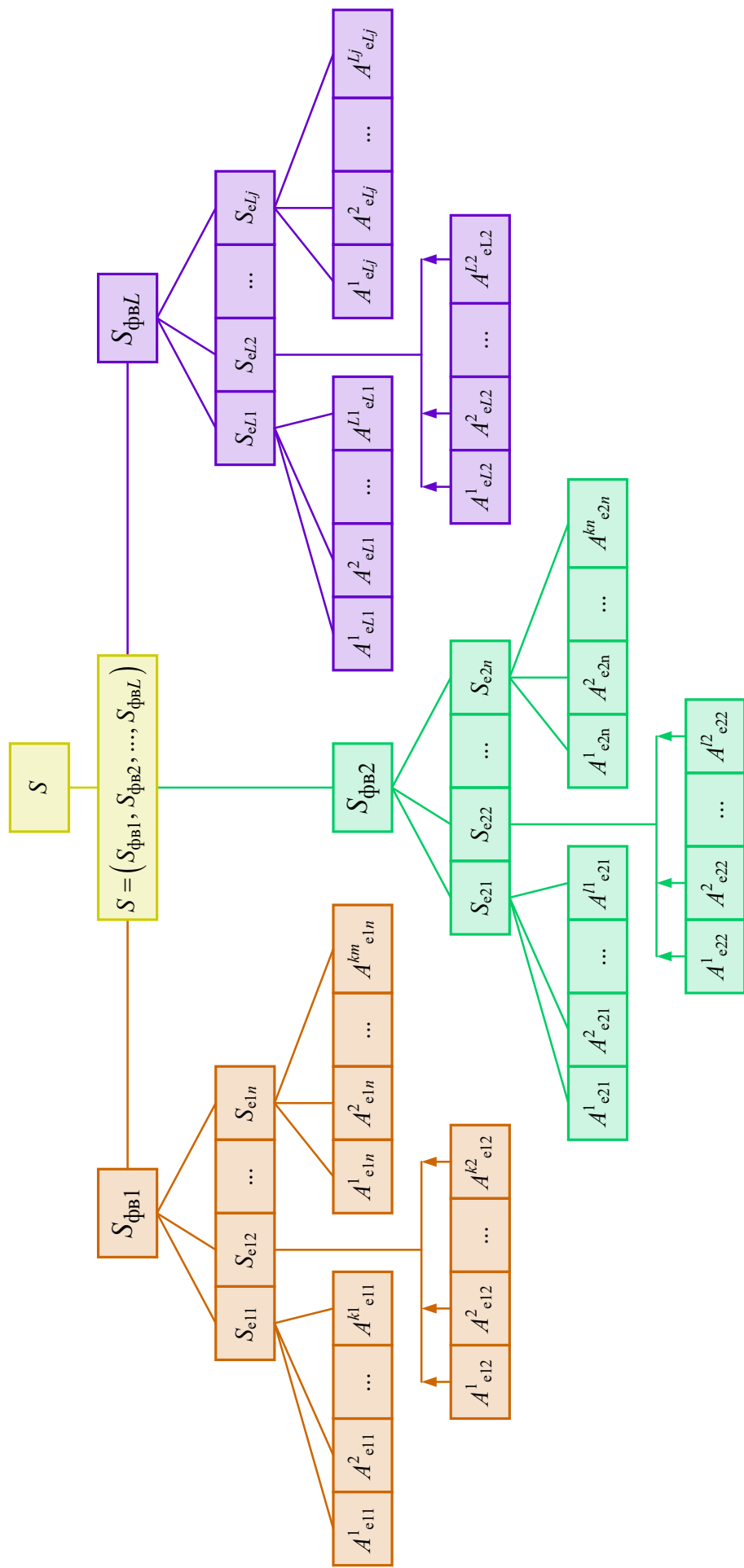


Рисунок 2.7 – Ієрархічна структурна схема моделі ЕО для визначення ресурсу працездатності ФВ та ЕО в цілому

(A_i – параметри ТС ЕО; S_e – ресурс працездатності окремих елементів ЕО; $S_{\text{фв}}$ – ресурс працездатності ФВ ЕО;

S – інтегральний ресурс працездатності ВВ)

Побудована на основі ієрархічної структурної схеми моделі ЕО (рис. 2.7) ієрархія нечіткого логічного висновку отримання агрегованої оцінки ТС елегазового ВВ з урахуванням рівня важливості визначальних параметрів і ФВ наведена на рис. 2.8.

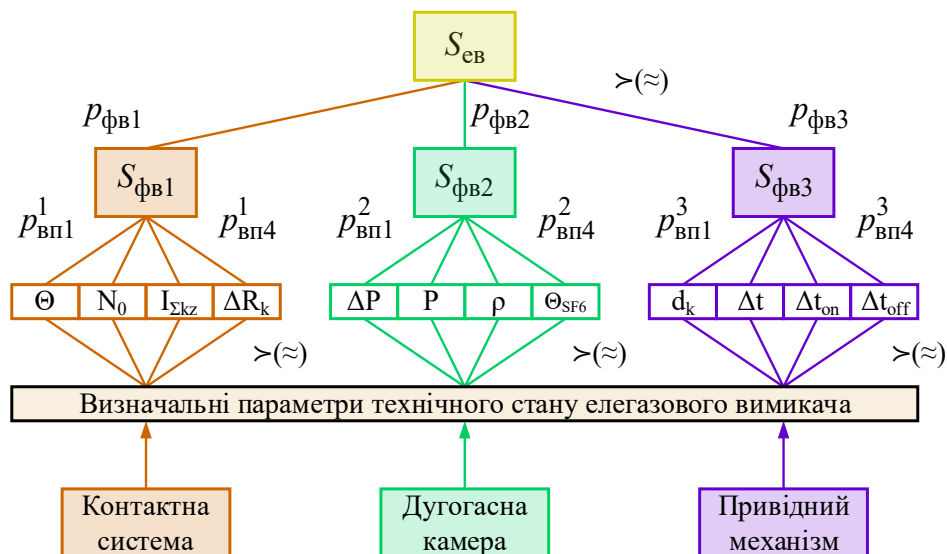


Рисунок 2.8 – Ієрархічна структурна схема НЛВ отримання агрегованої оцінки ТС елегазового ВВ

На рис. 2.8: $p_{\text{вп}j}^i$, $i = 1, \dots, 3, j = 1, \dots, 4$; $p_{\text{фвл}}^l$, $l = 1, \dots, 3$ – вагові коефіцієнти важливості окремих визначальних параметрів і ФВ вимикача відповідно.

2.4 Критерії та методи визначення пріоритету виведення з експлуатації комутаційного обладнання за результатами оцінки технічного стану

Суттєве підвищення рівня функціональної надійності ЕО та ЕЕС в цілому можливе завдяки об'єктивній оцінці та прогнозуванню їх ТС, визначенню ймовірності відмов та обґрунтуванню можливих термінів їх експлуатації з урахуванням впливу на режим підсистеми ЕЕС [156].

Планове та позапланове виведення з роботи комутаційного ЕО, раптові відмови в разі наявності неприпустимого розвитку дефекту, вичерпання ресурсу робоздатності та вплив зовнішніх факторів можуть спричинити аварійні ситуації в ЕЕС зі значними збитками.

В кожній енергосистемі зазвичай існує кілька варіантів топології електричних мереж. Завданням оперативного персоналу є вибір такого варіанту

відключення будь-якого елемента, яке призводило б до найменших розладів в роботі енергосистеми та забезпечувало найменший ризик порушення нормального режиму. Це призводить до задачі вибору послідовності виведення окремих одиниць ЕО, включаючи комутаційне ЕО.

Визначення послідовності заміни або планового чи позапланового виведення з експлуатації для проведення ремонту комутаційного ЕО ЕЕС належать до класу завдань багатокритеріального вибору альтернатив в умовах невизначеності інформації.

Багатокритеріальний вибір альтернатив за схемою Беллмана-Заде [156]. Даний принцип упорядкування альтернатив дає змогу знайти альтернативу з мінімальними недоліками. Він не гарантує єдиного рішення. Для лінгвістичних оцінок цей принцип дає поділ на класи. Правило вибору кращої альтернативи a з множини $A = (a_1, a_2, \dots, a_m)$ має вигляд: $\mu_D(a^*) = \max_{j=1, \dots, m} \min_{i=1, \dots, n} \mu_{C_i}(a_j)$, де $\mu_{C_i}(a_j)$ – значення функції належності альтернативи a_j за критерієм C_i , $i = 1, 2, \dots, n$. Якщо критерії C_i мають різне значення, то їх внесок у загальне рішення можна представити як зважений перетин з врахуванням вагових коефіцієнтів w_j . Вагові коефіцієнти критеріїв задовольняють умовам: $\sum_{j=1}^m w_j = 1$, $w_j \geq 0$, $j = 1, \dots, m$.

Багатокритеріальний вибір альтернатив на основі адитивної згортки [156]. Адитивна згортка критеріїв заснована на представленні оцінок переваги альтернатив та відносної важливості критеріїв нечіткими числами, заданими функціями належності трикутного вигляду.

Зважена оцінка j -ої альтернативи за i -м критерієм представлена нечітким числом R_{ij} , а відносна важливість i -го критерію задається коефіцієнтом α_i , $i = 1, 2, \dots, n$. Якщо коефіцієнти α нормовані, то зважена оцінка j -ї альтернативи

визначається за виразом: $R_j = \sum_{i=1}^n \alpha_i \cdot R_{ij}$.

Ранжування альтернатив з використанням отриманих зважених оцінок здійснюється шляхом нечіткої композиції $\mu_J(j) = \sup_{r_1, r_2, \dots, r_m; r_k \geq r_j} \min_{j=1, \dots, m} \mu_{R_j}(r_j)$, де $\mu_J(j)$ – нечітка множина альтернатив, які відповідають поняттю «найкраща альтернатива». Найкращою вважається альтернатива, яка має найбільше значення $\mu_J(j)$.

Пріоритет кожної альтернативи обчислюється шляхом вибору мінімуму серед точок перетину правої границі відповідного нечіткого числа R_j з границями нечітких чисел, що представляють зважені оцінки альтернатив, розташованих праворуч на числовій осі (які задовольняють умові $r_k > r_j$). При цьому передбачається, що права границя області визначення нечітких чисел відповідає найбільш бажаним оцінкам, а ліва – найгіршим.

Багатокритеріальний вибір альтернатив на основі нечіткого відношення переваги [156]. Нечіткі відношення переваги R_j , $j = i, \dots, m$ можуть формуватися експертами або на основі парних порівнянь альтернатив, або обчислюватися на основі точкових оцінок альтернатив, коли задані функції належності критеріїв:

$$\mu_{R^S}(a, b) = \begin{cases} \mu_R(a, b) - \mu_R(b, a), & \text{якщо } \mu_R(a, b) \geq \mu_R(b, a); \\ 0, & \text{якщо } \mu_R(a, b) < \mu_R(b, a). \end{cases} \quad (2.7)$$

Нечітка підмножина недомінуючих альтернатив множини (A, μ_R) описується функцією належності:

$$\mu_R^{\text{НД}}(a) = 1 - \sup_{a, b \in A} (\mu_{R^S}(b, a) - \mu_{R^S}(a, b)), \quad a \in A. \quad (2.8)$$

З урахуванням різної важливості критеріїв нечітке відношення переваги Q визначається як $\mu_Q(a, b) = \sum_{j=1}^m w_j \cdot \mu_{R_j}(a, b)$, де w_j – вагові коефіцієнти важливості критеріїв. Нечітка підмножина недомінуючих альтернатив на множині (A, μ_Q) :

$$\mu_Q^{\text{НД}}(a) = 1 - \sup_{b \in A} (\mu_Q(b, a) - \mu_Q(a, b)).$$

Кращою вважається альтернатива, що має максимальний ступінь невідомості:

$$A^{\text{НД}} = \left\{ a' \mid a \in A, \mu^{\text{НД}}(a') = \sup_{a \in A} \mu^{\text{НД}}(a) \right\}. \quad (2.9)$$

У межах цього дослідження аналізується вплив випадкових змін у топології електричної мережі, які можуть виникнути внаслідок планового або аварійного виведення з експлуатації комутаційного ЕО, на ризики порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС під час відмов ЕО. У зв'язку з цим важливо визначити оптимальну послідовність планового, позапланового або аварійного виведення комутаційного ЕО з експлуатації для проведення ремонтних робіт або заміни. Іншими словами, упродовж певного часового інтервалу оперативному персоналу ставляться на вибір такі альтернативи a_i прийняття рішень: a_1, a_2, \dots, a_n – вивести з експлуатації для ремонту або замінити на нове ЕО B_1, B_2, \dots, B_n відповідно.

Оцінку альтернативних рішень необхідно здійснити за наступними критеріями: C_1 – ймовірність відмови комутаційного ЕО на інтервалі часу спостереження; C_2 – індекс ризику функціонування ЕЕС при відмовах комутаційного ЕО; C_3 – збитки системи внаслідок порушення режиму; C_4 – термін відновлення системи після аварії.

Кількісна оцінка альтернатив за окремими критеріями потребує моделювання комутаційного ЕО для оцінки його ТС та ймовірності їх відмови, а також аналізу режиму ЕЕС і визначення ризику порушення нормального режиму при відмовах в умовах планового або аварійного виведення з роботи комутаційного ЕО.

Визначення оптимальної послідовності планового, позапланового або аварійного виведення в ремонт або заміни комутаційного ЕО багатокритеріальним вибором альтернатив з використанням НЛВ на основі методу Мамдані, який розглянуто раніше, виконується в такій послідовності.

В якості вхідних лінгвістичних змінних цієї моделі прийняті такі: $P_{\Delta t}$ – ймовірність відмови комутаційного ЕО на інтервалі часу спостереження; R_I – індекс ризику функціонування ЕЕС при відмовах комутаційного ЕО;

Z_E – збитки системи внаслідок порушення режиму; T_B – термін відновлення системи після аварії.

Вхідні лінгвістичні змінні нечіткої бази знань багатокритеріального вибору альтернатив представлена трьома термами: T_L , T_M , T_B – «Малий», «Середній», «Великий» відповідно.

Прийняті базові форми функцій належності термів вхідних лінгвістичних змінних моделі багатокритеріального вибору альтернатив представлені на рис. 2.9.

Побудована база знань нечіткої моделі багатокритеріального вибору альтернатив містять 81 продукційне правило і наведена в додатку А.

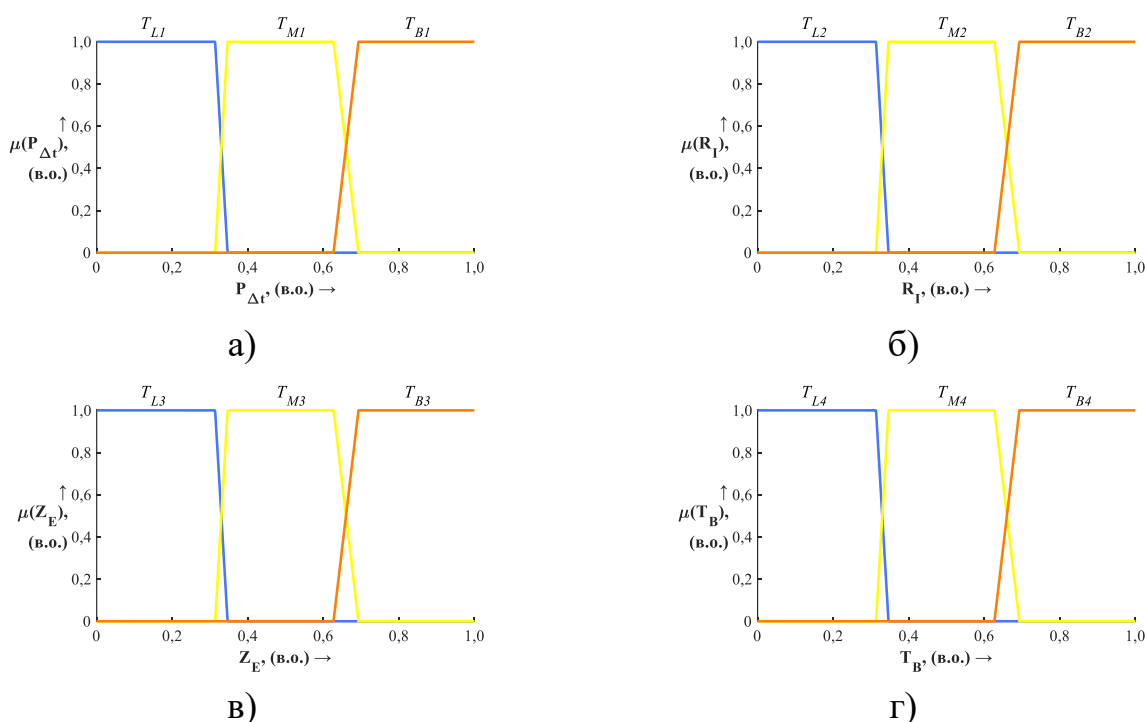


Рисунок 2.9 – Функції належності для:

- а) – ймовірність відмови комутаційного ЕО на інтервалі часу спостереження;
- б) – індексу ризику функціонування ЕЕС при відмовах комутаційного ЕО;
- в) – збитків системи внаслідок порушення режиму;
- г) – терміну відновлення системи після аварії

В якості вихідної лінгвістичної змінної *prior* прийнято «Пріоритет виведення з експлуатації». Терми вихідної змінної та їх функції належності прийняті згідно зі стандартним п'ятирівневим 01-класифікатором [8, 144 – 147]: T_{VL5} – дуже низький пріоритет [0; 0.2]; T_{L5} – низький пріоритет [0.2; 0.4]; T_{M5} – середній пріоритет [0.4; 0.6]; T_{B5} – високий пріоритет [0.6; 0.8]; T_{VB5} – дуже високий пріоритет [0.8; 1].

Результуюче значення виходу визначається за допомогою дефазифікації вихідної нечіткої змінної шляхом знаходження зваженого середнього значення (центру ваги).

$$prior = \frac{\sum_{j=1}^m \mu^j(prior) \cdot prior_j}{\sum_{j=1}^m \mu^j(prior)}, \quad (2.10)$$

де $prior_j$ – центральні значення вихідної змінної $prior$ відповідних термів; $\mu^j(prior)$ – усічені функції належності термів вихідної величини $prior$.

2.5 Визначення ризику виникнення аварійних ситуацій в підсистемі ЕЕС ймовірнісно-статистичним моделюванням

На сьогодні найбільш перспективним методом для оцінки режимної надійності ЕЕС є використання ймовірнісних методів. На основі яких проводяться розрахунки для оцінки режимної надійності ЕЕС при аварійних відключеннях елементів ЕЕС.

Цей підхід включає ряд ймовірнісно-статистичних методів для оцінки режимної надійності ЕЕС, які використовують статистичні оцінки для визначення показників надійності елементів ЕЕС, а математична модель ЕЕС ґрунтується на теорії випадкових процесів. Оцінка режимної надійності ЕЕС здійснюється за допомогою аналітичних та статистичних методів.

При аналізі аналітичним методом розглядається простір випадкових станів ЕЕС з урахуванням складу ЕО, які знаходяться в експлуатації. Визначаються стани, при яких аварійне відключення елемента, збіг декількох відключень, призводить до порушення режимної надійності або її відмови. Отримують кількісні показники режимної надійності, такі як невідпущена електроенергія, обмеження потужності навантаження та ймовірність відмови ЕЕС.

Виділення розрахункових подій може бути детально проведено для підсистем ЕЕС з невеликою кількістю елементів. У випадку простих радіальних схем електричних мереж можливо визначити ймовірнісні характеристики надійності методами ймовірнісного еквівалентування. Однак для складних систем,

таких як ЕЕС з багатьма елементами, важко звести до простих з'єднань (послідовно – паралельного) без прийняття низки припущень.

Аналітичні методи використовують моделі відмов або відновлення на основі Марківських випадкових процесів, при цьому припускається, що подія відмови не має наслідків для ЕЕС. Це може впливати на точність результатів, оскільки ця властивість характерна для відносно надійних ЕЕС, які пройшли період припрацювання і не вичерпали свій ресурс.

В разі використання моделей відмов елементів ЕЕС, які враховують фактор нестаціонарності, аналітичний метод стає неефективним. Статистичне моделювання, навпаки, дає можливість повно враховувати особливості функціонування складних ЕЕС (багатоелементність, складна топологія та значний рівень зношення ЕО) при розрахунках для оцінки ризику.

При розрахунку ЕЕС даним методом результати є випадковими реалізаціями. Цей метод передбачає багаторазове відтворення випадкового процесу з подальшим обробленням одержаних даних для знаходження об'єктивних і стійких характеристик. Результати є випадковими реалізаціями, і показник надійності ЕЕС оцінюється статистично за її математичним очікуванням після серії випробувань, що характерно методам Монте-Карло.

У методі статистичного моделювання для оцінки надійності підсистем ЕЕС використовується імітація випадкового процесу зміни стану електричної мережі протягом розрахункового інтервалу часу (зазвичай рік). Для кожного стану ЕЕС, пов'язаного з відмовою її елемента, перевіряється можливість нормального функціонування, розраховуючи відповідний післяаварійний режим та здійснюючи оптимальне обмеження навантаження.

Переваги цього методу включають здатність повно враховувати особливості функціонування складних ЕЕС, в тому числі із залежними відмовами та різними законами розподілу часу до відмови або відновлення. Однак має свої недоліки, такі як частковий характер результатів, залежність точності та числа випробувань від ступеня надійності елементів мережі, що особливо важливо при аналізі високонадійної електричної мережі.

Аналіз методів та математичних моделей оцінки режимної надійності ЕЕС на основі визначення показників ризику ймовірно-статистичного моделювання підкреслив важливість забезпечення високого рівня достовірності визначення показників ризику. Найбільший вплив на достовірність визначення кількісних оцінок режимної надійності мають показники надійності окремих елементів ЕЕС, зокрема ймовірності їх відмови, які визначаються з математичних моделей відмов на основі статистичних даних та результатів оцінки ТС ЕО.

Задачею комплексного моделювання є визначення ризику порушення нормального режиму ЕЕС на заданому інтервалі часу Δt при відмовах або виведенні з експлуатації ЕО внаслідок незадовільного ТС. Для цього реалізується обчислювальний процес з використанням методу статистичного моделювання.

Функціонування об'єктів на інтервалі спостереження Δt характеризується уточненою функцією розподілу ймовірності безвідмовної роботи $F(t)$. Час безвідмовної роботи кожного об'єкта визначається випадковим чином. Використовуючи генератор випадкових чисел генерується випадкове число α в діапазоні $[0; 1]$. Далі виконується зворотне перетворення $F^{-1}(\alpha)$ та знаходиться час τ . Якщо отриманий час τ попадає в інтервал $t_1 \leq \tau \leq t_2$, то вважається, що об'єкт відмов на інтервалі часу спостереження Δt . В іншому випадку $\tau < t_1$ або $\tau > t_2$, то вважається, що об'єкт не відмов на інтервалі часу спостереження Δt .

Якщо можлива відмова декількох елементів в даній реалізації, вибирається елемент із найменшим часом відмови τ_{\min} . Відмова цього елемента розглядається як збурення, що може викликати аварійні ситуації в підсистемі ЕЕС. Аварійне збурення фіксується при виникненні ряду подій, таких як перенавантаження елементів, порушення стійкості ЕЕС, недопустимо низька напруга у вузлах або схемні умови знеструмлення споживача.

Отримані ймовірнісні характеристики функціонування об'єктів і режиму підсистеми ЕЕС дозволяють визначити ризики порушення нормального режиму на інтервалі часу спостереження Δt при відмові будь-якого елемента та різних сценаріїв аварійної ситуації підсистеми ЕЕС. Алгоритм визначення ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах ЕО наведено в додатку В.

Висновки до розділу № 2

1. Виконано формалізований математичний опис визначення ризику зниження режимної надійності ЕЕС, що дозволило визначити і обґрунтувати методи і підходи до визначення інтегрального показника ризику, який враховує: ймовірність відмови ЕО, ймовірність виникнення аварійної ситуації та наслідки в разі виникнення аварійної ситуації. Визначено етапи аналізу ризику для отримання кількісних та якісних показників ризику зниження режимної надійності ЕЕС.

2. Обґрунтована необхідність розробки моделей оцінки ТС, ресурсу та ймовірності відмови ВВ для задач аналізу режимної надійності. Визначено та обґрунтовано підходи щодо побудови комплексної математичної моделі оцінки ТС ВВ на основі інтелектуального аналізу даних, зокрема сполученні нечіткої логіки, статистичних і ймовірнісних методів. Показано, що залежності від об'єму доступної вхідної інформації та поставленої задачі оцінки ТС ВВ доцільно формування різних модифікацій нечітких та ймовірнісних моделей: нечітка модель, в якій використовується найбільш повний обсяг інформації, отриманих в режимах Online і Offline і яка призначена для прийняття рішення щодо стратегії експлуатації (ремонт, продовжити експлуатацію, заміна ЕО); нечітка модель, в якій використовується мінімальна доступна оперативна інформація, отримана в режимі Online і яка призначена для оцінки ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС; ймовірнісна модель відмови ЕО на основі функції розподілу ймовірності відмов, отриманої за результатами обробки статистичних даних по відмовах на генеральній сукупності подій для об'єктів даного типу. Розроблено ієрархію нечіткої оцінки ТС та ймовірності відмови елегазового ВВ на основі агрегування станів окремих ФВ за параметрами отриманими в режимах Online та Offline з урахуванням рівня важливості визначальних параметрів і ФВ.

3. Розроблено метод визначення послідовності заміни або планового чи позапланового виведення з експлуатації для проведення ремонту ВВ з врахуванням ТС та ймовірності відмови для зниження (пом'якшення) ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС в умовах невизначеності інформації. Для підтримки прийняття рішення вибору варіанту відключення будь-якого елемента,

яке призводило б до найменших розладів в роботі ЕЕС та забезпечувало найменший ризик порушення нормального режиму запропоновано використання методів багатокритеріального вибору альтернатив.

4. Обґрунтовано доцільність і ефективність застосування методу ймовірно-статистичного моделювання для визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації ВВ та дослідження режимної надійності ЕЕС в умовах каскадного розвитку відмов. Запропоновано алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для оцінки ризику порушення нормального режиму при відмовах або виведенні з експлуатації ВВ шляхом ймовірно-статистичного моделювання.

3 ОЦІНКА ЙМОВІРНОСТІ ВІДМОВИ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ ЛІНГВІСТИЧНИМ МОДЕЛЮВАННЯМ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ

3.1 Комплексна лінгвістична математична модель елегазового вимикача для визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови

Завдання комплексної оцінки ТС ВВ належить до категорії погано формалізованих і слабо структурованих задач внаслідок таких факторів [8, 13, 93, 106, 107, 109, 110, 114, 115]: наявності різномірної вхідної інформації (кількісні і якісні значення змінних), неповноти інформації, різночасності вимірювань параметрів об'єкта; невизначеності, яка зумовлена неможливістю адекватного математичного опису процесів внаслідок вимірювань змінних стану; недостатності ретроспективних даних про експлуатацію ВВ та інші.

Аналіз розглянутих методів та моделей показує, що вони переважно орієнтуються на використання інформації, отриманої в результаті ремонтної і післяремонтної діагностики виведеного з експлуатації ВВ або тільки на результати моніторингу параметрів ТС в робочих режимах, часто потребують для оцінки і прогнозування ТС конкретних ВВ узагальнених статистичних даних, які не враховують індивідуальні характеристики ВВ.

Ці об'єктивно існуючі умови функціонування ВВ енергосистем викликають необхідність використання таких моделей ВВ, в яких можна подати в єдиній формі різномірну інформацію по об'єкт, включаючи і суб'єктивну інформацію експертів. Для поєднання результатів різних методів вимірювання в режимах Online та Offline моніторингу ВВ для правильної оцінки ТС важливо використати методи штучного інтелекту, зокрема нечітку логіку [151 – 154]. На основі всіх існуючих даних моніторингу ВВ нечітким моделюванням можна отримати більш повну і об'єктивну картину стану ВВ та визначити ймовірність відмови.

Основними елементами сучасних елегазових ВВ є:

- дугогасна камера, яка являє собою ізольовану камеру для гасіння дуги;
- механізм приводу (моторний механізм), який акумулює потенціальну енергію та передає енергію рухомих контактам для їх включення або відключення;

– блок керування та сигналізації, в якому знаходяться елементи сигналізації для індикації положення ВВ та котушки вмикання/вимкнення, які забезпечують надійне відключення та включення ВВ.

Керуючись основними принципами побудови і у відповідності із загальною структурою нечіткої моделі [8, 151 – 154] об'єкта, введемо наступні компоненти нечіткої моделей окремих для оцінки спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови окремих ФВ елегазового ВВ.

Контактна система. Відповідно, вхідними лінгвістичними змінами цієї підсистеми є: поточна температура об'єкта Θ , (°C); максимальна кількість механічних операцій N_0 , (опер.); сума квадратів усіх відключених струмів КЗ $I_{\Sigma kz}$, ($n \cdot kA^2$); відхилення контактної опору ΔR_k , (%). Вхідні лінгвістичні змінні нечіткої бази знань експертної підсистем оцінки ТС контактної системи елегазового ВВ представлена трьома термами: T_L , T_M , T_B – «Малий», «Середній», «Великий» відповідно.

Дозволена кількість комутаційних операцій варіюється в залежності від типу ВВ. N_0 , (опер.) визначається механічними випробуваннями і обмежена до 10 000 (опер.). Дана величина реєструється для визначення механічних пошкоджень контактних поверхонь полюсів, які піддаються зносу при кожній комутації ВВ. Величина $I_{\Sigma kz}$, ($n \cdot kA^2$) важлива, так як знос контактів ВВ і стан дугогасного середовища сильно залежать від цієї величини. При цьому ступінь пошкодження контактів залежить від теплового імпульсу, і пошкодження збільшується квадратично зі збільшенням струму відключення. Термін експлуатації ВВ залежить від кількості відключень струмів КЗ. Кожен ВВ повинен задовольняти наступній умові [102 – 104]:

$$I_{\Sigma kz} = \sum n \cdot I_{kz}^2 \leq 20\,000, \quad (3.1)$$

де n – кількість комутацій струму, а I_{kz} – модуль струм КЗ в (кА).

Підвищення опору контактів призводить до збільшення нагріву та появи гарячих точок на ВВ, які ідентифікуються температурою перегріву. Вимірювання контактної опору (R_k , ($\mu\Omega$)) в основному виконується за допомогою постійного

струму для всіх трьох фаз. Поширеним способом оцінки опору є порівняння його зі значеннями двох інших фаз. Якщо відхилення (ΔR_k , (%)) перевищує 50 %, необхідно провести ремонт ВВ. Це вимірювання є вимірюванням опору головного струмовідного контуру і є ключовим для протікання струму в закритому положенні ВВ [157].

Достовірність результатів, отриманих за нечіткою моделлю діагностування ТС елегазового ВВ суттєво залежить від параметрів функцій належності вхідних і вихідних лінгвістичних змінних, оптимальні значення яких визначаються на основі налаштування моделі з використанням репрезентативних даних [8, 151 – 154].

На практиці дуже рідко вдається одержати експлуатаційні статистичні дані щодо функціонування ЕО. Особливо це стосується елегазових ВВ, які відносно недавно почали масово вводиться в експлуатацію в сучасних ЕЕС і відносно яких не накопичено достатньо статистики щодо змінення ТС та параметрів надійності. Відсутність на сьогоднішній день представницької інформації, з використанням якої можливо було б визначити загальний спрацьований ресурс ВВ на основі параметрів ТС окремих ФВ потребує застосування відповідних експертних методів які ґрунтуються на використанні експертних оцінок груп спеціалістів, що дозволяє швидко отримати кінцеві результати за мінімальних витрат [153]. Це потребує при формуванні базових форм і визначенні параметрів функцій належності нечітких моделей об'єкта використання відповідних нормативних документів та експертних оцінок груп спеціалістів.

Нормативні документи [82, 83, 154] регламентують «тверді» норми змінення параметрів, однак досвід діагностики з використанням традиційних моделей показує, що на практиці норми коливаються в межах приблизно $\pm (5...10)$ %. Тому нечіткість твердих норм можна обмежити величиною $\pm (5...7)$ %.

Прийняті базові форми функцій належності термів вхідних лінгвістичних змінних моделі оцінки ТС контактної системи представлені на рис. 3.1.

База знань нечіткої моделі визначення спрацьованого ресурсу (ймовірності відмови) контактної системи елегазового ВВ містять 81 продукційне правило і наведена в додатку А.

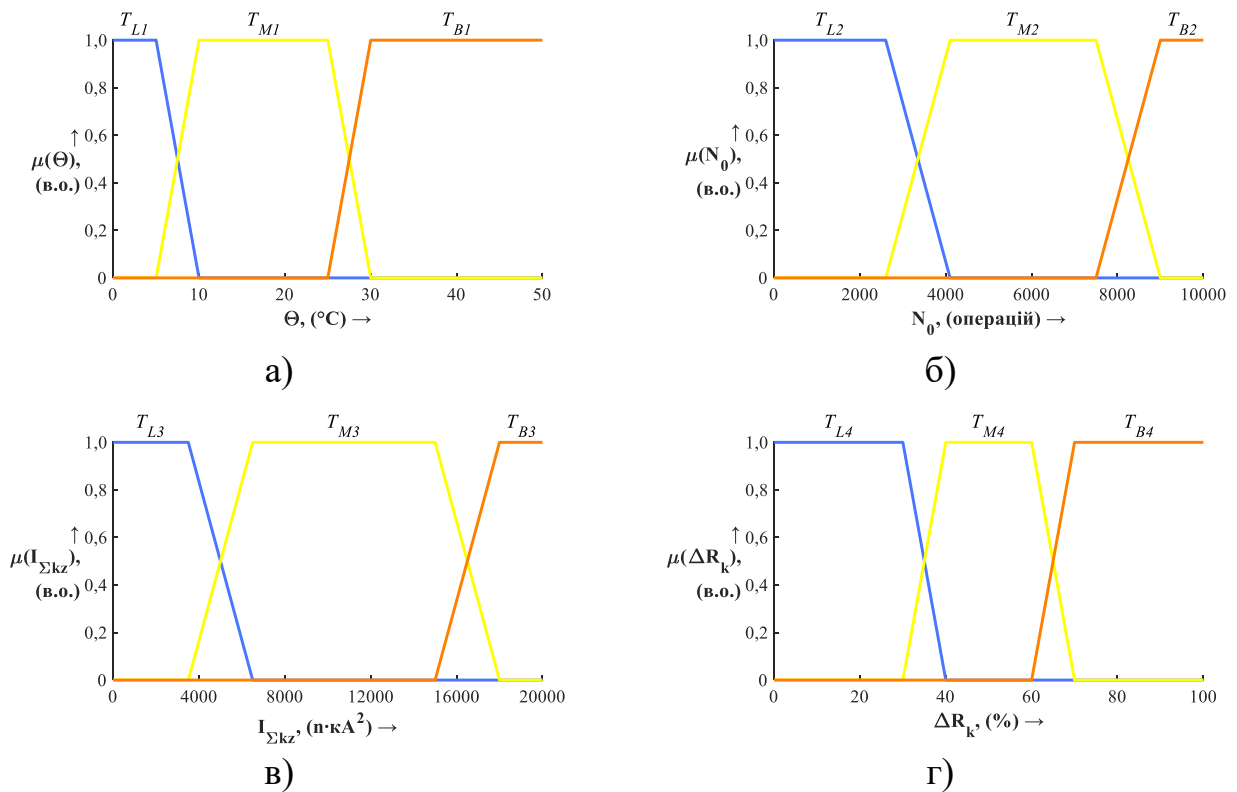


Рисунок 3.1 – Функції належності для: а) – поточної температури об'єкта; б) – максимальної кількості механічних операцій; в) – суми квадратів усіх відключених струмів короткого замикання; г) – відхилення контактного опору

Дугогасна камера. Відповідно, вхідними лінгвістичними змінними цієї підсистеми є: витік газу ΔP , (%/рік.); тиск газу P , (бар); густина газу ρ , (кг/м³); температура газу Θ_{SF6} , (°C). Вхідні лінгвістичні змінні нечіткої бази знань експертної підсистем оцінки ТС дугогасної камери елегазового ВВ представлена трьома термами: для першої лінгвістичної змінної, ΔP : T_{G1} , T_{A1} , T_{D1} – «Добре», «Сигналізація», «Небезпека» відповідно; для решти лінгвістичних змінних, P , ρ , Θ_{SF6} : T_L , T_G , T_H – «Низький», «Добре», «Високий» відповідно.

Діапазон можливих значень температури елегазу становить від -30 °C до 100 °C [158]. Нижня і верхня граничні значення температури становлять -40 °C і 110 °C відповідно. Допустимий витік газу знаходиться в межах від 0,5 % до 1 % на рік [159]. Такий витік газу є наслідком недосконалості конструкції дугогасної камери елегазового ВВ. Для виявлення місця витіку найчастіше використовується тепловізійне обстеження, яке дозволяє протягом короткого часу перевірити великі поверхні без пропуску будь-якої частини дугогасної камери ВВ. Тиск газу вимірюється манометром, та його нормальний діапазон становить від 6,25 бар до

7,77 бар. Граничні значення тиску – 5,98 та 8,05 бар [159]. Верхня межа тиску елегазу у дугогасній камері обмежена процесом конденсації елегазу. При надто високому тиску елегаз переходить в рідкий стан і втрачає дугогасні властивості. На відміну від манометра, денсиметр нечутливий до зміни тиску через температуру. Температурна компенсація досягається шляхом порівняння щільності елегазу, яка знаходиться в діапазоні від 45 до 50 кг/м³ [159].

Прийняті базові форми функцій належності термів вхідних лінгвістичних змінних моделі оцінки ТС дугогасної камери представлені на рис. 3.2.

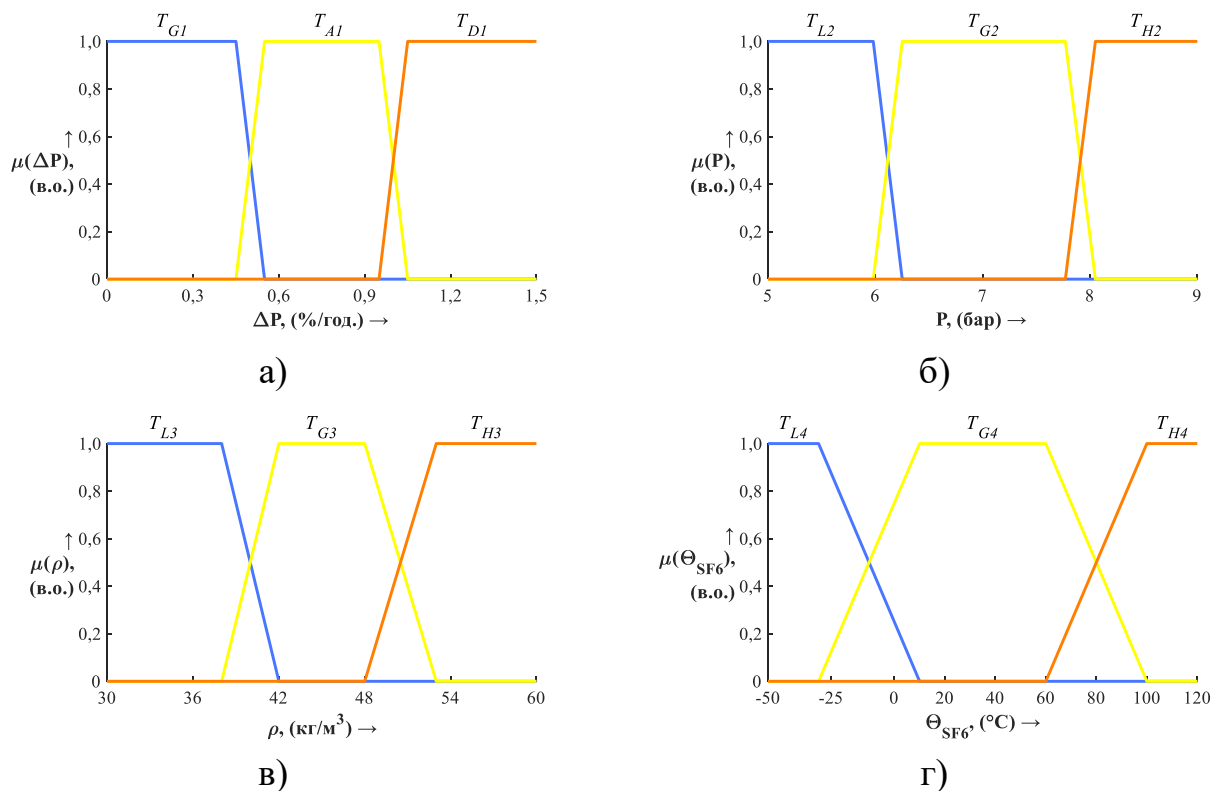


Рисунок 3.2 – Функції належності для: а) – витoku газу; б) – тиску газу; в) – густини газу; г) – температури газу

База знань нечіткої моделі визначення спрацьованого ресурсу (ймовірності відмови) дугогасної камери елегазового ВВ містять 81 продукційне правило і наведена в додатку А.

Механізм приводу (моторний механізм). Відповідно, вхідними лінгвістичними змінними цієї підсистеми є: довжина ходу контакту ВВ d_k , (мм); відхилення часу відключення між розривами Δt , (мс); відхилення власного часу включення Δt_{on} , (мс); відхилення власного часу відключення Δt_{off} , (мс). Вхідні лінгвістичні змінні нечіткої бази знань експертної підсистем оцінки ТС механізму

приводу елегазового ВВ представлена трьома термами: для першої лінгвістичної змінної, d_k : T_{SI} , T_{GI} , T_{LI} – «Занадто короткий», «Добре», «Занадто довгий» відповідно; для решти лінгвістичних змінних, Δt , Δt_{on} , Δt_{off} : T_G , T_A , T_D – «Добре», «Сигналізація», «Небезпека» відповідно.

Механізм приводу ВВ є найважливішою частиною ВВ з точки зору надійності. Шляхом моніторингу переміщення контактів (крива переміщення контактів) перевіряється функціональність механізму приводу. Відстань, яку контакт проходить під час повної операції включення, можна розрахувати на основі записаної кривої та швидкості контакту. Межі допустимої довжини ходу контакту елегазового ВВ становлять 190 мм та 213 мм [160, 161]. Синхронізація між полюсами перевіряється шляхом одночасного заміру часу відключення та включення всіх трьох полюсів ВВ. Синхронізація при відключенні важливіша, ніж при включенні. Допустиме відхилення часу відключення між розривами залежать від виробника [158]. Для найбільш критичних значень при відключенні та включенні ВВ час операції відключення обране як мінімальне допустиме відхилення в 2 мс.

Занадто довгий час відключення викликає повільніше відновлення діелектричної міцності міжконтактного проміжку, що збільшує ймовірність повторного загорання дуги. Будь-яке відхилення від номінального часу включення чи відключення є першим індикатором можливої несправності в механізмі приводу, що призведе до некоректного гасіння дуги.

Збільшення часу включення або відключення може вказувати на недостатню енергію у приводі ВВ, і навпаки. Надмірна енергія в пружині приводу може створити велике механічне навантаження на ВВ. З іншого боку, менша енергія в пружині приводу ВВ означає меншу силу відключення ВВ. Повільний час операцій може бути результатом повільної реакції окремих частин механізму приводу. Власний час операцій ВВ пов'язаний з характеристиками комутаційних операцій ВВ. Власний час включення завжди більше власного часу відключення, оскільки механізм приводу протистоїть пружині відключення та амортизаційному пристрою ВВ, які повинні амортизувати високу кінетичну енергію при зупинці контактів під

час включення. Основним необхідним циклом операції ВВ є В – 0,3 сек. – В – В: відключення (В) – 0,3 секунди паузи – включення (В) – відключення (В). Допустимі відхилення власного часу операцій залежать від виробника [158]. Граничне значення допустимого відхилення власного часу операції при включенні становить ± 7 мс, а при відключення ± 2 мс. Ці значення вибрано як критичні випадки, які створюють граничні значення з точки зору надійної роботи ВВ.

Прийняті базові форми функцій належності термів вхідних лінгвістичних змінних моделі оцінки ТС механізму приводу представлені на рис. 3.3.

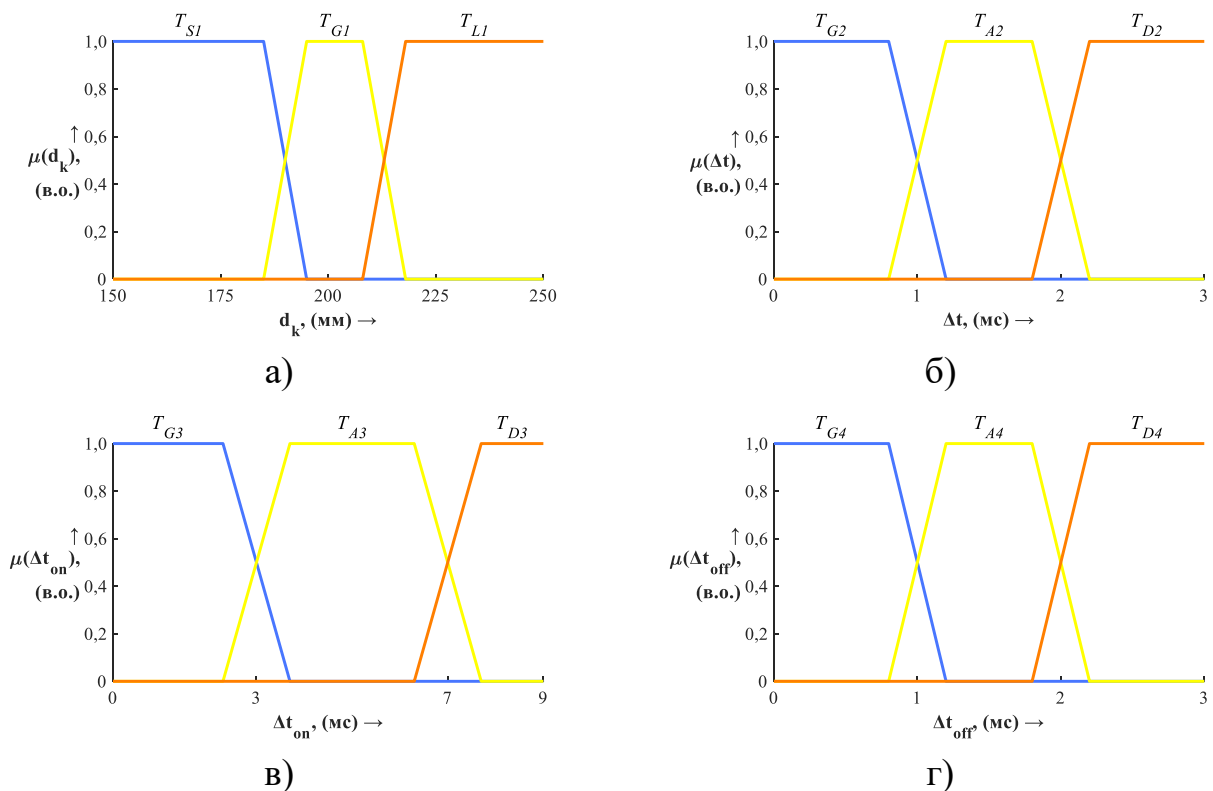


Рисунок 3.3 – Функції належності для: а) – довжини ходу контакту вимикача; б) – відхилення часу відключення між розривами; в) – відхилення власного часу включення; г) – відхилення власного часу відключення

База знань нечіткої моделі визначення спрацьованого ресурсу (ймовірності відмови) механізму приводу електричного ВВ містять 81 продукційне правило і наведена в додатку А.

Для знаходження узагальненої оцінки ТС ВВ, а саме, загального спрацьованого ресурсу ВВ застосовано систему НЛВ на основі методу Мамдані [8] за якого дефазифіковане значення вихідної нечіткої змінної визначається шляхом знаходження зваженого середнього значення (центру ваги) [8]:

$$S = \frac{\sum_{j=1}^m \mu^j(S) \cdot S_j}{\sum_{j=1}^m \mu^j(S)}, \quad (3.2)$$

де S_j – центральні значення вихідної змінної S відповідних термів; $\mu^j(S)$ – усічені функції належності термів вихідної величини S .

В якості вихідної лінгвістичної змінної S прийнято «Спрацьований ресурс функціонального вузла». Терми вихідної змінної та їх функції належності прийняті згідно зі стандартним п'ятирівневим 01-класифікатором [8]: T_{VL5} – дуже низький спрацьований ресурс (ймовірність відмови) [0; 0,2]; T_{L5} – низький спрацьований ресурс [0,2; 0,4]; T_{M5} – середній спрацьований ресурс [0,4; 0,6]; T_{B5} – високий спрацьований ресурс [0,6; 0,8]; T_{VB5} – дуже високий спрацьований ресурс [0,8; 1].

Графіки функцій належності вихідної лінгвістичної змінної «Спрацьований ресурс функціонального вузла» наведено на рис. 3.4.

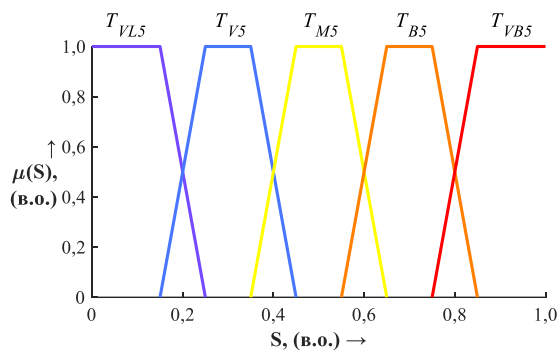


Рисунок 3.4 – Система трапецій функцій належності вихідної лінгвістичної змінної «Спрацьований ресурс функціонального вузла»

На рис. 3.5 наведено алгоритм отримання агрегованої оцінки ТС елегазового ВВ.

Практика експлуатації показує що не всі визначальні параметри ТС ВВ в однаковій мірі впливають на ресурс працездатності та ймовірність відмови ФВ, які в свою чергу мають різний рівень впливу на ресурс працездатності ВВ в цілому. Для об'єктивної оцінки ресурсу необхідно виконати ранжування параметрів ТС, а також ФВ у відповідності з рівнем їх значущості щодо впливу на загальний ресурс працездатності (ймовірність відмови) та визначити відповідні вагові коефіцієнти.

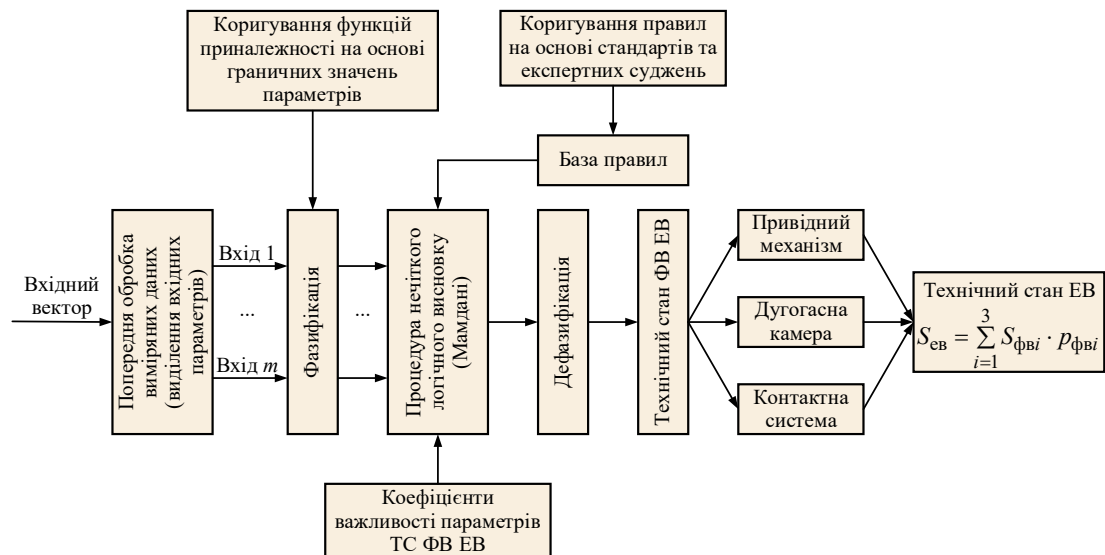


Рисунок 3.5 – Алгоритм отримання агрегованої оцінки ТС елегазового ВВ

Оцінка даних вагових коефіцієнтів є достатньо складною задачею і залежить як від кваліфікації груп експертів, якщо проводиться його оцінювання експертними методами, так і від результатів моніторингу параметрів ТС.

В першому наближенні вплив кожного параметра на ресурс працездатності (ймовірність відмови) об'єкта можна врахувати з допомогою деякого коефіцієнта значущості K_i , для оцінки якого необхідно розмістити всі параметри або ФВ за порядком спадання значущості: $K_1 > K_2 > \dots > K_N$, де N – кількість параметрів ТС. В цьому випадку коефіцієнт значущості (впливу) i -го параметру (ФВ) визначається за правилом Фішберна [153]:

$$K_i = \frac{2 \cdot (N - i - 1)}{(N + 1) \cdot N}. \quad (3.3)$$

Для випадку коли разом з перевагами входять відношення байдужості, визначення набору ваг Фішберна такої змішаної системи здійснюється за рекурсивною схемою:

$$K_{i-1} = \begin{cases} K_i, & F_{i-1} \approx F_i \\ K_{i+1}, & F_{i-1} \succ F_i, \\ K_N = 1, & i = N \dots 2 \end{cases} \quad (3.4)$$

де F_i – множина вершин факторів впливу параметрів ТС або ФВ на ресурс працездатності (ймовірність відмови) ФВ чи ВВ в цілому; N – кількість параметрів ТС або ФВ об'єкта.

Ваговий коефіцієнт i -го фактора впливу при цьому визначається:

$$K = \sum_{i=1}^N K_i, \quad P_i = \frac{K_i}{K}. \quad (3.5)$$

За наявності висококваліфікованих експертів для визначення відповідних вагових коефіцієнтів доцільно використати метод парних порівнянь Сааті [151].

Згідно з методом Сааті, експертами складається квадратна матриця A :

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1i} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2i} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{i1} & a_{i2} & \dots & a_{ii} \end{bmatrix}. \quad (3.6)$$

де a_{ij} – перевага фактора впливу параметру ТС або ФВ на ресурс працездатності (ймовірність відмови) ФВ чи ВВ в цілому F_i над фактором F_j ($i, j = 1, \dots, k$), що визначається за дев'ятибальною шкалою Сааті [151].

Очевидно, що $a_{ii} = 1$, $a_{ij} = 1 / a_{ji}$, $i, j = 1, \dots, k$ (тобто діагональні елементи матриці дорівнюють 1, матриця є обернено симетричною). Після формування матриці необхідно знайти власний вектор матриці P ($P \neq 0$) розв'язавши рівняння $A \cdot P = \lambda \cdot P$, де λ – власне значення матриці.

Звернемося до вирішення задачі знаходження власних значень $(A - \lambda \cdot E) \cdot P = 0$ при $P \neq 0$.

Ця неоднорідна система має нетривіальне розв'язок тоді й лише тоді, коли визначник матриці $\det(A - \lambda \cdot E)$ дорівнює нулю. Цей визначник являє собою многочлен i -го степеня від λ . Існує i власних значень – коренів цього многочлена. Згідно з методом Сааті, приймається найбільше λ_{\max} зі знайдених власних значень.

Підставивши найбільше знайдене власне значення матриці (3.6), отримуємо матрицю A' :

$$A' = \begin{bmatrix} a_{11} - \lambda_{\max} & a_{12} & \dots & a_{1i} \\ a_{21} & a_{22} - \lambda_{\max} & \dots & a_{2i} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{i1} & a_{i2} & \dots & a_{ii} - \lambda_{\max} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \dots \\ P_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a'_{11} & a_{12} & \dots & a_{1i} \\ a_{21} & a'_{22} & \dots & a_{2i} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{i1} & a_{i2} & \dots & a'_{ii} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \dots \\ P_i \end{bmatrix}. \quad (3.7)$$

Далі вводиться умова нормування: $\sum_{i=1}^j P_i = 1$.

Отримана систем має лише нульове рішення. Для знаходження власного вектора замість одного з системи (3.7) використовується умова нормування:

$$\begin{cases} a'_{11} \cdot P_1 + a_{12} \cdot P_2 + \dots + a_{1i} \cdot P_i = 0 \\ a_{21} \cdot P_1 + a'_{22} \cdot P_2 + \dots + a_{2i} \cdot P_i = 0 \\ \dots \\ P_1 + P_2 + \dots + P_i = 1 \end{cases} \quad (3.8)$$

Для підтвердження адекватності розробленої моделі елегазового ВВ, за даними ТС елегазових ВВ наведеними в табл. 3.1, було виконано порівняння результатів оцінки ТС та ймовірності відмови окремих ФВ та елегазового ВВ в цілому (табл. 3.2 – 3.5) по запропонованій моделі і по моделі, широко використовуваної в закордонній практиці [109].

Таблиця 3.1 – Результати моніторингу параметрів технічного стану елегазового ВВ

Контрольовані параметри	Значення параметрів технічного стану високовольтних елегазових вимикачів					
	I	II	III	IV	V	VI
t , (рік)	20	28	6	18	25	4
θ , (°C)	25	29	10	19	25	4
N_0 , (опер.)	6000	9000	3000	5600	8200	4500
$I_{\Sigma kz}$, (п·кА ²)	8000	19000	14000	9000	17000	6000
ΔR_k , (%)	40	60	10	30	38	20
ΔP , (%/год.)	0,6	0,9	0,1	0,5	0,8	0,2
P , (бар)	6,0	7,9	6,5	5,7	5,8	6,2
ρ , (кг/м ³)	46	49	47	45	48	47
θ_{SF_6} , (°C)	60	100	80	53	118	15
d_k , (мм)	193	215	205	198	225	205
Δt , (мс)	1,98	2,5	0,1	1,5	2,1	0,2
Δt_{on} , (мс)	3,5	6,5	1,0	2,8	5,2	1,5
Δt_{off} , (мс)	1,5	2,1	0,5	1,4	1,9	0,7

Для отримання по розробленій математичній моделі величини загального спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови окремих ФВ і ВВ в цілому з використанням наведених в табл. 3.1. даних були розраховані коефіцієнти важливості параметрів ТС і ФВ в частині внеску в рівень спрацьованого ресурсу з використанням правила Фішберна та метода Сааті [151, 153] (табл. 3.2 – 3.4).

Таблиця 3.2 – Система переваг-байдужості Фішберна та вагові коефіцієнти важливості параметрів ТС ФВ вимикачів

Вузол	Вагові коефіцієнти				
	Фішберн				
	Φ	p1	p2	p3	p4
Контактна система	$I_{\Sigma kz} \approx \Delta R_k > \Theta \approx N_0$	1/6	1/6	2/6	2/6
Дугогасна камера	$P \approx \Theta_{SF6} > \rho > \Delta P$	1/9	3/9	2/9	3/9
Привід	$\Delta t \approx \Delta t_{on} \approx \Delta t_{off} > d_k$	1/7	2/7	2/7	2/7

Таблиця 3.3 – Матриця парних порівнянь Сааті

Вузол	Контактна система	Дугогасна камера	Привід
Контактна система	1	3	6
Дугогасна камера	1/3	1	2
Привід	1/6	1/2	1

Таблиця 3.4 – Вагові коефіцієнти, що визначають значущість ФВ

Вузол	Вагові коефіцієнти			
	Сааті			
	Φ	p1	p2	p3
Контактна система	ФВ1 > ФВ2 > ФВ3	0,667	0,222	0,111
Дугогасна камера				
Привід				

Результати комплексної оцінки ТС елегазових ВВ з урахуванням коефіцієнтів важливості параметрів ТС і ФВ наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Комплексна оцінка ТС елегазового ВВ з врахування вагових коефіцієнтів

Найменування розрахункового параметра		Результати розрахунку спрацьованого ресурсу працездатності та ймовірності відмови високовольтних елегазових вимикачів					
		I	II	III	IV	V	VI
Термін напрацювання t , (рік)		20	28	6	18	25	4
Спрацьований ресурс працездатності	Контактна система	0,500	0,881	0,350	0,500	0,672	0,347
	Дугогасна камера	0,467	0,449	0,120	0,400	0,500	0,189
	Привід	0,487	0,737	0,119	0,382	0,749	0,119
	Вимикач в цілому	0,491	0,764	0,269	0,463	0,642	0,283
Інтенсивність відмов λ_{Φ} , (рік ⁻¹)		0,025	0,027	0,046	0,026	0,026	0,072
Ймовірність відмови за розроб. моделлю $F_{\Phi}(t)$, (в.о.)		0,388	0,537	0,239	0,372	0,474	0,249
Ймовірність відмови за моделлю [104] $F_{\Phi}(t)$, (в.о.)		0,400	0,518	0,252	0,349	0,467	0,274
Процентне відхилення, (%)		-2,85	3,57	-5,01	6,35	1,40	-9,00

Аналіз результатів розрахунку і порівняння значень ймовірності відмови окремих вузлів і ВВ в цілому за розробленою моделлю і моделями [109], показує, що максимальне відхилення складає 9,0 %, що підтверджує адекватність розробленої моделі оцінки ТС елегазового ВВ.

Для тестової схеми електроенергетичної системи (додаток Г), яка містить 39 повітряних 10 оливних вимикачів виконана оцінка зниження ризику порушення динамічної стійкості $R_d(\Delta t)$ ЕЕС при заміні повітряних і оливних вимикачів елегазовими методами статистичного моделювання. Основні параметри і характеристики елементів схеми наведені в додаток Г. Результати розрахунків представлені на рис. 3.6.

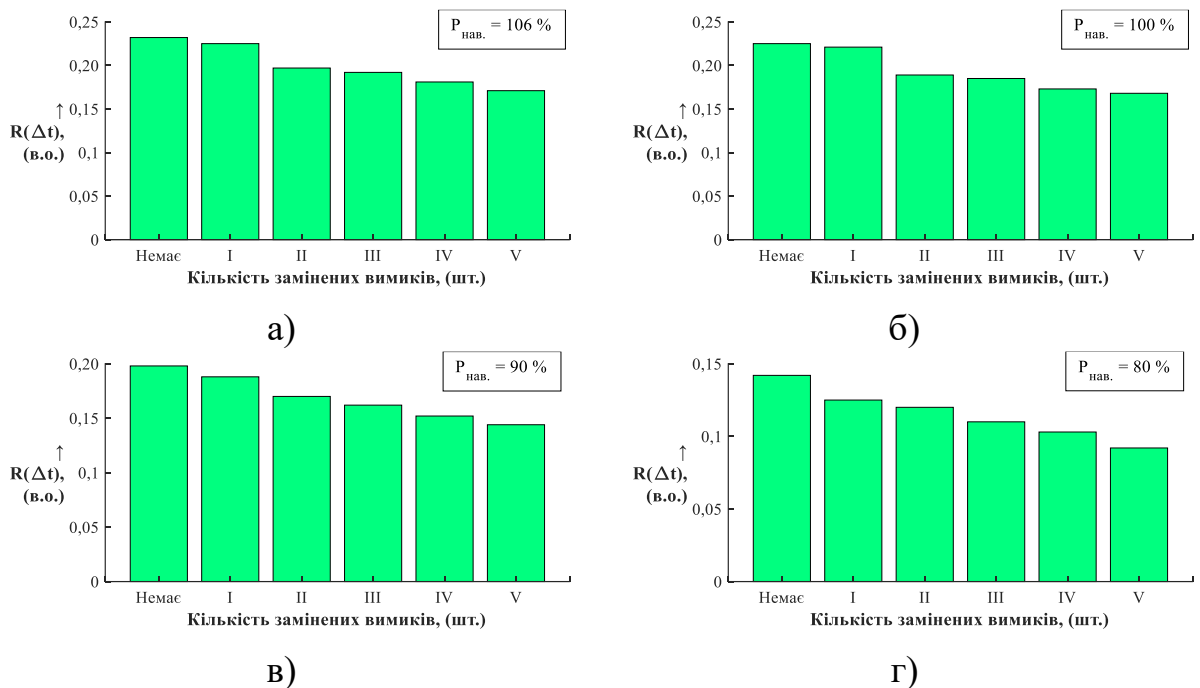


Рисунок 3.6 – Результати оцінки зниження ризику порушення динамічної стійкості $R_d(\Delta t)$ ЕЕС при заміні вимикачів інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ (міс.): а – при $P_{нав.} = 106\%$; б – при $P_{нав.} = 100\%$; в – при $P_{нав.} = 90\%$; г – при $P_{нав.} = 80\%$

В деяких випадках, коли інформація щодо ТС ВВ, яка отримана на виведеному з роботи ВВ є не достатньо повною або зовсім відсутня, для визначення спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови ВВ доцільно формувати модель, яка зорієнтована на використання оперативної експлуатаційної вхідної інформації.

В якості вхідних лінгвістичних змінних цієї нечіткої моделі елегазового ВВ використано такі: R_M – спрацьований механічний ресурс (кількість циклів

включення-відключення); R_K – спрацьований комутаційний ресурс (кількість відключень струмів КЗ певної величини); P_E – тиск дугогасного середовища; R_{IZ} – стан ізоляторів (активний опір ізоляції). Вхідні лінгвістичні змінні нечіткої бази знань оцінки ТС елегазового ВВ представлена трьома термами: T_L , T_M , T_B – «Малий», «Середній», «Великий» відповідно.

З використанням результатів експертних оцінок експлуатаційного персоналу, який має досвід експлуатації ВВ даного типу, НЕК «Укренерго», ДТЕК «Київські електромережі», були сформовані базові форми і визначенні параметри функцій належності вхідних лінгвістичних змінних рис. 3.7.

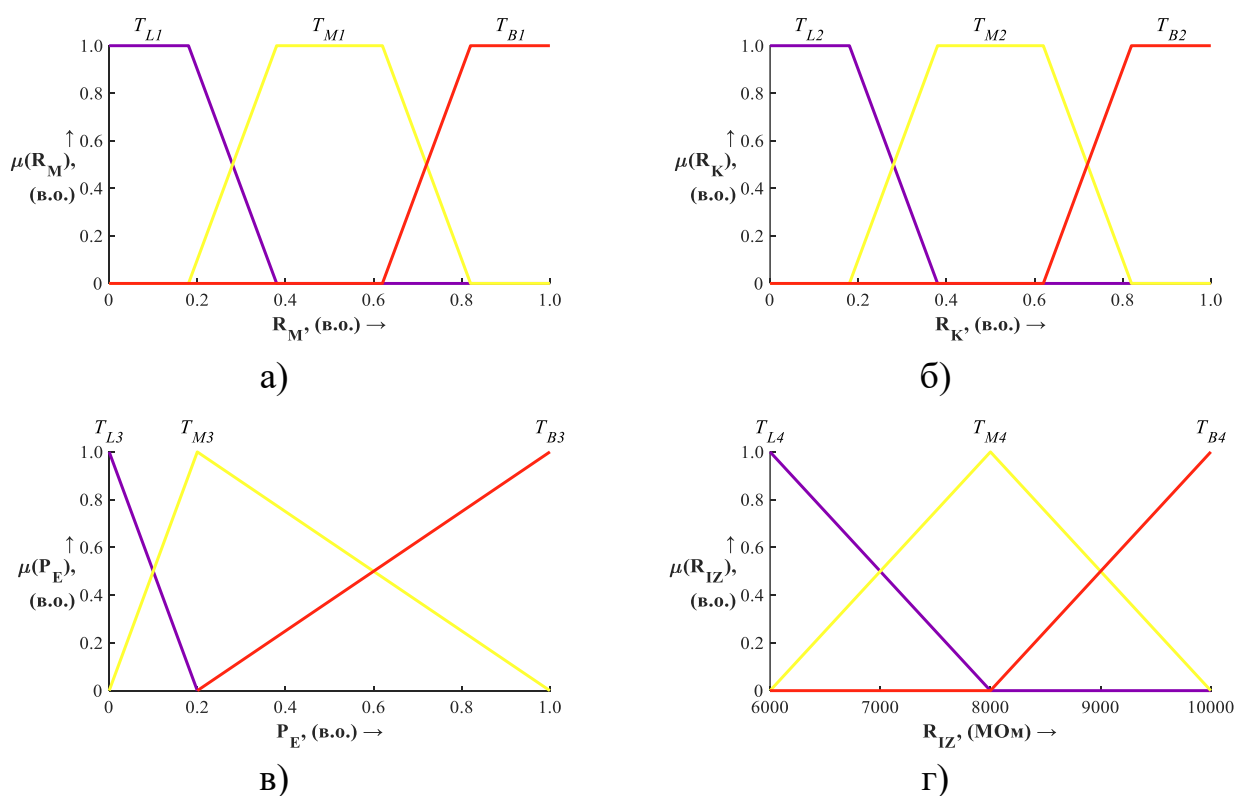


Рисунок 3.7 – Функції належності для: а) – спрацьованого механічного ресурсу вимикача; б) – спрацьованого комутаційного ресурсу вимикача; в) – тиску дугогасного середовища вимикача; г) – стану ізоляторів вимикача

База знань нечіткої моделі визначення загального спрацьованого ресурсу (ймовірності відмови) елегазового ВВ містять 81 продукційне правило і наведена в додатку А.

Для знаходження узагальненої оцінки ТС ВВ, а саме загального спрацьованого ресурсу вимикача з урахуванням об'єктивної існуючої невизначеності застосовано систему НЛВ на основі методу Мамдані.

В якості вихідної лінгвістичної змінної S прийнято «Загальний спрацьований ресурс вимикача». Терми вихідної змінної та їх функції належності прийняті згідно зі стандартним п'ятирівневим 01-класифікатором, як в попередній моделі.

При цьому результуюче значення виходу визначається за допомогою дефазифікації вихідної нечіткої змінної шляхом знаходження зваженого середнього значення (центру ваги), як в попередній моделі.

Відсутність репрезентативних статистичних даних, які дають можливість встановити відповідність між рівнем спрацьованого ресурсу і зміненням параметрів ТС елегазових ВВ і неможливість в зв'язку з цим виконати налаштування нечіткої моделі, потребує застосування дещо інших підходів.

Запропонований підхід базується на оцінці ступеня значущості кожного ФВ в частині внеску в загальну пошкоджуваність об'єкта, що визначається за статистикою пошкоджуваності окремих вузлів. Це дає можливість адаптувати розроблену лінгвістичну модель до реальних умов експлуатації.

Вагові коефіцієнти, які визначають значущість вузла оцінюються за формулою:

$$w_j = \frac{n_i}{n_\Sigma}. \quad (3.9)$$

де n_i і $n_\Sigma = \sum_{k=1}^m n_k$ – число відмов i -того вузла і загальна кількість відмов генеральної сукупності ВВ даного типу; m – кількість вузлів.

Отримані вагові коефіцієнти є нормованими і їх використано як корегувальні множники в системі НЛВ Мамдані, в класичному варіанті якої застосовують єдині однакові вагові коефіцієнти для кожного правила передумов. Це дає можливість опосередковано виконати налаштування (корегування, уточнення) лінгвістичної моделі в умовах відсутності репрезентативної інформації.

Існують різні підходи щодо врахування ступеню значущості ФВ ВВ в системі НЛВ Мамдані.

За одним із варіантів [162] застосування даного методу (система НЛВ зі зваженою істинністю) ступінь істинності кожної передумови μ^j , що відповідає

термам лінгвістичних змінних параметрів технічного стану ФВ T_{R_M} , T_{R_K} , T_{P_E} , $T_{R_{IZ}}$, відповідне правило $Rule_j$ помножується на відповідний коефіцієнт w_j .

В даному випадку ступінь виконання α_j правила $Rule_j$ при використанні системи НЛВ:

$$\alpha_j = \min\left(w_M \cdot \mu_M^j(R_M), w_K \cdot \mu_K^j(R_K), w_E \cdot \mu_E^j(P_E), w_{IZ} \cdot \mu_{IZ}^j(R_{IZ})\right). \quad (3.10)$$

Більш доцільним в процедурі композиції (3.10) є застосування іншого варіанту запропонованого методу шляхом визначення зваженої суми значень оцінок, тобто лінійної комбінації значень оцінок за всіма критеріями та їхніх вагових коефіцієнтів.

У відповідності з цим підходом ступінь виконання α_j правила $Rule_j$ при застосуванні системи НЛВ буде визначатись наступним чином:

$$\alpha_j = w_M \cdot \mu_M^j(R_M) + w_K \cdot \mu_K^j(R_K) + w_E \cdot \mu_E^j(P_E) + w_{IZ} \cdot \mu_{IZ}^j(R_{IZ}). \quad (3.11)$$

3.2 Формування функцій розподілу ймовірності відмови окремих типів високовольтних вимикачів за статистичними даними по відмовам з урахуванням індивідуальних характеристик

Для підвищення точності розрахунку з використанням ймовірного підходу для оцінки режимної надійності в ЕЕС, що ґрунтується на методах статистичного моделювання необхідно розробити моделі ймовірності відмов ЕО які використовують актуальні дані з експлуатації.

При моделюванні відмов ЕО розглядають три періоди експлуатації: період припрацювання, нормальної експлуатації і період інтенсивного зносу і старіння. Кожен період характеризується своєю математичною моделлю відмов та відповідно власним підходом до одержання кількісних характеристик відмов.

Характеристика для оцінки ймовірності відмови є функція розподілу часу безвідмовної роботи $F(t)$; всі інші показники, які пов'язані з відмовами об'єкта можуть бути одержані на основі цієї залежності.

При виборі моделей відмов елементів електроустановок слід керуватись наступними встановленими і підтвердженими практикою експлуатації підходами.

Повинні використовуватись всі доступні дані для кількісного опису відмов підсистем ЕЕС і її окремих компонентів. Для об'єктів з тривалим терміном експлуатації можлива наявність даних по «історії» об'єкту – статистиці відмов, причинах відмов та іншої інформації. У випадку нових елементів і систем можуть використовуватись дані по аналогах, якщо ця інформація є доступною, а також інтерполяція і екстраполяція. Причому вибір аналогу здійснюється з урахуванням різних факторів, починаючи від приналежності об'єкта до визначеної галузі промисловості і закінчуючи конкретним способом реалізації функції технічної системи. В загальному випадку вихідні дані класифікують як дані по відмовах (ймовірності) і дані по наслідках (збитки). Якщо які-небудь дані взагалі відсутні, включаючи дані по аналогам, то для їх одержання використовують досвід експертів.

Узагальнюючи вихідні дані побудови моделей відмов, оцінки ризику і визначення сценаріїв подій та оцінки ймовірності і наслідків класифікуються в порядку зменшення переваги на: актуальні – реальні дані із спостережень над ідентичними (або подібними) об'єктами в ідентичних умовах застосування; опубліковані – реальні дані, які опубліковані для подібних об'єктів у ідентичних умовах експлуатації; одержані з інженерною оцінкою – експертні дані, що відтворюють суб'єктивну оцінку експерта.

Достовірність визначення ймовірності відмови кожної одиниці ЕО ЕЕС суттєво впливає на оцінку ризику порушення надійності ЕЕС. Найдоцільніше для оцінки ймовірності відмови використовувати статистичні дані про функціонування ЕО даного типу, на основі яких будується функція розподілу ймовірності відмови.

Доцільність використання статистичних даних пояснюється тим, що вони враховують всі експлуатаційні фактори, в тому числі і вплив навколишнього середовища. Такий підхід до оцінки ймовірності відмови може дати достовірні результати, якщо є однорідна і репрезентативна систематика. Але на практиці, як зазначалось, цю статистику отримати дуже складно внаслідок різних умов експлуатації ЕО, його різноманітності, місця розташування ЕО в енергосистемі, а також в наслідок недосконалої системи моніторингу за відмовами об'єкта.

Отримані в результаті обробки систематичних даних функції розподілу ймовірності подій базуються на генеральній сукупності подій і, строго кажучи, не є ймовірнісними характеристиками ЕО і тому потребують відповідного уточнення для кожного елемента з урахуванням його індивідуальних характеристик.

Формування функції розподілу ймовірності відмови окремих типів ВВ. Послідовність визначення даних параметрів є наступною. Для визначення закону і параметрів функції розподілу ймовірності відмов $F(t)$ за основу береться статистичні дані по відмовам парку ЕО конкретного типу за певну кількість років експлуатації. Методика обробки статистичних даних по відмовам наведена в [14].

Далі по виду емпіричної функції розподілу ймовірності відмов $F(t)$ досліджуваного парку ЕО конкретного типу, припускають що розподіл ймовірності відмов на інтервалах припрацювання, нормальної експлуатації та інтенсивного старіння відповідають закону Вейбула або рівномірному закону.

З використанням методу найменших квадратів отримують оптимальні параметри функції змінення інтенсивності відмов для кожного з трьох інтервалів роботи.

При підборі теоретичного виразу закону розподілу може бути прийнята помилкова гіпотеза щодо виду теоретичної функції розподілу. Тому наступним кроком обробки статистичного даних є перевірка правильності прийнятої гіпотези, тобто визначення ймовірності того, що емпірична крива відповідає прийнятому теоретичному закону. Ця перевірка здійснюється за допомогою критерію Пірсона, відомого як критерій Хі-квадрат. У відповідності з даним методом за міру розбіжності статистичних і теоретичних даних приймається величина X^2 , яка розраховується за формулою:

$$X^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(n_i - n_i^t)^2}{n_i^t}, \quad (3.12)$$

де n_i – число відмов ВВ в i -му інтервалі гістограми; n_i^t – теоретична кількість відмов, які попадають в той же i -й інтервал для вибраного закону розподілу з інтегральною функцією $F(t)$. За таблицями для теоретичних значень критерію

X_i – квадрат визначається допустиме значення $X^2_{\text{теор.}}$. Для цього приймається рівень значущості $\alpha = 0,95$ і розраховується число ступенів свободи $R = K - S - 1$, де K – число інтервалів гістограми, а S – число визначальних параметрів теоретичного розподілу (для розподілу Вейбула $S = 2$, для рівномірного – $S = 1$). У випадку виконання нерівності $X < X^2_{\text{теор.}}$ гіпотеза про наявність використаних законів вважається несуперечливою по відношенню до статистичних даних для відмов.

Важливою задачею є також знаходження оптимальних параметрів функцій інтенсивності відмов та ймовірності відмов. Для закону розподілу змінних Вейбула необхідно з використанням методу найменших квадратів визначити два параметри.

Оскільки функція інтенсивності відмов Вейбула має нелінійний вигляд $\lambda(t) = \lambda \cdot \delta \cdot t^{(\delta-1)}$, то для зручності розрахунку необхідно за допомогою логарифмування привести її до лінійного виду:

$$\ln(\lambda(t)) = \ln(\lambda \cdot \delta) + (\delta - 1) \cdot \ln(t),$$

$$\ln(\lambda(t)) = y, \quad \ln(\lambda \cdot \delta) = b, \quad (\delta - 1) = a, \quad \ln(t) = x, \quad y = a \cdot x + b, \quad (3.13)$$

тобто маємо систему рівнянь з двома змінними.

Після знаходження похідних за змінними a і b функції

$f(a, b) = \sum_{i=1}^n (y_i - (a \cdot x_i + b))^2$ та прирівнювання їх до нуля, одержуємо систему:

$$\begin{cases} -2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - (a \cdot x_i + b)) \cdot x_i = 0 \\ -2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - (a \cdot x_i + b)) = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} a \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 + b \cdot \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i \\ a \cdot \sum_{i=1}^n x_i + n \cdot b = \sum_{i=1}^n y_i \end{cases} \quad (3.14)$$

Коефіцієнти a і b отримані в результаті розв'язання рівнянь визначаються:

$$\begin{cases} a = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i - \sum_{i=1}^n x_i \cdot \sum_{i=1}^n y_i}{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2} \\ b = \frac{\sum_{i=1}^n y_i - a \cdot \sum_{i=1}^n x_i}{n} \end{cases} \quad (3.15)$$

3.3 Визначення ймовірності відмови високовольтних вимикачів на інтервалі часу спостереження з урахуванням терміну напрацювання та спрацьованого ресурсу

Ґрунтуючись на результатах, отриманих в [16, 163, 164], для визначення ймовірності відмови ВВ, розглянемо формування інтегральної функції ймовірності відмови ЕО $F(t)$ з урахуванням індивідуальних характеристик ЕО.

Нехай відомо, що ЕО, яке розглядається, знаходилось в працездатному стані в момент спостереження t_1 . Відома також функція $F(t)$ розподілу ймовірності відмови даного типу ЕО (рис. 3.8). Необхідно визначити ймовірність відмови ЕО на інтервалі $\Delta t = t_2 - t_1$ за умови, що об'єкт в момент часу t_1 був у працездатному стані.

Введемо наступні визначення подій: H_1 – подія, яка полягає в тому, що об'єкт відмовив на інтервалі часу Δt ; H_2 – подія за умови, що об'єкт в момент часу t_1 був у працездатному стані причому $p(H_2) = 1 - p(H_1)$.

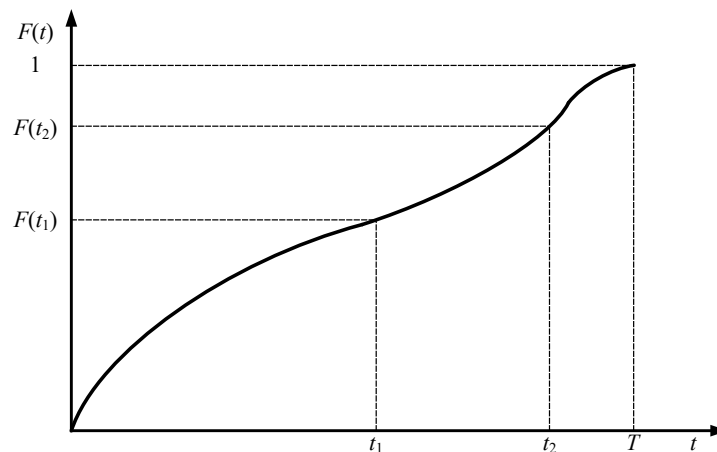


Рисунок 3.8 – Типова функція розподілу ймовірності відмови обладнання

Звідки ймовірність настання події H_1 згідно [16, 164] за умови, що мала місце подія G дорівнює:

$$p(H_1/G) = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{p(G)} = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{1 - F(t_1)}. \quad (3.16)$$

В разі відсутності інформації про працездатний стан об'єкта в момент спостереження t_1 , безумовна ймовірність відмови об'єкта інтервалі спостереження Δt визначається з функції $F(t)$: $p(H_1) = F(t_2) - F(t_1)$.

Ймовірність відмови ЕО на інтервалі часу Δt залежить від його ТС до моменту спостереження t_1 , в якості міри оцінки котрого приймемо величину S , яка кількісно характеризує загальний спрацьований ресурс об'єкта, та визначається за лінгвістичною математичною моделлю об'єкта [13]. Визначимо подію B – подія, яка полягає в тому, що об'єкт до моменту часу t_1 мав ТС S . Безумовна ймовірність події B визначиться по формулі повної ймовірності згідно з [16, 165]:

$$p(B) = p(H_1) \cdot p(B/H_1) + p(H_2) \cdot p(B/H_2), \quad (3.17)$$

де $p(H_1)$, $p(H_2)$ – апіорні ймовірності події H_1 та H_2 до виявлення події B ; $p(B/H_1)$ – ймовірність підтвердження гіпотези «відмова на Δt » з ознакою S , яка характеризує ТС об'єкта; $p(B/H_2)$ – ймовірність підтвердження гіпотези «об'єкт не відмовив на Δt » з ознакою S , яка характеризує ТС об'єкта.

Ймовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt при умові, що в момент часу t_1 його ТС становив S визначиться за формулою Байеса [16, 163]:

$$p(H_1/B) = \frac{p(H_1) \cdot p(B/H_1)}{p(H_1) \cdot p(B/H_1) + p(H_2) \cdot p(B/H_2)}. \quad (3.18)$$

Умовні ймовірності $p(B/H_1)$ та $p(B/H_2)$ можуть бути визначені аналітичними методами на основі статистичного аналізу відмов даного типу ЕО. Практика експлуатації ЕО показує, що одержати такі дані дуже важко. Встановлення зв'язку вхідних характеристик, що визначають загальний спрацьований ресурс $\bar{S} = (S_1, S_2, S_3, S_4, S_5)$ та умовними ймовірностями $p(B/H_1)$ та $p(B/H_2)$ можливо на основі експертних оцінок з використанням методу Сааті та композиційного правила НЛВ Заде, що докладно викладено в [16, 153].

Згідно з [16, 163] конкретні ознаки (входи) та вихідні характеристики можна розглядати як нечіткі множини S та P , що задані на універсальних множинах X та Y [8], зв'язок між якими встановлюється на основі композиційного правила Заде:

$$P = R \circ S, \quad (3.19)$$

де \circ – означає максмінну композицію.

Для визначення умовної ймовірності $p(B/H_1)$ сформована вихідна множина $\bar{Y}_P = (\bar{y}_{P1}, \bar{y}_{P2}, \bar{y}_{P3}, \bar{y}_{P4}, \bar{y}_{P5})$, яка складається з п'яти підмножин: y_{P1} – «Дуже

висока ймовірність події B при настанні події H_1 »; y_{P2} – «Висока ймовірність події B при настанні події H_1 »; y_{P3} – «Середня ймовірність події B при настанні події H_1 »; y_{P4} – «Низька ймовірність події B при настанні події H_1 »; y_5 – «Дуже низька ймовірності події B при настанні події H_1 ».

Аналогічним чином формується вихідна множина $\bar{Y}_Q = (\bar{y}_{Q1}, \bar{y}_{Q2}, \bar{y}_{Q3}, \bar{y}_{Q4}, \bar{y}_{Q5})$ для визначення $p(B/H_2)$. Функції належності вихідних множин \bar{Y}_P та \bar{Y}_Q на основі універсального класифікатора [16, 153].

Множина вхідних ознак \bar{X} формується наступним чином: x_1 – дуже великий загальний спрацьований ресурс S об'єкта; x_2 – великий загальний спрацьований ресурс S об'єкта; x_3 – допустимий загальний спрацьований ресурс S об'єкта; x_4 – малий загальний спрацьований ресурс S об'єкта; x_5 – дуже малий загальний спрацьований ресурс S об'єкта. Множина вхідних ознак об'єкта \bar{X} пов'язана з вихідними змінними \bar{Y}_P та \bar{Y}_Q через матриці причинних відношень R_P та R_Q на основі композиційного правила Заде [16, 153]: $P_P = R_P \circ S$, $P_Q = R_Q \circ S$.

Кількісні значення вихідних величин $p_P(B/H_1)$ та $p_Q(B/H_2)$ з інтервалу $[0,1]$ представлених у вигляді нечітких множин (функції належності до нечітких інтервалів шкали універсального класифікатора) визначаються [8, 16, 153]:

$$P(B/H_1) = \frac{\sum_{i=1}^5 S_{i-1} \times P_P^i(B/H_1)}{\sum_{i=1}^5 S_{i-1}}, \quad P(B/H_2) = \frac{\sum_{i=1}^5 S_{i-1} \times P_Q^i(B/H_1)}{\sum_{i=1}^5 S_{i-1}}, \quad (3.20)$$

де $S_{i-1} (i = \overline{1,5})$ – критеріальні значення параметрів універсального класифікатора.

Побудова матриць співвідношень для оцінки умовних ймовірностей відмови та безвідмовної роботи ЕО виконується за методом Сааті [8, 16, 153].

Врахування вказаних вище подій для визначення ймовірності відмови ЕО на малому інтервалі часу Δt дозволяє модифікувати функцію розподілу ймовірності відмови об'єкту на цьому інтервалі. Ймовірність відмови об'єкта, яка визначається за функцією $F(t)$ розраховується в [16, 163]:

$$p(H_1) = F(t_2) - F(t_1), \quad F'(t_2) = F(t_1) + p(H_1/G, B). \quad (3.21)$$

Останній вираз дозволяє визначити нове значення $F'(t_2)$ в момент часу t_2 за умови, коли інтервал часу Δt значно менше часу T , на якому сформована функція $F(t)$, а даний відрізок функції на інтервалі $\Delta t = t_2 - t_1$, можна представити відрізком [16, 163] прямої між точками $F(t_1)$ та $F'(t_2)$ (рис. 3.9).

Модифікована функція $F(t)$ конкретного типу ЕО дає можливість враховувати індивідуальні характеристики об'єкту, який знаходиться в експлуатації і дозволяє отримувати більш достовірні результати при статистичному моделюванні в порівнянні із використанням функції $F(t)$, побудованої на основі статистичної інформації про відмови даного типу ЕО.

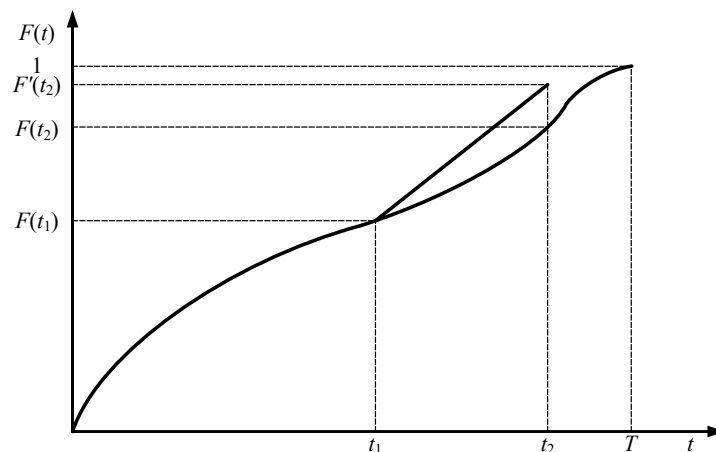


Рисунок 3.9 – Модифікована функція розподілу ймовірності відмови обладнання

Базові функції розподілу ймовірності відмови силового обладнання та ПЛ наведені в додатку Д.

В умовах відсутності достатньої статистики по відмовам елегазових ВВ в якості параметра конкретної одиниці ЕО (ВВ), який визначає ймовірність його відмови, використано інтегральний показник ТС, а саме, загальний спрацьований ресурс S [8, 164]. Згідно з [164] ймовірність відмови об'єкта на інтервалі часу напрацювання (r_1, r_2) , де $r_2 = r_1 + \Delta r$, за умови, що об'єкт був працездатний до початку цього інтервалу визначається:

$$F(r_1, r_2) = 1 - P(r_1, r_2) = 1 - \frac{P(r_1, r_1 + \Delta r)}{P(r_1)}, \quad (3.22)$$

де $P(r_1, r_2)$, $P(0, r_1)$, $P(0, r_1 + \Delta r)$ – фактична ймовірність безвідмовної роботи ВВ на інтервалах напрацювання (r_1, r_2) , $(0, r_1)$, $(0, r_1 + \Delta r)$ відповідно.

Для прийнятого експоненціального закону розподілу ймовірності відмови та використання часових одиниць виміру напрацювання маємо:

$$F(t_1, t_1 + \Delta t) = 1 - \frac{e^{-\int_0^{t_1 + \Delta t} \lambda_e dt}}{e^{-\int_0^{t_1} \lambda_e dt}}, \quad (3.23)$$

де $\lambda_e = 1 / T_e$ – інтенсивність відмови елегазового ВВ за умови роботи в нормативних умовах; T_e – нормативно встановлений термін служби; t_1 – напрацювання ВВ на момент спостереження.

Визначеному за нечіткою моделлю спрацьованому ресурсу $S_{спр}^\phi$ відповідає фактичне напрацювання, приведене до нормативних умов експлуатації t_1^ϕ , яке визначається:

$$t_1^\phi = t_1 \cdot \frac{S_{спр}^\phi}{S_{спр}^н}, \quad (3.24)$$

де $S_{спр}^н = \frac{t_1}{T_e}$ – величина спрацьованого ресурсу за термін експлуатації ВВ t_1 і роботі в нормативних умовах експлуатації.

Тоді ймовірність відмови ВВ на інтервалі напрацювання:

$$F(t_1, t_1 + \Delta t) = 1 - \frac{e^{-\int_0^{t_1^\phi + \Delta t} \lambda_e dt}}{e^{-\int_0^{t_1^\phi} \lambda_e dt}}. \quad (3.25)$$

Висновки до розділу № 3

1. Сформульовано задачу побудови комплексної нечіткої математичної моделі елегазового ВВ для визначення спрацьованого ресурсу та ймовірності його відмови на основі визначальних контрольованих параметрів, отриманих в режимах Online та Offline моніторингу об'єкта. Обґрунтовано вибір визначальних діагностичних параметрів ТС та визначено вхідні і вихідні змінні лінгвістичних моделей елегазового ВВ. Розроблено лінгвістичні моделі визначення загального

спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови ФВ і елегазового ВВ в цілому, які ґрунтуються на основі багатопараметричного агрегування станів окремих елементів на основі Online та Offline моніторингу. Для об'єктивної оцінки ресурсу пропонується виконувати ранжування параметрів ТС, а також ФВ у відповідності з рівнем їх значущості щодо впливу на загальний ресурс працездатності (ймовірність відмови) з використанням системи правил Фішберна та методу парних порівнянь Сааті.

2. Для підтвердження адекватності проведена симуляція розробленої математичної моделі на вибірках даних моніторингу параметрів стану реально функціонуючих ВВ і порівняння отриманих результатів з результатами, отриманими за іншим моделям, максимальне відхилення складає 9,0 %. Виконана оцінка ефективності заміни повітряних і оливних ВВ елегазовими шляхом визначення зниження ризику порушення динамічної стійкості системи, що містить 30 гілок 11 вузлів. Проведені розрахункові дослідження показали, що при заміні на 1 гільці середнє зниження складає – 5,45 %; на 2 гілках – 15,18 %; на 3 – гілках 18,93 %; на 4 – гілках 23,95 % та 5 – гілках 28,53 % при зміні навантаження системи від 80 % до 106 %.

3. Для визначення спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови повітряних, елегазових та інших типів ВВ побудовані лінгвістичні математичні моделі на основі агрегування доступної для вимірювання та спостереження в режимі Online інформації щодо ТС окремих ФВ. Запропоновано підхід для врахування значущості окремих елементів ВВ в частині впливу на загальний спрацьований ресурс ваговими коефіцієнтами, які визначаються на основі статистики по відмовах. Налаштування і адаптація лінгвістичної математичної моделі оцінки ТС елегазового ВВ до реальних умов експлуатації забезпечується корегуванням параметрів функцій належності термів вхідних лінгвістичних змінних з використанням вагових коефіцієнтів і НЛВ із середньозваженою істинністю.

4. Для підвищення точності розрахунку з використанням ймовірнісного підходу для оцінки режимної надійності в ЕЕС, що ґрунтується на методах статистичного моделювання та використанні моделей надійності окремих

елементів, отриманих на основі статистичних даних по відмовах силового та комутаційного обладнання та ПЛ, сформовані базові функції розподілу ймовірності відмови з урахуванням індивідуальних характеристик ЕО на основі вибраної і обґрунтованої методології. В умовах відсутності достатньої статистики по відмовах ЕО, зокрема елегазового ВВ, для визначення ймовірності відмови на інтервалі часу спостереження, запропоновано підхід і математичну модель, що ґрунтується на використанні визначеного загального спрацьованого ресурс S .

5. Розроблене математичне і програмне забезпечення може бути використане в складі обчислювального комплексу аналізу експлуатаційних ризиків в ЕЕС генеруючими, розподільними і енергозбутовими компаніями для діагностування ТС ВВ за результатами моніторингу експлуатаційних параметрів в режимах Online та Offline, формування стратегії подальшої експлуатації ВВ, оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при відмовах або плановому чи позаплановому виведенні з експлуатації ВВ.

4 МЕТОДИ І МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ АНАЛІЗУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО РИЗИКУ В ПІДСИСТЕМІ ЕЕС В УМОВАХ КАСКАДНОГО РОЗВИТКУ ВІДМОВ

4.1 Фактори, які спричиняють каскадний розвиток аварій в ЕЕС

Сучасні ЕЕС України забезпечені значною кількістю різнотипного ЕО з різними характеристиками, режимами роботи та терміном експлуатації. При цьому частина одиниць ЕО може мати дефекти зі значним розвитком або великий загальний спрацьований ресурс працездатності. Це призводить до того, що існує висока ймовірність їх відмови та, залежно від схемно-режимних умов функціонування, до різних збитків внаслідок відмов ЕО. Аварійні ситуації, що виникають у разі відмов ЕО, призводять до порушення динамічної стійкості енергосистем та вузлів навантаження ЕЕС за напругою, каскадному розвитку аварій і, як наслідок, до порушення технологічних процесів підприємств-споживачів та АЕС, що супроводжуються значними збитками. Важливим фактором, що суттєво впливає на надійність функціонування ЕЕС, також є збільшення терористичних атак на об'єкти енергетики, що на сьогодні є головною причиною каскадного розвитку аварій.

З огляду на це для вибору методів і розробки моделей дослідження режимної надійності ЕЕС важливо: проаналізувати фактори, які спричиняють каскадний розвиток аварій в ЕЕС та визначити причинно-наслідкові зв'язки подій і змінення стану ЕЕС в умовах каскадного розвитку подій; сформулювати узагальнені сценарії і схему каскадного процесу розвитку аварії; розробити структурну схему алгоритму розрахунку статичної режимної ЕЕС при складному характері розвитку аварійної ситуації; обґрунтувати та вибрати метод і математичну модель дослідження статичної режимної надійності ЕЕС на основі положень теорії ризику.

ЕЕС повинні забезпечувати безперебійне електропостачання споживачів, котре іноді порушується за тими чи іншими причинами. До найбільш тривалих і важких наслідків можуть призвести аварії в результаті каскадних процесів, за яких виникає послідовне відключення елементів ЕЕС, викликаючи відключення одного

або декількох елементів системи. Основними причинами такого розвитку аварій є: КЗ на ЕО, відключення або перевантаження ПЛ, несправність систем управління та захисту, удари блискавки в ЕО енергосистеми, відмовами ЕО внаслідок незадовільного ТС, помилки обслуговуючого персоналу, лавина напруги, зниження частоти та інші [4, 67, 166]. Значна частка цих збурень усувається дією засобів РЗ і ПАА. Внаслідок відмов цих засобів, помилок персоналу та інших внутрішніх і зовнішніх факторів може виникати каскадний розвиток аварійної ситуації. Якщо система протиаварійного керування недостатньо ефективна, то за наявності інших супутніх причин існує висока ймовірність виникнення системної аварії, яка супроводжується іноді катастрофічними наслідками для ЕЕС і споживачів (*blackout*) [166, 167].

Наразі об'єктивно існує невідповідність між зміненням структурних властивостей сучасних потужних ЕЕС, що визначає змінення умов функціонування і динамічних властивостей з одного боку, і старими принципами та засобами управління з іншого [68, 168]. Нарощування такої невідповідності призводить до виникнення «слабких місць» в ЕЕС, погіршенню її керованості, зниженню надійності та ефективності функціонування. Вирішення цих розбіжностей потребує удосконалення перш за все систем протиаварійного керування, а також розробки та реалізації принципів превентивного керування ЕО та ЕЕС в цілому.

Статистика фіксує десятки системних аварій за рік в потужних складних енергооб'єднань промислово розвинених країн в останні декілька десятирічч минулого і на початку поточного тисячоліття [167]. Особливо важкі системні аварії, виникають відносно рідко (один раз на декілька років), але завжди супроводжуються важкими наслідками.

В табл. 4.1 [169] подано статистику щодо кількості відключень електропостачання, які були зафіксовані у всьому світі протягом 2011 року.

З табл. 4.1 можна зробити висновок, що, навіть при меншій кількості відключень, зареєстрованих у Латинській Америці та Карибському басейні, середня тривалість кожного відключення, значно перевищує середні значення в інших регіонах.

У Південній Азії було зареєстровано приблизно 1200 відключень електропостачання, проте тривалість кожного з них була набагато меншою.

Таблиця 4.1 – Кількість відключень електропостачання, зафіксованих у різних частинах світу у 2011 році

Регіон	Кількість відключень	Тривалість кожного відключення, (год.)
Східна Азія та Тихий океан	200	6,00
Східна Європа та Центральна Азія	100	6,50
Латинська Америка та Кариби	40	8,00
Близький Схід та Північна Африка	50	4,00
Південна Азія	1200	2,50
Африка південніше Сахари	210	7,50
Решта країн	250	5,00

На рис. 4.1 наведена статистика системних аварій в США за період 1991 – 2005 рр. звідки видно, що з часом кількість важких системних аварій і масштаби наслідків для споживачів з часом зростають. Це підтверджує актуальність аналізу подібних аварій і потребує розробки заходів для їх попередження, переривання розвитку й ліквідації.

Ретроспективний аналіз аварійних ситуацій, які супроводжуються великою кількістю різних за походженням подій, показує, що зазвичай можна виділити деякий ланцюг подій, який визначальним чином впливає на виникнення і розвиток аварійної ситуації.

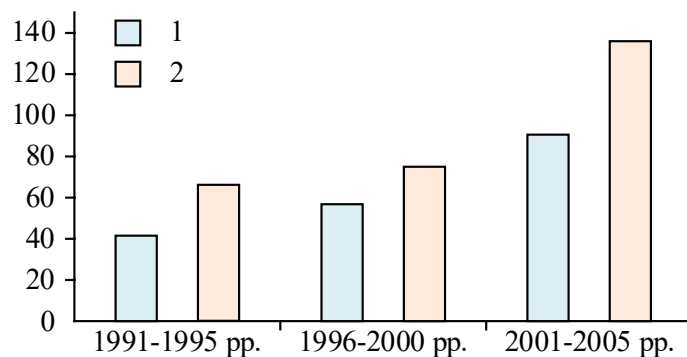


Рисунок 4.1 – Кількість важких системних аварій, що зачіпають 50000 і більше споживачів (1) і мають рівень аварійних споживачів, що відключаються, сумарною потужністю 100 МВт (2), в США за 1991 – 2005 рр. [68]

Причини виникнення великих системних аварій. У табл. 4.2 [169] наведено оцінку найбільш великих системних аварій та каскадних відмов протягом

десятиліття, при яких 1 млн. споживачів зазнали знеструмлення протягом щонайменше 1 год., а також наведено короткий опис їх основних причин та наслідків.

Таблиця 4.2 – Зафіксовані найсерйозніші системні аварії за десятиліття

Країна / Регіон	Дата	Тривалість, (год.)	Постраждали люди, (млн.)	Причини
Мексика та США	8 вересня 2011 р.	12,0	2,7	Відключення ПЛ
Бразилія	4 лютого 2011 р.	16,0	53,0	Відмова ПЛ і коливання потужності
Індія	30 липня 2012 р.	14,0	620,0	Перевантаження ПЛ
Індія	31 липня 2012 р.	2,0 – 8,0	700,0	Перевантаження ПЛ
В'єтнам	22 травня 2013 р.	1,0 – 8,0	8,0	Кранівник зачепив дерево, яке впало на ПЛ
Філіппіни	6 серпня 2013 р.	8,0	12,0	Лавина напруги
Таїланд	21 травня 2013 р.	10,0	8,0	Удар блискавки
Бангладеш	1 листопада 2014 р.	24,0	150,0	Відключення ПС постійного струму
Пакистан	26 січня 2015 р.	2,0	140,0	Технічна несправність на електростанції
Голландія	27 березня 2015 р.	1,5	1,0	Погані погодні умови, КЗ та перевантаження елементів ЕЕС
Туреччина	31 березня 2015 р.	4,0 – 7,0	70,0	Пік навантаження, відмова ПЛ та БСК
Україна	21 листопада 2015 р.	6,0	1,2	Аварія в ЕЕС
Україна	23 грудня 2015 р.	6,0	0,23	Кібер-атака
Кенія	7 Червня 2016 р.	4,0	10,0	КЗ на вводах СТ через тварину
Шрі-Ланка	3 березня 2016 р.	16,0	10	Сильна гроза
Південна Австралія	28 вересня 2016 р.	6,1	1,7	Пошкодження штормом системи передачі та розподілу та каскадні відмови
США (Нью-Йорк)	1 березня 2017 р.	11,0	21,0	Каскадна відмова в системі передачі
Уругвай	26 серпня 2017 р.	4,0	3,4	Погані погодні умови які призвели до каскадних відмов
США (південний схід)	10 вересня 2017 р.	5,0	7,5	Каскадні відмови
Судан	10 січня 2018 р.	24,0	41,5	Каскадна відмова
Азербайджан	3 липня 2018 р.	8,0	8,0	Несподівано високі температури
Бразилія	21 березня 2018 р.	1,0	10,0	Відмова ПЛ
Канада	20 грудня 2018 р.	4,0	0,6	Вітер швидкістю 100 (км/год.)

З табл. 4.2 видно, що найтриваліша системна аварія сталася в Бангладеші 1 листопада 2014 року тривалістю 24 год.. Через системну аварію в Індії 31 липня 2012 року постраждала найбільша кількість людей (700 млн.). До причин системних аварій та каскадних відмов можна віднести: ТС ЕО ЕЕС; недостатній запас реактивної потужності в ЕЕС; ЕЕС була значною мірою завантажена – режим зимового або літнього піка навантаження; виведення з ладу (або був у ремонті) один або кілька елементів в ЕЕС, які суттєво впливають на надійність її функціонування; важкі кліматичні (погодні) умови: вітер, гроза, туман, геомагнітні бурі, пожежа та інше; природні катастрофи: землетруси, цунамі та інше.

Аналіз практики експлуатації ЕЕС країн [170 – 176] показує, що всі найбільші системні аварії останнього часу, які відбулися в США – Канада (2003 р.), Швеція – Данія (2003 р.), Італії (2003 р.), викликані неповною відповідністю наявної системи підтримки надійності функціонування енергооб'єктів та енергооб'єднань новим ринковим умовам. Аналіз закономірностей розвитку великих системних аварій вказують, що процеси каскадних відмов можуть бути поділені на різні етапи: передаварійний стан, ініціююча подія, каскадний розвиток аварії, кінцевий стан і відновлення (рис. 4.2). Своєю чергою, каскадний розвиток аварії можна розділити на фази: повільного розвитку аварії, тригерних подій та швидкого розвитку.



Рисунок 4.2 – Характерні фази розвитку системної аварії

Однак, не всі системні аварії проходять через всі перераховані вище фази, деякі можуть бути пропущені або аварія може розвиватися дуже швидко. Відповідно до цих різних фаз можна аналізувати та оцінювати явища великих

системних аварій, щоб виявити загальні характеристики та особливості, підсумовувати їх механізми та таким чином суттєво допомогти у запобіганні майбутнім великим системним аваріям.

Передаварійний стан. Передаварійний стан, перед початком системної аварії, включає: погодні умови, ТС ЕО ЕЕС, запас реактивної потужності в ЕЕС, завантаження ЕЕС, ЕО яке виведене з ладу (або знаходяться у ремонті) один або кілька. Також деякі аномальні кліматичні (погодні) умови, такі як аномальна швидкість вітру, високі температури, дощі/грози, туман, пожежі, посуха, геомагнітні бурі, зграї перелітних птахів, природні катастрофи.

Ініціююча подія. Різні ініціюючі події можуть безпосередньо можуть призвести до системних аварій або погіршити стан ЕЕС. Будь-яка з наступних ініціюючий подій запускає ланцюг подій який може призвести до великої системної аварії: КЗ, перевантаження ЕО ЕЕС, відмова систем РЗ та ПАА, втрата генерації тощо.

Каскадний розвиток аварії. Каскад – це динамічне явище. Ініціююча подія викликає коливання потужності та напруги, а також перевантаження (розвиток ініціюючої події), внаслідок чого струм збільшується, а напруга знижується. Збільшення струму та зниження напруги, можуть призвести до каскадного відключення елементів ЕЕС відповідно до попередньо встановлених налаштувань РЗ та ПАА. Це призведе до дедалі більших коливань, флуктуацій та перевантажень, і, таким чином, до додаткових відключень елементів ЕЕС, що робить ЕЕС некерованою. Каскадний розвиток аварії можна розділити так:

Повільний розвиток аварії. У цій фазі розвитку аварії ЕЕС все ще здатна підтримувати баланс між генерацією та споживанням. Аварія повільно розвивається та основною проблемою є перевантаження елементів ЕЕС. У системного оператора все ще є час вжити оперативні впливи, щоб зупинити поширення перевантажень елементів ЕЕС і, таким чином, запобігти виникненню каскадної аварії. До оперативних впливів можна віднести: зміну генерації, обмеження перетоків, відключення споживачів для заперечення живучості системи ЕЕС.

Тригерна подія. Межа між повільним розвитком аварії та швидким (порушення балансу між генерацією та навантаженням).

Швидкий розвиток аварії. Порушення балансу між генерацією та навантаженням призводить до швидкого відключення великої кількості елементів та колапсу ЕЕС. У цій фазі системному оператору вже занадто пізно починати вживати будь-які оперативні впливи, щоб зупинити швидке прогресування каскадної аварії.

Кінцевий стан. Кінцевий стан ЕЕС, досягнутий після згаданого раніше розвитку аварії. ЕЕС в більшості випадків розділена на «енергоострова», деякі з яких нестачею генерації, а деякі з надмірною. Це може призвести до додаткових відключень навантажень та/або генерації та часткового, якщо не повного відключення електропостачання у споживачів.

Відновлення. Це подальший процес спроб системного оператора пов'язати всі об'єкти ЕЕС разом і повернути систему до її початкового стану.

За результатами аналізу послідовностей подій в умовах розвитку системних аварій, що відбулися в ЕЕС різних країн сформований узагальнений сценарій каскадного процесу розвитку аварії, який містить циклічно повторюване змінення стану системи (рис. 4.3) [177 – 179]. Для короткого пояснення кожного з позначених на рис. 4.3 станів та переходів між ними, як приклад використано дані джерел відносно деяких недавніх аварій в ЕЕС світу:

– *італійська* – аварія в ЕЕС Італії 28 вересня 2003 р. [170, 171]. Через цю системну аварію постраждало 57 млн. людей в Італії. Вона торкнулась всієї Італії та частини Швейцарії. Електропостачання було перервано на протязі від 1,5 до 19 год.;

– *американська* – аварія в ЕЕС США і Канади 14 серпня 2003 р. [172 – 174]. Через цю системну аварію постраждало приблизно 50 млн. людей, тоді як повністю постраждало 8 штатів США та 2 провінції Канади. Було відключено близько 70 ГВт генерації. Це спричинило економічні збитки у розмірі 7 – 10 млрд. доларів. На відновлення енергопостачання Нью-Йорка та інших регіонів пішло понад добу; в той час, як у деяких районах США було відключено електропостачання на два дні,

а в деяких регіонах Онтаріо спостерігалися періодичні відключення електропостачання на термін до 15 днів;

– *скандинавська* – аварія в ЕЕС південної частини Швеції і західної частини Данії 23 вересня 2003 р. [175, 176]. Найсерйозніша системна аварія, яку зазнала північноєвропейська ЕЕС за останні 20 років. Приблизно 4700 МВт навантаження було відключено у Швеції, постраждало 1,6 млн. людей, і 1850 МВт навантаження було відключено в Данії, постраждало 2,4 млн. людей.

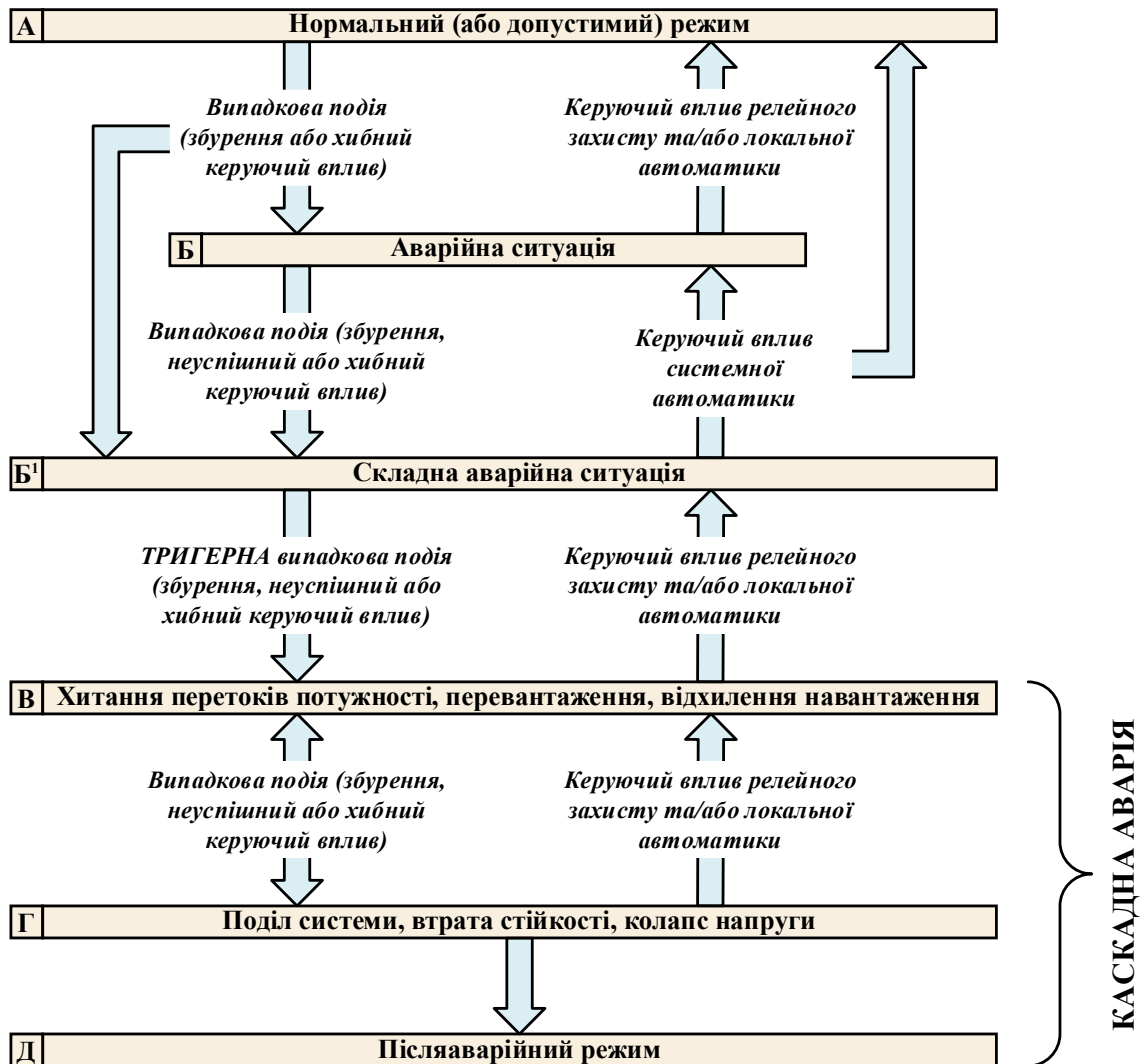


Рисунок 4.3 – Узагальнений сценарій розвитку аварії в ЕЕС

Нормальний (доаварійний) або допустимий стан системи. В таких станах параметри режиму знаходяться в допустимих межах. Разом з цим для недавніх аварій в системах в доаварійному режимі спостерігались помітні відхилення параметрів, які не були аварійними, але потенційно ослабляли систему. Такими відхиленнями були:

– *італійська* – незаплановане перевищення передачі потужності зі Швейцарії в Італію;

– *американська* – високе електроспоживання, великі потоки потужності, зниження напруги, а також змінення частоти;

Крім того, в американському та італійському сценаріях в день аварії виконувались планові ремонти генераторів і обладнання ПЛ.

Аварійна ситуація. Перед початком аварій ЕЕС були додатково послаблені в результаті низки подій, а саме:

– *італійська* – відключення ПЛ 380 кВ Метлен-Лаворго у Швейцарії;

– *американська* – відключення ПЛ в Індіані, енергоблока на електростанції Істлейк-5 і ПЛ 345 кВ Стюарт-Атланта в Огайо;

– *скандинавська* – відключення енергоблока АЕС Оскарсгамн;

В певний момент розвитку аварійної ситуації виникла **тригерна подія**. Для розглядаємих аварій такими подіями є:

– *італійська* – відключення ПЛ Сільц-Соазза;

– *американська* – відключення ПЛ 345 кВ Хардінг-Чамберлін в Огайо;

– *скандинавська* – відключення двох систем шин на ПС 400 кВ Norred.

Тригерна подія відділяє період акумулювання багатократних «непрямих» (не викликаючи безпосередньо аварію) факторів від послідовності подій, представляючи безпосередньо хід аварії та маючих явну причинно-наслідковий зв'язок з послідовними фазами аварії.

В умовах каскадного розвитку аварії виникають значні коливання потужності, що передається по ПЛ, перевантаження ПЛ і значні зниження напруги у вузлах навантаження, що викликає подальші події, пов'язані з відхиленням частоти на наступних стадіях розвитку аварії. Пристрої РЗ ізолюють елемент (або групу елементів) системи від решти її частин (наприклад відключає ПЛ, СТ, генератори). Даний процес може супроводжуватись втратою деякого вузлового навантаження, що своєю чергою, знову викличе коливання потужності, перевантаження ЕО, проблеми з напругою і т.д. На подальших етапах процесу розвитку аварії може виникати розділення системи на несинхронно працюючі

енергоострова, втрата динамічної стійкості, лавина напруги та частоти. В результаті може бути втрачено значну частку навантаження.

Для подолання цих проблем потрібно ведення системи моніторингу кількісних оцінок і управління надійністю ЕЕС.

Отримані на основі статистики на рис. 4.4 наведено узагальнені дані, що характеризують розвиток каскадних системних аварій в сучасних ЕЕС.

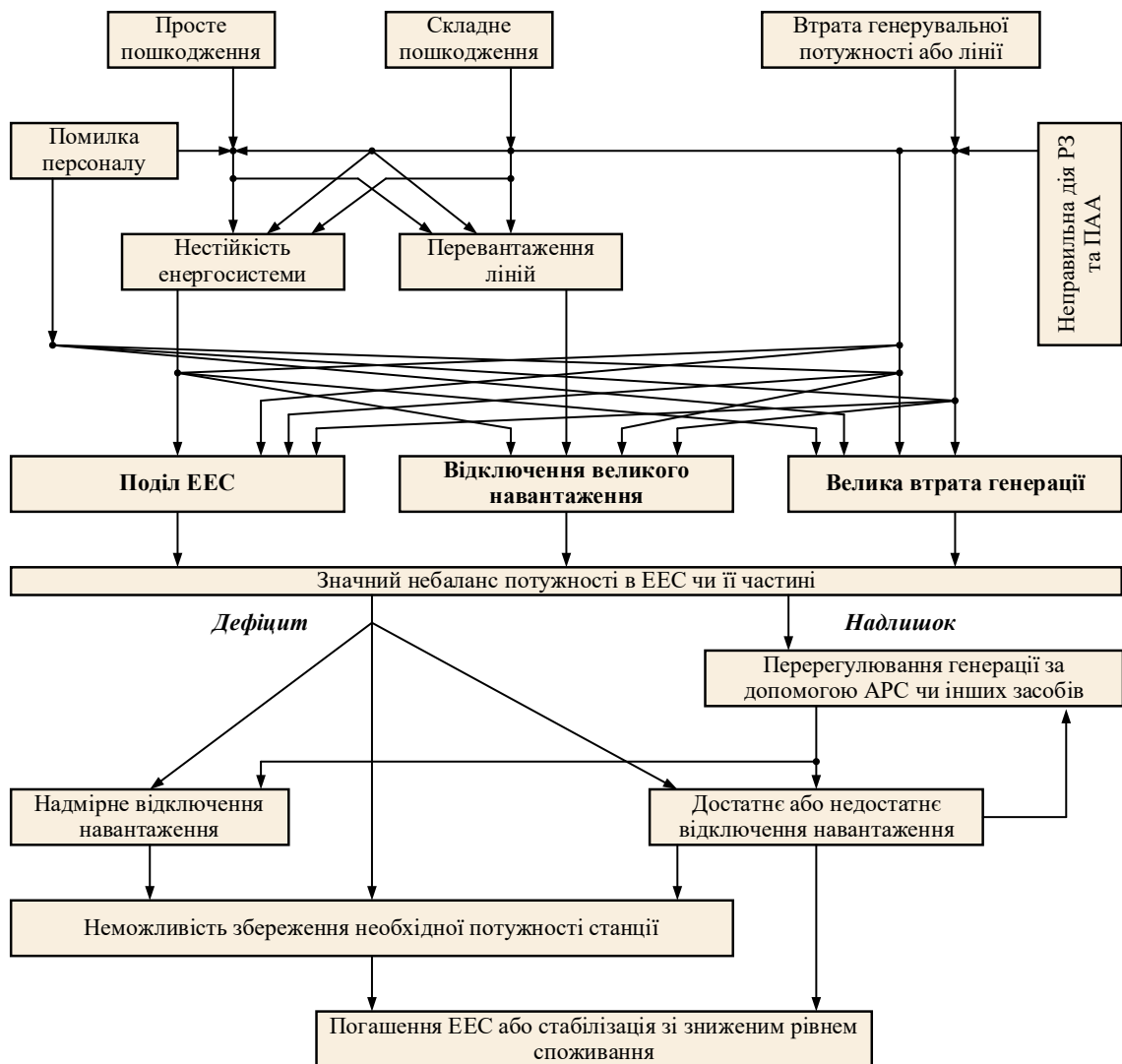


Рисунок 4.4 – Узагальнена схема розвитку аварії в ЕЕС

Розв'язання поставлених задач потребує розробки відповідного підходу та програмного забезпечення оцінки режимної надійності при збуреннях в ЕЕС з урахуванням вищезазначених факторів.

З урахуванням актуальності аналізу каскадних аварій в ЕЕС і визначення заходів щодо зниження ризику їх небажаного розвитку важливою задачею є адекватне врахування основних факторів впливу при моделюванні таких аварій.

Динаміка поведінки ЕЕС в аварійних ситуаціях каскадного характеру має індивідуальні особливості, які залежать від властивостей конкретної системи, її режимів, місць і важкості збурень, ефективності систем керування, що визначає вимоги до математичних моделей для дослідження таких складних процесів.

4.2 Алгоритм оцінки режимної надійності ЕЕС при каскадному сценарії розвитку аварії

Раніше були визначені основні фактори, які визначають небажаний розвиток аварійних ситуацій. Важливим ключовим фактором є динамічний характер поведінки ЕЕС при важких системних аваріях каскадного характеру, що визначає необхідність адекватного реальним процесам моделювання динаміки поведінки ЕЕС з урахуванням індивідуальних характеристик. Наразі існує достатня кількість досліджень, присвячених розробці та дослідженню цих моделей і відповідного програмного забезпечення, що дозволяє достатньо детально відтворювати в часі реальні аварійні процеси в складних ЕЕС [4, 8, 122, 123, 169]. Відмови основного силового і комутаційного ЕО, відмови РЗ і ПАА, а також помилки диспетчерського та оперативного персоналу мають об'єктивну ймовірнісну природу [4, 8, 122, 123]. Тому доцільним є задавати їх при дослідженні аварійних ситуацій каскадного характеру відповідними ймовірнісними характеристиками.

Відповідно до [4, 8, 122] і як було розглянуто раніше режимна надійність ЕЕС розуміється як властивість системи зберігати задані режими функціонування при зміні умов, відмовах елементів і раптових збуреннях. В англійській літературі аналогічний сенс має термін «*security*», який розуміється як здатність системи протистояти раптовим збуренням [122, 123]. Розрізняють статичну і динамічну режимну надійність [4, 8, 122, 123]. При оцінці статичної режимної надійності не враховуються динамічні перехідні процеси в ЕЕС, модель системи обмежується рівняннями сталих режимів. Динамічна режимна надійність пов'язана з урахуванням динаміки поведінки ЕЕС. В межах розглядаємої роботи розглядаються питання, які стосуються статичної режимної надійності ЕЕС.

Одним з підходів до оцінки статичної режимної надійності ЕЕС пов'язаний з розрахунком послідовності сталих режимів при моделюванні каскадного розвитку

відмов [4, 8, 180]. Розглянемо алгоритм такої послідовності розрахунків на прикладі роботи [4, 8, 180] у вигляді наступних кроків.

1. При вихідному сталому режимі відбувається відмова одного з мережевих елементів (ПЛ, СТ, відкритого розподільчого пристрою ПС з відключенням всіх приєднаних до нього елементів). Якщо при цьому не відбувається порушення статичної стійкості ЕЕС, або перевантаження по струму елементів які залишилися в роботі, або неприпустимого зниження напруги в окремих вузлах мережі, то така первинна відмова не викликає каскадного відключення інших елементів мережі.

2. Первинна відмова одного з мережевих елементів призводить до порушення статичної стійкості ЕЕС, або перевантаження будь-яких елементів які залишилися в роботі, або глибокого зниження напруги. В цьому випадку моделюється каскадне відключення перевантажених ПЛ і вузлів з неприпустимо низькою напругою, з відключенням частини навантажень і генеруючих потужностей.

3. Після відключення цих елементів мережі проводиться новий розрахунок усталеного режиму з оцінкою його статичної або термічної стійкості та при їх порушенні – відключення перевантажених елементів мережі з втратою частини навантажень і генерації подібно попередньому.

4. Розрахунки повторюються доти, доки система не розділиться на частини, що працюють ізольовано, або елементи, що залишилися в роботі, не працюватимуть в допустимому режимі.

Структурна схема алгоритму розрахунку статичної режимної надійності ЕЕС наведена на рис. 4.5.

Як видно з викладеного алгоритму, ймовірності відмов захистів, що відключають елементи мережі при неприпустимих параметрах режиму, в такому випадку не враховуються. При цьому для оцінки рівня статичної режимної надійності тут може розглядатися величина відключеного навантаження (дефіцит потужності) в системі відносно вихідного усталеного режиму.

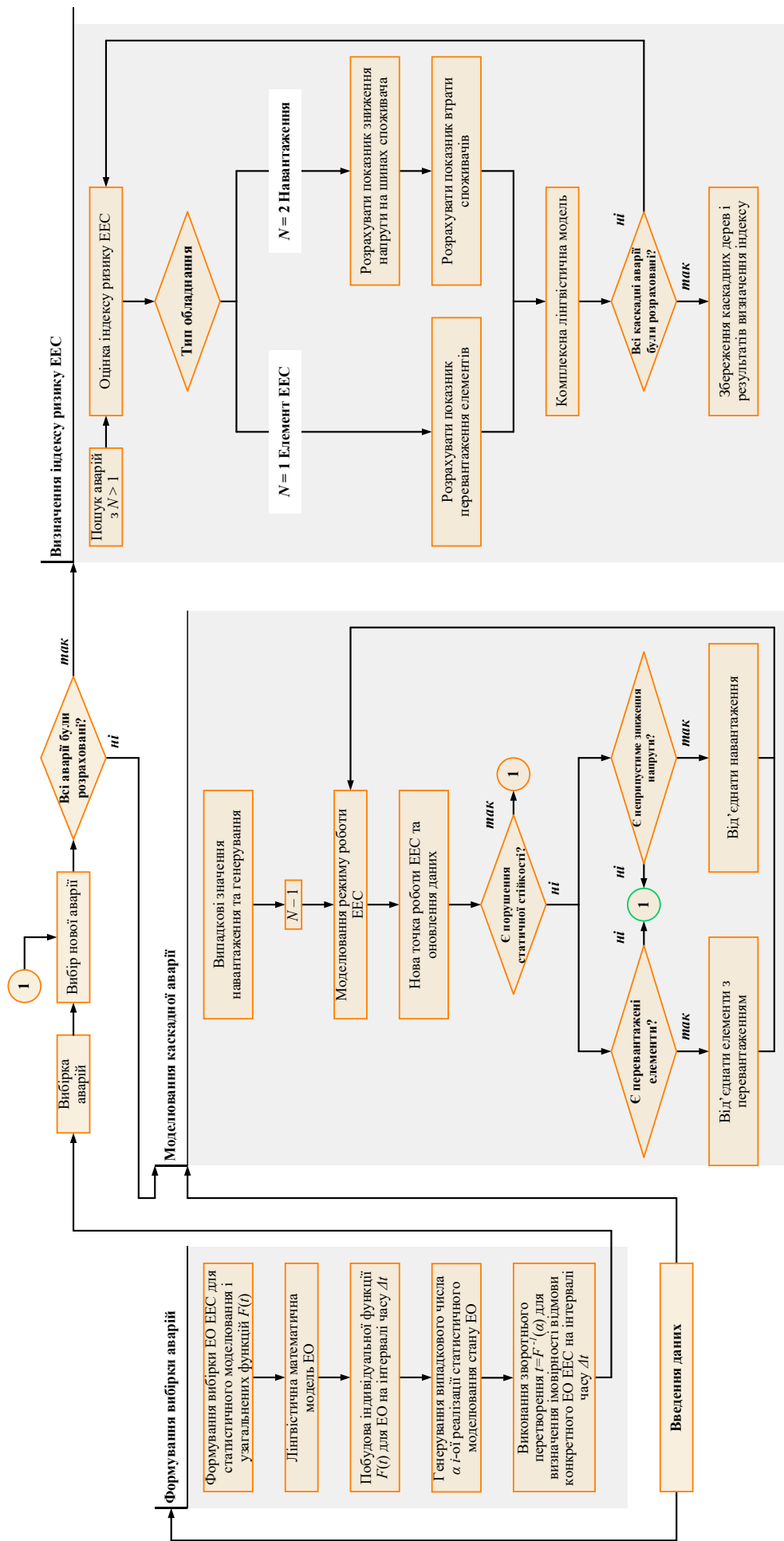


Рисунок 4.5 – Структурна схема алгоритму розрахунку статичної режимної надійності ЕЕС

У загальному випадку при каскадному розвитку первинної відмови враховуються ймовірності відмов захистів, що відключають елементи мережі при неприпустимих параметрах їх режиму [4, 11, 149, 181, 182]. При цьому ймовірності станів системи в результаті каскадних відмов з урахуванням незалежності відповідних випадкових подій визначаються за формулою [4, 11, 181]:

$$p_l(D_l) = \sum_{i,j} \prod_i q_i \prod_{j \neq i} p_j, \quad l = \overline{1, L}, \quad (4.1)$$

де $p_l(D_l)$ – ймовірність дефіциту потужності величиною D_l в розглянутому стані l системи; q_i – ймовірність відмови елемента або захисту; p_j – ймовірність безвідмовної роботи елемента або захисту; i, j – номери елементів ЕЕС.

В якості інтегрального показника функціонування об'єктів енергетики часто, як зазначалось, використовують показник ризику [4], а для прийняття ефективних рішень щодо стратегії управління режимами ЕЕС в промислово розвинених країнах використовують стратегію ризик-менеджменту [9, 14, 68 – 70].

Показник ризику для оцінки режимної надійності підсистеми ЕЕС в даному визначається за формулою [125, 149]:

$$R_k = \sum_{l=1}^L p_l(D_l) \cdot D_l, \quad k = \overline{1, K}, \quad (4.2)$$

де K – кількість первинних відмов.

В [4, 8] дана модифікація оцінки ризику з урахуванням питомого збитку від раптовості дефіциту потужності для конкретних споживачів:

$$R_{ky} = \sum_{l=1}^L p_l(D_l) \cdot \sum_{i=1}^n D_i \cdot y_{внi}, \quad k = \overline{1, K}, \quad (4.3)$$

де n – число вузлів схеми ЕЕС, решта позначень відповідають (4.1) і (4.2).

Ключовою складовою оцінки режимної надійності є розрахунок потокорозподілу для визначення наслідків відмов елементів системи, включаючи каскадні відмови. При розрахунку використовується повний опис електричного режиму ЕЕС, представленого системою нелінійних алгебраїчних рівнянь, які вирішуються різними методами, зокрема, ньютонівського типу. Розрахунок

потокорозподілу виконується з метою контролю допустимості рівнів напруг у вузлах і струмів у зв'язках. У разі неприпустимості цих параметрів режиму моделюється дія відповідних захистів, що відключають перевантажену ПЛ або фідер навантаження при неприпустимому рівні напруги.

Розвиток відмов моделюється з урахуванням ймовірностей подій які відбуваються послідовно. При моделюванні каскадного розвитку відмов в результаті дії захистів від неприпустимого рівня напруг і вузлах разом з живильними фідерами відключається навантаження. В першу чергу доцільно відключати невідповідальних споживачів, для чого повинні бути передбачені необхідні схемні рішення для живлення різних за вимогами надійності електроприймачів.

4.3 Комплексна нечітка модель оцінки ризику розвитку каскадних відмов в підсистемі ЕЕС

Ймовірність каскадної аварії. Оскільки ЕЕС є складною системою, на виникнення каскадних аварій впливає багато факторів, але врахування всіх факторів не є можливим. Тому, в основному розглядаються відмови силового і комутаційного ЕО, а також ПЛ на інтервалі часу спостереження і на цій основі визначається ймовірність можливої появи каскадної аварії [2, 3, 13]. Слід зазначити, що відмова будь-якого елемента ЕЕС може виникнути внаслідок незадовільного ТС, впливу природних явищ, хибного спрацювання РЗ або перевантаження спричиненим відмовою інших елементів.

Побудову нечіткої математичної моделі та алгоритму визначення кількісних показників ризику розвитку каскадних відмов в підсистемі ЕЕС розглянемо на прикладі ініціюючого і каскадного відключення ПЛ, які згідно зі статистичними даними мають найвищу інтенсивність відмов.

Якщо в результаті каскадного розвитку аварії відключається n ПЛ (елементів ЕЕС), то ймовірність такої каскадної відмови визначається [181, 182]:

$$P_c = P_m \cdot (P_1 \cdot \dots \cdot P_n), \quad (4.4)$$

де P_m – ініціююча відмова ПЛ (елемента); P_n ($n = 1, 2, \dots, k$) – ймовірність відмови

ПЛ (елемента) внаслідок перевантаження в результаті відключення інших елементів (ПЛ) або незадовільного ТС чи хибного спрацювання РЗ та ПАА.

Індекси серйозності наслідків каскадної аварії. В якості показників серйозності приймаються: інтегральний показник зниження напруги на шинах споживачів, перевантаження ПЛ та втрати споживачів.

Інтегральний показник зниження напруги. Функція серйозності зниження напруги на шині споживача визначається як S_{V_i} і амплітуда напруги кожної шини визначає значення її функції серйозності зниження напруги на рис. 4.6.

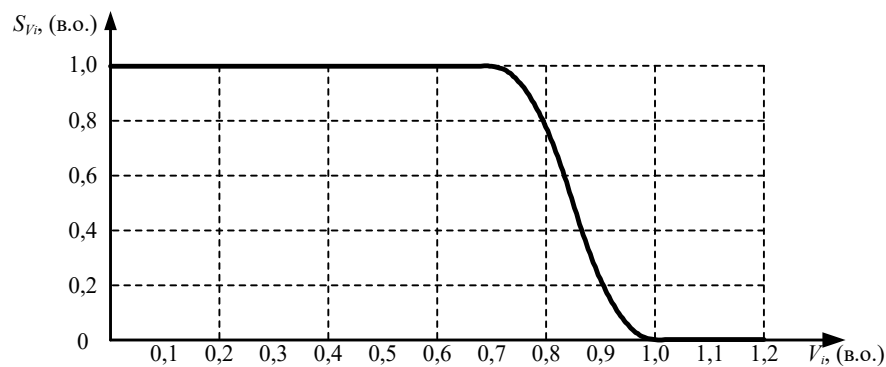


Рисунок 4.6 – Функція серйозності зниження напруги на шині споживача S_{V_i}

Коли напруга на шині дорівнює 1,0 (в.о.), напруга є нормальною, а її значення серйозності дорівнює 0; коли напруга на шині зменшується приблизно до 0,7 (в.о.) або нижче, захист навантаження вступає в силу і відключає навантаження, тому її значення дорівнює 1; для середньої частини значення функції серйозності зниження напруги є s -подібною функцією з її амплітудою напруги на шині. На практиці проблеми перенапруги рідко виникають в системі, тому, коли напруга шини перевищує 1,0 (в.о.), значення функції серйозності зниження напруги дорівнює 0. Інтегральний показник зниження напруги на шинах споживачів при каскадних аваріях визначається:

$$S_V = \frac{\sum_{i=1}^m S_{V_i}}{m}, \quad (4.5)$$

де S_V – інтегральний показник зниження напруги при каскадних аваріях; m – кількість шин з низької напругою, спричинених каскадною аварією.

Інтегральний показник перевантаження ПЛ. Функція серйозності перевантаження ПЛ визначена як S_{L_i} , і потік потужності через ПЛ визначає значення серйозності перевантаження ПЛ на рис. 4.7.

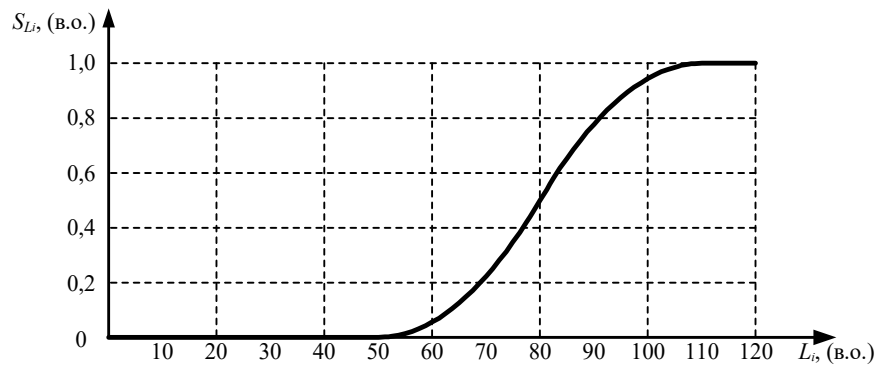


Рисунок 4.7 – Функція серйозності перевантаження ПЛ, S_{L_i}

ПЛ з навантаженням, яке нижче або дорівнює половині номінального навантаження, належати до легкого навантаження, значення серйозності перевантаження якої дорівнює 0; коли навантаження ПЛ вище або дорівнює 110 % від її номінального значення, ПЛ не може нормально працювати, а її значення серйозності перевантаження дорівнює 1; в середній частині значення функції серйозності перевантаження ПЛ є s-подібною функцією зі шкалою швидкості навантаження ПЛ. Інтегральний показник перевантаження ПЛ при каскадних аваріях визначається:

$$S_L = \frac{\sum_{i=k}^k S_{L_i}}{k}, \quad (4.6)$$

де S_L – інтегральний показник перевантаження ПЛ при каскадних аваріях; k – кількість ПЛ які були перевантаженні при каскадній аварії.

Інтегральний показник втрати споживачів. Інтегральний показник втрати споживачів при каскадних аваріях виглядає наступним чином:

$$S_H = \frac{\Delta S}{S_\Sigma}, \quad (4.7)$$

де S_H – інтегральний показник втрати споживачів при каскадних аваріях; ΔS – втрачене навантаження при каскадній аварії; S_Σ – загальна потужність ЕЕС.

Модель комплексної нечіткої оцінки. В якості важливих оціночних факторів ризику, які в найбільшій мірі впливають на інтегральний показник ризику для комплексної нечіткої моделі доцільно взяти: «Ймовірність каскадної аварії», «Серйозність каскадної аварії». Ці дві групи виглядають наступним чином:

$$F_c^{Rc} = (F_{c_1}^{Rc}, F_{c_2}^{Rc}), \quad F_{c_1}^{Rc} = \{P_c\}, \quad F_{c_2}^{Rc} = \{S_V, S_L, S_H\}, \quad (4.8)$$

де F_c^{Rc} – інтегральний показник ризику каскадної аварії; $F_{c_1}^{Rc}$, $F_{c_2}^{Rc}$ – фактори ризику розвитку каскадної аварії: «Ймовірність каскадної аварії», «Серйозність каскадної аварії»; S_V , S_L , S_H – інтегральні показники зниження напруги, перевантаження ПЛ та втрати споживачів відповідно.

Кожний фактор ризику каскадної аварії представлено у вигляді лінгвістичної змінної з 5-ма терм-множинами. Використовуючи рейтинги критеріїв серйозності та рейтинги оцінки для ймовірності появи аварії, які наведені в табл. 4.3 та 4.4, отримують векторні оцінки рівня факторів ризику «Ймовірність каскадної аварії» та «Серйозність каскадної аварії» відповідно.

$$V_{c_1}^{Rc} = (\mu_{c_{1,1}}^{Rc}, \mu_{c_{1,2}}^{Rc}, \mu_{c_{1,3}}^{Rc}, \mu_{c_{1,4}}^{Rc}, \mu_{c_{1,5}}^{Rc}),$$

$$V_{c_2}^{Rc} = (\mu_{c_{2,1}}^{Rc}, \mu_{c_{2,2}}^{Rc}, \mu_{c_{2,3}}^{Rc}, \mu_{c_{2,4}}^{Rc}, \mu_{c_{2,5}}^{Rc}). \quad (4.9)$$

Складові рівня фактора ризику «Серйозність каскадної аварії», а саме інтегральні показники рівня зниження напруги, перевантаження ПЛ та втрати споживачів є також лінгвістичними змінними форми та параметри функцій належності відповідних терм-множин наведено на рис. 4.8. Для будь-якого сполучення складових рівня фактора ризику «Серйозність каскадної аварії» отримують векторні оцінки:

$$S_V = (\mu_{V_{1,1}}^{Rc}, \mu_{V_{1,2}}^{Rc}, \mu_{V_{1,3}}^{Rc}, \mu_{V_{1,4}}^{Rc}, \mu_{V_{1,5}}^{Rc}),$$

$$S_L = (\mu_{L_{2,1}}^{Rc}, \mu_{L_{2,2}}^{Rc}, \mu_{L_{2,3}}^{Rc}, \mu_{L_{2,4}}^{Rc}, \mu_{L_{2,5}}^{Rc}),$$

$$S_H = (\mu_{H_{3,1}}^{Rc}, \mu_{H_{3,2}}^{Rc}, \mu_{H_{3,3}}^{Rc}, \mu_{H_{3,4}}^{Rc}, \mu_{H_{3,5}}^{Rc}). \quad (4.10)$$

Таблиця 4.3 – Рейтинги оцінки для ймовірності появи аварії

Рейтинг	Ймовірність появи аварії	Діапазон значень
I	Неможливо	$0 - 1,07 \cdot 10^{-4}$
II	Навряд чи	$9,3 \cdot 10^{-5} - 1,39 \cdot 10^{-3}$
III	Іноді	$1,21 \cdot 10^{-3} - 4,28 \cdot 10^{-3}$
IV	Можливо	$3,72 \cdot 10^{-3} - 1,39 \cdot 10^{-2}$
V	Ймовірно	$1,21 \cdot 10^{-2} - 1,0$

Таблиця 4.4 – Рейтинги оцінки для критеріїв серйозності

Рейтинг	Критерії серйозності	Діапазон значень
I	Нехтувати	$0 - 0,107$
II	Брати до уваги	$0,093 - 0,214$
III	Звичайний	$0,186 - 0,642$
IV	Серйозний	$0,558 - 0,856$
V	Катастрофічний	$0,744 - 1,0$

Вектор вагових коефіцієнтів W визначається для кожної компоненти факторів ризику на основі використання системи переваг Фішберна та парних порівнянь Сааті. За ступенем їх впливу на загальну оцінку ризику формується ваговий вектор W оціночних показників:

$$w_{c_1}^{R_c} = \left(w_{c_{1,1}}^{R_c} \right), \quad w_{c_2}^{R_c} = \left(w_{c_{2,1}}^{R_c}, \quad w_{c_{2,2}}^{R_c}, \quad w_{c_{2,3}}^{R_c} \right), \quad w_{c_i}^{R_c} \geq 0, \quad \sum_{i=1}^n w_{c_i}^{R_c} = 1. \quad (4.11)$$

Функції належності лінгвістичних змінних «Ймовірність каскадної аварії» та «Серйозність каскадної аварії» та їх складових. З використанням функцій належності представлених на рис. 4.7 для будь-якого сполучення параметрів, що визначають рівні факторів ризику каскадної аварії визначають функції належності до терм-множин лінгвістичних змінних та отримують векторні оцінки рівня факторів ризику, необхідних для формування матриці агрегованої оцінки ризику каскадної аварії.

В умовах наявності значної кількості сценаріїв розвитку каскадної аварії для отримання нечіткої оцінки належності ймовірності розвитку за певним сценарієм з урахуванням рейтингових оцінок для ймовірності появи аварії представлених в таблиці доцільно виконати градацію ймовірностей на основі нечіткої кластеризації С-середніх.

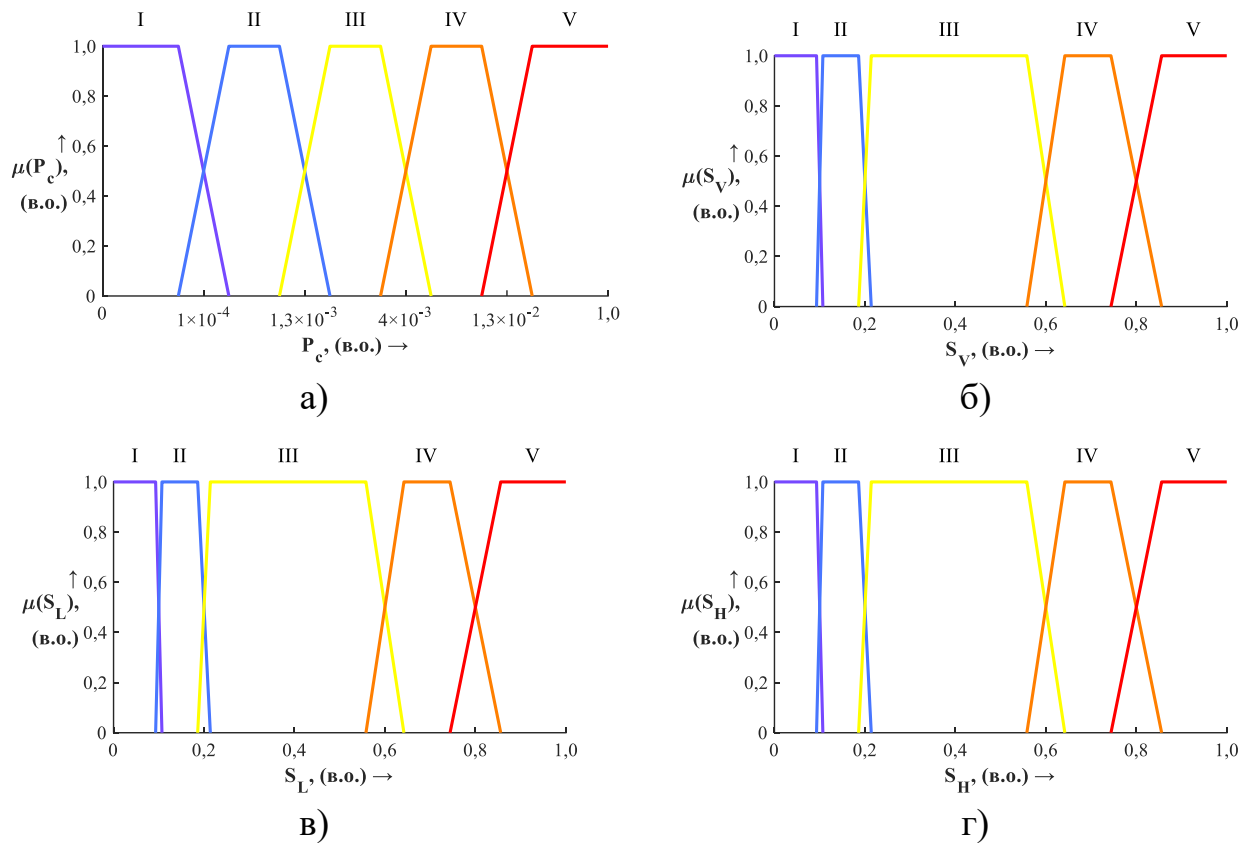


Рисунок 4.8 – Функції належності відповідних терм-множин: а – ймовірність каскадної аварії; б – інтегральний показник зниження напруги; в – інтегральний показник перевантаження ПЛ; г – інтегральний показник втрати споживачів

Матриці оцінки позначається як R_{c1} і R_{c2} і будується з використанням функцій належності до терм-множин лінгвістичних змінних рівнів факторів ризику «Ймовірність каскадної аварії» та «Серйозність каскадної аварії» та їх складових. Результатом оцінки кожного фактора ризику є нечітка підмножина множини оціночної множини V , яка може бути записана у вигляді нечітких векторів R_{c1} і R_{c2} .

$R_{c_i} = \left(\mu_{c_{i,1}}^{R_c}, \mu_{c_{i,2}}^{R_c}, \mu_{c_{i,3}}^{R_c}, \mu_{c_{i,4}}^{R_c}, \mu_{c_{i,5}}^{R_c} \right)$, $(i=1, 2, \dots, 5)$, $R_{c_i} \in \mu(V)$. Результат цих оцінок відповідає нормалізованим умовам, а сума ваги векторів дорівнює 1.

$$R_{c1} = \left(\mu_{c_{1,1}}^{R_c}, \mu_{c_{1,2}}^{R_c}, \mu_{c_{1,3}}^{R_c}, \mu_{c_{1,4}}^{R_c}, \mu_{c_{1,5}}^{R_c} \right),$$

$$R_{c2} = \left(\begin{array}{ccccc} \mu_{V_{1,1}}^{R_c} & \mu_{V_{1,2}}^{R_c} & \mu_{V_{1,3}}^{R_c} & \mu_{V_{1,4}}^{R_c} & \mu_{V_{1,5}}^{R_c} \\ \mu_{L_{2,1}}^{R_c} & \mu_{L_{2,2}}^{R_c} & \mu_{L_{2,3}}^{R_c} & \mu_{L_{2,4}}^{R_c} & \mu_{L_{2,5}}^{R_c} \\ \mu_{H_{3,1}}^{R_c} & \mu_{H_{3,2}}^{R_c} & \mu_{H_{3,3}}^{R_c} & \mu_{H_{3,4}}^{R_c} & \mu_{H_{3,5}}^{R_c} \end{array} \right). \quad (4.12)$$

Результат оцінки може бути отриманий після множення вектора ваги кожного оціночного фактора W_c і матриць оцінки для факторів ризику як R_{c1} і R_{c2} .

$$\begin{aligned}
 B_{c_1} &= w_{c_1}^{R_c} \circ R_{c_1} = \left(w_{c_{1,1}}^{R_c} \right) \circ \left(\mu_{c_{1,1}}^{R_c}, \mu_{c_{1,2}}^{R_c}, \mu_{c_{1,3}}^{R_c}, \mu_{c_{1,4}}^{R_c}, \mu_{c_{1,5}}^{R_c} \right) = \\
 &= \left(b_{c_{1,1}}, b_{c_{1,2}}, b_{c_{1,3}}, b_{c_{1,4}}, b_{c_{1,5}} \right), \\
 B_{c_2} &= w_{c_2}^{R_c} \circ R_{c_2} = \\
 &= \left(w_{c_{2,1}}^{R_c}, w_{c_{2,2}}^{R_c}, w_{c_{2,3}}^{R_c} \right) \circ \begin{pmatrix} \mu_{V_{1,1}}^{R_c} & \mu_{V_{1,2}}^{R_c} & \mu_{V_{1,3}}^{R_c} & \mu_{V_{1,4}}^{R_c} & \mu_{V_{1,5}}^{R_c} \\ \mu_{L_{2,1}}^{R_c} & \mu_{L_{2,2}}^{R_c} & \mu_{L_{2,3}}^{R_c} & \mu_{L_{2,4}}^{R_c} & \mu_{L_{2,5}}^{R_c} \\ \mu_{H_{3,1}}^{R_c} & \mu_{H_{3,2}}^{R_c} & \mu_{H_{3,3}}^{R_c} & \mu_{H_{3,4}}^{R_c} & \mu_{H_{3,5}}^{R_c} \end{pmatrix} = \\
 &= \left(b_{c_{2,1}}, b_{c_{2,2}}, b_{c_{2,3}}, b_{c_{2,4}}, b_{c_{2,5}} \right). \tag{4.13}
 \end{aligned}$$

де « \circ » – є оператором композиції.

Використання оператора композиції важливо, оскільки необхідно враховувати оцінку з урахуванням усіх факторів ризику. Оператор композиції обчислює кожен елемент вектора підсумкової оцінки за такою формулою, яка враховує всі вагові коефіцієнти:

$$b_{c_j} = \min \left\{ 1, \sum_{i=1}^n w_{c_i}^{R_c} \cdot \mu_{c_{i,j}}^{R_c} \right\}, \quad i, j = 1, 2, \dots, 5. \tag{4.14}$$

Формування матриць оцінки для факторів ризику каскадної аварії з урахуванням вагових коефіцієнтів

$$R_c = \begin{pmatrix} B_{c_1} \\ B_{c_2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} b_{c_{1,1}} & b_{c_{1,2}} & b_{c_{1,3}} & b_{c_{1,4}} & b_{c_{1,5}} \\ b_{c_{2,1}} & b_{c_{2,2}} & b_{c_{2,3}} & b_{c_{2,4}} & b_{c_{2,5}} \end{pmatrix}. \tag{4.15}$$

Визначення ваги кожного оціночного фактора ризику каскадної аварії. За ступенем їх впливу на агреговану оцінку ризику формується ваговий вектор W оціночних показників:

$$w_c^{R_c} = \left(w_{c_1}^{R_c}, w_{c_2}^{R_c} \right). \tag{4.16}$$

Комплексна агрегована оцінка рівня ризику каскадної аварії.

$$B_c = w_c^{R_c} \circ R_c = \left(w_{c_1}^{R_c}, w_{c_2}^{R_c} \right) \circ \begin{pmatrix} b_{c_{1,1}}, & b_{c_{1,2}}, & b_{c_{1,3}}, & b_{c_{1,4}}, & b_{c_{1,5}} \\ b_{c_{2,1}}, & b_{c_{2,2}}, & b_{c_{2,3}}, & b_{c_{2,4}}, & b_{c_{2,5}} \end{pmatrix} = \\ = \left(b_{c_1}, b_{c_2}, b_{c_3}, b_{c_4}, b_{c_5} \right). \quad (4.17)$$

Визначення рівня ризику каскадної відмови (табл. 4.5). Відповідно до принципу максимального належності визначається рівень ризику каскадної відмови за принципом максимального значення ступеня належності з ряду 4.17:

$$R = \max \left(b_{c_1}, b_{c_2}, b_{c_3}, b_{c_4}, b_{c_5} \right). \quad (4.18)$$

Таблиця 4.5 – Рейтинги оцінки для ризику каскадної відмови

Рівень	Ризик каскадної відмови	Діапазон значень
I	Дуже низький	0 – 0,20
II	Низький	0,20 – 0,40
III	Середній	0,40 – 0,60
IV	Великий	0,60 – 0,80
V	Дуже великий	0,80 – 1,0

У цьому методі максимальна всеосяжний ступінь належності вибирається в якості репрезентативного значення рівня ризику.

Висновки до розділу № 4

1. Проаналізовано причини виникнення і механізми ескалації найбільш відомих системних аварій і каскадних відмов, що відбулися в різних країнах світу в останні десятиліття. Виділено етапи можливих змін станів в ЕЕС з точки зору ризику виникнення аварії. За результатами аналізу послідовностей подій в умовах розвитку системних аварій сформований узагальнений сценарій каскадного процесу розвитку аварії.

2. Запропоновано комплексний ймовірнісно-статистичний підхід і алгоритм для дослідження режимної надійності ЕЕС при відмовах ЕО і каскадного розвитку відмов, який ґрунтується на використанні ризику в якості показника надійності, що дає можливість визначити ресурс працездатності та ймовірність відмови обладнання на інтервалі часу спостереження, оцінювати ризик розвитку каскадної аварії та рівень важкості кінцевих станів системи в умовах невизнаності інформації.

3. Запропоновано комплексну нечітку математичну модель оцінки ризику розвитку каскадних відмов в підсистемі ЕЕС. Складність сучасних ЕЕС та об'єктивно існуюча значна кількість факторів, що впливають на виникнення каскадних аварій унеможливають врахування всіх факторів. Тому в основному розглядається відмова силового і комутаційного обладнання на інтервалі часу спостереження як ймовірність появи каскадної аварії. В якості показників серйозності приймаються: інтегральний показник зниження напруги на шинах споживачів, перевантаження ПЛ, втрати споживачів. Для кількісної (якісної) оцінки ризику пропонується використовувати комплексну оцінку на основі нечіткої логіки, що дозволяє оцінити ТС та ймовірності відмови ЕО, визначити ймовірність і рівень важкості окремих станів ЕЕС в умовах каскадного розвитку аварії та подальшому розділенні на енергоострова, а також отримати нечітку комплексну вектор оцінку ступеню та категорію ризику.

5 МОДЕЛЬНО-ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ПІДСИСТЕМИ ЕЕС ПРИ ВІДМОВАХ І ВИВЕДЕННІ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ТА КАСКАДНОМУ РОЗВИТКУ ВІДМОВ

5.1 Нечітке моделювання комутаційного обладнання для задач оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі при відмовах електрообладнання підсистем ЕЕС

Вирішення задачі оцінки ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС на інтервалі часу спостереження при відмовах ЕО передбачає застосування ймовірнісно-статистичного підходу на основі використання методу Монте-Карло. Для визначення ймовірності відмови ЕО, зокрема ВВ, на інтервалі часу Δt з урахуванням індивідуальних характеристик, в залежності від наявної інформації щодо параметрів ТС, використовують: нечіткі моделі оцінки ресурсу працездатності ЕО за інформацією, отриманою в робочих режимах або за параметрами отриманими в режимах Online та Offline; за наявності статистичної інформації щодо відмов інтегральну функцію розподілу ймовірності відмови ЕО даного типу $F(t)$; нечіткі співвідношення між ТС (спрацьованим ресурсом) об'єкта та ймовірністю відмови.

Однією з найбільш важливих задач є визначення ресурсу працездатності. Математичні моделі оцінки ресурсу працездатності основних типів силового і комутаційного обладнання наведено в [2, 8].

Розрахунок загального спрацьованого ресурсу елегазових вимикачів за оперативною інформацією, отриманою в режимах Online. Для тестування математичної моделі визначення спрацьованого ресурсу розглядалися елегазові ВВ, встановлені в низці енергетичних компаній, які були введені в експлуатацію починаючи з 2005 року. В якості вхідних параметрів для нечіткої моделі використовувалась кількість циклів включення-відключення, кількість відключень КЗ зі значенням струмів КЗ певної величини, тиск дугогасного середовища та опір ізоляторів. Для визначення спрацьованого комутаційного ресурсу ВВ на момент спостереження використовувались ресурсні характеристики, які задаються

заводом-виробником для деяких типів ВВ у вигляді кривих залежностей допустимого числа відключень від струму або отримані відповідні аналітичні залежності. Для ВВ в яких ресурсна характеристика задана заводом-виробником у вигляді декількох чисел, які являють собою граничну кількість можливих операцій відключень різних значень струмів виконувалась їх апроксимація експоненціальними, гіперболічними функціями, поліномами третього і четвертого ступеня, інтерполяційними сплайнами.

Вихідні дані та результати розрахунку загального спрацьованого ресурсу елегазових та повітряних ВВ за різними схемами НЛВ Мамдані наведено в табл. 5.1 –5.4.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані елегазові ВВ

№	Назва	Рік встановлення	Місце встановлення	Механічний ресурс, раз	Комутаційний ресурс, раз	
					При $I_{ном.}$	При $I_{відкл. ном.}$
1	ЛТВ-420Е2-40/4000	2005	L2-3	10000	2000	18
2	ЗАР2 F1 420-40/4000	2010	L5-24	10000	3000	12
3	ЛТВ-420Е2-40/4000	2012	L9-15	10000	2000	18
4	GL 315-50/4000	2010	L3-4	10000	1400	8
5	HPL-420B2-40/4000	2012	L9-19	10000	2000	18

Таблиця 5.2 – Вихідні дані повітряні ВВ

№	Назва	Рік встановлення	Місце встановлення	Механічний ресурс, раз	Комутаційний ресурс, раз	
					При $I_{ном.}$	При $I_{відкл. ном.}$
1	ВВ-330Б-15/2000	1992	L24-26	1000	250	8
2	ВНВ-330-40/3150	1995	L7-18	1000	300	10
3	ВНВ-330-40/3150	1994	L2-7	1000	300	10
4	ВВН-330-15/2000	1992	L18-26-1	1000	250	8
5	ВВ-330Б-31,5/2000	1993	L18-19	1000	250	8

Таблиця 5.3 – Результати розрахунку ресурсу елегазового ВВ

№	R_M , в.о.	R_K , в.о.	P_E , в.о.	R_{IZ} , МОм	Вагові коефіцієнти				Спрацьований ресурс, в.о.		
					w_M , в.о.	w_K , в.о.	w_E , в.о.	w_{IZ} , в.о.	Метод 1	Метод 2	Метод 3
1	0,074	0,082	0,920	9680	0,44	0,17	0,14	0,25	0,161	0,132	0,134
	0,075	0,132	0,931	9724	0,39	0,17	0,15	0,29	0,160	0,138	0,140
	0,074	0,123	0,904	9616	0,41	0,15	0,16	0,28	0,160	0,135	0,137
2	0,057	0,111	0,954	9814	0,45	0,14	0,19	0,22	0,159	0,134	0,133
	0,057	0,089	0,952	9808	0,43	0,17	0,21	0,19	0,159	0,130	0,130
	0,057	0,091	0,945	9780	0,41	0,15	0,17	0,27	0,159	0,135	0,136
3	0,044	0,049	0,956	9824	0,46	0,12	0,14	0,28	0,159	0,128	0,128
	0,044	0,072	0,959	9836	0,49	0,17	0,13	0,21	0,161	0,128	0,129
	0,044	0,051	0,961	9844	0,41	0,15	0,17	0,27	0,161	0,129	0,129
4	0,053	0,293	0,966	9864	0,43	0,18	0,15	0,24	0,250	0,242	0,237
	0,052	0,311	0,959	9836	0,42	0,17	0,15	0,26	0,252	0,250	0,250
	0,053	0,312	0,946	9784	0,39	0,19	0,18	0,24	0,252	0,249	0,251
5	0,044	0,099	0,979	9916	0,41	0,14	0,20	0,25	0,157	0,133	0,131
	0,043	0,089	0,987	9948	0,39	0,13	0,19	0,29	0,156	0,133	0,129
	0,044	0,098	0,962	9849	0,46	0,16	0,13	0,25	0,160	0,129	0,130

Таблиця 5.4 – Результати розрахунку ресурсу повітряного ВВ

№	R_M , в.о.	R_K , в.о.	P , в.о.	i_s , в.о.	Вагові коефіцієнти				Спрацьований ресурс, в.о.		
					w_M , в.о.	w_K , в.о.	w_P , в.о.	w_{i_s} , в.о.	Метод 1	Метод 2	Метод 3
1	0,583	0,776	0,97	0,27	0,20	0,29	0,14	0,37	0,770	0,762	0,758
	0,567	0,741	0,96	0,25	0,18	0,27	0,15	0,40	0,768	0,764	0,751
	0,585	0,772	0,98	0,25	0,21	0,28	0,14	0,37	0,768	0,753	0,752
2	0,572	0,720	0,96	0,21	0,19	0,27	0,14	0,40	0,765	0,752	0,740
	0,577	0,746	0,96	0,23	0,22	0,28	0,16	0,34	0,769	0,756	0,748
	0,563	0,729	0,95	0,21	0,18	0,27	0,15	0,40	0,766	0,757	0,746
3	0,578	0,708	0,98	0,25	0,20	0,28	0,15	0,37	0,765	0,748	0,736
	0,570	0,740	0,97	0,24	0,21	0,31	0,14	0,34	0,768	0,756	0,746
	0,596	0,723	0,97	0,25	0,22	0,28	0,16	0,34	0,767	0,755	0,743
4	0,563	0,792	0,97	0,26	0,17	0,27	0,16	0,40	0,769	0,761	0,761
	0,583	0,796	0,97	0,26	0,18	0,29	0,15	0,38	0,771	0,761	0,761
	0,593	0,778	0,96	0,25	0,16	0,28	0,14	0,42	0,769	0,765	0,758
5	0,503	0,760	0,96	0,24	0,19	0,27	0,16	0,38	0,769	0,760	0,753
	0,532	0,726	0,98	0,25	0,21	0,29	0,13	0,37	0,766	0,753	0,741
	0,537	0,747	0,97	0,24	0,22	0,27	0,15	0,36	0,768	0,756	0,747

Приклад виконання правил в системі НЛВ з середньозваженою істинністю (див. розділ № 3) показано на рис. 5.1.

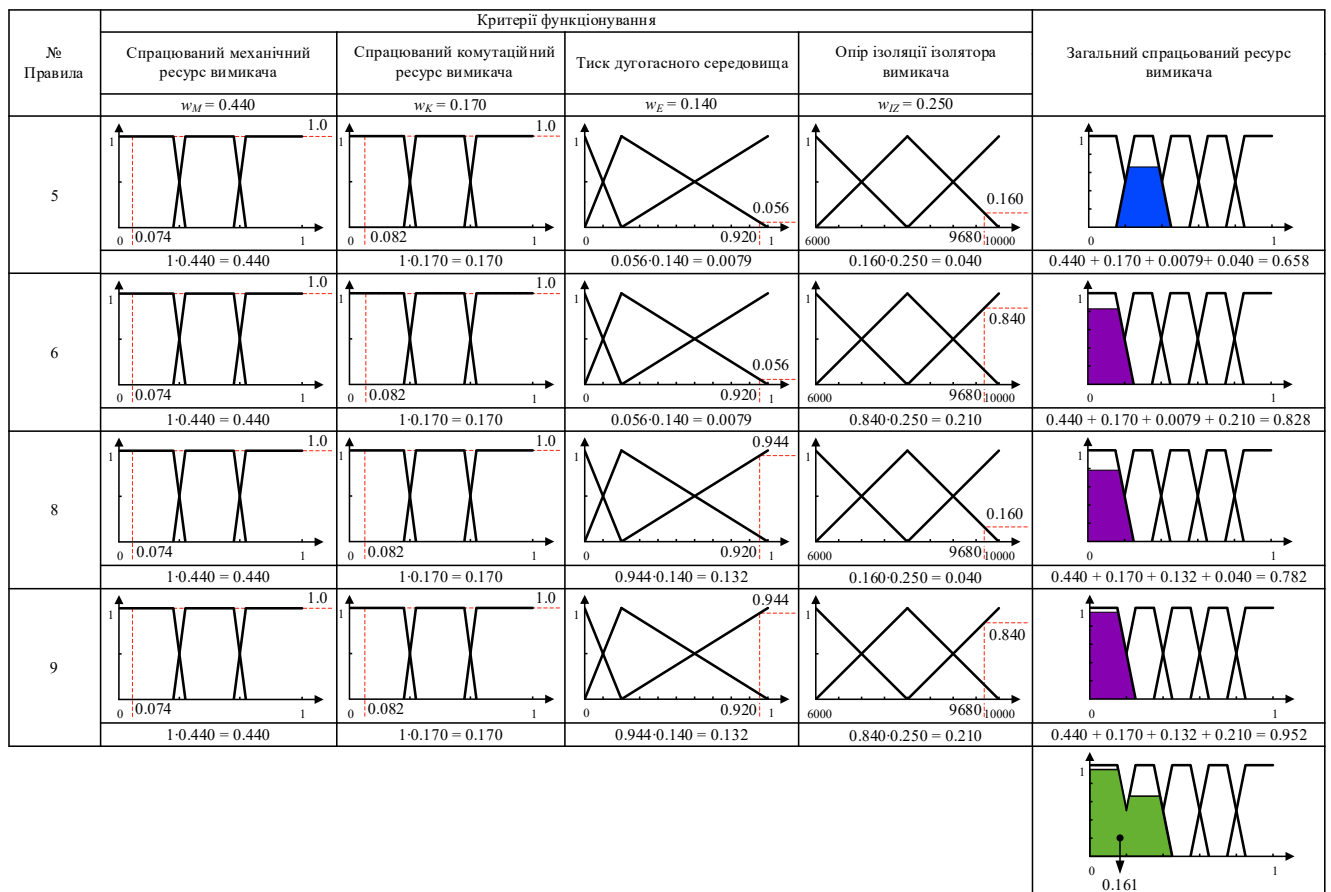


Рисунок 5.1 – Процедура визначення значень істинності передумов та ступеню виконання для правил

Порівняння результатів розрахунку спрацьованого ресурсу елегазових і повітряних ВВ показує, що врахування вагових коефіцієнтів, що характеризують

вплив на спрацьований ресурс ТС окремих функціональних вузлів в правилах НЛВ в середньому підвищує в середньому розрахунковий спрацьований ресурс об'єкта на 15 – 20 %, що необхідно враховувати при визначенні ймовірності відмови ВВ.

Формування функцій розподілу ймовірності відмови електрообладнання $F(t)$ на основі генеральної сукупності подій. Використовуючи запропоновану методику в розділі № 3 сформуємо функцію розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для повітряних ВВ. Повітряні ВВ є на сьогодні найбільш поширеними комутаційними апаратами ЕЕС. Станом на 2022 рік їх частка сягає 32,8 % від загальної кількості ВВ 35 – 750 кВ за даними НЕК «Укренерго» і їх ТС суттєво впливає на рівень аварійності в ЕЕС. Для побудови залежності $F(t)$ необхідно мати представницькі статистичні дані по відмовам ЕО даного типу кожної вікової групи.

Для повітряних ВВ 110 – 750 кВ з приводами на основі статистичного аналізу 32-ох ПС на рис. 5.2 – 5.3 та в табл. 5.5 представлено розподіл відмов за роками експлуатації.

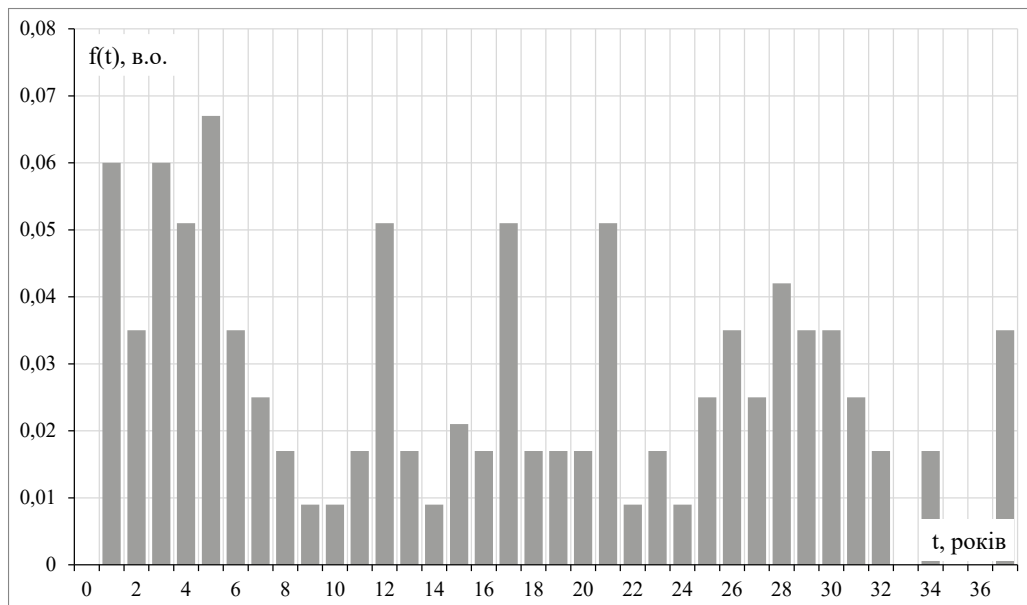


Рисунок 5.2 – Розподіл відмов повітряних ВВ 110 – 750 кВ з приводами по рокам експлуатації

Емпірична функція розподілу відмов ВВ, побудована на основі даних таблиці, представлена на рис. 5.4.

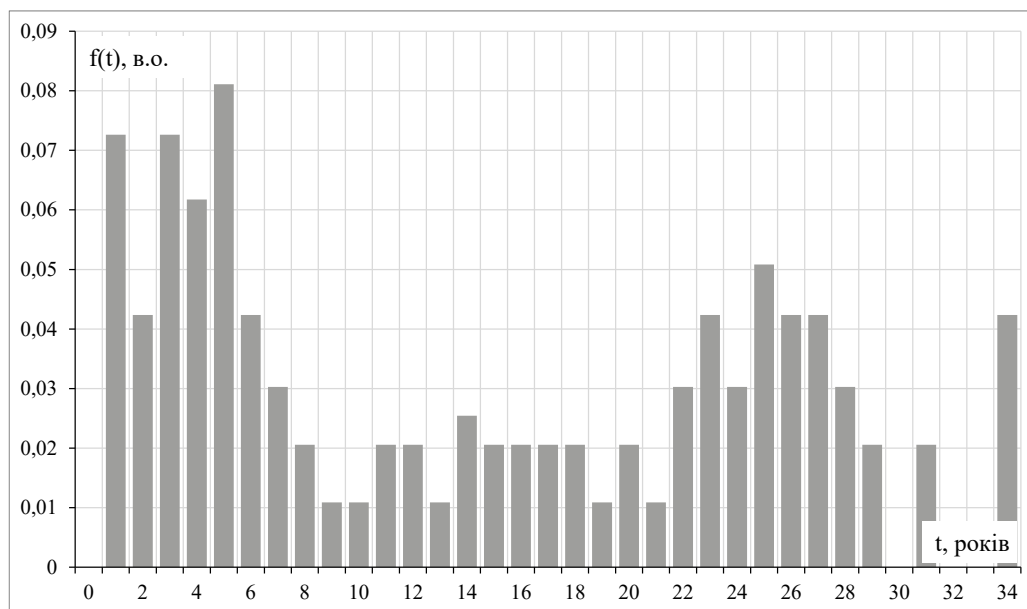


Рисунок 5.3 – Розподіл відмов повітряних ВВ 110 – 750 кВ з приводами по рокам експлуатації (застосування теорії викидів)

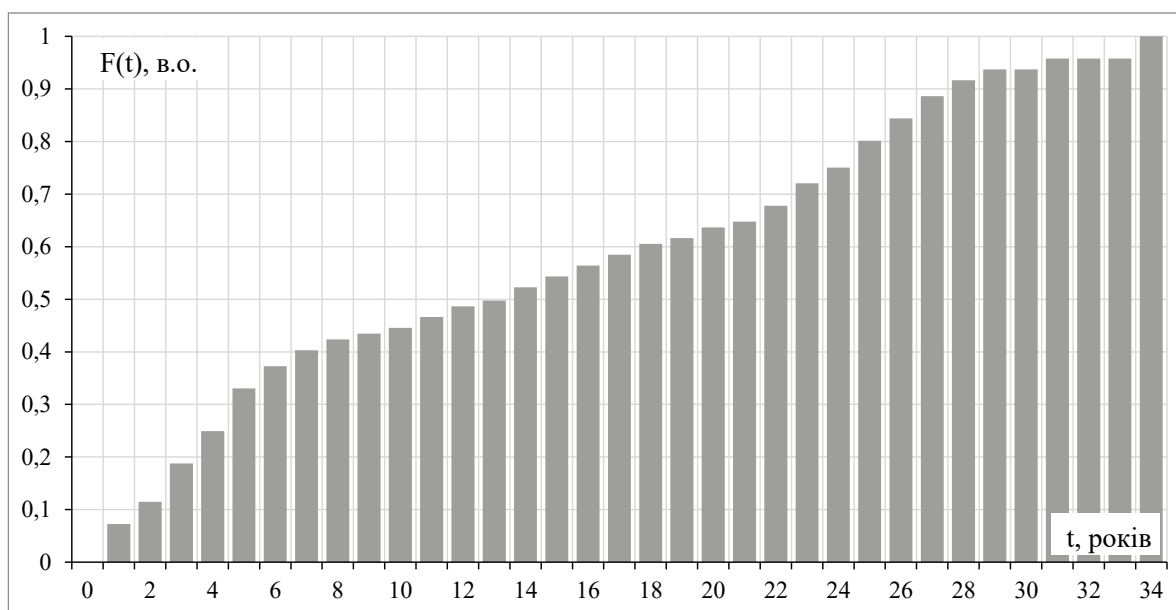


Рисунок 5.4 – Статистична функція розподілу відмов повітряних ВВ 110 – 750 кВ з приводами по рокам експлуатації

По виду емпіричної функції розподілу ймовірності відмов $F(t)$ досліджуваних повітряних ВВ слід припустити, що розподіл ймовірності відмов:

– на інтервалах припрацювання від початку роботи до 8 років експлуатації та інтенсивного старіння від 24 років до 37 років експлуатації відповідає закону Вейбула;

– на інтервалі нормальної експлуатації від 8 до 24 років – рівномірному закону.

Таблиця 5.5 – Статистичні дані по відмовам повітряних ВВ в залежності від напрацювання

Ділянка	Номер інтервалу спостереження	Інтервал часу експлуатації, (рік.)	Число відмов в аналізованому інтервалі $n(t)$, (%)	Статистична функція розподілу відмов $F(\Delta t)$, (в.о.)
1	1	$0 \leq t < 1$	7,3	0,07
	2	$1 \leq t < 2$	4,2	0,12
	3	$2 \leq t < 3$	7,3	0,19
	4	$3 \leq t < 4$	6,2	0,25
	5	$4 \leq t < 5$	8,1	0,33

	8	$7 \leq t < 8$	2,1	0,42
	2	9	$8 \leq t < 9$	1,1
10		$9 \leq t < 10$	1,1	0,45
11		$10 \leq t < 11$	2,1	0,47
12		$11 \leq t < 12$	2,1	0,49
13		$12 \leq t < 13$	1,1	0,50
14		$13 \leq t < 14$	2,5	0,52
15		$14 \leq t < 15$	2,1	0,54
16		$15 \leq t < 16$	2,1	0,56
17		$16 \leq t < 17$	2,1	0,58
18		$17 \leq t < 18$	2,1	0,61
19		$18 \leq t < 19$	1,1	0,62
20		$19 \leq t < 20$	2,1	0,64
21		$20 \leq t < 21$	1,1	0,65
22		$21 \leq t < 22$	3,0	0,68
3	23	$22 \leq t < 23$	4,2	0,72
	24	$23 \leq t < 24$	3,0	0,75
	25	$24 \leq t < 25$	5,1	0,80
	26	$25 \leq t < 26$	4,2	0,84
	27	$26 \leq t < 27$	4,2	0,89
	28	$27 \leq t < 28$	3,0	0,92
	29	$28 \leq t < 29$	2,1	0,94
	30	$29 \leq t < 30$	0,0	0,94
	31	$30 \leq t < 31$	2,1	0,96
	32	$31 \leq t < 32$	0,0	0,96
	33	$32 \leq t < 33$	0,0	0,96
	34	$33 \leq t < 34$	4,2	1,00
Всього:		34 роки	100%	1,00

Результати розрахунку критеріїв X і $X^2_{\text{теор}}$ представлені в табл. 5.6. На основі аналізу даних, представлених в табл. 5.6 можна зробити висновок про те, що для статистичних даних по відмовам на всіх ділянках напрацювання умова $X < X^2_{\text{теор}}$ виконується. Тому гіпотези про прийняті закони розподілу відмов є несуперечливими по відношенню до наявних статистичних даних. Вид теоретичної функції розподілу ймовірності відмов зображено на рис. 5.5.

Таблиця 5.6 – Результати розрахунку критеріїв X і $X^2_{\text{теор.}}$ для перевірки відповідності теоретичної функції розподілу ймовірності відмов повітряних ВВ емпіричній

Ділянка	n_i	n'_i	X^2	K	R	$X^2_{\text{теор.}}$ ($\alpha = 0,95$)
1	0,07	0,07	1,105	8	8-2-1=5	1,145
	0,12	0,14				
	0,19	0,20				
	0,25	0,25				
	0,33	0,30				
	0,37	0,34				
	0,40	0,39				
	0,42	0,42				
2	0,43	0,44	0,173	14	14-2-1=11	4,58
	0,45	0,46				
	0,47	0,48				
	0,49	0,50				
	0,50	0,51				
	0,52	0,53				
	0,54	0,55				
	0,56	0,57				
	0,58	0,59				
	0,61	0,60				
	0,62	0,62				
	0,64	0,64				
3	0,65	0,66	0,341	12	12-2-1=9	3,32
	0,68	0,68				
	0,72	0,72				
	0,75	0,76				
	0,80	0,80				
	0,84	0,83				
	0,89	0,86				
	0,92	0,89				
	0,94	0,91				
	0,94	0,93				
	0,96	0,95				
0,96	0,96					
0,96	0,97					
1	0,98					

Шукана теоретична функція розподілу відмов $F(t)$ повітряних ВВ 110 – 750 кВ з приводами по рокам експлуатації має наступний вигляд:

Перша ділянка: (0 – 8 років). Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для першої ділянки напрацювання:

$$F_I(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{20,307}\right)^{0,924}}, \quad (5.1)$$

Друга ділянка: (8 – 22 років). Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II}(t) = 0,015 \cdot t + 0,230, \quad (5.2)$$

Третя ділянка: (22 – 35 років). Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III}(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{25,444}\right)^{1,964}}. \quad (5.3)$$

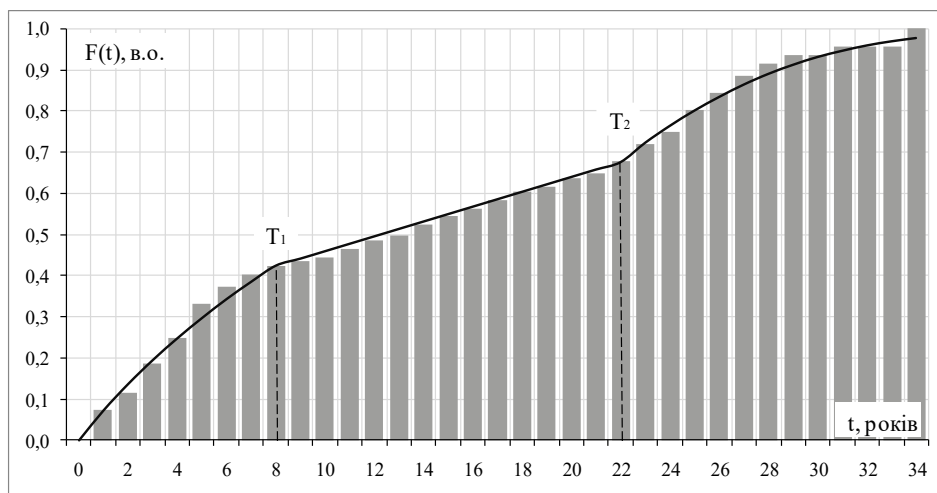


Рисунок 5.5 – Теоретична функція розподілу ймовірності відмов повітряних ВВ напругою 110 – 750 кВ

Визначення ймовірності відмови високовольтних вимикачів на інтервалі часу спостереження. Опис процедури визначення ймовірності відмови на інтервалі часу спостереження детально описана в розділі № 3 для двох варіантів:

- за допомогою інтегральної функції розподілу ймовірності відмови ЕО $F(t)$ з адаптацією до реальних умов експлуатації об'єкта;
- при умові відсутності достатньої статистики по відмовам ВВ використання величини спрацьованого ресурсу як інтегрального показника ТС.

Результати розрахунку ймовірності відмови на інтервалі часу спостереження 6 місяців елегазових та повітряних ВВ за різними схемами НЛВ Мамдані наведено в табл. 5.7 – 5.8.

Таблиця 5.7 – Результати розрахунку ймовірності відмови елегазового ВВ

№	$\lambda_{\phi}, \text{рік}^{-1}$			Ймовірність відмови вимикача $F_{\phi}(t)$, в.о.		
	Метод 1	Метод 2	Метод 3	Метод 1	Метод 2	Метод 3
1	0,0095	0,0078	0,0079	0,00152	0,00102	0,00106
	0,0094	0,0081	0,0082	0,00150	0,00112	0,00115
	0,0094	0,0079	0,0081	0,00150	0,00107	0,00110
2	0,0133	0,0112	0,0111	0,00210	0,00150	0,00147
	0,0133	0,0108	0,0108	0,00210	0,00141	0,00141
	0,0133	0,0113	0,0113	0,00210	0,00152	0,00154
3	0,0159	0,0128	0,0128	0,00252	0,00164	0,00164
	0,0161	0,0128	0,0129	0,00259	0,00164	0,00166
	0,0161	0,0129	0,0129	0,00259	0,00166	0,00166
4	0,0208	0,0202	0,0198	0,00519	0,00487	0,00467
	0,0210	0,0208	0,0208	0,00528	0,00519	0,00519
	0,0210	0,0208	0,0209	0,00528	0,00515	0,00524
5	0,0157	0,0133	0,0131	0,00246	0,00177	0,00171
	0,0156	0,0133	0,0129	0,00243	0,00177	0,00166
	0,0160	0,0129	0,0130	0,00256	0,00166	0,00169

Таблиця 5.8 – Результати розрахунку ймовірності відмови повітряного ВВ

№	$\lambda_{\phi}, \text{рік}^{-1}$			Ймовірність відмови вимикача $F_{\phi}(t)$, в.о.		
	Метод 1	Метод 2	Метод 3	Метод 1	Метод 2	Метод 3
1	0,0257	0,0254	0,0253	0,01957	0,01917	0,01897
	0,0256	0,0255	0,0250	0,01947	0,01927	0,01862
	0,0256	0,0251	0,0251	0,01947	0,01872	0,01867
2	0,0283	0,0279	0,0274	0,02144	0,02073	0,02008
	0,0285	0,0280	0,0277	0,02166	0,02095	0,02051
	0,0284	0,0280	0,0276	0,02150	0,02100	0,02040
3	0,0273	0,0267	0,0263	0,02068	0,01978	0,01916
	0,0274	0,0270	0,0266	0,02084	0,02021	0,01968
	0,0274	0,0270	0,0265	0,02079	0,02015	0,01952
4	0,0256	0,0254	0,0254	0,01952	0,01912	0,01912
	0,0257	0,0254	0,0254	0,01962	0,01912	0,01912
	0,0256	0,0255	0,0253	0,01952	0,01932	0,01897
5	0,0265	0,0262	0,0260	0,02019	0,01972	0,01936
	0,0264	0,0260	0,0256	0,02003	0,01936	0,01876
	0,0265	0,0261	0,0258	0,02013	0,01952	0,01906

Отримані параметри математичних моделей відмов ЕО, зокрема ВВ, дозволяють статистичним моделюванням режимів ЕЕС при відмовах ЕО визначити вплив відмов комутаційного обладнання та ефект заміни застарілих ВВ на нові елегазові на ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС. Для реалізації основних результатів моделювання розглядалась схема ЕЕС (додаток Е), яка містить 26 елегазових, 50 повітряних 16 оливних ВВ. Основні параметри і характеристики елементів схеми наведені в додатку Е.

Методами статистичного моделювання було проведено дослідження і виконана оцінка ризику порушення динамічної стійкості в даній ЕЕС при відмовах ЕО. Результати розрахунків представлені на рис. 5.6.

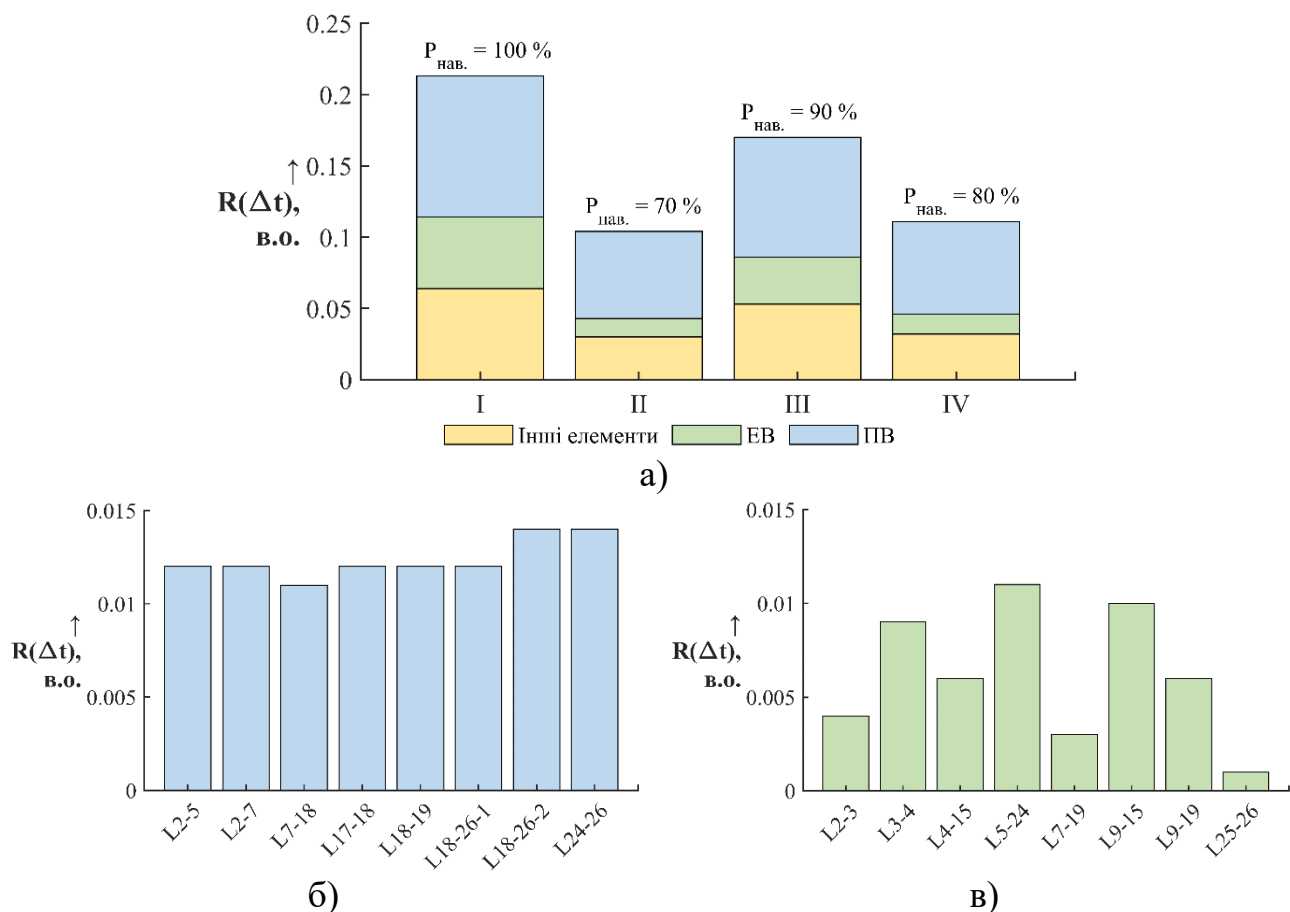


Рисунок 5.6 – Результати розрахунків: а – ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС $R(\Delta t)$; б, в – ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС на I інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ на ПЛ 330 кВ

Проведений аналіз результатів розрахунку показав суттєвий внесок в агрегований показник ризику терміну напрацювання ЕО. Разом з цим внаслідок значно меншої інтенсивності відмов елегазових ВВ ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС $R(\Delta t)$ від їх відмов становить [0,013 – 0,050] тоді як для повітряних він складає [0,061 – 0,099].

5.2 Визначення пріоритету виведення з експлуатації високовольтних вимикачів на основі оцінки технічного стану та ризику виникнення аварійних ситуацій в системі

Для підтвердження ефективності розроблених в роботі методу, математичних моделей було проведено розрахунки та аналіз результатів прийняття рішень щодо експлуатації елегазових ВВ в ЕЕС. В додатку Г представлена синтезована тестова 6-ти машинна схема підсистеми ЕЕС, яка містить 6 елегазових ВВ $V_1 - V_6$ з різними термінами експлуатації.

Для тестової схеми (додаток Г), яка містить 33 повітряних, 6 елегазових та 10 оливних ВВ з метою визначення ймовірнісних складових ризику відмови окремих елементів (ВВ, СТ і ПЛ) було розраховано 10000 режимів із використанням алгоритму ймовірнісно-статистичного моделювання. Основні параметри і характеристики елементів схеми наведені в додатку Г. Для елегазових ВВ використано результати оцінки ТС з підрозділу 3.1 розділу № 3.

На рис. 5.7 та додатку Ж наведено результати розрахунку ризику відмови ВВ, ПЛ та СТ на заданому інтервалі часу $\Delta t = 1$ рік як в результаті порушення нормального режиму за різних причин.

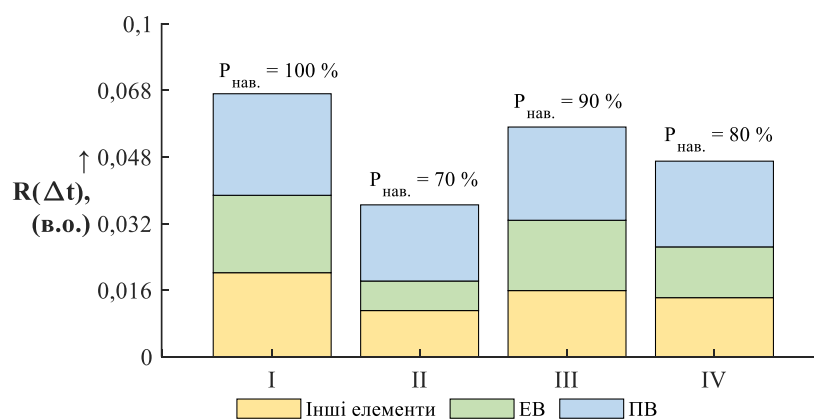


Рисунок 5.7 – Ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС $R(\Delta t)$

У зв'язку відсутності достатньої статистики по відмовам елегазових ВВ в якості параметра конкретної одиниці ЕО (ВВ), який визначає ймовірність його відмови, використовуємо інтегральний показник ТС, а саме, загальний спрацьований ресурс S . Визначення ймовірності відмови елегазових ВВ для I – IV інтервалів спостереження наведена в табл. 5.9.

Таблиця 5.9 – Визначення ймовірності відмови елегазових ВВ $P(\Delta t)$ на інтервалі часу Δt

Найменування розрахункового параметра		Вибірка елегазових вимикачів підсистеми ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації					
		B ₁	B ₂	B ₃	B ₄	B ₅	B ₆
Термін напрацювання t , (рік)		20	28	6	18	25	4
I інтервал	Спрацьований ресурс працездатності	0,491	0,764	0,269	0,463	0,642	0,283
	Інтенсивність відмов λ_{ϕ} , (рік ⁻¹)	0,0246	0,0273	0,0448	0,0257	0,0257	0,0708
	Ймовірність відмови $P(t)$, (в.о.)	0,3880	0,5342	0,2359	0,3706	0,4738	0,2465
	Ймовірність відмови $P(t+\Delta t)$, (в.о.)	0,3917	0,5374	0,2444	0,3746	0,4771	0,2597
	Ймовірність відмови на інтервалі напрацювання $P(t, t+\Delta t)$, (в.о.)	0,00612	0,00680	0,01115	0,00641	0,00640	0,01753
II інтервал	Спрацьований ресурс працездатності	0,497	0,765	0,276	0,468	0,653	0,284
	Інтенсивність відмов λ_{ϕ} , (рік ⁻¹)	0,0249	0,0273	0,0460	0,0260	0,0261	0,0710
	Ймовірність відмови $P(t)$, (в.о.)	0,3916	0,5347	0,2412	0,3737	0,4795	0,2472
	Ймовірність відмови $P(t+\Delta t)$, (в.о.)	0,3954	0,5378	0,2499	0,3778	0,4829	0,2605
	Ймовірність відмови на інтервалі напрацювання $P(t, t+\Delta t)$, (в.о.)	0,00619	0,00681	0,01143	0,00648	0,00651	0,01759
III інтервал	Спрацьований ресурс працездатності	0,500	0,769	0,286	0,474	0,661	0,293
	Інтенсивність відмов λ_{ϕ} , (рік ⁻¹)	0,0250	0,0275	0,0477	0,0263	0,0264	0,0733
	Ймовірність відмови $P(t)$, (в.о.)	0,3935	0,5365	0,2487	0,3775	0,4837	0,2540
	Ймовірність відмови $P(t+\Delta t)$, (в.о.)	0,3972	0,5397	0,2576	0,3816	0,4871	0,2675
	Ймовірність відмови на інтервалі напрацювання $P(t, t+\Delta t)$, (в.о.)	0,00623	0,00684	0,01185	0,00656	0,00659	0,01815
IV інтервал	Спрацьований ресурс працездатності	0,504	0,780	0,288	0,477	0,667	0,299
	Інтенсивність відмов λ_{ϕ} , (рік ⁻¹)	0,0252	0,0279	0,0480	0,0265	0,0267	0,0748
	Ймовірність відмови $P(t)$, (в.о.)	0,3959	0,5416	0,2502	0,3794	0,4868	0,2584
	Ймовірність відмови $P(t+\Delta t)$, (в.о.)	0,3997	0,5448	0,2592	0,3835	0,4902	0,2722
	Ймовірність відмови на інтервалі напрацювання $P(t, t+\Delta t)$, (в.о.)	0,00628	0,00694	0,01193	0,00660	0,00665	0,01851

Результати розрахунків кількісних характеристик ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС після виведення з експлуатації по черзі елегазових ВВ B₁ – B₆ в режимі проходження графіка навантаження ЕЕС наведено в табл. 5.10.

Таблиця 5.10 – Аналіз характеристик розподілу ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації елегазових ВВ

Інтервал	Вибірка елегазових вимикачів тестової моделі ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації					
	B ₁ (Л1-2)	B ₂ (Т-2)	B ₃ (Т-5)	B ₄ (Т-4)	B ₅ (Л100-202-2)	B ₆ (Л12-5)
1. Ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС $R(\Delta t)$ на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ (міс.):						
I	0,425	0,881	0,360	0,288	0,617	0,671
II	0,314	0,637	0,250	0,171	0,472	0,483
III	0,351	0,867	0,336	0,250	0,541	0,608
IV	0,314	0,710	0,297	0,191	0,511	0,554

Аналіз отриманих результатів (табл. 5.10), показує, що виведення з експлуатації на I інтервалі часу елегазового ВВ В₂ характеризується високим рівнем загального ризику порушення динамічної стійкості енергосистеми $R(\Delta t) = 0,881$ (в.о.).

В табл. 5.11 приведені результати експертної оцінки збитків системи внаслідок порушення режиму та терміну відновлення системи після аварії.

Таблиця 5.11 – Розподілу збитків системи внаслідок порушення режиму та терміну відновлення системи після аварії при виведенні з експлуатації елегазових ВВ

Інтервал	Вибірка елегазових вимикачів тестової моделі ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації					
	В ₁ (Л1-2)	В ₂ (Т-2)	В ₃ (Т-5)	В ₄ (Т-4)	В ₅ (Л100-202-2)	В ₆ (Л12-5)
1. Збитки системи внаслідок порушення режиму Z_E на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ (міс.):						
I	0,356	0,514	0,164	0,793	0,895	0,444
II	0,353	0,952	0,279	0,329	0,181	0,482
III	0,568	0,515	0,417	0,852	0,123	0,124
IV	0,160	0,519	0,389	0,685	0,184	0,422
2. Термін відновлення системи після аварії T_B на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ (міс.):						
I	0,761	0,503	0,509	0,334	0,864	0,243
II	0,167	0,179	0,360	0,101	0,668	0,630
III	0,512	0,402	0,703	0,204	0,512	0,300
IV	0,179	0,659	0,955	0,931	0,544	0,261

Результати визначення найкращої альтернативи щодо виведення з експлуатації елегазових ВВ за критеріями $C_1 - C_4$ для I–IV інтервалів часу спостереження $\Delta t = 3$ міс. наведено в табл. 5.12.

Таблиця 5.12 – Результати визначення найкращої альтернативи виведення з експлуатації елегазових ВВ на заданому інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ (міс.)

Інтервал	Вибірка елегазових вимикачів тестової моделі ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації					
	В ₁ (Л1-2)	В ₂ (Т-2)	В ₃ (Т-5)	В ₄ (Т-4)	В ₅ (Л100-202-2)	В ₆ (Л12-5)
1. Багатокритеріальний вибір альтернатив на основі нечіткого відношення переваги:						
I	0,652	0,935	0,719	0,926	1,0	0,823
II	0,650	1,0	0,662	0,587	0,721	0,870
III	0,880	1,0	0,855	0,929	0,781	0,818
IV	0,683	1,0	0,892	0,972	0,802	0,901
2. Багатокритеріальний вибір альтернатив за схемою Беллмана-Заде:						
I	0,646	0,766	0,503	0,711	0,862	0,715
II	0,644	0,801	0,585	0,625	0,514	0,743

Інтервал	Вибір елегазових вимикачів тестової моделі ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації					
	B ₁ (Л1-2)	B ₂ (Т-2)	B ₃ (Т-5)	B ₄ (Т-4)	B ₅ (Л100-202-2)	B ₆ (Л12-5)
III	0,744	0,767	0,694	0,689	0,481	0,482
IV	0,501	0,770	0,672	0,655	0,516	0,698
3. Багатокритеріальний вибір альтернатив на основі адитивної згортки:						
I	0,639	0,872	0,657	0,974	1,0	0,744
II	0,686	1,0	0,636	0,374	0,784	0,846
III	0,944	1,0	0,894	0,968	0,805	0,752
IV	0,620	1,0	0,870	0,974	0,778	0,841
4. Багатокритеріальний вибір альтернатив з використанням нечіткого логічного висновку на основі методу Мамдані:						
I	0,408	0,525	0,431	0,541	0,548	0,519
II	0,401	0,546	0,377	0,321	0,431	0,502
III	0,480	0,512	0,496	0,497	0,418	0,429
IV	0,410	0,525	0,492	0,474	0,418	0,491

Найефективнішим превентивним рішенням по зниженню ризику порушення нормально режиму буде альтернатива: a_5^B (Л100-202-2) на інтервалі спостереження I; a_2^B (Т-2) на інтервалах спостереження II – IV, що потребує виведення елегазового ВВ з експлуатації.

В якості прикладу для обґрунтування прийняття оптимальних рішень щодо послідовності виведення з експлуатації елегазових ВВ представлено результати моделювання режиму ЕЕС на I інтервалі часу спостереження.

З використанням методу Сааті та результатів експертного оцінювання важливості критеріїв визначимо вагові коефіцієнти важливості критеріїв на базі наступної системи переваг для IV інтервала часу спостереження експлуатації: C_2 домінує над C_1 з інтенсивністю $b_{21} = 5$; C_2 домінує над C_4 з інтенсивністю $b_{24} = 7$; C_3 домінує над C_2 з інтенсивністю $b_{32} = 4$; C_3 домінує над C_1 з інтенсивністю $b_{31} = 9$; C_4 домінує над C_3 з інтенсивністю $b_{43} = 3$; C_1 домінує над C_4 з інтенсивністю $b_{14} = 2$.

За отриманими співвідношеннями складається матриця парних порівнянь:

$$A = \begin{bmatrix} b_{11} & 1/b_{12} & 1/b_{13} & b_{14} \\ b_{21} & b_{22} & 1/b_{23} & b_{24} \\ b_{31} & b_{32} & b_{33} & 1/b_{34} \\ 1/b_{41} & 1/b_{42} & b_{43} & b_{44} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1/5 & 1/9 & 2 \\ 5 & 1 & 1/4 & 7 \\ 9 & 4 & 1 & 1/3 \\ 1/2 & 1/7 & 3 & 1 \end{bmatrix}. \quad (5.4)$$

Визначаються власні числа матриці:

$$A - \lambda \cdot E = \begin{bmatrix} 1-\lambda & 1/5 & 1/9 & 2 \\ 5 & 1-\lambda & 1/4 & 7 \\ 9 & 4 & 1-\lambda & 1/3 \\ 1/2 & 1/7 & 3 & 1-\lambda \end{bmatrix} = 0, \quad (5.5)$$

$$\det|A - \lambda \cdot E| = \det \begin{bmatrix} 1-\lambda & 1/5 & 1/9 & 2 \\ 5 & 1-\lambda & 1/4 & 7 \\ 9 & 4 & 1-\lambda & 1/3 \\ 1/2 & 1/7 & 3 & 1-\lambda \end{bmatrix} = \lambda^4 - 4 \cdot \lambda^3 - \frac{254831 \cdot \lambda}{1890} - \frac{48389}{2520}. \quad (5.6)$$

Рівняння (5.6) має чотири кореня:

$$\lambda_1 = 6,895; \lambda_{2,3} = -1,376 \pm j \cdot 4,204; \lambda_4 = -0,142. \quad (5.7)$$

Власним числом матриці (5.7) є дійсний додатний корінь $\lambda_1 = 6,895$ при підстановці якого в (5.4) та заміні останнього рівняння умовою нормування $\sum_{i=1}^4 w_i = 1$ формується система рівнянь для визначення вагових коефіцієнтів

важливості оптимізаційних критеріїв:

$$\begin{cases} (1 - 6,895) \cdot w_1 + \frac{1}{5} \cdot w_2 + \frac{1}{9} \cdot w_3 + 2 \cdot w_4 = 0 \\ 5 \cdot w_1 + (1 - 6,895) \cdot w_2 + \frac{1}{4} \cdot w_3 + 7 \cdot w_4 = 0 \\ 9 \cdot w_1 + 4 \cdot w_2 + (1 - 6,895) \cdot w_3 + \frac{1}{3} \cdot w_4 = 0 \\ w_1 + w_2 + w_3 + w_4 = 1 \end{cases} \quad (5.8)$$

Отриманий вектор вагових коефіцієнтів оптимізаційних критеріїв має вигляд $\Omega = [w_1, w_2, w_3, w_4] = [0,088; 0,334; 0,374; 0,205]$.

Визначаємо форму функцій належності для $C_1 - C_4$ критеріїв за основі рангових оцінок:

$$\mu(P_{\Delta t}) = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 4 & 5 & 7 & 9 \\ 1/2 & 1 & 4/2 & 5/2 & 7/2 & 9/2 \\ 1/4 & 2/4 & 1 & 5/4 & 7/4 & 9/4 \\ 1/5 & 2/5 & 4/5 & 1 & 7/5 & 9/5 \\ 1/7 & 2/7 & 4/7 & 5/7 & 1 & 9/7 \\ 1/9 & 2/9 & 4/9 & 5/9 & 7/9 & 1 \end{pmatrix}, \quad \mu(Z) = \begin{pmatrix} 1 & 3 & 4 & 5 & 8 & 9 \\ 1/3 & 1 & 4/3 & 5/3 & 8/3 & 9/3 \\ 1/4 & 3/4 & 1 & 5/4 & 8/4 & 9/4 \\ 1/5 & 3/5 & 4/5 & 1 & 8/5 & 9/5 \\ 1/8 & 3/8 & 4/8 & 5/8 & 1 & 9/8 \\ 1/9 & 3/9 & 4/9 & 5/9 & 8/9 & 1 \end{pmatrix}$$

$$\mu(Z) = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 3 & 5 & 8 & 9 \\ 1/2 & 1 & 3/2 & 5/2 & 8/2 & 9/2 \\ 1/3 & 2/3 & 1 & 5/3 & 8/3 & 9/3 \\ 1/5 & 2/5 & 3/5 & 1 & 8/5 & 9/5 \\ 1/8 & 2/8 & 3/8 & 5/8 & 1 & 9/8 \\ 1/9 & 2/9 & 3/9 & 5/9 & 8/9 & 1 \end{pmatrix}, \quad \mu(T_B) = \begin{pmatrix} 1 & 3 & 5 & 6 & 7 & 9 \\ 1/3 & 1 & 5/3 & 6/3 & 7/3 & 9/3 \\ 1/5 & 3/5 & 1 & 6/5 & 7/5 & 9/5 \\ 1/6 & 3/6 & 5/6 & 1 & 7/6 & 9/6 \\ 1/7 & 3/7 & 5/7 & 6/7 & 1 & 9/7 \\ 1/9 & 3/9 & 5/9 & 6/9 & 7/9 & 1 \end{pmatrix}. \quad (5.9)$$

З використанням методу найменших квадратів отримуємо оптимальні форми функцій належності для $C_1 - C_4$ критеріїв отриманих основі рангових оцінок, представлених на рис. 5.8.

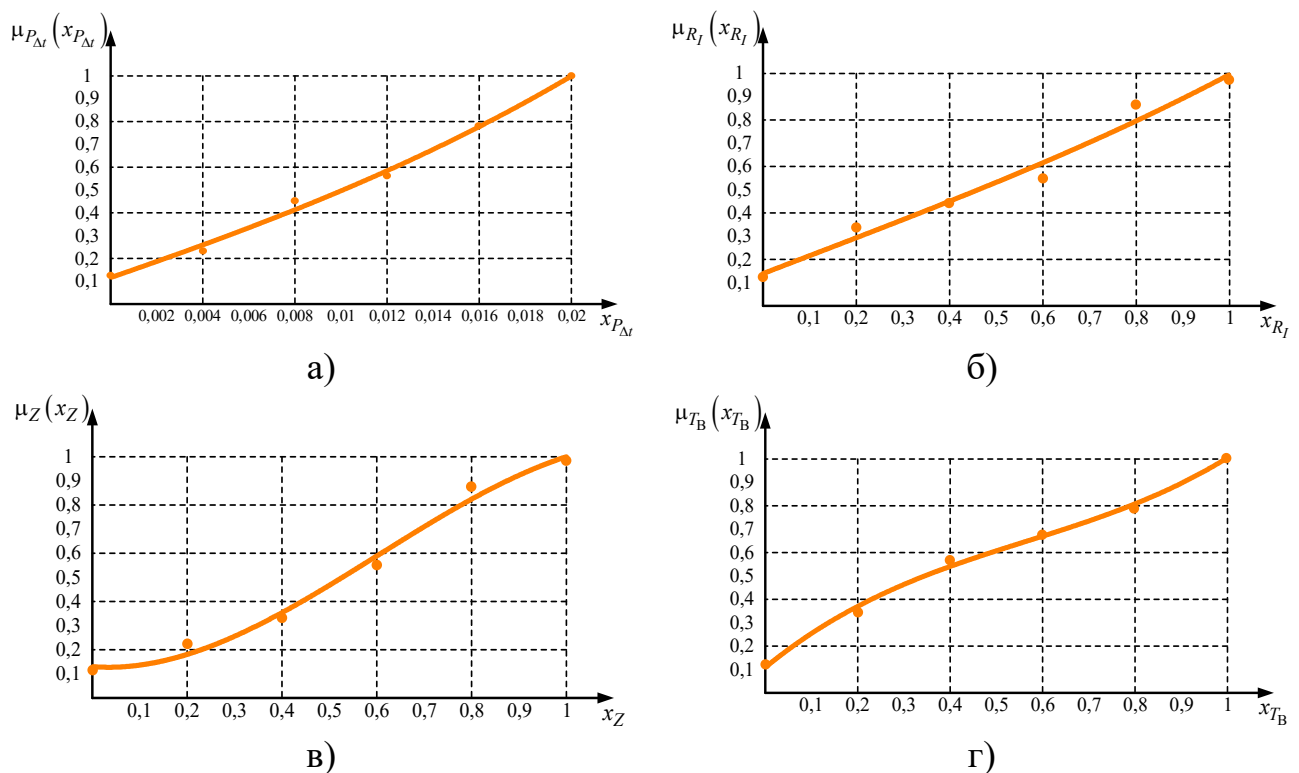


Рисунок 5.8 – Оптимальні форми функцій належності для $C_1 - C_4$ критеріїв отриманих основі рангових оцінок: а – ймовірність відмови комутаційного обладнання на інтервалі часу спостереження; б – індекс ризику функціонування ЕЕС при відмовах комутаційного обладнання; в – збитки системи внаслідок порушення режиму; г – термін відновлення системи після аварії

На підставі функцій належності всіх альтернатив за чотирма критеріями визначено їх конкретні значення, які являють собою нечіткі множини:

$$\mu(P_{\Delta}) = \frac{0,330}{0,00612} + \frac{0,357}{0,00680} + \frac{0,540}{0,01115} + \frac{0,342}{0,00641} + \frac{0,341}{0,00640} + \frac{0,857}{0,01753},$$

$$\begin{aligned}
\mu(R_I) &= \frac{0,474}{0,425} + \frac{0,896}{0,881} + \frac{0,420}{0,360} + \frac{0,360}{0,288} + \frac{0,642}{0,617} + \frac{0,691}{0,671}, \\
\mu(Z_E) &= \frac{0,310}{0,356} + \frac{0,489}{0,514} + \frac{0,158}{0,164} + \frac{0,829}{0,793} + \frac{0,934}{0,895} + \frac{0,406}{0,444}, \\
\mu(T_B) &= \frac{0,339}{0,179} + \frac{0,697}{0,659} + \frac{0,941}{0,955} + \frac{0,916}{0,931} + \frac{0,625}{0,544} + \frac{0,420}{0,261}.
\end{aligned} \tag{5.10}$$

Багатокритеріальний вибір альтернатив на основі нечіткого відношення переваги. Складені матриці нечітких відношення переваги $\mu_{R_s}(a_k^B, a_l^B)$, $k, l = \overline{1, 5}$:

$$\mu_{R_1}(a_k^B, a_l^B) = \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0,027 & 1 & 0 & 0,015 & 0,016 & 0 \\ a_3^B & 0,210 & 0,183 & 1 & 0,198 & 0,199 & 0 \\ a_4^B & 0,012 & 0 & 0 & 1 & 0,001 & 0 \\ a_5^B & 0,011 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ a_6^B & 0,527 & 0,500 & 0,317 & 0,515 & 0,516 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\mu_{R_2}(a_k^B, a_l^B) = \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0 & 0,054 & 0,114 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0,422 & 1 & 0,476 & 0,536 & 0,254 & 0,205 \\ a_3^B & 0 & 0 & 1 & 0,060 & 0 & 0 \\ a_4^B & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ a_5^B & 0,168 & 0 & 0,222 & 0,282 & 1 & 0 \\ a_6^B & 0,217 & 0 & 0,271 & 0,331 & 0,049 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\mu_{R_3}(a_k^B, a_l^B) = \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0 & 0,152 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0,179 & 1 & 0,331 & 0 & 0 & 0,083 \\ a_3^B & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_4^B & 0,519 & 0,340 & 0,671 & 1 & 0 & 0,423 \\ a_5^B & 0,624 & 0,445 & 0,776 & 0,105 & 1 & 0,528 \\ a_6^B & 0,096 & 0 & 0,248 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\mu_{R_4}(a_k^B, a_l^B) = \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0,358 & 1 & 0 & 0 & 0,072 & 0,277 \\ a_3^B & 0,602 & 0,244 & 1 & 0,025 & 0,316 & 0,521 \\ a_4^B & 0,577 & 0,219 & 0 & 1 & 0,291 & 0,496 \\ a_5^B & 0,286 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0,205 \\ a_6^B & 0,081 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (5.11)$$

Визначення першої згортки $\mu_{Q_1}(a_k^B, a_l^B) = \min_{j=1, m} (a_k^B, a_l^B)$, $k, l = \overline{1, m}$:

$$\mu_{Q_1}(a_k^B, a_l^B) = \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0,027 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_3^B & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ a_4^B & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ a_5^B & 0,011 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ a_6^B & 0,081 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (5.12)$$

Визначення множини недомінуючих альтернатив за Q_1 та другої згортки

$$\mu_{Q_2}(a_i^B, a_j^B) = \sum_{j=1}^m w_j \cdot \mu_j(a_i^B, a_j^B), \quad \sum_{i=1}^n w_i = 1, \quad w_i > 0,$$

$$\mu_{Q_1}^{\text{нд}}(a_i^B) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_1}(a_i^B, a_j^B) - \mu_{Q_1}(a_j^B, a_i^B)) = (0,919 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1). \quad (5.13)$$

$$\mu_{Q_2}(a_i^B, a_j^B) = \begin{bmatrix} & a_1^B & a_2^B & a_3^B & a_4^B & a_5^B & a_6^B \\ a_1^B & 1 & 0 & 0,075 & 0,038 & 0 & 0 \\ a_2^B & 0,284 & 1 & 0,282 & 0,181 & 0,101 & 0,156 \\ a_3^B & 0,142 & 0,066 & 1 & 0,043 & 0,082 & 0,107 \\ a_4^B & 0,313 & 0,172 & 0,201 & 1 & 0,060 & 0,259 \\ a_5^B & 0,348 & 0,166 & 0,363 & 0,133 & 1 & 0,239 \\ a_6^B & 0,171 & 0,044 & 0,211 & 0,156 & 0,062 & 1 \end{bmatrix}. \quad (5.14)$$

Визначення множини недомінуючих альтернатив за Q_2 :

$$\begin{aligned}\mu_{Q_2}^{\text{нл}}(a_i^{\text{B}}) &= 1 - \sup_{a_j \in A} \left(\mu_{Q_2}(a_i^{\text{B}}, a_j^{\text{B}}) - \mu_{Q_2}(a_j^{\text{B}}, a_i^{\text{B}}) \right) = \\ &= (0,652 \quad 0,935 \quad 0,719 \quad 0,926 \quad 1,0 \quad 0,823).\end{aligned}\quad (5.15)$$

Визначення найкращого рішення по згортках $Q_1^{\text{нл}} \cap Q_2^{\text{нл}}$:

$$\mu^{\text{нл}}(a_i^{\text{B}}) = \sup_{a \in A} \mu^{\text{нл}}(a_i^{\text{B}}) = (0,652 \quad 0,935 \quad 0,719 \quad 0,926 \quad 1,0 \quad 0,823).\quad (5.16)$$

Багатокритеріальний вибір альтернатив за схемою Беллмана-Заде.

Отримуємо нечіткі множини:

$$\begin{aligned}\mu_{C_1} &= \left\{ \frac{0,330}{a_1^{\text{B}}}, \frac{0,357}{a_2^{\text{B}}}, \frac{0,540}{a_3^{\text{B}}}, \frac{0,342}{a_4^{\text{B}}}, \frac{0,341}{a_5^{\text{B}}}, \frac{0,857}{a_6^{\text{B}}} \right\}, \\ \mu_{C_2} &= \left\{ \frac{0,474}{a_1^{\text{B}}}, \frac{0,896}{a_2^{\text{B}}}, \frac{0,420}{a_3^{\text{B}}}, \frac{0,360}{a_4^{\text{B}}}, \frac{0,642}{a_5^{\text{B}}}, \frac{0,691}{a_6^{\text{B}}} \right\}, \\ \mu_{C_3} &= \left\{ \frac{0,310}{a_1^{\text{B}}}, \frac{0,489}{a_2^{\text{B}}}, \frac{0,158}{a_3^{\text{B}}}, \frac{0,829}{a_4^{\text{B}}}, \frac{0,934}{a_5^{\text{B}}}, \frac{0,406}{a_6^{\text{B}}} \right\}, \\ \mu_{C_4} &= \left\{ \frac{0,339}{a_1^{\text{B}}}, \frac{0,697}{a_2^{\text{B}}}, \frac{0,941}{a_3^{\text{B}}}, \frac{0,916}{a_4^{\text{B}}}, \frac{0,625}{a_5^{\text{B}}}, \frac{0,420}{a_6^{\text{B}}} \right\}.\end{aligned}\quad (5.17)$$

Перепишемо (5.17) з урахуванням вагових коефіцієнтів:

$$\begin{aligned}\mu_{C_1} &= \left\{ \frac{0,330^{0,088}}{a_1^{\text{B}}}, \frac{0,357^{0,088}}{a_2^{\text{B}}}, \frac{0,540^{0,088}}{a_3^{\text{B}}}, \frac{0,342^{0,088}}{a_4^{\text{B}}}, \frac{0,341^{0,088}}{a_5^{\text{B}}}, \frac{0,857^{0,088}}{a_6^{\text{B}}} \right\}, \\ \mu_{C_2} &= \left\{ \frac{0,474^{0,334}}{a_1^{\text{B}}}, \frac{0,896^{0,334}}{a_2^{\text{B}}}, \frac{0,420^{0,334}}{a_3^{\text{B}}}, \frac{0,360^{0,334}}{a_4^{\text{B}}}, \frac{0,642^{0,334}}{a_5^{\text{B}}}, \frac{0,691^{0,334}}{a_6^{\text{B}}} \right\}, \\ \mu_{C_3} &= \left\{ \frac{0,310^{0,373}}{a_1^{\text{B}}}, \frac{0,489^{0,373}}{a_2^{\text{B}}}, \frac{0,158^{0,373}}{a_3^{\text{B}}}, \frac{0,829^{0,373}}{a_4^{\text{B}}}, \frac{0,934^{0,373}}{a_5^{\text{B}}}, \frac{0,406^{0,373}}{a_6^{\text{B}}} \right\}, \\ \mu_{C_4} &= \left\{ \frac{0,339^{0,205}}{a_1^{\text{B}}}, \frac{0,697^{0,205}}{a_2^{\text{B}}}, \frac{0,941^{0,205}}{a_3^{\text{B}}}, \frac{0,916^{0,205}}{a_4^{\text{B}}}, \frac{0,625^{0,205}}{a_5^{\text{B}}}, \frac{0,420^{0,205}}{a_6^{\text{B}}} \right\}.\end{aligned}$$

Перетин нечітких множин дає такі ступені належності нечіткого розв'язку D :

$$\mu_D(a_j^B) = \min_{i=1, \dots, n} \mu_{C_i}(a_j^B), \quad i=1, \dots, m. \quad (5.18)$$

$$\mu_D(a_1^B) = \min\{0,907 \quad 0,779 \quad 0,646 \quad 0,801\},$$

$$\mu_D(a_2^B) = \min\{0,913 \quad 0,964 \quad 0,766 \quad 0,929\},$$

$$\mu_D(a_3^B) = \min\{0,947 \quad 0,748 \quad 0,503 \quad 0,988\},$$

$$\mu_D(a_4^B) = \min\{0,910 \quad 0,711 \quad 0,932 \quad 0,982\},$$

$$\mu_D(a_5^B) = \min\{0,910 \quad 0,862 \quad 0,975 \quad 0,908\},$$

$$\mu_D(a_6^B) = \min\{0,987 \quad 0,884 \quad 0,715 \quad 0,837\}. \quad (5.19)$$

В результаті отримуємо нечітку множину:

$$\mu_D(a^*) = \left\{ \frac{0,646}{a_1^B}, \frac{0,766}{a_2^B}, \frac{0,503}{a_3^B}, \frac{0,711}{a_4^B}, \frac{0,862}{a_5^B}, \frac{0,715}{a_6^B} \right\}. \quad (5.20)$$

Багатокритеріальний вибір альтернатив на основі адитивної згортки.
Важливість критеріїв була задана нечіткими числами з функціями належності наступного виду на рис. 5.9.

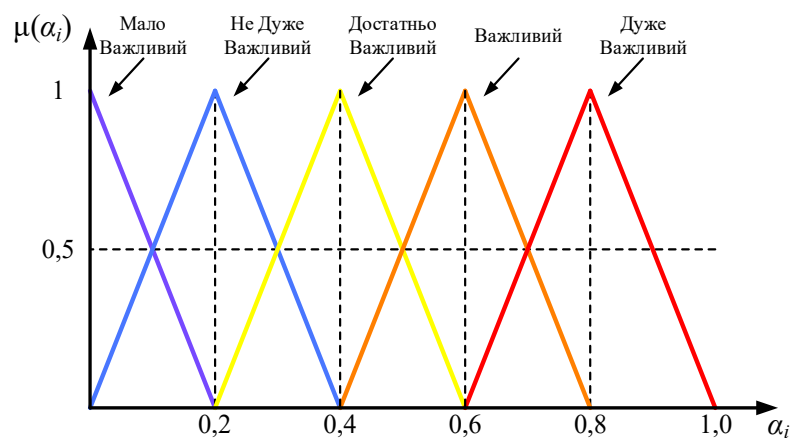


Рисунок 5.9 – Функції належності важливості критеріїв

Для оцінки альтернатив використовувалися лінгвістичні значення:

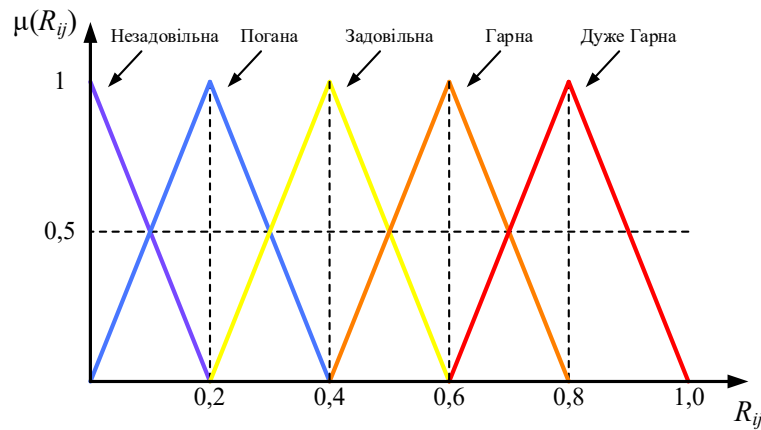


Рисунок 5.10 – Функції належності оцінки альтернатив

Альтернативи отримали наступні оцінки за критеріями:

	a_1^B	a_2^B	a_3^B	a_4^B	a_5^B	a_6^B	Важливість
C_1	Задовільна	Задовільна	Гарна	Задовільна	Задовільна	Дуже Гарна	Мало Важливий
C_2	Задовільна	Дуже Гарна	Задовільна	Задовільна	Гарна	Гарна	Важливий
C_3	Задовільна	Задовільна	Погана	Дуже Гарна	Дуже Гарна	Задовільна	Дуже Важливий
C_4	Задовільна	Гарна	Дуже Гарна	Дуже Гарна	Гарна	Задовільна	Достатньо Важливий

Коефіцієнти α нормовані, то зважена оцінка j -ї альтернативи обчислюється за формулою:

$$R_j = \sum_{i=1}^n \alpha_i \cdot R_{ij} . \quad (5.21)$$

$$\begin{aligned} R_{a_1^B} &= \sum_{i=1}^4 \alpha_i \cdot R_{i a_1^B} = \alpha_1 \cdot R_{1 a_1^B} + \alpha_2 \cdot R_{2 a_1^B} + \alpha_3 \cdot R_{3 a_1^B} + \alpha_4 \cdot R_{4 a_1^B} = \\ &= (0 \ 0 \ 0,2) \cdot (0,4 \ 0,2 \ 0,6) + (0,6 \ 0,4 \ 0,8) \cdot (0,4 \ 0,2 \ 0,6) + \\ &+ (0,8 \ 0,6 \ 1,0) \cdot (0,4 \ 0,2 \ 0,6) + (0,4 \ 0,2 \ 0,6) \cdot (0,4 \ 0,2 \ 0,6) = \\ &= (0,72 \ 0,12 \ 1,4), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{a_2^B} &= \sum_{i=1}^4 \alpha_i \cdot R_{i a_2^B} = \alpha_1 \cdot R_{1 a_2^B} + \alpha_2 \cdot R_{2 a_2^B} + \alpha_3 \cdot R_{3 a_2^B} + \alpha_4 \cdot R_{4 a_2^B} = \\ &= (0 \ 0 \ 0,2) \cdot (0,4 \ 0,2 \ 0,6) + (0,6 \ 0,4 \ 0,8) \cdot (0,8 \ 0,6 \ 1,0) + \\ &+ (0,8 \ 0,6 \ 1,0) \cdot (0,4 \ 0,2 \ 0,6) + (0,4 \ 0,2 \ 0,6) \cdot (0,6 \ 0,4 \ 0,8) = \end{aligned}$$

$$=(1,04 \quad 0,32 \quad 1,84),$$

$$\begin{aligned} R_{a_3^B} &= \sum_{i=1}^4 \alpha_i \cdot R_{i a_1^B} = \alpha_1 \cdot R_{1 a_3^B} + \alpha_2 \cdot R_{2 a_3^B} + \alpha_3 \cdot R_{3 a_3^B} + \alpha_4 \cdot R_{4 a_3^B} = \\ &= (0 \quad 0 \quad 0,2) \cdot (0,6 \quad 0,4 \quad 0,8) + (0,6 \quad 0,4 \quad 0,8) \cdot (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) + \\ &+ (0,8 \quad 0,6 \quad 1,0) \cdot (0,2 \quad 0 \quad 0,4) + (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) \cdot (0,8 \quad 0,6 \quad 1,0) = \\ &= (0,72 \quad 0,08 \quad 1,48), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{a_4^B} &= \sum_{i=1}^4 \alpha_i \cdot R_{i a_1^B} = \alpha_1 \cdot R_{1 a_4^B} + \alpha_2 \cdot R_{2 a_4^B} + \alpha_3 \cdot R_{3 a_4^B} + \alpha_4 \cdot R_{4 a_4^B} = \\ &= (0 \quad 0 \quad 0,2) \cdot (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) + (0,6 \quad 0,4 \quad 0,8) \cdot (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) + \\ &+ (0,8 \quad 0,6 \quad 1,0) \cdot (0,8 \quad 0,6 \quad 1,0) + (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) \cdot (0,8 \quad 0,6 \quad 1,0) = \\ &= (1,2 \quad 0,44 \quad 2,04), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{a_5^B} &= \sum_{i=1}^4 \alpha_i \cdot R_{i a_1^B} = \alpha_1 \cdot R_{1 a_5^B} + \alpha_2 \cdot R_{2 a_5^B} + \alpha_3 \cdot R_{3 a_5^B} + \alpha_4 \cdot R_{4 a_5^B} = \\ &= (0 \quad 0 \quad 0,2) \cdot (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) + (0,6 \quad 0,4 \quad 0,8) \cdot (0,6 \quad 0,4 \quad 0,8) + \\ &+ (0,8 \quad 0,6 \quad 1,0) \cdot (0,8 \quad 0,6 \quad 1,0) + (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) \cdot (0,6 \quad 0,4 \quad 0,8) = \\ &= (1,24 \quad 0,48 \quad 2,08), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{a_6^B} &= \sum_{i=1}^4 \alpha_i \cdot R_{i a_1^B} = \alpha_1 \cdot R_{1 a_6^B} + \alpha_2 \cdot R_{2 a_6^B} + \alpha_3 \cdot R_{3 a_6^B} + \alpha_4 \cdot R_{4 a_6^B} = \\ &= (0 \quad 0 \quad 0,2) \cdot (0,8 \quad 0,6 \quad 1,0) + (0,6 \quad 0,4 \quad 0,8) \cdot (0,6 \quad 0,4 \quad 0,8) + \\ &+ (0,8 \quad 0,6 \quad 1,0) \cdot (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) + (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) \cdot (0,4 \quad 0,2 \quad 0,6) = \\ &= (0,84 \quad 0,2 \quad 1,64). \end{aligned}$$

Ранжування альтернатив на основі отриманих зважених оцінок можливе за допомогою їх нечіткої композиції.

$$\mu_J(a_j^B) = \sup_{r_1, r_2, \dots, r_m; r_k \geq r_j} \min_{j=1, \dots, m} \mu_{R_{a_j^B}} \left(r_{a_j^B} \right). \quad (5.22)$$

Аддитивна згортка представленої інформації дала наступний результат:

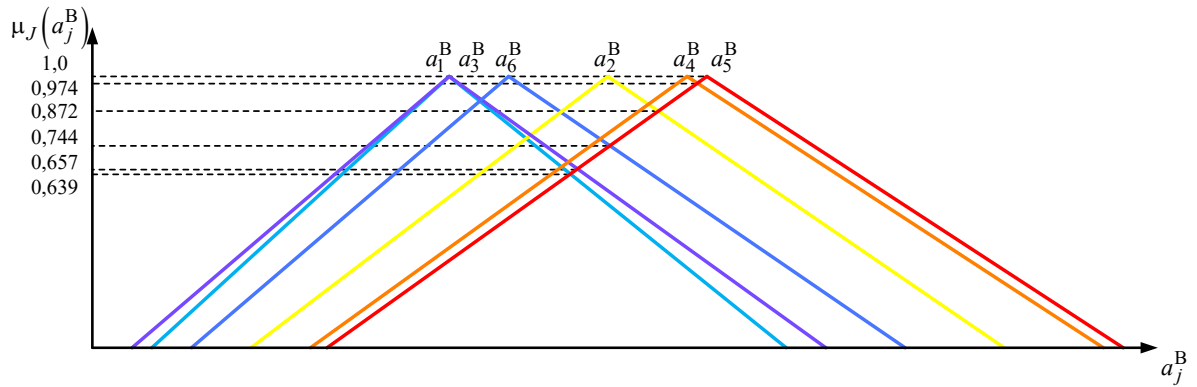


Рисунок 5.11 – Аддитивна згортка представленої інформації

Багатокритеріальний вибір альтернатив з використанням нечіткого логічного висновку на основі методу Мамдані. Виконується за алгоритмом, наведеним у розділі № 2.

5.3 Оцінка режимної надійності ЕЕС на основі визначення індексу ризику при відмовах вузлів навантаження

Раніше було розглянуто питання аналізу режимної надійності ЕЕС при відмовах, плановому, позаплановому виведенні з експлуатації окремих елементів. Разом з цим в результаті порушення нормального режиму системи, а також на деякому етапі розвитку каскадної аварії можливе розділення системи на несинхронно працюючі енергоострова зі суттєвим зниженням напруги у вузлах навантаження.

Важливою задачею при цьому є оцінка як індексу ризику окремих підсистем з відповідальними споживачами так і інтегрального ризику функціонування ЕЕС при відмовах окремих підсистем з порушенням електропостачання відповідальних споживачів.

Наразі існує низка робіт, присвячених питанню розробки моделей оцінки ТС, визначенню ймовірності відмови ЕО та аналізу ризиків в складних ЕЕС. Моделювання режимів ЕЕС для визначення кількісних показників ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах ЕО розглянуто в []. Але питання аналізу надійності ЕЕС при відмовах вузлів навантаження в достатній мірі не розглядається.

Незважаючи на значну кількість робіт присвячених аналізу режимної надійності ЕЕС існує задача комплексного моделювання ТС ЕО і режимів ЕЕС для визначення індексу ризику, як інтегрального показника функціонування ЕЕС, що визначається величиною критичності відмови окремих підсистем, яка залежить від ймовірності відмови, терміну відновлення та важкості збитків.

В якості показника, що характеризує рівень режимної надійності, як зазначено, доцільно використовувати індекс ризику, міра якого суттєво залежить від критичності відмов окремих підсистем ЕЕС і, зокрема, вузлів зі споживачами різного характеру і категорії.

Параметри, які визначають критичність відмови окремих підсистем ЕЕС є: ймовірність неприпустимого зниження напруги у вузлі навантаження $P_{ВН}$; збитки від порушення електропостачання споживачів $Z_{СЕП}$; термін відновлювання нормального режиму підсистеми ЕЕС і ЕЕС в цілому $T_{ВС}$, тобто $R^I_{ЕЕС} = f(P_{ВН}, Z_{СЕП}, T_{ВС})$.

Відсутність в достатній мірі кількісної інформації, щодо стану ЕО і режимів ЕЕС не дозволяє забезпечити вимоги щодо точності і достовірності отриманих результатів аналізу ризику.

Це вимагає використання для аналізу ризиків при відмовах ЕО і окремих підсистем ЕЕС як кількісної та і якісної інформації, що потребує, використання апарату нечіткої логіки, який дозволяє оцінити рівень критичності відмови і упорядкувати множину відмов за величиною потенційного ризику [13].

Лінгвістичні вхідні змінні НЛВ для визначення рівня ризику експлуатації ЕЕС при відмовах окремих підсистем (вузлів навантаження) є такими: ймовірність неприпустимого зниження напруги ($U_{ВН} \leq U_{ВН \text{ доп.}}$) у вузлі навантаження $P_{ВН}$ з терм-множинами: $T_{ВН}^L$ – низький; $T_{ВН}^M$ – середній; $T_{ВН}^B$ – великий; збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання споживачів $Z_{СЕП}$ з терм-множинами: $T_{СЕП}^L$ – низький; $T_{СЕП}^M$ – середній; $T_{СЕП}^B$ – великий; термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання споживачів вузла навантаження $T_{ВС}$ з терм-множинами: $T_{ВС}^L$ – низький; $T_{ВС}^M$ – середній; $T_{ВС}^B$ – великий.

В якості вихідної лінгвістичної змінної приймаємо інтегральний індекс ризику ЕЕС при відмові окремих підсистем (вузлів навантаження) при неприпустимому зниженні напруги $R_{ЕЕС}^I$ з терм-множинами: T_{RI}^{VL} – дуже низький; T_{RI}^L – низький; T_{RI}^M – середній; T_{RI}^B – великий; T_{RI}^{VB} – дуже великий. Аналітичні вирази функції належності термів T_{RI} (універсальний класифікатор) наведені в [8].

Графік функції належності вихідної лінгвістичної змінної «Інтегральний індекс ризику ЕЕС» наведений на рис. 5.14.

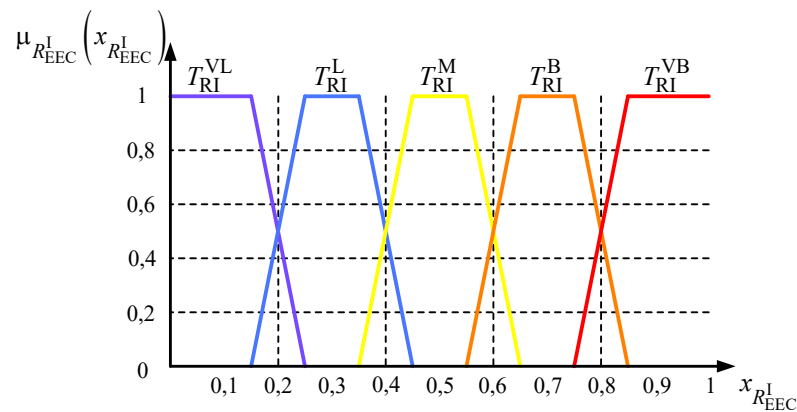


Рисунок 5.14 – Графік функції належності вихідної лінгвістичної змінної «Інтегральний індекс ризику ЕЕС»

База правил що визначає індекс ризику ЕЕС в залежності від ймовірності відмови системи електропостачання, рівня збитків та терміну відновлення має вигляд (табл. 5.13).

Таблиця 5.13 – База правил для визначення індексу ризику ЕЕС

T_{BH}^L				T_{BH}^M				T_{BH}^B			
$Z_{СЕП}$	$T_{СЕП}^L$	$T_{СЕП}^M$	$T_{СЕП}^B$	$Z_{СЕП}$	$T_{СЕП}^L$	$T_{СЕП}^M$	$T_{СЕП}^B$	$Z_{СЕП}$	$T_{СЕП}^L$	$T_{СЕП}^M$	$T_{СЕП}^B$
T_{BC}				T_{BC}				T_{BC}			
T_{BC}^L	T_{RI}^{VL}	T_{RI}^L	T_{RI}^L	T_{BC}^L	T_{RI}^L	T_{RI}^M	T_{RI}^M	T_{BC}^L	T_{RI}^L	T_{RI}^M	T_{RI}^B
T_{BC}^M	T_{RI}^{VL}	T_{RI}^M	T_{RI}^M	T_{BC}^M	T_{RI}^L	T_{RI}^M	T_{RI}^B	T_{BC}^M	T_{RI}^M	T_{RI}^M	T_{RI}^B
T_{BC}^B	T_{RI}^L	T_{RI}^M	T_{RI}^B	T_{BC}^B	T_{RI}^M	T_{RI}^M	T_{RI}^{VB}	T_{BC}^B	T_{RI}^M	T_{RI}^B	T_{RI}^{VB}

За допомогою статистичного моделювання імітується випадковий процес змінення стану електричної мережі, який визначається станом працездатності елементів і зміненням навантаження на розрахунковому інтервалі часу

спостереження. Математична моделі відмови окремих елементів ЕО описані в розділі № 3. Математична модель і алгоритму оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах ЕО описані в розділі № 2.

Визначення ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС при відмовах ЕО розглядається для випадку коли множина аварійних ситуацій складається з однієї події: неприпустиме зниження напруги у вузлі навантаження ($U_{\text{вн}} \leq (0,7 - 0,8) \cdot U_{\text{вн ном.}}$).

Для визначення кількісних показників індексу ризику ЕЕС при відмовах в підсистем ЕЕС, що містять вузли навантаження з відповідальними споживачами використовувалась тестова схема електричних з'єднань електричної мережі ЕЕС (рис. 5.15) напругою 110 ... 750 кВ, що містить: ТЕЦ № 1 потужністю 200 МВт, № 2 потужністю 800 МВт, № 3 – 600 МВт, № 4 – 189 МВт; ТЕС № 1 потужністю 1800 МВт; ГЕС № 1 потужністю 370 МВт. Вона містить: 28 вузлів і 65 гілок, серед яких 4 блочних трансформатори і 16 АТ (Т-1, ..., Т-4, АТ-1, ..., АТ-16); ПЛ-110 кВ (L10-11, ..., L22-23) – 8; ПЛ-330 кВ (L2-3, ..., L28-29) – 20; ПЛ-750 кВ (L1-6) – 1.

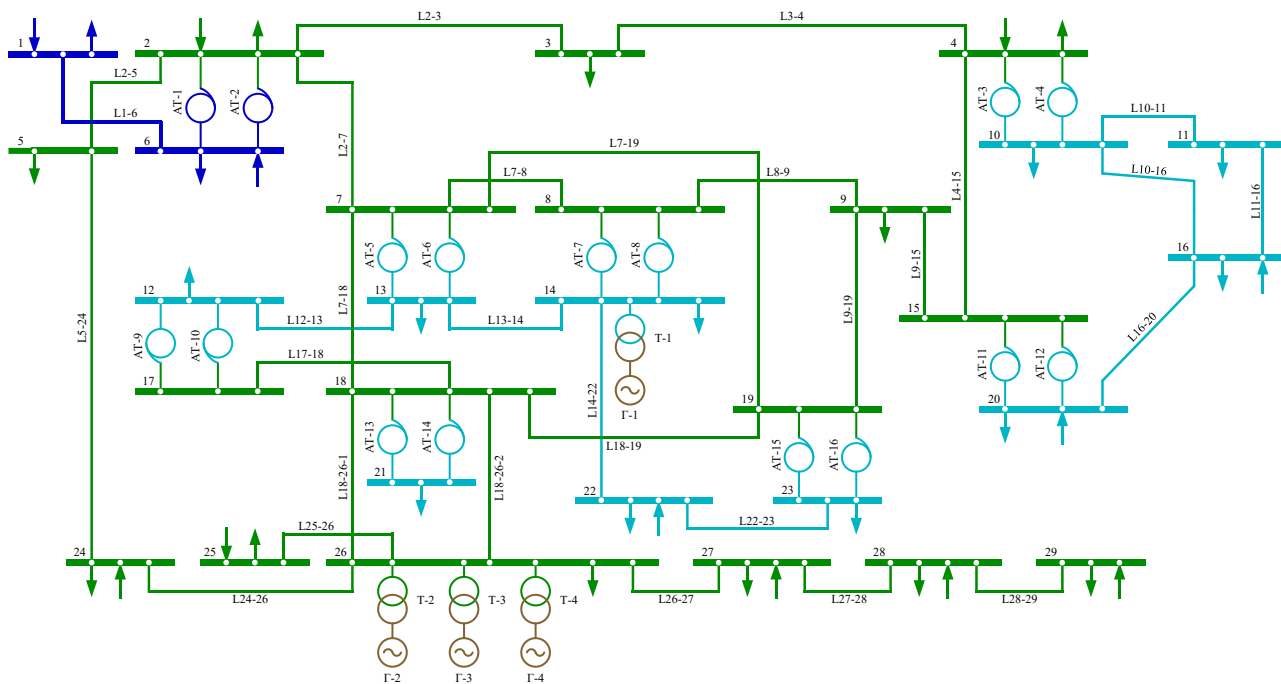


Рисунок 5.15 – Тестова схема ЕЕС

У розглянутій схемі для визначення кількісних показників індексу ризику ЕЕС при відмовах в підсистемах, що містять вузли навантаження з відповідальними споживачами за допомогою програмного забезпечення було

розраховано 500 режимів з використанням алгоритму і програми ймовірнісно-статистичного моделювання.

Режимні параметри тестової схеми змінюються в таких діапазонах: напруга у вузлі № 703 змінюється в діапазоні: $[0,95; 1,05] \cdot U_{\text{ном.}}$; потужності у вузлах навантаження змінюються в наступних діапазонах: $[0,85; 1,15] \cdot P_{\text{наг.}}$; $[0,85; 1,15] \cdot Q_{\text{наг.}}$; потужності у вузлах генерації змінюються в наступних діапазонах: $[0,85; 1,15] \cdot P_{\text{ген.}}$; $[0,85; 1,15] \cdot Q_{\text{ген.}}$.

В якості аварійних ситуацій розглядається неприпустиме зниження напруги ($U_{\text{ВН}} \leq (0,7 - 0,8) \cdot U_{\text{ВН ном.}}$) у відповідальних споживачів розташованих у вузлах: 2 (завод важкого машинобудування), 10 (завод залізобетонних виробів), 20 (металургійний завод), 21 (трубопрокатний завод) та 29 (нафтопереробний завод).

Результати статистичного моделювання режиму роботи тестової схеми ЕЕС у вихідному стані для оцінки ймовірності неприпустимого зниження напруги у споживачів при відмовах ЕО на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 1$ (рік.) показані на рис. 5.16.

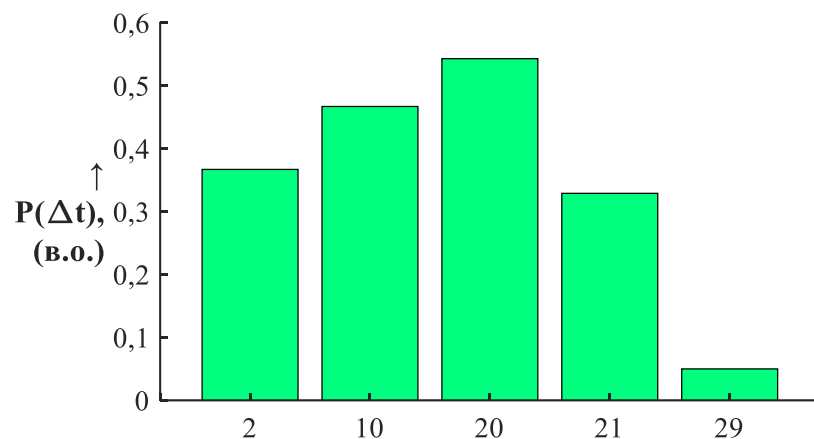


Рисунок 5.16 – Гістограма розподілу ймовірності неприпустимого зниження напруги у споживачів по вузлах розрахункової схеми на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 1$ (рік.)

Для побудови функцій належності вхідних лінгвістичних змінних використали метод викладений у розділі № 2, який ґрунтується на застосуванні експертних оцінок і на відміну від методу парних порівнянь Сааті [8] не потребує розв’язку характеристичного рівняння для визначення елементів власного вектора.

Функції належності визначимо для термів лінгвістичних змінних: «Ймовірність неприпустимого зниження напруги у вузлі навантаження», «Збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання споживачів», «Термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання споживачів вузла навантаження», що містить потужний нафтопереробний завод (або інше підприємство).

«Ймовірність неприпустимого зниження напруги у вузлі навантаження» визначимо на універсальній множині $P_{\text{ВН}} = [0, 1]$ з нечіткими термами $T_{\text{ВН}}^{\text{L}}$, $T_{\text{ВН}}^{\text{M}}$, $T_{\text{ВН}}^{\text{B}}$. Сформуємо матриці, які відображатимуть парні порівняння різних значень лінгвістичної змінної з точки зору їх близькості до відповідних термів для п'яти інтервалів: $x_{P_{\text{ВН}}}^1 = [0; 0, 2]$; $x_{P_{\text{ВН}}}^2 = [0, 2; 0, 4]$; $x_{P_{\text{ВН}}}^3 = [0, 4; 0, 6]$; $x_{P_{\text{ВН}}}^4 = [0, 6; 0, 8]$; $x_{P_{\text{ВН}}}^5 = [0, 8; 1]$. Матриці парних порівнянь для відповідних нечітких термів, $x_{P_{\text{ВН}}}^i$, $i = 1 \dots 5$ мають вигляд:

$$T_{\text{ВН}}^{\text{L}} = \begin{pmatrix} 1 & 8/9 & 5/9 & 3/9 & 2/9 & 1/9 \\ 9/8 & 1 & 5/8 & 3/8 & 2/8 & 1/8 \\ 9/5 & 8/5 & 1 & 3/5 & 2/5 & 1/5 \\ 9/3 & 8/3 & 5/3 & 1 & 2/3 & 1/3 \\ 9/2 & 8/2 & 5/2 & 3/2 & 1 & 1/2 \\ 9 & 8 & 5 & 3 & 2 & 1 \end{pmatrix}, \quad T_{\text{ВН}}^{\text{M}} = \begin{pmatrix} 1 & 8/5 & 9/5 & 9/5 & 8/5 & 1 \\ 5/8 & 1 & 9/8 & 9/8 & 1 & 5/8 \\ 5/9 & 8/9 & 1 & 1 & 8/9 & 5/9 \\ 5/9 & 8/9 & 1 & 1 & 8/9 & 5/9 \\ 5/8 & 1 & 9/8 & 9/8 & 1 & 5/8 \\ 1 & 8/5 & 9/5 & 9/5 & 8/5 & 1 \end{pmatrix},$$

$$T_{\text{ВН}}^{\text{B}} = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 3 & 5 & 8 & 9 \\ 1/2 & 1 & 3/2 & 5/2 & 8/2 & 9/2 \\ 1/3 & 2/3 & 1 & 5/3 & 8/3 & 9/3 \\ 1/5 & 2/5 & 3/5 & 1 & 8/5 & 9/5 \\ 1/8 & 2/8 & 3/8 & 5/8 & 1 & 9/8 \\ 1/9 & 2/9 & 3/9 & 5/9 & 8/9 & 1 \end{pmatrix}. \quad (5.23)$$

Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Ймовірність відмови системи електропостачання нафтопереробного заводу» наведений на рис. 5.17.

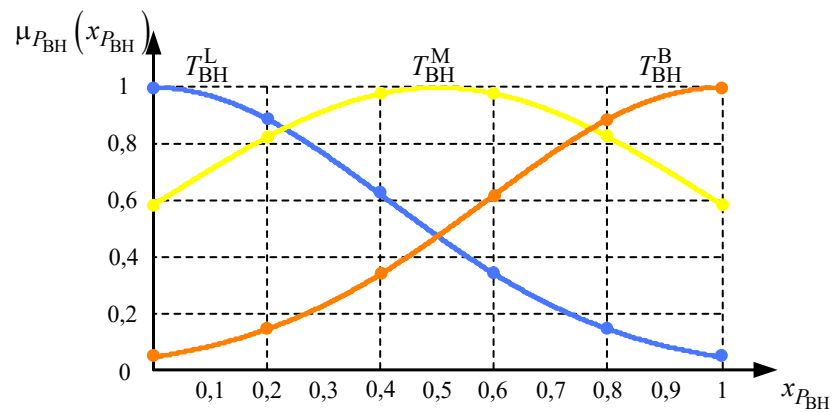


Рисунок 5.17 – Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної
«Ймовірність відмови системи електропостачання нафтопереробного заводу»

«Збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання нафтопереробного заводу» визначимо на універсальній множині $Z_{\text{СЕП}} = [0, 150000 \$]$ з нечіткими термами $T_{\text{СЕП}}^L$, $T_{\text{СЕП}}^M$, $T_{\text{СЕП}}^B$. Сформуємо матриці, які відобразять парні порівняння різних значень лінгвістичної змінної з точки зору їх близькості до відповідних термів для п'яти інтервалів: $x_{Z_{\text{СЕП}}}^1 = [0 \$; 30000 \$]$; $x_{Z_{\text{СЕП}}}^2 = [30000 \$; 60000 \$]$; $x_{Z_{\text{СЕП}}}^3 = [60000 \$; 90000 \$]$; $x_{Z_{\text{СЕП}}}^4 = [90000 \$; 120000 \$]$; $x_{Z_{\text{СЕП}}}^5 = [120000 \$; 150000 \$]$. Матриці парних порівнянь для відповідних нечітких термів, $x_{Z_{\text{СЕП}}}^i$, $i = 1 \dots 5$ мають вигляд:

$$T_{\text{СЕП}}^L = \begin{pmatrix} 1 & 7/9 & 5/9 & 4/9 & 2/9 & 1/9 \\ 9/7 & 1 & 5/7 & 4/7 & 2/7 & 1/7 \\ 9/5 & 7/5 & 1 & 4/5 & 2/5 & 1/5 \\ 9/4 & 7/4 & 5/4 & 1 & 2/4 & 1/4 \\ 9/2 & 7/2 & 5/2 & 4/2 & 1 & 1/2 \\ 9 & 7 & 5 & 4 & 2 & 1 \end{pmatrix}, \quad T_{\text{СЕП}}^M = \begin{pmatrix} 1 & 7/5 & 9/5 & 9/5 & 7/5 & 1 \\ 5/7 & 1 & 9/7 & 9/7 & 1 & 5/7 \\ 5/9 & 7/9 & 1 & 1 & 7/9 & 5/9 \\ 5/9 & 7/9 & 1 & 1 & 7/9 & 5/9 \\ 5/7 & 1 & 9/7 & 9/7 & 1 & 5/7 \\ 1 & 7/5 & 9/5 & 9/5 & 7/5 & 1 \end{pmatrix},$$

$$T_{\text{СЕП}}^B = \begin{pmatrix} 1 & 2 & 4 & 5 & 7 & 9 \\ 1/2 & 1 & 4/2 & 5/2 & 7/2 & 9/2 \\ 1/4 & 2/4 & 1 & 5/4 & 7/4 & 9/4 \\ 1/5 & 2/5 & 4/5 & 1 & 7/5 & 9/5 \\ 1/7 & 2/7 & 4/7 & 5/7 & 1 & 9/7 \\ 1/9 & 2/9 & 4/9 & 5/9 & 7/9 & 1 \end{pmatrix}. \quad (5.24)$$

Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання нафтопереробного заводу» наведений на рис. 5.18.

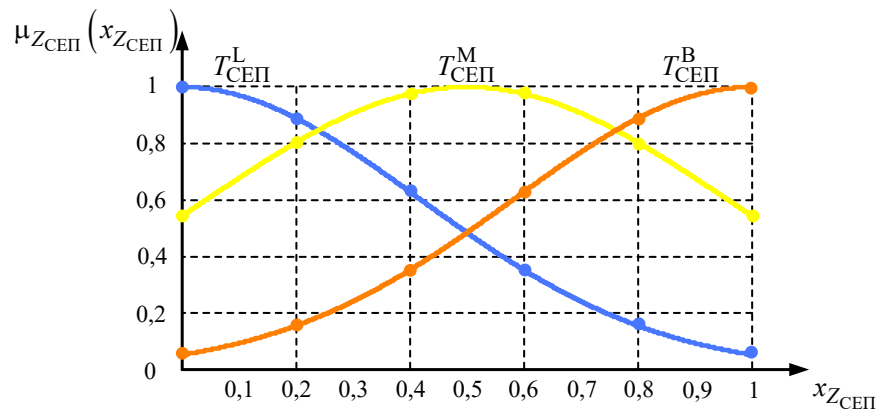


Рисунок 5.18 – Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Збитки в ЕЕС внаслідок порушення електропостачання нафтопереробного заводу»

«Термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання нафтопереробного заводу» визначимо на універсальній множині $T_{BC} = [0, 40 \text{ год.}]$ з нечіткими термами T_{BC}^L , T_{BC}^M , T_{BC}^B . Сформуємо матриці, які відображатимуть парні порівняння різних значень лінгвістичної змінної з точки зору їх близькості до відповідних термів для п'яти інтервалів: $x_{T_{BC}}^1 = [0 \text{ год.}, 8 \text{ год.}]$; $x_{T_{BC}}^2 = [8 \text{ год.}, 16 \text{ год.}]$; $x_{T_{BC}}^3 = [16 \text{ год.}, 24 \text{ год.}]$; $x_{T_{BC}}^4 = [24 \text{ год.}, 32 \text{ год.}]$; $x_{T_{BC}}^5 = [32 \text{ год.}, 40 \text{ год.}]$. Матриці парних порівнянь для відповідних нечітких термів, $x_{T_{BC}}^i$, $i = 1 \dots 5$ мають вигляд:

$$T_{BC}^L = \begin{pmatrix} 1 & 7/9 & 6/9 & 5/9 & 3/9 & 1/9 \\ 9/7 & 1 & 6/7 & 5/7 & 3/7 & 1/7 \\ 9/6 & 7/6 & 1 & 5/6 & 3/6 & 1/6 \\ 9/5 & 7/5 & 6/5 & 1 & 3/5 & 1/5 \\ 9/3 & 7/3 & 6/3 & 5/3 & 1 & 1/3 \\ 9 & 7 & 6 & 5 & 3 & 1 \end{pmatrix}, \quad T_{BC}^M = \begin{pmatrix} 1 & 7/6 & 9/6 & 9/6 & 7/6 & 1 \\ 6/7 & 1 & 9/7 & 9/7 & 1 & 6/7 \\ 6/9 & 7/9 & 1 & 1 & 7/9 & 6/9 \\ 6/9 & 7/9 & 1 & 1 & 7/9 & 6/9 \\ 6/7 & 1 & 9/7 & 9/7 & 1 & 6/7 \\ 1 & 7/6 & 9/6 & 9/6 & 7/6 & 1 \end{pmatrix},$$

$$T_{BC}^B = \begin{pmatrix} 1 & 3 & 5 & 6 & 7 & 9 \\ 1/3 & 1 & 5/3 & 6/3 & 7/3 & 9/3 \\ 1/5 & 3/5 & 1 & 6/5 & 7/5 & 9/5 \\ 1/6 & 3/6 & 5/6 & 1 & 7/6 & 9/6 \\ 1/7 & 3/7 & 5/7 & 6/7 & 1 & 9/7 \\ 1/9 & 3/9 & 5/9 & 6/9 & 7/9 & 1 \end{pmatrix}. \quad (5.25)$$

Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання нафтопереробного заводу» наведений на рис. 5.19.

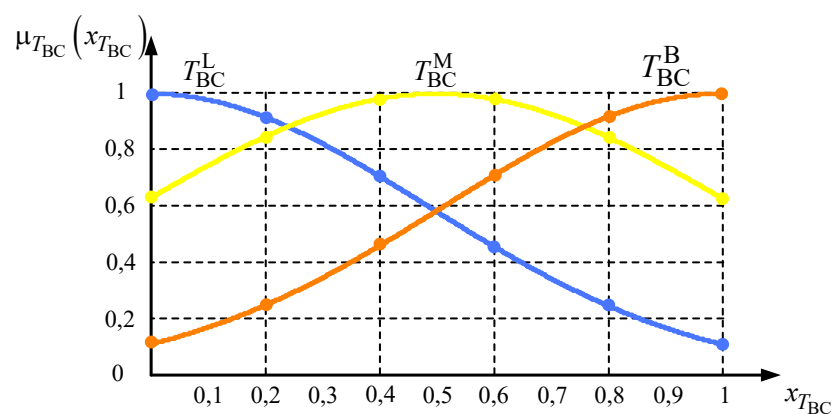


Рисунок 5.19 – Графік функції належності вхідної лінгвістичної змінної «Термін відновлення ЕЕС після порушення електропостачання нафтопереробного заводу»

Визначимо інтегральний індекс ризику порушення електропостачання нафтопереробного заводу і інших споживачів з врахуванням трьох вхідних змінних.

За результатами ІСМ режимів системи ймовірність відмови вузла навантаження з нафтопереробним заводом, що підключений до вузла навантаження 29 з попереднього розрахунку складає $P_{BH} = 0,05$ (в.о.). Приймаємо прогнозовану величину рівня збитків $Z_{СЕП} = 0,918$ (в.о.) та терміну відновлення $T_{BC} = 0,2$ (в.о.)

З використанням бази правил (табл. 5.13), функцій належності вхідних та вихідних лінгвістичних змінних (рис. 5.14 та 5.17 – 5.19) на основі НЛВ за алгоритмом Мамдані у відповідності з наближеною модифікацією метода центра ваги [8] визначимо інтегральний індекс ризику порушення електропостачання нафтопереробного заводу.

У відповідності з наближеною модифікацією інтегральний індекс ризику ЕЕС визначається:

$$R_{\text{ЕЕС}}^I = \frac{\sum_{i=1}^k \mu_{R_{\text{ЕЕС}}^I k} (x_{R_{\text{ЕЕС}}^I}) \cdot x_{R_{\text{ЕЕС}}^I}}{\sum_{i=1}^k \mu_{R_{\text{ЕЕС}}^I k} (x_{R_{\text{ЕЕС}}^I})}, \quad (5.26)$$

де k – кількість правил.

В результаті розрахунків інтегральний індекс ризику порушення електропостачання нафтопереробного заводу складає $R_{\text{ЕЕС}}^I = 0,508$ (в.о.), з функцією належності $\mu_{R_{\text{ЕЕС}}^I}^M = 1,0$ (в.о.).

Результати визначення інтегрального індексу ризику порушення електропостачання інших споживачів з врахуванням трьох вхідних змінних наведені в табл. 5.14.

Таблиця 5.14 – Результати визначення інтегрального індексу ризику порушення електропостачання інших споживачів

№	Назва вузла	Споживач	Ймовірність неприпустимого зниження напруги $P_{\text{ВН}}$, (в.о.)	Прогнозована величина збитків в ЕЕС $Z_{\text{СЕП}}$, (в.о.)	Термін відновлення ЕЕС $T_{\text{ВС}}$, (в.о.)	Інтегральний індекс ризику ЕЕС $R_{\text{ЕЕС}}^I$, (в.о.)
1	2	Завод важкого машинобудування	0,310	0,506	0,300	0,367
2	10	Завод залізобетонних виробів	0,320	0,042	0,800	0,467
3	20	Металургійний завод	0,304	0,767	0,400	0,543
4	21	Трубопрокатний завод	0,140	0,122	0,500	0,329

5.4 Моделювання підсистем ЕЕС для оцінки ризику в умовах каскадного розвитку відмов

Для визначення індексу ризику було використано розроблене математичне та програмне забезпечення. При визначенні індексу ризику були встановлено три показники серйозності: інтегральний показник зниження напруги на шинах споживачів, перевантаження ПЛ, втрати споживачів. У процесі розрахунку спочатку визначається цільовий набір аварій з їх ймовірностями, які призводять до каскадних аварій. Після цього за комплексною лінгвістичною моделлю отримують результати визначення індексу ризику каскадного процесу.

Топологія тестової системи IEEE 39 показана на рис. 5.20.

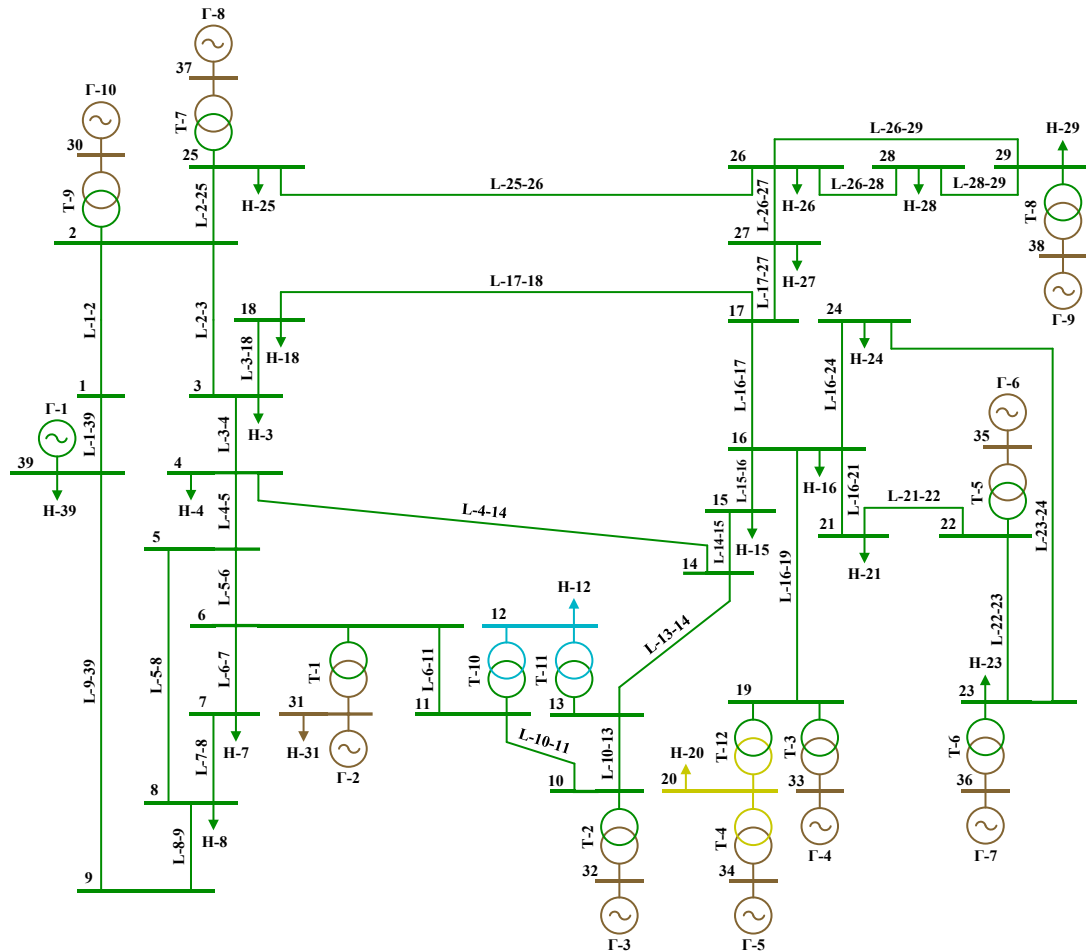


Рисунок 5.20 – Тестова схема IEEE 39

Як видно, в цій системі є 39 вузлів і 46 гілок з 10 генераторами та 19 навантаженнями. Основні генеруючі потужності розташовані в вузлах 38 та 39. З іншого боку, основні навантаження в системі розташовані в вузлах 4, 8, 15, 20 та 39. Параметри режиму тестової схеми змінюються в наступних межах: потужність вузлів навантаження змінюється в межах $[0,85; 1,15] \cdot P_{\text{ном.}}$ і $[0,85; 1,15] \cdot Q_{\text{ном.}}$; активна потужність в генеруючих вузлах змінюється в межах $[0,95; 1,05] \cdot P_{\text{ном.}}$. Основні параметри і характеристики елементів схеми наведені в табл. 5.15 – 5.16.

Таблиця 5.15 – Вихідні дані для вузлів генерації тестової схеми IEEE 39

№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}$, кВ	$P_{\text{ген.}}$, МВт	$Q_{\text{ген.}}$, МВ·Ар	№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}$, кВ	$P_{\text{ген.}}$, МВт	$Q_{\text{ген.}}$, МВ·Ар
39	355,35	1000,0	88,28	35	17,32	650,0	212,42
31	16,21	520,8	198,25	36	17,55	560,0	101,18
32	16,22	650,0	205,14	37	16,96	540,0	0,44
33	16,45	632,0	109,91	38	16,93	830,0	22,84
34	16,71	508,0	165,76	30	17,28	250,0	146,16

Таблиця 5.16 – Вихідні дані для вузлів навантаження тестової схеми IEEE 39

№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}$, кВ	$P_{\text{наг.}}$, МВт	$Q_{\text{наг.}}$, МВ·Ар	№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}$, кВ	$P_{\text{ген.}}$, МВт	$Q_{\text{ген.}}$, МВ·Ар
03	355,41	322,0	2,4	23	360,45	247,5	84,6
04	346,34	500,0	184,0	24	357,87	308,6	-92,2
07	343,97	233,8	84,0	25	364,87	224,0	47,2
08	343,63	522,0	176,0	26	362,96	139,0	17,0
12	138,03	7,5	88,0	27	358,02	281,0	75,5
15	350,31	320,0	153,0	28	362,29	206,0	27,6
16	355,96	329,0	32,3	29	362,23	283,5	26,9
18	355,67	158,0	30,0	31	16,21	9,2	4,6
20	227,97	628,0	103,0	39	355,35	1104,0	250,0
21	355,96	274,0	115,0	–	–	–	–

Результати моделювання каскадного розвитку відмов наведені на рис. 5. 21 – 5.24 де показано: зміна інтегрального показника перевантаження ПЛ та інтегрального показника зниження напруги від стадії каскадної аварії та зміна ймовірності каскадного режиму від кількості відключених ПЛ для тестова схема IEEE 39 при різних ініціюючих відмовах.

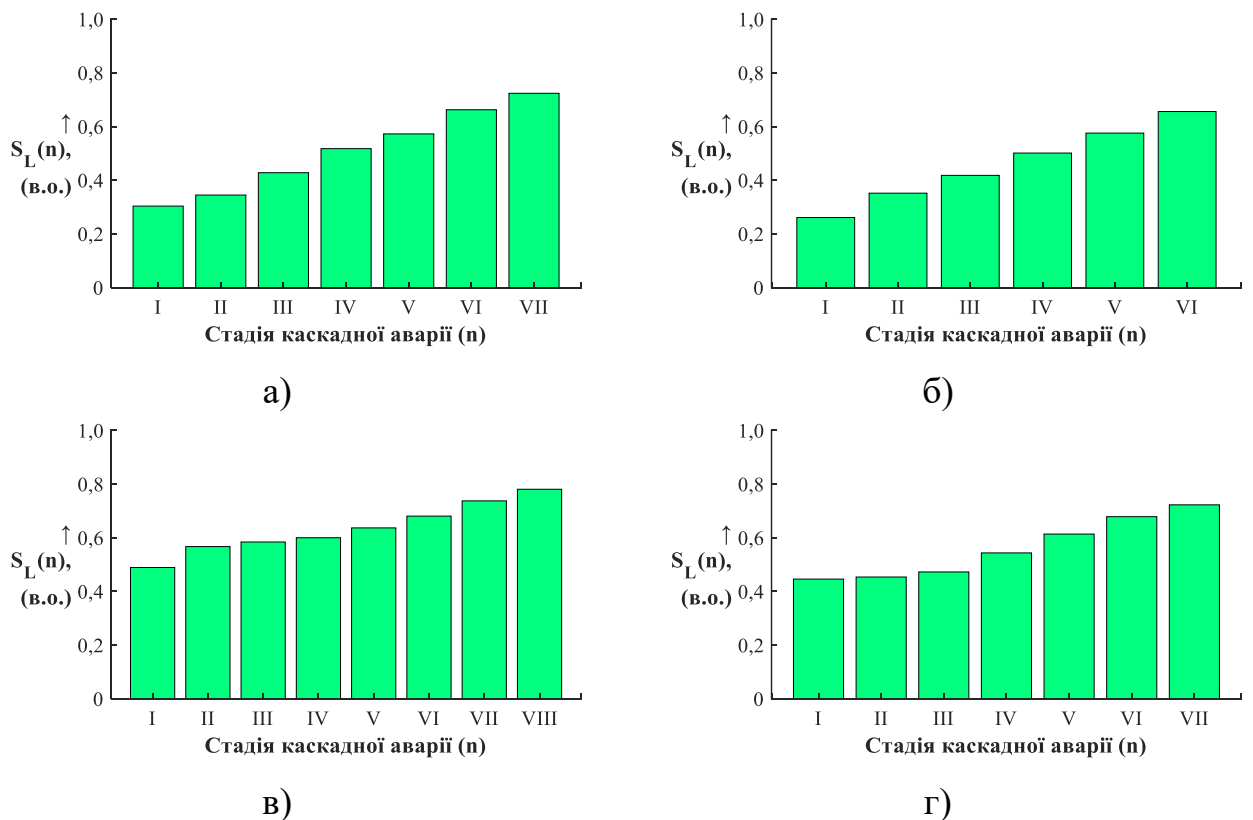
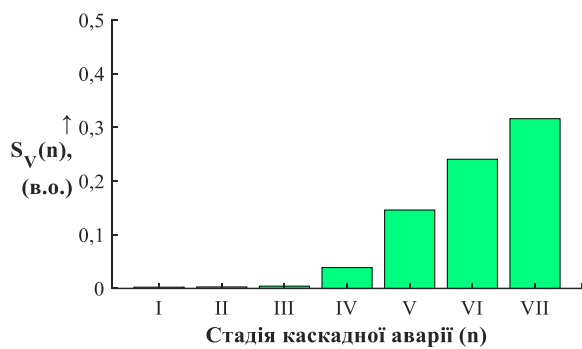
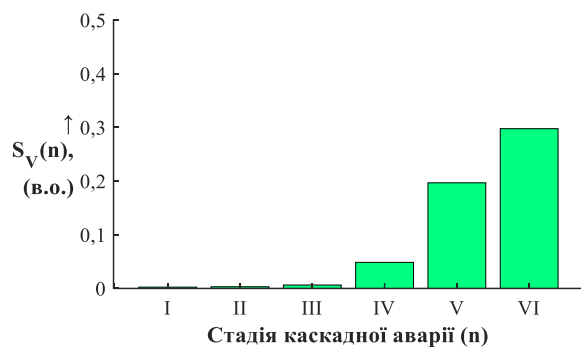


Рисунок 5.21 – Залежність інтегрального показника перевантаження ліній від стадії каскадної аварії для тестової схеми IEEE 39 при ініціюючій відмові:

а) – лінія 22-23; б) – лінія 16-21; в) – лінія 10-13; г) – лінія 16-17



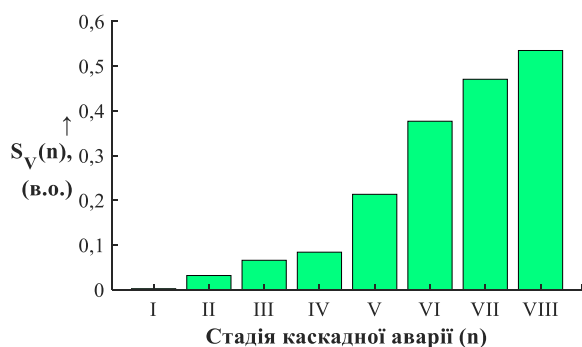
а)



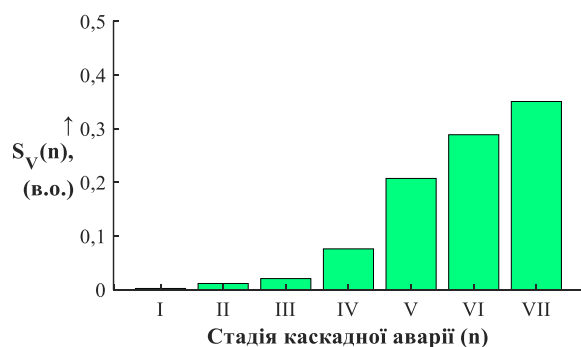
б)

Рисунок 5.22 – Залежність інтегрального показника зниження напруги від стадії каскадної аварії для тестової схеми IEEE 39 при ініціюючій відмові:

а) – лінія 22-23; б) – лінія 16-21



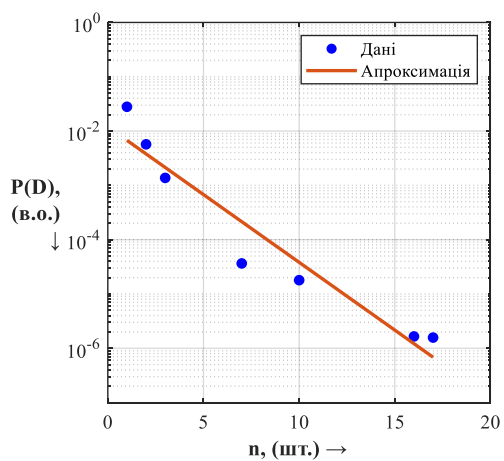
а)



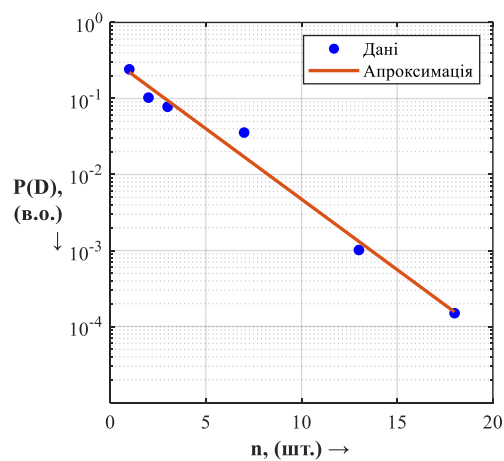
б)

Рисунок 5.23 – Залежність інтегрального показника зниження напруги від стадії каскадної аварії для тестової схеми IEEE 39 при ініціюючій відмові:

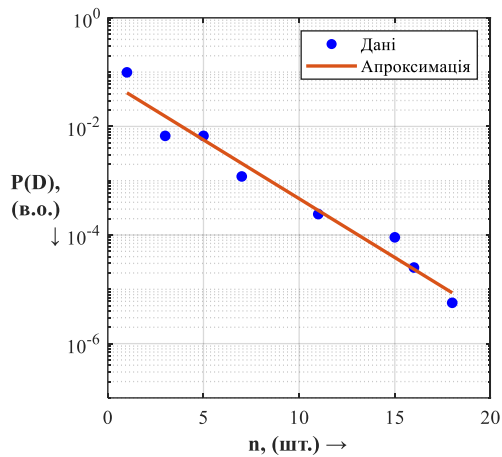
а) – лінія 10-13; б) – лінія 16-17



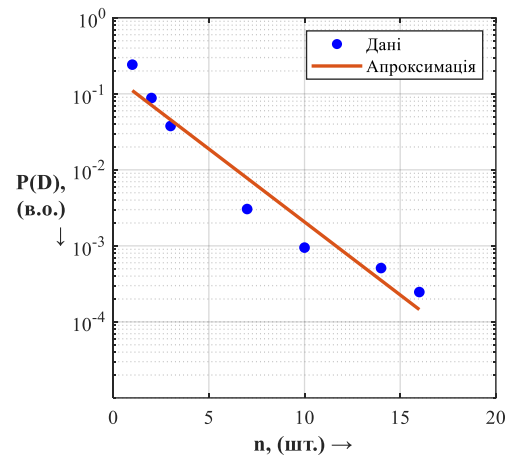
а)



б)



в)



г)

Рисунок 5.24 – Залежність ймовірності каскадного режиму від кількості відключених ліній електропередачі для тестова схема IEEE 39 при ініціюючій відмові: а) – лінія 22-23; б) – лінія 16-21 в) – лінія 10-13; г) – лінія 16-17

Різні ваги формуються для двох рівнів наборів оціночних факторів, залежно від ступеня їх впливу на загальну оцінку ризику з використанням парних порівнянь Сааті (табл. 5.17 – 5.18).

Таблиця 5.17 – Матриця парних порівнянь Сааті для кожного оціночного фактора другого рівня

	S_V	S_L	S_H
S_V	1	2	1/3
S_L	1/2	1	1/4
S_H	3	4	1

Таблиця 5.18 – Матриця парних порівнянь Сааті для кожного оціночного фактора першого рівня

	P_c	S_Σ
P_c	1	1/2
S_Σ	2	1

Для розрахунку каскадних аварій було використано алгоритм з розділу № 4 та програмне забезпечення написане мовою програмування Python 3.7. Для кожної каскадної аварії були визначені різні типи показників серйозності наслідків для визначення загального індексу ризику (табл. 5.19), які зазначені в розділі № 4. Після цього відповідно до комплексної лінгвістичної моделі отримано результати визначення індексу ризику для розглядаємого набору аварій.

Таблиця 5.19 – Результати визначення індексу ризику каскадної аварії

Лінія	P_c , (в.о.)	S_V , (в.о.)	S_L , (в.о.)	S_H , (в.о.)	Рівень ймовірності	Рівень серйозності	Рівень ризику
22-23	$1,57 \cdot 10^{-6}$	0,3163	0,7241	0,5332	I	IV	III
16-21	$1,49 \cdot 10^{-4}$	0,2977	0,6561	0,4891	II	IV	III
04-14	$1,04 \cdot 10^{-3}$	0,3128	0,6597	0,5367	II	IV	III
10-13	$5,63 \cdot 10^{-6}$	0,5350	0,7809	0,3057	I	V	III
05-06	$5,51 \cdot 10^{-3}$	0,2470	0,6742	0,5426	IV	IV	III
05-08	$1,51 \cdot 10^{-3}$	0,2469	0,5950	0,3325	III	IV	III
06-07	$3,7 \cdot 10^{-4}$	0,1699	0,6004	0,1149	II	IV	II
07-08	$6,94 \cdot 10^{-5}$	0,3407	0,7473	0,1266	I	V	II
13-14	$4,46 \cdot 10^{-5}$	0,3863	0,7607	0,2273	I	V	III
16-17	$2,47 \cdot 10^{-4}$	0,3508	0,7229	0,5508	II	IV	III
16-19	$3,41 \cdot 10^{-5}$	0,3296	0,7641	0,3964	I	V	III
21-22	$1,97 \cdot 10^{-2}$	0,2975	0,6795	0,5106	V	IV	III
23-24	$8,94 \cdot 10^{-4}$	0,3350	0,6801	0,5194	II	IV	III

Приклад визначення індексу ризику каскадної аварії при ініціюючій відмові: лінія 22-23.

Визначаємо набір факторів моделі кількісної оцінки ризику каскадних відмов. В якості важливих оціночних факторів ризику, які в найбільшій мірі впливають на інтегральний показник ризику для комплексної нечіткої моделі доцільно взяти: «Ймовірність каскадної аварії», «Серйозність каскадної аварії». Ці дві групи виглядають наступним чином:

$$F_c^{Rc} = (F_{c_1}^{Rc}, F_{c_2}^{Rc}), \quad F_{c_1}^{Rc} = \{P_c\}, \quad F_{c_2}^{Rc} = \{S_V, S_L, S_H\}, \quad (5.27)$$

де F_c^{Rc} – інтегральний показник ризику каскадної аварії; $F_{c_1}^{Rc}$, $F_{c_2}^{Rc}$ – фактори ризику розвитку каскадної аварії: «Ймовірність каскадної аварії», «Серйозність каскадної аварії»; S_V , S_L , S_H – інтегральні показники зниження напруги, перевантаження ПЛ та втрати споживачів відповідно.

Визначаємо рівні факторів ризику каскадних відмов. Використовуючи рейтинги критеріїв серйозності та рейтинги оцінки для ймовірності появи аварії, які наведені в розділі № 4, отримуємо векторні оцінки рівня факторів ризику «Ймовірність каскадної аварії» та «Серйозність каскадної аварії» відповідно.

$$V_{c_1}^{Rc} = (I, II, III, IV, V), \quad V_{c_2}^{Rc} = (I, II, III, IV, V). \quad (5.28)$$

Складові рівня фактора ризику «Серйозність каскадної аварії», а саме, інтегральні показники рівня зниження напруги, ПЛ та втрати споживачів є також лінгвістичними змінними форми і параметри функцій належності відповідних терм-множин наведено в розділі № 4. Для любого сполучення складових рівня фактора ризику «Серйозність каскадної аварії» *отримуємо векторні оцінки:*

$$\begin{aligned} S_V &= (I, \quad II, \quad III, \quad IV, \quad V), \quad S_L = (I, \quad II, \quad III, \quad IV, \quad V), \\ S_H &= (I, \quad II, \quad III, \quad IV, \quad V). \end{aligned} \quad (5.29)$$

Визначаємо вагові коефіцієнти для кожного фактора ризику. Вектор вагових коефіцієнтів W визначаємо для кожної компоненти факторів ризику на основі використання системи переваг Фішберна та парних порівнянь Сааті. За ступенем їх впливу на загальну оцінку ризику формуємо ваговий вектор W оціночних показників:

$$w_{c_1}^{R_c} = (1, 0), \quad w_{c_2}^{R_c} = (0, 238, \quad 0, 137, \quad 0, 625). \quad (5.30)$$

З використанням функцій належності представлених в розділі № 4 для любого сполучення параметрів, що визначають рівні факторів ризику каскадної аварії визначаємо функції належності до терм-множин лінгвістичних змінних та *отримуємо векторні оцінки рівня факторів ризику*, необхідних для формування матриці агрегованої оцінки ризику каскадної аварії.

Формуємо матриці оцінки для факторів ризику каскадної аварії. Матриці оцінки позначаємо як R_{c_1} і R_{c_2} і будемо з використанням функцій належності до терм-множин лінгвістичних змінних рівнів факторів ризику «Ймовірність каскадної аварії» та «Серйозність каскадної аварії» та їх складових. Результат цих оцінок відповідає нормалізованим умовам, а сума ваги векторів дорівнює 1.

$$R_{c_1} = (1, \quad 0, \quad 0, \quad 0, \quad 0), \quad R_{c_2} = \begin{pmatrix} 0, & 0, & 1, & 0, & 0 \\ 0, & 0, & 0, & 1, & 0 \\ 0, & 0, & 1, & 0, & 0 \end{pmatrix}. \quad (5.31)$$

Врахуємо ваги кожного оціночного фактора ризику W_{c_1} і W_{c_2} в процедурі комплексної оцінки. Результат оцінки отримуємо після множення вектора ваги кожного оціночного фактора W_c і матриць оцінки для факторів ризику як R_{c_1} і R_{c_2} .

$$\begin{aligned}
B_{c_1} &= w_{c_1}^{R_c} \circ R_{c_1} = (1) \circ (1, 0, 0, 0, 0) = \\
&= (1, 0, 0, 0, 0), \\
B_{c_2} &= w_{c_2}^{R_c} \circ R_{c_2} = (0,238, 0,137, 0,625) \circ \begin{pmatrix} 0, & 0, & 1, & 0, & 0 \\ 0, & 0, & 0, & 1, & 0 \\ 0, & 0, & 1, & 0, & 0 \end{pmatrix} = \\
&= (0 \quad 0 \quad 0,863 \quad 0,137 \quad 0). \tag{5.32}
\end{aligned}$$

У відповідності до:

$$b_{c_j} = \min \left\{ 1, \sum_{i=1}^n w_{c_i}^{R_c} \cdot \mu_{c_i,j}^{R_c} \right\}, \quad i, j = 1, 2, \dots, 5. \tag{5.33}$$

Формуємо матриці оцінки для факторів ризику каскадної аварії з урахуванням вагових коефіцієнтів:

$$R_c = \begin{pmatrix} B_{c_1} \\ B_{c_2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1, & 0, & 0, & 0, & 0 \\ 0, & 0, & 0,863, & 0,137, & 0 \end{pmatrix}. \tag{5.34}$$

Визначаємо ваги кожного оціночного фактора ризику каскадної аварії. За ступенем їх впливу на агреговану оцінку ризику формується ваговий вектор W оціночних показників:

$$w_c^{R_c} = (0,333, 0,667). \tag{5.35}$$

Проведемо комплексну агреговану оцінку рівня ризику каскадної аварії.

$$\begin{aligned}
B_c &= w_c^{R_c} \circ R_c = (0,333, 0,667) \circ \begin{pmatrix} 1, & 0, & 0, & 0, & 0 \\ 0, & 0, & 0,863, & 0,137, & 0 \end{pmatrix} = \\
&= (0,333, 0, 0,576, 0,091, 0). \tag{5.36}
\end{aligned}$$

Визначаємо рівень ризику каскадної відмови (розділі № 4). Відповідно до принципу максимального членства визначаємо рівень ризику каскадної відмови за принципом максимального значення ступеню (функції) належності з ряду 5.41:

$$R = \max(0,333, 0, 0,576, 0,091, 0). \tag{5.37}$$

Результати градації ризику при ініціюючій відмові лінії 22-23 представлено в табл. 5.19.

Висновки до розділу № 5

1. Для схема мережі 330 – 750 кВ проведено дослідження нечітких моделей оцінки ТС елегазових і повітряних ВВ та визначено ймовірність їх відмови на інтервалі часу спостереження, розраховано ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС при відмовах ВВ. Проведені розрахунки ймовірності відмови повітряних і елегазових ВВ показали, врахування в системі НЛВ Мамдані вагових коефіцієнтів дозволяє підвищити точність визначення на 15 – 20 % в порівнянні з класичним методом Мамдані. Виявлено, що внаслідок значно меншої інтенсивності відмов елегазових ВВ ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС $R(\Delta t)$ від їх відмов становить $[0,013 – 0,050]$ тоді як для повітряних він складає $[0,061 – 0,099]$.

2. Для підвищення точності розрахунку з використанням ймовірного підходу для оцінки режимної надійності в ЕЕС, що ґрунтується на методах статистичного моделювання були сформовані функції розподілу ймовірності відмови ЕО $F(t)$ на основі генеральної сукупності подій. Було розглянуто три періоди експлуатації. Для кожного періоду експлуатації було прийнято гіпотезу щодо виду теоретичної функції розподілу (Вейбула або рівномірному закону). За допомогою критерію Пірсона було перевірено правильність прийнятої гіпотези, тобто визначення ймовірності того, що емпірична крива відповідає прийнятому теоретичному закону. На основі методу найменших квадратів було визначено оптимальні параметри функції інтенсивності та ймовірності відмов.

3. Для схеми тестової моделі ЕЕС, яка містить 33 повітряних, 6 елегазових та 10 оливних ВВ було проведено розрахунки та аналіз результатів прийняття рішень щодо експлуатації елегазових ВВ. У зв'язку відсутності достатньої статистики по відмовах елегазових ВВ в якості параметра конкретної одиниці ЕО (ВВ), який визначає ймовірність його відмови, було використано загальний спрацьований ресурс S . Було розраховано 10000 режимів із використанням алгоритму ймовірнісно-статистичного моделювання для визначення характеристик розподілу ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації елегазових ВВ. На основі «експертних суджень» було визначено збитки системи внаслідок порушення режиму та термін відновлення системи після аварії при

виведенні з експлуатації елегазових ВВ. На основі розроблено та запропонованих методів багатокритеріального вибору альтернатив було визначено найкращу альтернативу виведення з експлуатації елегазових ВВ з точки зору найменших розладів в роботі ЕЕС та забезпечення найменших ризиків порушення нормального режиму.

4. Запропоновано при оцінці режимної надійності ЕЕС в результаті порушення нормального режиму системи, для певного етапу розвитку каскадної аварії з можливим розділенням системи на несинхронно працюючі енергоострова з суттєвим зниженням напруги у вузлах навантаження, використовувати інтегральний індекс ризику функціонування, рівень якого суттєво залежить від критичності відмов окремих підсистем ЕЕС, зокрема, вузлів зі споживачами різного характеру і категорії. Для вирішення цих задач побудована нечітка математична модель та алгоритм агрегованої оцінки індексу ризику ЕЕС при відмовах окремих підсистем ЕЕС. Для тестової схеми ЕЕС отримано кількісні характеристики ризику експлуатації ЕЕС при відмовах ЕО і вузлів навантаження з відповідальними споживачами.

5. Для оцінки індексу ризику системи в умовах каскадного розвитку відмов було використано розроблене математичне та програмне забезпечення. В якості об'єкта дослідження розглядалась система, яка містить 39 вузлів і 46 гілок. При визначенні індексу ризику були використано три показники серйозності наслідків, що характеризують вразливість системи: інтегральний показник зниження напруги на шинах споживачів, перевантаження ПЛ, втрати споживачів. На основі визначеного цільового набору аварійних ситуацій з їх ймовірностями, які призводять до каскадних аварій, отримано залежності зміни інтегральних показників перевантаження ліній, зниження напруги та втрати потужності вузлового навантаження від стадії каскадної аварії при ініціюючих відмовах, пов'язаних з відключенням окремих ПЛ. Виконана комплексна агрегована оцінка рівня ризику каскадної аварії в ЕЕС.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішені важливі наукові задачі підвищення достовірності оцінки режимної надійності підсистем ЕЕС при відмовах, плановому та аварійному виведенні з експлуатації ЕО в умовах каскадного розвитку аварійної ситуації та невизначеності вихідної інформації шляхом розробки та удосконалення математичних моделей і методів оцінки ТС та ймовірності відмови обладнання, що дає можливість визначати пріоритет виведення з експлуатації ВВ та комплексно оцінювати ступінь та категорію ризику каскадної аварії в ЕЕС. При розв'язанні задачі використано положення теорії ймовірностей та імітаційного моделювання теорії нечітких множин і нечіткої логіки, ймовірнісно-статистичні підходи, теорія прийняття рішень на основі нечітких моделей. При цьому отримано такі основні результати:

1. Проведений поглиблений аналіз сучасного стану та умов функціонування ЕЕС України та інших промислово розвинених країн світу. Визначено, що наразі існує стійка тенденція до підвищення аварійності та важкості наслідків аварій, спричинених в першу чергу відмовами силового і комутаційного обладнання внаслідок значного зношення і вичерпання ресурсу та обмеженості фінансових ресурсів для ТО та заміни. Встановлено, що на відмови ВВ припадає значна частка ініціюючих подій, які спричиняють каскадний розвиток аварій, що потребує створення адекватних математичних моделей визначення ресурсу ЕО, зокрема високовольтних комутаційних апаратів удосконалення методів і моделей оцінки режимної надійності ЕЕС при каскадному розвитку аварій при відмовах ЕО. На основі аналізу існуючих методів і моделей оцінки ТС ВВ визначено, що найбільш ефективним підходом щодо моделювання ТС ВВ є такий, що ґрунтується на інтелектуальному аналізі даних. Дослідження існуючих підходів і методів аналізу надійності функціонування об'єктів енергетичної галузі показав, що найбільш ефективним підходом до визначення кількісних показників режимної надійності ЕЕС є підходи, які ґрунтуються на використанні методів теорії ризику.

2. Запропоновано комплексний ймовірнісно-статистичний підхід для дослідження режимної надійності ЕЕС в умовах каскадного розвитку відмов ЕО і

ПЛ, який ґрунтується на використанні ризику в якості показника надійності, що дає можливість на основі визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови ЕО на інтервалі часу спостереження, оцінювати ризик розвитку каскадної аварії та рівень важкості кінцевих станів системи в умовах невизнаності інформації.

3. Сформульовано узагальнений підхід і визначено методологічні принципи побудови нечітких моделей розрахунку загального спрацьованого ресурсу ЕО в умовах значної кількості параметрів ТС, які ґрунтуються на використанні багаторівневих структурних схем. На основі запропонованих підходу і принципів побудована ієрархія НЛВ та розроблено комплексну лінгвістичну математичну модель елегазового ВВ для оцінки ТС, що дає можливість визначити спрацьований ресурс та ймовірність відмови як окремих елементів, так і ВВ в цілому за результатами моніторингу визначальних параметрів ТС ФВ, отриманих в режимах Online та Offline. Для підтвердження адекватності проведена симуляція розробленої математичної моделі на вибірках даних моніторингу параметрів стану реально функціонуючих ВВ і порівняння отриманих результатів з результатами, отриманими за іншим моделям, максимальне відхилення складає 9,0 %. Проведені розрахункові дослідження ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при заміні повітряних і оливних ВВ елегазовими показали, що при заміні на 1 гілці середнє зниження складає – 5,45 %; на 2 гілках – 15,18 %; на 3 – гілках 18,93 %; на 4 – гілках 23,95 % та 5 – гілках 28,53 % при зміні навантаження системи від 80 % до 106 %.

4. Вдосконалено математичні моделі визначення спрацьованого ресурсу ВВ, зокрема повітряних, шляхом врахування впливу характеристик окремих елементів ВВ, які визначаються на основі статистики ФВ та експертних оцінок, на спрацьований ресурс, що на відміну від існуючих дозволяє підвищити достовірність визначення ймовірності відмови об'єкта та ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах ЕО. Проведені розрахунки ймовірності відмови повітряних і елегазових ВВ показали, врахування в системі НЛВ Мамдані вагових коефіцієнтів дозволяє підвищити точність визначення на 15 – 20 % в порівнянні з класичним методом Мамдані.

5. Запропоновано метод визначення пріоритету планового, позапланового або аварійного виведення в ремонт або заміни ВВ, що дає можливість на основі кількісної оцінки альтернатив за окремими критеріями сформулювати превентивні рішення щодо мінімізації ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відключенні обладнання.

6. Побудована комплексна математична модель оцінки ризику каскадного розвитку аварійних ситуацій в підсистемі ЕЕС при відмовах ЕО і ПЛ, яка на відміну від існуючих ґрунтується на визначенні ймовірності, рівня серйозності наслідків кожного з етапів аварійного процесу, що дає можливість отримати індекс ризику на кожному етапі та комплексну оцінку ступеня та категорію ризику каскадної аварії.

7. На основі викладених в роботі методів і моделей та проведених досліджень розроблені програмні засоби для оцінки ТС, ресурсу працездатності, ймовірності відмови комутаційного обладнання, а також ризику порушення нормального режиму та каскадного розвитку аварій в підсистемах ЕЕС, що підтверджує працездатність запропонованого комплексу моделей та алгоритмів.

8. Отримані в дисертаційній роботі результати перевірено на реально функціонуючих підсистемах ЕЕС України та впроваджено у ТОВ «НВП» «Укренергоналадкавимірювання», а також при виконанні науково-дослідних робіт кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики КПІ ім. Ігоря Сікорського.

9. На основі викладених в дисертаційній роботі теоретичних положень, методів і моделей розроблено наступні програмні засоби: «Stan-SB» – на мові програмування Python 3.7 для діагностування ТС ВВ за результатами моніторингу експлуатаційних параметрів в режимах Online та Offline, формування стратегії подальшої експлуатації ВВ, оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС при відмовах або плановому чи позаплановому виведенні з експлуатації ВВ; «Risk-Vuzol» – на мові програмування Python 3.7 для визначення ризику порушення режиму ЕЕС при відмовах окремих підсистем з відповідальними споживачами.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., і Заклюка І. В. Аналіз методів і алгоритмів дослідження режимної надійності енергосистем в умовах каскадного розвитку відмов. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 3 (74). С. 6–17. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17).
2. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Нечітке моделювання комутаційного обладнання для задач оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі при відмовах електрообладнання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2023. № 4. С. 75–86. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273409>.
3. Бардик Є. І., Болотний М. П., і Бондаренко О. Л. Визначення ризику порушення нормального режиму енергосистеми при плановому і аварійному виведенні з експлуатації електрообладнання. *Вісник ВПІ*. 2021. № 2. С. 54–62. URL: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62>.
4. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л. Оцінка режимної надійності електроенергетичної системи на основі визначення індексу ризику при відмовах вузлів навантаження з відповідальними споживачами. *Технічні науки та технології: науковий журнал*. 2019. № 2(16). С. 105–117. URL: [https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2\(16\)-105-117](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2(16)-105-117).
5. Kuchansky V. V., Malakhatka D. O., Blinov I. Efficiency Increase of Open Phase Modes in Bulk Electrical Networks. *Studies in Systems, Decision and Control*. Cham, 2021. P. 31–48. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_2.
6. Shao W., Vittal V. Corrective Switching Algorithm for Relieving Overloads and Voltage Violations. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20, no. 4. P. 1877–1885. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.857931>.
7. Development of an intelligent system for preventing large-scale emergencies in power systems / M. Negnevitsky et al. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, 21–25 July 2013*. 2013. URL: <https://doi.org/10.1109/pesmg.2013.6672099>.
8. Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. Київ : НТУУ «КПІ», 2010. 131 с.
9. Kosterev M. V., Bardyk E. I., Litvinov V. V. Preventive Risk-Management of Power System for Its Reliability Increasing. *WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS*. 2014. Vol. 10. P. 251–258.

10. Wang B., Li Y., Watada J. A New MOPSO to Solve a Multi-Objective Portfolio Selection Model with Fuzzy Value-at-Risk. *Knowledge-Based and Intelligent Information and Engineering Systems*. Berlin, Heidelberg, 2011. P. 217–226. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-642-23854-3_23.
11. Risk Assessment of Power Systems / ed. by W. Li. Hoboken, NJ, USA : John Wiley & Sons, Inc., 2014. URL: <https://doi.org/10.1002/9781118849972>.
12. Anders G., Vaccaro A. Innovations in Power Systems Reliability. Springer London, Limited, 2011.
13. Бардик Є. І. Моделювання та оцінка ризику відмов електрообладнання електроенергетичних систем з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту. *Науковий вісник НГУ*. 2014. № 3. С. 82–90.
14. Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2014. № 39. С. 13–19.
15. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. НЕК Укренерго. URL: <https://ua.energy/peredacha-idyspetcheryzatsiya/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/>.
16. Болотний М. П. Удосконалення математичних моделей оцінки технічного стану силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02. Київ, 2019. 261 с.
17. Кесова Л. О., Коберник О. С., Дубровський В. В. Аналіз впливу технічного стану та умов експлуатації на ефективність та надійність енергоблоків теплових електростанцій в ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. № 2 (57). С. 46–52.
18. Проект Плану відновлення України: Матеріали робочої групи «Енергетична безпека» / Національна рада з відновлення України від наслідків війни. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>.
19. Зайцев Є. О., Панчик М. В. Термометричні методи дослідження стану спресованості осердя статора потужного турбогенератора. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 59. С. 086. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.59.086>.
20. Енергетика, наука та інженерія: сучасний стан і виклики розвитку / О. В. Кириленко та ін. *Вісник НАН України*. 2023. № 4. С. 3–20. URL: <https://doi.org/10.15407/visn2023.04.003>.

21. Shevchenko. V., Lizan I. Y. Proposals on the prevention and elimination of defects in the cores of turbogenerators stators. *Naukovi pratsi Donetskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu. Serii : Elektrotekhnika i enerhetyka*. 2015. №1. С. 139–144.
22. Суходоля О.М., Сидоренко А.А., Бегун С.В., Білуха А.А. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України: аналітична доповідь. К.: НІСД, 2014. 112 с.
23. Бардик Є. І. Моделі оцінки надійності схем електропостачання власних потреб АЕС від незалежних джерел при нечітко заданих параметрах відмов електрообладнання. *Праці ІЕД НАНУ*. 2014. № 37. С. 34–38.
24. Бардик Є. І. Моделювання і оцінка ризику відмови системи електропостачання власних потреб АЕС від зовнішніх незалежних джерел живлення. *Наукові вісти НТУУ «КПІ»*. 2015. № 2. С. 7–18.
25. Kensytskyi O. H., Levytskyi A. S., Zaitsev I. O. Reconstruction and modernisation ukraine power-stations turbogenerators in post-war period. *Praci Institutu elektrodinamiki Nacionalanoi akademii nauk Ukraini*. 2023. Vol. 2023, no. 65. P. 139–144. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.139>.
26. Черноусенко О. Ю., Пешко В. А. Вплив роботи енергоблоків ТЕС в маневреному режимі на вичерпання ресурсу енергетичного обладнання. *Вісник НТУ «ХПІ»*. 2016. № 10 (1182). С. 6–16.
27. Огляд технологічних порушень в мережах ДП «НЕК «Укренерго» за 2012 рік Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2013. 25 с.
28. Огляд технологічних порушень в мережах ДП «НЕК «Укренерго» за 2016 рік Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2017. 34 с.
29. Огляд технологічних порушень в мережах ДП «НЕК «Укренерго» за 2017 рік Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2018. 57 с.
30. Річний звіт. Annual report 2010. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2011. 96 с.

- 31.Річний звіт. Annual report 2011. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2012. 81 с.
- 32.Річний звіт. Annual report 2012. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2013. 114 с.
- 33.Річний звіт. Annual report 2013. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2014. 115 с.
- 34.Річний звіт. Annual report 2014. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2015. 107 с.
- 35.Річний звіт. Annual report 2015. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2016. 105 с.
- 36.Річний звіт. Annual report 2016. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2017. 103 с.
- 37.Кирик В. В., Рибка О. О. Аналіз стану та технічної відповідності електричних мереж ОЕС України вимогам ENTSO-E. *Гідроенергетика України*. 2021. № 3–4. С. 65–69.
- 38.Кузнецов В. Г., Тугай Ю. І. Підвищення надійності та ефективності магістральних електричних мереж. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2009. № 23. С. 110–117.
- 39.Кирик В. В., Жук Б. О. Аналіз аварійних вимикань магістральних ліній електропередавання. *Наукові праці Донецького національного технічного університету, серія: електротехніка і енергетика*. 2018. №1 (19)–2 (20). С. 40–46.
- 40.Bardyk E., Bolotnyi N. Parametric identification of fuzzy model for power transformer based on real operation data. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2017. Vol. 6, no. 8 (90). P. 4–10. URL: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2017.118632>.
- 41.Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2018. Vol. 3, no. 8 (93). P. 6–15. URL: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.133570>.

42. Ito H. *Switching Equipment*. Springer International Publishing, 2018. URL: <https://books.google.com.ua/books?id=Ay6JswEACAAJ>.
43. *Switching in Electrical Transmission and Distribution Systems* / R. Smeets et al. Wiley, 2014. URL: <https://books.google.com.ua/books?id=JWwHBAAAQBAJ>.
44. Garzon R. D. *High Voltage Circuit Breakers: Design and Applications*. Taylor & Francis Group, 2002.
45. Janssen A., Makareinis D., Solver C.-E. International Surveys on Circuit-Breaker Reliability Data for Substation and System Studies. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol. 29, no. 2. P. 808–814. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2013.2274750>.
46. Condition monitoring of high voltage circuit breakers / M. H. B. de Grijp et al. *IEEE AFRICON '96*, Stellenbosch, South Africa. URL: <https://doi.org/10.1109/afrcon.1996.563009>.
47. Reliability and electrical stress survey on high voltage circuit breaker in Japan / Y. Nakada et al. *CIGRE, Report A3-205*. 2006.
48. CIGRE Working Group A3.06. Final report of the second international enquiry on high voltage circuit breaker failures and defects in service. *CIGRE Work. Group, Paris, France, VIGRE Rep.* 1994. Vol. 83.
49. CIGRE Working Group A3.06. Final report of 2004-2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment, Part 2—Reliability of high voltage circuit breakers. *CIGRE Techn Broch.* 2012. Vol. 510.
50. Final report of the 2004-2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment / A. Carvalho et al. *Electra*. 2012. Vol. 264. P. 49–53.
51. Final report on high-voltage circuit breaker reliability data for use in substation and system studies / C. Heising et al. *International Conference On Large High Voltage Electric Systems*. 1994.
52. Тарасевич П. Й. Перспективи розвитку засобів виявлення високовольтних вимикачів напругою 110 – 750, що відмовили. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка», Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2009. № 637. С. 91–95.
53. Bogomolov V. S., Zikherman M. Kh., L'vov Yu. N., Nazarov I. A., Timashova L. V., Shleifman I.L., et al. Damageability of the main electrical equipment of 110 – 750 kV substations. *Energy of Unified Grid*. 2013. Vol. 2. P. 14–21.

54. Features of Operation of High-Voltage Electric Switches / O. Y. Rubanenko et al. *Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute*. 2021. Vol. 159, no. 6. P. 82–87. URL: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-159-6-82-87>.
55. Рубаненко О. Є., Мисенко С. В. Координація впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2013. № 1. С. 135–139.
56. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі / Р. І. Михайлюк та інші. *Енергетика та електрифікація*. 2014. № 3. С. 34–37.
57. Кутін В. М., Рубаненко О. Є., і Мисенко С. В. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації. *Наукові праці ВНТУ*. 2013. № 1. С. 1–7.
58. Jeyaraj S. G., Habbay Y. Effective and efficient circuit breaker analysis. *IET Conference on Reliability of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2011)*, London, UK. 2011. URL: <https://doi.org/10.1049/cp.2011.0532>.
59. Razi-Kazemi A. A. Circuit breaker condition assessment through a fuzzy-probabilistic analysis of actuating coil's current. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10, no. 1. P. 48–56. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.1236>.
60. Influence of contact erosion on the state of SF6 gas in interrupter chambers of HV SF6 circuit breakers / M.-H. Kim et al. *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Santa Fe, NM, USA, 1–5 June 2014. 2014. URL: <https://doi.org/10.1109/ipmhvc.2014.7287312>.
61. Development of on-line monitoring system for SF6 circuit breaker / X. Jin et al. *2011 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, Beijing, China, 21–23 June 2011. 2011. URL: <https://doi.org/10.1109/iciea.2011.5975644>.
62. Influence of contact erosion on the state of SF6 gas in interrupter chambers of HV SF6 circuit breakers / M.-H. Kim et al. *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Santa Fe, NM, USA, 1–5 June 2014. 2014. URL: <https://doi.org/10.1109/ipmhvc.2014.7287312>.
63. Integrated state test system of high voltage circuit breakers based on embedded technology / Y. Fan et al. *2011 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, Beijing, China, 21–23 June 2011. 2011. URL: <https://doi.org/10.1109/iciea.2011.5975847>.

64. Fan Y., Xiaoguang H. Research on the mechanical state parameter extraction method of high voltage circuit breakers. *2012 10th IEEE International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, Beijing, China, 25–27 July 2012. 2012. URL: <https://doi.org/10.1109/indin.2012.6301146>.
65. Кузнецов В. Г., Тугай Ю. І., Шполянський О. Г. Аналіз передумов пошкодження елегазових вимикачів у електричних мережах 750 кВ. *Праці ІЕД НАНУ*. 2017. № 47. С. 16–22.
66. Commission I. E. IEC 62271-1 Ed. 2.0 b : 2017, Second Edition : High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications for alternating current switchgear and controlgear. Multiple. Distributed through American National Standards Institute (ANSI), 2017. 259 p.
67. Operational Risk Assessment and control: A probabilistic approach / E. Ciapessoni et al. 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Gothenburg, Sweden, 11–13 October 2010. 2010. URL: <https://doi.org/10.1109/isgteurope.2010.5638975>.
68. McDonald J. D. F., Pal B. C. Representing the risk imposed by different strategies of distribution system operation. *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Que., Canada, 18–22 June 2006. 2006. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2006.1709550>.
69. Li W. Framework of probabilistic power system planning. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2015. Vol. 1, no. 1. P. 1–8. URL: <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2015.00001>.
70. Review on Risk Assessment of Power System / Y. Shiwen et al. *Procedia Computer Science*. 2017. Vol. 109. P. 1200–1205. URL: <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.05.399>.
71. Schorn C., Balzer G. *Asset Management for Infrastructure Systems: Energy and Water*. Springer, 2015. 348 p.
72. Janjic A. D., Popovic D. S. Selective Maintenance Schedule of Distribution Networks Based on Risk Management Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22, no. 2. P. 597–604. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2007.894863>.
73. Bosma A. Condition monitoring and maintenance strategies for high-voltage circuit-breakers. *6th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management. Proceedings. APSCOM 2003*, Hong Kong, China. 2003. URL: <https://doi.org/10.1049/cp:20030585>.

74. One asset, one view - integrated asset management at British Columbia Transmission Corporation / Y. Mansour et al. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2005. Vol. 3, no. 3. P. 55–61. URL: <https://doi.org/10.1109/mpae.2005.1436501>.
75. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Затверджено наказом Мінпаливенерго України від 13.06.2003р. №296. ОЕП «ГРІФРЕ». Київ, 2003. 613 с.
76. ГКД 34.20.661-2003. Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України. ОЕП «ГРІФРЕ». Київ, 2003. 227 с.
77. ГНД 34.47.503-2004. Інструкція з експлуатації елегазових вимикачів. – К.: «ГІФРЕ», 2004. 40 с.
78. Natti S., Kezunovic M. Model for Quantifying the Effect of Circuit Breaker Maintenance Using Condition-Based Data. *2007 IEEE Power Tech*, Lausanne, Switzerland, 1–5 July 2007. 2007. URL: <https://doi.org/10.1109/pct.2007.4538555>.
79. Suwanasri T., Wattanawongpitak S., Homkeanchan T., Suwanasri C. Failure statistics and inventory management for high voltage circuit breaker using statistical distribution techniques : *2012 IEEE International conference on condition monitoring and diagnosis (23-27 September 2012, Bali, Indonesia)*. Bali, Indonesia, 2012. P. 513–516.
80. Kokorin E. L., Khalyasmaa A. I. Electrical equipment condition based maintenance strategy : *2016 International conference and exposition on electrical and power engineering (20-22 October 2016, Iasi, Romania)*. Iasi, Romania, 2016. P. 748–753.
81. Bertling L. Reliability-centred maintenance for electric power distribution systems : doctoral thesis. 2002. URL: <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-3391>.
82. Сопель М. Ф., Панов А. В., Паньків В. І. Танкевич Є. М. Нормативне забезпечення моніторингу високовольтних вимикачів електроенергетичних систем. *Праці ІЕД НАНУ*. 2018. . № 49. С. 17–27.
83. Панов А. В., Паньків В. І., Сопель М. Ф., Стогній Б. С., Танкевич Є. М. Актуальні питання моніторингу і технічного обслуговування високовольтних вимикачів. *Технічна електродинаміка*. 2018. № 2. С. 75–85.
84. q-Weibull Applied to Brazilian Hydropower Equipment / E. Machado de Assis et al. *IEEE Transactions on Reliability*. 2019. Vol. 68, no. 1. P. 122–132. URL: <https://doi.org/10.1109/tr.2018.2864550>.

85. Kishore J., Goel M., Khanna P. Understanding survival analysis: Kaplan-Meier estimate. *International Journal of Ayurveda Research*. 2010. Vol. 1, no. 4. P. 274. URL: <https://doi.org/10.4103/0974-7788.76794>.
86. Boudreau J.-F., Poirier S. End-of-life assessment of electric power equipment allowing for non-constant hazard rate – Application to circuit breakers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2014. Vol. 62. P. 556–561. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.016>.
87. Choonhapran P., Balzer G. Cascading Reliability Model for HV Circuit-Breakers. *2007 IEEE Power Tech*, Lausanne, Switzerland, 1–5 July 2007. 2007. URL: <https://doi.org/10.1109/pct.2007.4538584>.
88. Assessment of Explanatory Variables on the Failure Rate of Circuit Breakers Using the Proportional Hazard Model / J. Henning Jurgensen et al. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, Ireland, 11–15 June 2018. 2018. URL: <https://doi.org/10.23919/pssc.2018.8442567>.
89. Proportional Hazard Modelling in the Analysis of Transmission Failure Statistics / S. J. Argent et al. *Reliability Data Collection and Use in Risk and Availability Assessment*. Berlin, Heidelberg, 1986. P. 624–633. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-642-82773-0_63.
90. A general model, estimation, and procedure for modeling recurrent failure process of high-voltage circuit breakers considering multivariate impacts / W. Hu et al. *Reliability Engineering & System Safety*. 2022. Vol. 220. P. 108276. URL: <https://doi.org/10.1016/j.res.2021.108276>.
91. Костерев М. В., Бардик Є. І, Літвінов В. В. Нечітке моделювання технічного стану високовольтних вимикачів енергосистем. *Наукові вісті НТУУ «КПІ»*. 2011. № 1. С. 12–18.
92. Бардик Є. І. Прогнозування змінення ресурсних параметрів високовольтних вимикачів на основі теорії нечітких часових рядів. *Гідроенергетика*. 2011. № 3. С. 63–66.
93. Доморошин С. В., Махлин П. В. Визначення спрацьованого ресурсу елегазового вимикача типу HGF 100/2 В, CGECALSTHOM за нечіткою моделлю. *Електротехніка і електроенергетика*. 2016. № 2. С. 72–81. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2016-2-8>.
94. Визначення комутаційного ресурсу високовольтних вимикачів / Б. С. Стогній та ін. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 1. С. 71–80. DOI: http://nbuv.gov.ua/UJRN/TED_2017_1_12.

95. Data Mining of Online Diagnosed Waveforms for Probabilistic Condition Assessment of SF6 Circuit Breakers / A. A. Razi-Kazemi et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2015. Vol. 30, no. 3. P. 1354–1362. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2015.2399454>.
96. Natti S., Kezunovic M. Model for Quantifying the Effect of Circuit Breaker Maintenance Using Condition-Based Data. *2007 IEEE Power Tech*, Lausanne, Switzerland, 1–5 July 2007. 2007. URL: <https://doi.org/10.1109/pct.2007.4538555>.
97. The contact erosion characteristics of SF6 circuit breaker based on dynamic resistance measurement method / G. Chen et al. *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. P. 1081–1089. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.05.201>.
98. Analysis of alternative parameters of dynamic resistance measurement in high voltage circuit breakers / H. F. Sousa et al. *High Voltage*. 2019. Vol. 4, no. 3. P. 197–202. URL: <https://doi.org/10.1049/hve.2019.0046>.
99. Razi-Kazemi A. A. Applicability of auxiliary contacts in circuit breaker online condition assessment. *Electric Power Systems Research*. 2015. Vol. 128. P. 53–59. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.06.021>.
100. Razi-Kazemi A. A., Niayesh K., Nilchi R. A Probabilistic Model-Aided Failure Prediction Approach for Spring-Type Operating Mechanism of High-Voltage Circuit Breakers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2019. Vol. 34, no. 4. P. 1280–1290. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2018.2881841>.
101. Remaining Life Prediction of Conventional Low-Voltage Circuit Breaker Contact System Based on Effective Vibration Signal Segment Detection and MCCAELSTM / S. Sun et al. *IEEE Sensors Journal*. 2021. P. 1. URL: <https://doi.org/10.1109/jsen.2021.3104290>.
102. An Estimation Method of Cu-W Arcing Contact Electrical Life of SF6 Circuit Breakers in Making Capacitor Bank / C. Ding et al. *2019 IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*, Milwaukee, WI, USA, 14–18 September 2019. 2019. URL: <https://doi.org/10.1109/holm.2019.8923913>.
103. Influence of contact erosion on the state of SF6 gas in interrupter chambers of HV SF6 circuit breakers / M.-H. Kim et al. *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Santa Fe, NM, USA, 1–5 June 2014. 2014. URL: <https://doi.org/10.1109/ipmhvc.2014.7287312>.
104. Wear Mechanism and Mass Loss Characteristic of Arcing Contacts in SF6 Circuit Breaker in Making Process / Z. Fu et al. *IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology*. 2018. Vol. 8, no. 9. P. 1593–1603. URL: <https://doi.org/10.1109/tcpmt.2018.2833123>.

105. Stanek L., Frohlich K. Model-aided diagnosis—a new method for online condition assessment of high voltage circuit breakers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2000. Vol. 15, no. 2. P. 585–591. URL: <https://doi.org/10.1109/61.852989>.
106. Dehghanian P., Popovic T., Kezunovic M. Circuit breaker operational health assessment via condition monitoring data. *2014 North American Power Symposium (NAPS)*, Pullman, WA, USA, 7–9 September 2014. 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/naps.2014.6965427>.
107. Dehghanian P., Guan Y., Kezunovic M. Real-Time Life-Cycle Assessment of High-Voltage Circuit Breakers for Maintenance Using Online Condition Monitoring Data. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2019. Vol. 55, no. 2. P. 1135–1146. DOI: <https://doi.org/10.1109/tia.2018.2878746>.
108. Літвінов В. В. Оцінка ризику порушення стійкості двигунового навантаження при відмовах електрообладнання в підсистемі ЕЕС : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02. Київ, 2012. 234 с.
109. Žarković M., Stojković Z. Artificial intelligence based thermographic approach for high voltage substations risk assessment. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2015. Vol. 9, no. 14. P. 1935–1945. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0076>.
110. Substations SF6 circuit breakers: Reliability evaluation based on equipment condition / E. A. L. Vianna et al. *Electric Power Systems Research*. 2017. Vol. 142. P. 36–46. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.08.018>.
111. Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Імовірнісно-статистичне моделювання ЕЕС для оцінки ризику відмови силового трансформатора при короткому замиканні в електричній мережі. *Вісник ВІП*. 2016. № 2. С. 105–109.
112. Бардик Є. І., Болотний М. П. Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі. *Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського*. 2015. № 5 (94). С. 56–64.
113. Бардик Є. І., Болотний М. П., Коваль Я. С. Визначення слабких за надійністю силових трансформаторів енергосистем за результатами оцінки ризику відмови через збурення в зовнішній електричній мережі. *Наукові вісті КНУ : міжнародний науково-технічний журнал*. 2021. № 2 (116). С. 28–37.
114. Razi-Kazemi A. A., Lehtonen M. Aging failure model of circuit breakers equipped with condition monitoring systems. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2017. Vol. 27, no. 12. DOI: <https://doi.org/10.1002/etep.2463>.

115. Incorporating a Condition Monitoring Based Aging Failure Model of a Circuit Breaker in Substation Reliability Assessment / J. Zhong et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2015. Vol.30, no. 6. P. 3407–3415. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2014.2387334>.
116. Choonhapran P. Applications of high voltage circuit-breakers and development of aging models : Ph.D. Thesis. Darmstadt, 2007. 171 p. URL: <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/id/eprint/930>.
117. Rosero-Z L., Pavas A., Duran I. C. Analysis of Maintenance in Transformers Based on a Fuzzy Logic Method. *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA)*, Lima, 18–21 September 2018. 2018. URL: <https://doi.org/10.1109/tdc-la.2018.8511772>.
118. Sand K., I. Wangensteen, Nordgård D. Risk assessment methods applied to electricity distribution system asset management. *Reliability, Risk, and Safety*. 2009. URL: <https://doi.org/10.1201/9780203859759.ch60>.
119. Wallnerström C. J., Hilber P., Stenberg S. Asset management framework applied to power distribution for cost-effective resource allocation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2013. Vol. 24, no. 12. P. 1791–1804. URL: <https://doi.org/10.1002/etep.1826>.
120. Тугай Ю. І. Аномальні режими електричних мереж та їх оптимізація. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2007. № 1. С. 63–64.
121. Розробка методів і моделей аналізу аномальних режимів електричних мереж з метою їх оптимізації / В. Г. Кузнецов та ін. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2019. № 54. С. 19–28. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.019>.
122. Shahzad U. Probabilistic Security Assessment in Power Transmission Systems: A Review. *Journal of Electrical Engineering, Electronics, Control and Computer Science*. 2021. Vol. 7. P. 25–32.
123. A probabilistic risk-based security assessment tool allowing contingency forecasting / E. Ciapessoni et al. *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Boise, ID, 24–28 June 2018. 2018. URL: <https://doi.org/10.1109/pmaps.2018.8440526>.
124. Overview of power system operational reliability / Yuanzhang Sun et al. *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Singapore, Singapore, 14–17 June 2010. 2010. URL: <https://doi.org/10.1109/pmaps.2010.5528993>.

125. Goerdin S. A. V., Smit J. J., Mehairjan R. P. Y. Monte Carlo simulation applied to support risk-based decision making in electricity distribution networks. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Netherlands, 29 June – 2 July 2015. 2015. URL: <https://doi.org/10.1109/ptc.2015.7232494>.
126. Костерев М. В., Літвінов В. В. Розроблення аналітичного методу оцінювання ризику виникнення аварійної ситуації в енергосистемі. *Східно-Європейський журнал передових технологій*. 2015. № 4 (2). С. 44–50.
127. Risk-Based Dynamic Security Assessment for Power System Operation and Operational Planning / E. Ciapessoni et al. *Energies*. 2017. Vol. 10, no. 4. P. 475. URL: <https://doi.org/10.3390/en10040475>.
128. Костерев М. В., Бардик Є. І., Вожаков Р. В. Нечітке моделювання ЛЕП для оцінки ризику зниження надійності електропостачання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2011. № 6. С. 159–163.
129. A bulk power system reliability assessment methodology / F. Yang et al. *European Transactions on Electrical Power*. 2007. Vol. 17, no. 4. P. 413–425. URL: <https://doi.org/10.1002/etep.168>.
130. da Silva A. M. L., Fernandez R. A. G., Singh C. Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2010. Vol. 25, no. 1. P. 129–137. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2009.2036710>.
131. Gonzalez-Fernandez R. A., Leite da Silva A. M. Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2011. Vol. 26, no. 4. P. 2381–2389. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2011.2112785>.
132. Evidence-based approach to power transmission risk assessment with component failure risk analysis / L. Guo et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2012. Vol. 6, no. 7. P. 665. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2011.0748>.
133. A time-varying transformer outage model for on-line operational risk assessment / L. Ning et al. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011. Vol. 33, no. 3. P. 600–607. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.12.016>.
134. Power System Operation Risk Assessment Using Credibility Theory / Yongqing Feng et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008. Vol. 23, no. 3. P. 1309–1318. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2008.922616>.

135. Yongxing C., Yufang Z., Hongyu Z. Real-time Evaluation Model of Power Line Fault Probability based on Multiple Meteorological factors. *Procedia Computer Science*. 2017. Vol. 107. P. 231–235. URL: <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.03.084>.
136. Kirschen D. S., Jayaweera D. Comparison of risk-based and deterministic security assessments. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2007. Vol. 1, no. 4. P. 527. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20060368>.
137. A Probabilistic Risk Assessment and Control methodology for HVAC electrical grids connected to multiterminal HVDC networks / E. Ciapessoni et al. *IFAC Proceedings Volumes*. 2011. Vol. 44, no. 1. P. 1727–1732. URL: <https://doi.org/10.3182/20110828-6-it-1002.02739>.
138. Arrieta R., Rios M. A., Torres A. Contingency Analysis and Risk Assessment of Small Signal Instability. *2007 IEEE Power Tech*, Lausanne, Switzerland, 1–5 July 2007. 2007. URL: <https://doi.org/10.1109/pct.2007.4538579>.
139. Software Implementation of Online Risk-Based Security Assessment / M. Ni et al. *IEEE Power Engineering Review*. 2002. Vol. 22, no. 11. P. 59. URL: <https://doi.org/10.1109/mper.2002.4311833>.
140. Hu R. Cascading Failure Risk Assessment Considering Protection System Hidden Failures. *International Journal of Mechanical Engineering and Applications*. 2016. Vol. 4, no. 2. P. 50. URL: <https://doi.org/10.11648/j.ijmea.20160402.13>.
141. Li W., Zhou J. Probabilistic Reliability Assessment of Power System Operations. *Electric Power Components and Systems*. 2008. Vol. 36, no. 10. P. 1102–1114. URL: <https://doi.org/10.1080/15325000802046868>.
142. Xie K., Billinton R. Tracing the unreliability and recognizing the major unreliability contribution of network components. *Reliability Engineering & System Safety*. 2009. Vol. 94, no. 5. P. 927–931. URL: <https://doi.org/10.1016/j.res.2008.10.009>.
143. Xue, Y., Liu, Q., Dong, Z., et al.: ‘A review of nondeterministic analysis for power system transient stability’, *Autom. Electr. Power Syst.*, 2007, 31, (14), pp. 1–6.
144. A second order method for contingency severity assessment with respect to voltage collapse / A. Berizzi et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2000. Vol. 15, no. 1. P. 81–87. URL: <https://doi.org/10.1109/59.852104>.
145. Probabilistic security assessment for power system operations / J. McCalley et al. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, CO, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1372788>.

146. Zhao, S.S., Zhong, W.Z., Zhang, D.X., et al.: 'A transient voltage instability risk assessment method and its application', *Autom. Electr. Power Syst.*, 2009, 33, (19), pp. 1–4.
147. Chen, W., Jiang, Q., Cao, Y.: 'Risk assessment of power system cascading failure considering hidden failure of protective relaying', *Power Syst. Technol.*, 2006, 30, (13), pp. 14–19.
148. Xie K., Billinton R., Zhou J. Tracing the Unreliability Contributions of Power System Components. *Electric Power Components and Systems*. 2008. Vol. 36, no. 12. P. 1299–1309. URL: <https://doi.org/10.1080/15325000802258133>.
149. A Review of Risk Assessment Methods for Power System / L. Zhao et al. *MATEC Web of Conferences*. 2017. Vol. 139. P. 00175. URL: <https://doi.org/10.1051/mateconf/201713900175>.
150. Review on Risk Assessment of Power System / Y. Shiwen et al. *Procedia Computer Science*. 2017. Vol. 109. P. 1200–1205. URL: <https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.05.399>.
151. Гнатієнко Г. М., Снитюк В. Є. Експертні технології прийняття рішень : монографія. Харків : Щедра садиба плюс, 2017. 296 с.
152. Системи штучного інтелекту: нечітка логіка, нейронні мережі, нечіткі нейронні мережі, генетичний алгоритм : монографія / В. П. Лисенко та ін. Київ : НУБіП України, 2014. 332 с.
153. Зайченко Ю.П. Основи проектування інтелектуальних систем. Київ : Видавничий дім «Слово», 2004. 353 с.
154. Литвин В. В. Бази знань інтелектуальних систем підтримки прийняття рішень : монографія. Львів : Вид-во Львів політехніки, 2011. 240 с.
155. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. Норми випробування електрообладнання. Київ : ГРІФРЕ : Міністерство палива та енергетики України, 2007. 266 с.
156. Бардик Є. І. Моделювання електроенергетичної системи для оцінки ризику виникнення аварій при відмовах електрообладнання. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика»*. 2013. № 1. С. 15–22.
157. Wang J.-M., Yang M.-T. Realization of circuit breaker condition-based maintenance using optimal contact wear equation by the modified NM-PSO algorithm. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2015. Vol. 26, no. 3. P. 627–640. URL: <https://doi.org/10.1002/etep.2100>.

158. IEEE Standard C37.10. IEEE Guide for Diagnostics and Failure Investigation of Power Circuit Breakers. 2002.
159. IEC 62271, IEC 62271-100 Ed. 2.2. High-voltage switchgear and controlgear Part 100 High-voltage alternating-current circuit-breakers. International Electrotechnical Commission 3, rue de Varembe, Geneva 20, Switzerland.
160. Timings of high voltage circuit-breaker / B. Rusek et al. *Electric Power Systems Research*. 2008. Vol. 78, no. 12. P. 2011–2016. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.06.012>.
161. Evaluating Condition Index and Its Probability Distribution Using Monitored Data of Circuit Breaker / D. Zhang et al. *Electric Power Components and Systems*. 2011. Vol. 39, no. 10. P. 965–978. URL: <https://doi.org/10.1080/15325008.2011.552091>.
162. Метод формування нечіткого логічного висновку із залученням експертного комітету / С. Ф. Теленик і інші. Проблеми програмування. 2008. № 4. С. 73–83.
163. Костерев М. В., Бардик Є. І., Литвінов В. В. Нечітко-статистичний підхід оцінювання експлуатаційної та режимної надійності об'єктів підсистем електроенергетичної системи. *Наукові праці ДНТУ. Серія «Електротехніка і енергетика»*, Донецьк. 2013. №1 (14). С. 122–128.
164. Костерев М. В., Бардик Є. І., Литвінов В. В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи. *Наукові праці ДНТУ. «Електротехніка і енергетика»*. 2011. №1 (186). С. 199–204.
165. Kosterev M., Litvinov V. Development of fuzzy statistical method of optimal resource allocation among technical departments of an electric utility company. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2016. Vol. 3/4 (81), P. 20–27.
166. Distributed Accommodation for Distributed Generation – From the View of Power System Blackouts / B. Liu et al. *Communications in Computer and Information Science*. Singapore, 2018. P. 236–246. URL: https://doi.org/10.1007/978-981-13-2381-2_22.
167. Wu Y.-K., Chang S. M., Hu Y.-L. Literature Review of Power System Blackouts. *Energy Procedia*. 2017. Vol. 141. P. 428–431. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.055>.
168. Phuangpornpitak N., Tia S. Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System. *Energy Procedia*. 2013. Vol. 34. P. 282–290. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.756>.

169. A Survey on Power System Blackout and Cascading Events: Research Motivations and Challenges / H. Haes Alhelou et al. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 4. P. 682. URL: <https://doi.org/10.3390/en12040682> .
170. Berizzi A. The Italian 2003 blackout. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, CO, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1373159>
171. Corsi S., Sabelli C. General blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h. 03:28:00. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, CO, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1373162> .
172. Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance / G. Andersson et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20, no. 4. P. 1922–1928. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.857942> .
173. U.S.-Canada Power System Outage Task Force. Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations. [Ottawa : Natural Resources Canada, 2004. 228 p.
174. Yang B., Vittal V., Heydt G. T. Slow-Coherency-Based Controlled Islanding—A Demonstration of the Approach on the August 14, 2003 Blackout Scenario. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2006. Vol. 21, no. 4. P. 1840–1847. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2006.881126> .
175. Larsson S., Ek E. The black-out in southern Sweden and eastern Denmark, September 23, 2003. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, CO, USA. URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1373158> .
176. Larsson S., Danell A. The black-out in southern Sweden and eastern Denmark, September 23, 2003. *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Atlanta, Georgia, USA, 29 October – 1 November 2006. 2006. URL: <https://doi.org/10.1109/psce.2006.296324> .
177. Veloza O. P., Santamaria F. Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidents and review of main causes. *The Electricity Journal*. 2016. Vol. 29, no. 7. P. 42–49. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.08.006> .
178. Pourbeik P., Kundur P. S., Taylor C. W. The anatomy of a power grid blackout - Root causes and dynamics of recent major blackouts. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2006. Vol. 4, no. 5. P. 22–29. URL: <https://doi.org/10.1109/mpae.2006.1687814>.

179. Atputharajah A., Saha T. K. Power system blackouts - literature review. 2009 *International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, Peradeniya, Sri Lanka, 28–31 December 2009. 2009. URL: <https://doi.org/10.1109/iciinfs.2009.5429818>.
180. An integrated framework for power and ICT system risk-based security assessment / E. Ciapessoni et al. 2013 IEEE Grenoble PowerTech, Grenoble, 16–20 June 2013. 2013. URL: <https://doi.org/10.1109/ptc.2013.6652182>.
181. Escalera A., Hayes B., Prodanović M. A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 91. P. 344–357. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.031>
182. Wallnerström C. J. On Risk Management of Electrical Distribution Systems and the Impact of Regulations : licentiate thesis. 2008. URL: <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-4717>.

ДОДАТОК А

БАЗИ ПРАВИЛ НЕЧІТКИХ МОДЕЛЕЙ

Таблиця А.1 – Правила бази знань для визначення найкращої альтернативи

$P_{\Delta t} = T_{L1}, R_I = T_{L2}$				$P_{\Delta t} = T_{L1}, R_I = T_{M2}$				$P_{\Delta t} = T_{L1}, R_I = T_{B2}$			
Z_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	Z_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	Z_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_B				T_B				T_B			
T_{L4}	T_{VL5}	T_{VL5}	T_{VL5}	T_{L4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{L4}	T_{VB5}	T_{M5}	T_{M5}
T_{M4}	T_{VL5}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{M4}	T_{VL5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{M4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}
T_{B4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{L5}	T_{B4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}

$P_{\Delta t} = T_{M1}, R_I = T_{L2}$				$P_{\Delta t} = T_{M1}, R_I = T_{M2}$				$P_{\Delta t} = T_{M1}, R_I = T_{B2}$			
Z_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	Z_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	Z_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_B				T_B				T_B			
T_{L4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{L5}	T_{L4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{L4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}
T_{M4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{M4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{VB5}
T_{B4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{VB5}

$P_{\Delta t} = T_{B1}, R_I = T_{L2}$				$P_{\Delta t} = T_{B1}, R_I = T_{M2}$				$P_{\Delta t} = T_{B1}, R_I = T_{B2}$			
Z_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	Z_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	Z_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_B				T_B				T_B			
T_{L4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{L4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{L4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B5}
T_{M4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{M4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{VB5}
T_{B4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{B4}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{VB5}

Таблиця А.2 – Правила бази знань для визначення ресурсу контактної системи

$\Theta = T_{L1}, N_0 = T_{L2}$				$\Theta = T_{L1}, N_0 = T_{M2}$				$\Theta = T_{L1}, N_0 = T_{B2}$			
$I_{\Sigma kz}$	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	$I_{\Sigma kz}$	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	$I_{\Sigma kz}$	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
ΔR_k				ΔR_k				ΔR_k			
T_{L4}	T_{VL5}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{L4}	T_{L5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{L4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}
T_{M4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{M4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}
T_{B4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B5}

$\Theta = T_{M1}, N_0 = T_{L2}$				$\Theta = T_{M1}, N_0 = T_{M2}$				$\Theta = T_{M1}, N_0 = T_{B2}$			
$I_{\Sigma kz}$	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	$I_{\Sigma kz}$	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	$I_{\Sigma kz}$	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
ΔR_k				ΔR_k				ΔR_k			
T_{L4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{L5}	T_{L4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{L4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B5}
T_{M4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{M4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{M4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{VB5}
T_{B4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B5}	T_{B4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{VB5}

$\Theta = T_{B1}, N_0 = T_{L2}$				$\Theta = T_{B1}, N_0 = T_{M2}$				$\Theta = T_{B1}, N_0 = T_{B2}$						
$I_{\Sigma kz}$	ΔR_k	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	$I_{\Sigma kz}$	ΔR_k	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}	$I_{\Sigma kz}$	ΔR_k	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
		T_{L4}	T_{L5}	T_{M5}			T_{M5}	T_{L4}	T_{M5}			T_{L5}	T_{M5}	T_{L4}
T_{M4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{M4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{M4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{M4}	T_{M5}	T_{B5}
T_{B4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B5}	T_{B4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B5}	T_{B4}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{VB5}	T_{B4}	T_{B5}	T_{VB5}

Таблиця А.3 – Правила бази знань для визначення ресурсу дугогасної камери

$\Delta P = T_{G1}, P = T_{L2}$				$\Delta P = T_{G1}, P = T_{G2}$				$\Delta P = T_{G1}, P = T_{H2}$						
ρ	Θ_{SF6}	T_{L3}	T_{G3}	T_{H3}	ρ	Θ_{SF6}	T_{L3}	T_{G3}	T_{H3}	ρ	Θ_{SF6}	T_{L3}	T_{G3}	T_{H3}
		T_{L4}	T_{M5}	T_{L5}			T_{M5}	T_{L4}	T_{L5}			T_{VL5}	T_{L5}	T_{L4}
T_{G4}	T_{L5}	T_{L5}	T_{L5}	T_{G4}	T_{VL5}	T_{VL5}	T_{VL5}	T_{G4}	T_{L5}	T_{L5}	T_{L5}	T_{G4}	T_{L5}	T_{L5}
T_{H4}	T_{M5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{H4}	T_{L5}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{H4}	T_{M5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{H4}	T_{M5}	T_{M5}

$\Delta P = T_{A1}, P = T_{L2}$				$\Delta P = T_{A1}, P = T_{G2}$				$\Delta P = T_{A1}, P = T_{H2}$						
ρ	Θ_{SF6}	T_{L3}	T_{G3}	T_{H3}	ρ	Θ_{SF6}	T_{L3}	T_{G3}	T_{H3}	ρ	Θ_{SF6}	T_{L3}	T_{G3}	T_{H3}
		T_{L4}	T_{B5}	T_{M5}			T_{B5}	T_{L4}	T_{M5}			T_{L5}	T_{M5}	T_{L4}
T_{G4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{G4}	T_{L5}	T_{L5}	T_{L5}	T_{G4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{G4}	T_{M5}	T_{M5}
T_{H4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{H4}	T_{M5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{H4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{H4}	T_{B5}	T_{B5}

$\Delta P = T_{D1}, P = T_{L2}$				$\Delta P = T_{D1}, P = T_{G2}$				$\Delta P = T_{D1}, P = T_{H2}$						
ρ	Θ_{SF6}	T_{L3}	T_{G3}	T_{H3}	ρ	Θ_{SF6}	T_{L3}	T_{G3}	T_{H3}	ρ	Θ_{SF6}	T_{L3}	T_{G3}	T_{H3}
		T_{L4}	T_{VB5}	T_{B5}			T_{VB5}	T_{L4}	T_{B5}			T_{M5}	T_{B5}	T_{L4}
T_{G4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{B5}	T_{G4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{G4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{B5}	T_{G4}	T_{B5}	T_{B5}
T_{H4}	T_{VB5}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{H4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{H4}	T_{VB5}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{H4}	T_{VB5}	T_{VB5}

Таблиця А.4 – Правила бази знань для визначення ресурсу приводу

$d_k = T_{S1}, \Delta t = T_{G2}$				$d_k = T_{S1}, \Delta t = T_{A2}$				$d_k = T_{S1}, \Delta t = T_{D2}$						
Δt_{on}	Δt_{off}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}	Δt_{on}	Δt_{off}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}	Δt_{on}	Δt_{off}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}
		T_{G4}	T_{L5}	T_{L5}			T_{M5}	T_{G4}	T_{M5}			T_{M5}	T_{B5}	T_{G4}
T_{A4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{A4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B5}	T_{A4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{A4}	T_{B5}	T_{VB5}
T_{D4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B5}	T_{D4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{D4}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{VB5}	T_{D4}	T_{B5}	T_{VB5}

$d_k = T_{G1}, \Delta t = T_{G2}$				$d_k = T_{G1}, \Delta t = T_{A2}$				$d_k = T_{G1}, \Delta t = T_{D2}$						
Δt_{on}	Δt_{off}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}	Δt_{on}	Δt_{off}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}	Δt_{on}	Δt_{off}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}
		T_{G4}	T_{VL5}	T_{VL5}			T_{L5}	T_{G4}	T_{L5}			T_{L5}	T_{M5}	T_{G4}
T_{A4}	T_{VL5}	T_{L5}	T_{M5}	T_{A4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{A4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{A4}	T_{M5}	T_{B5}
T_{D4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{M5}	T_{D4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{D4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B5}	T_{D4}	T_{M5}	T_{B5}

$d_k = T_{L1}, \Delta t = T_{G2}$			
Δt_{on}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}
Δt_{off}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}
T_{G4}	T_{L5}	T_{L5}	T_{M5}
T_{A4}	T_{L5}	T_{M5}	T_{B5}
T_{D4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B5}

$d_k = T_{L1}, \Delta t = T_{A2}$			
Δt_{on}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}
Δt_{off}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}
T_{G4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{B5}
T_{A4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B5}
T_{D4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{VB5}

$d_k = T_{L1}, \Delta t = T_{D2}$			
Δt_{on}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}
Δt_{off}	T_{G3}	T_{A3}	T_{D3}
T_{G4}	T_{M5}	T_{B5}	T_{B5}
T_{A4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{VB5}
T_{D4}	T_{B5}	T_{VB5}	T_{VB5}

Таблиця А.5 – Правила бази знань для визначення ресурсу електричного ВВ

$R_M = T_{L1}, R_K = T_{L2}$			
P_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
R_{IZ}	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_{L4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{L5}
T_{M4}	T_{M5}	T_{L5}	T_{VL5}
T_{B4}	T_{L5}	T_{VL5}	T_{VL5}

$R_M = T_{L1}, R_K = T_{M2}$			
P_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
R_{IZ}	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_{L4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{M5}
T_{M4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{L5}
T_{B4}	T_{M5}	T_{L5}	T_{L5}

$R_M = T_{L1}, R_K = T_{B2}$			
P_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
R_{IZ}	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_{L4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{M5}
T_{M4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{L5}
T_{B4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{L5}

$R_M = T_{M1}, R_K = T_{L2}$			
P_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
R_{IZ}	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_{L4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{L5}
T_{M4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{L5}
T_{B4}	T_{L5}	T_{L5}	T_{VL5}

$R_M = T_{M1}, R_K = T_{M2}$			
P_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
R_{IZ}	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_{L4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{M5}
T_{M4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{L5}
T_{B4}	T_{M5}	T_{L5}	T_{L5}

$R_M = T_{M1}, R_K = T_{B2}$			
P_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
R_{IZ}	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_{L4}	T_{VB5}	T_{B5}	T_{B5}
T_{M4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{M5}
T_{B4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{M5}

$R_M = T_{B1}, R_K = T_{L2}$			
P_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
R_{IZ}	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_{L4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{M5}
T_{M4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{L5}
T_{B4}	T_{M5}	T_{M5}	T_{L5}

$R_M = T_{B1}, R_K = T_{M2}$			
P_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
R_{IZ}	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_{L4}	T_{B5}	T_{B5}	T_{M5}
T_{M4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{M5}
T_{B4}	T_{M5}	T_{L5}	T_{M5}

$R_M = T_{B1}, R_K = T_{B2}$			
P_E	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
R_{IZ}	T_{L3}	T_{M3}	T_{B3}
T_{L4}	T_{VB5}	T_{VB5}	T_{B5}
T_{M4}	T_{VB5}	T_{B5}	T_{M5}
T_{B4}	T_{B5}	T_{M5}	T_{B5}

ДОДАТОК Б

**АЛГОРИТМ ВИЗНАЧЕННЯ ПРІОРИТЕТУ ВИВЕДЕННЯ З
ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ ЗА
РЕЗУЛЬТАТАМИ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ**

На рис. В.1 представлений розроблений алгоритм визначення послідовності виведення з експлуатації комутаційного обладнання на основі оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС.

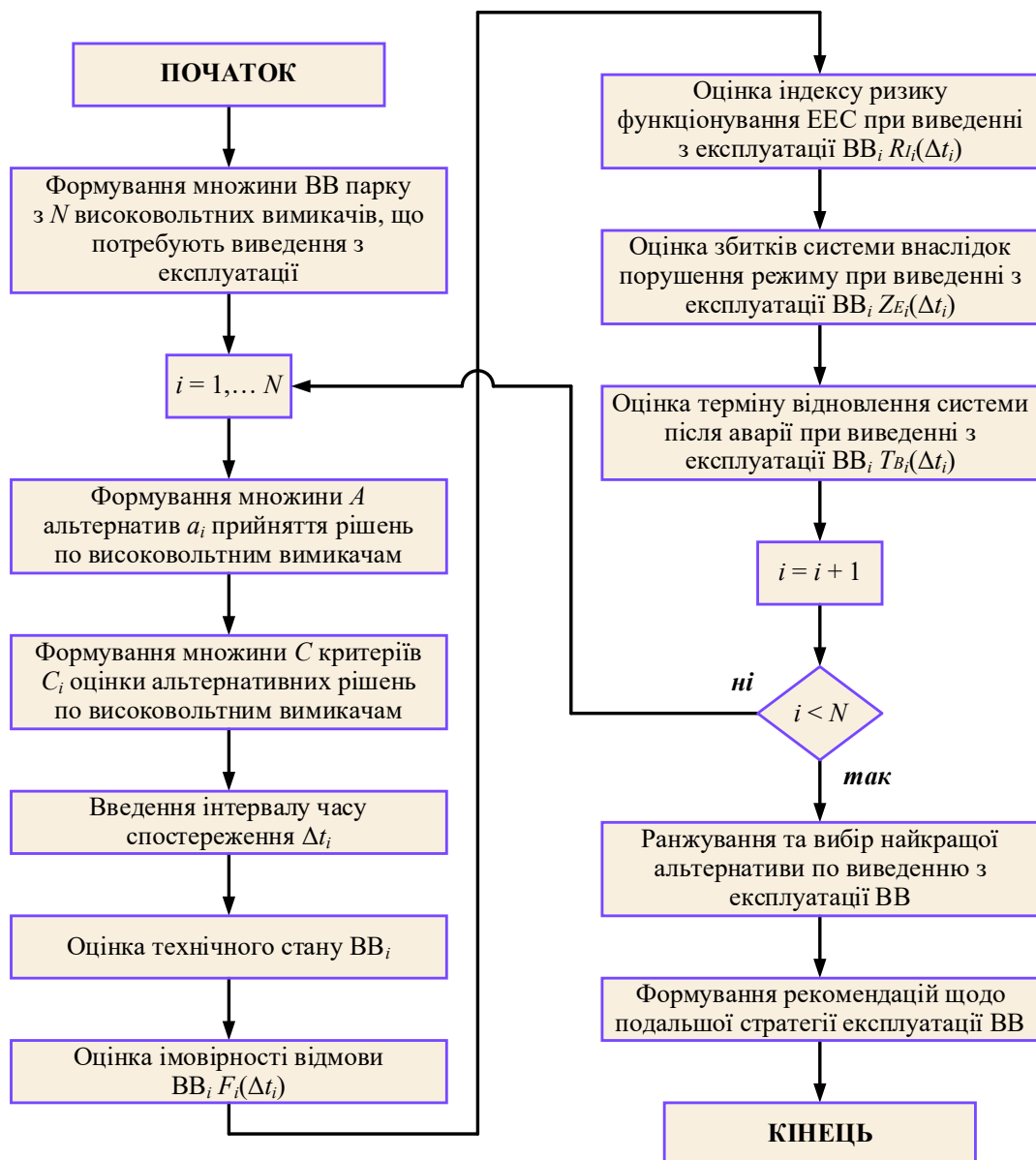


Рисунок Б.1 – Алгоритм визначення пріоритету виведення з експлуатації комутаційного обладнання за результатами оцінки ТС

ДОДАТОК В

АЛГОРИТМ ІМОВІРНІСНО-СТАТИСТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Схема алгоритму визначення ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах ЕО представлена на рис. Б.1.

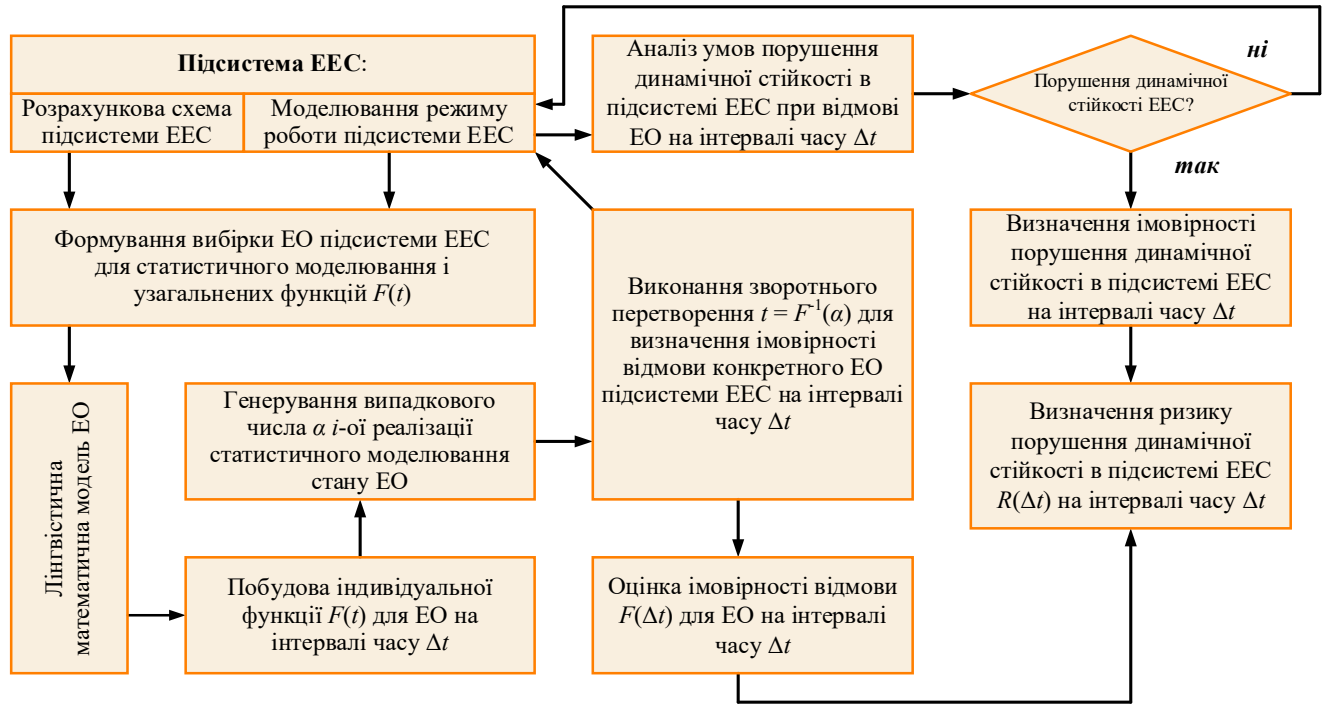


Рисунок Б.1 – Структура алгоритму визначення ризику порушення нормального режиму ЕЕС при відмовах ЕО

Розглянутий алгоритм визначення ризику порушення нормального режиму в ЕЕС при відмовах ЕО представлено для випадку коли множина аварійних ситуацій складається з однієї події: порушення динамічної стійкості ЕЕС.

Режимні параметри тестової схеми змінюються при моделюванні імовірісно-статистичним методом в таких діапазонах:

- Напряга у вузлі № 101 змінюється в діапазоні $[0,95; 1,05] \cdot U_{\text{ном.}}$;
- Потужності у вузлах навантаження змінюються в наступних діапазонах:

№ 4:	$P = [900 \dots 1100] \text{ МВт}$	$Q = [90 \dots 110] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$
№ 6:	$P = [1000 \dots 1200] \text{ МВт}$	$Q = [270 \dots 330] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$
№100:	$P = [1800 \dots 2200] \text{ МВт}$	$Q = [540 \dots 660] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$
№ 202:	$P = [450 \dots 550] \text{ МВт}$	$Q = [225 \dots 275] \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$

Активні потужності у вузлах генерації приймаються незмінними і дорівнюють: № 1: $P = 400 \text{ МВт}$; № 3: $P = 400 \text{ МВт}$; № 7: $P = 0 \text{ МВт}$ (синхронний компенсатор); № 201: $P = 1200 \text{ МВт}$; № 203: $P = 1200 \text{ МВт}$.

Таблиця Г.2 – Основні параметри і характеристики елементів схеми ЕЕС

№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації			№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації		
		S, L	B	B			S, L	B	B
Генерація									
1	Г-1		48		4	Г-201		46	
2	Г-3		31		5	Г-203		46	
3	Г-7		21		6	Система		20	
Навантаження									
1	Н-4		31		3	Н-100		46	
2	Н-6		27		4	Н-202		46	
СТ 500 кВ									
1	Т-1	31	31	31	3	Т-3	46	46	46
2	Т-2	35	35	35	4	Т-4	46	46	46
СТ 220 кВ									
1	Т-5	45	45	45					
ПЛ 500 кВ									
1	Л1-2	28	28	28	3	Л5-8	39	39	39
2	Л2-5	29	29	29	4	Л8-200	46	46	46
ПЛ 220 кВ									
1	Л3-4-1	46	46	46	6	Л6-100	26	26	26
2	Л3-4-2	31	31	31	7	Л100-101-1	35	35	35
3	Л4-100	24	24	24	8	Л100-101-2	49	49	49
4	Л6-7-1	24	24	24	9	Л100-202-1	28	28	28
5	Л6-7-2	45	45	45	10	Л100-202-2	31	31	31
Реактори									
1	Р-200		46						

Таблиця Г.3 – Типи ВВ

Генерація					
1	Г-1	ВВ-500(Б)	4	Г-201	Повітряний
2	Г-3	ВВБК-220	5	Г-203	Повітряний
3	Г-7	ВВБ-220	6	Система	ВВБК-220
Навантаження					
1	Н-4	ВВБК-220	3	Н-100	ВВБ-220
2	Н-6	ВВБК-220	4	Н-202	ВВБ-220
СТ 500 кВ					
1	Т-1	ВНВ-500	3	Т-3	ВВБ-500
2	Т-2	ВНВ-500	4	Т-4	ВВБ-500
СТ 220 кВ					
1	Т-5	ВВБ-220			
ПЛ 500 кВ					
1	Л1-2	ВНВ-500	3	Л5-8	ВВБ-500
2	Л2-5	ВНВ-500	4	Л8-200	ВВБ-500
ПЛ 220 кВ					
1	Л3-4-1	У-220	6	Л6-100	ВВБ-220
2	Л3-4-2	ВМТ-220	7	Л100-101-1	ВМТ-220
3	Л4-100	ВВБ-220	8	Л100-101-2	У-220
4	Л6-7-1	ВВБ-220	9	Л100-202-1	ВВБ-220
5	Л6-7-2	У-220	10	Л100-202-2	ВВБ-220
Реактори					
1	Р-200	ВВБК-500			

При визначення пріоритету виведення з експлуатації ВВ на основі оцінки ТС та ризику виникнення аварійних ситуацій в системі в тестовій схемі підсистеми ЕЕС змінюється склад обладнання.

Таблиця Г.4 – Основні параметри і характеристики елементів схеми ЕЕС

№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації			№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації		
		S, L	B	B			S, L	B	B
Генерація									
1	Г-1		48		4	Г-201		46	
2	Г-3		31		5	Г-203		46	
3	Г-7		21		6	Система		20	
Навантаження									
1	Н-4		31		3	Н-100		46	
2	Н-6		27		4	Н-202		46	
СТ 500 кВ									
1	Т-1	31	31	31	3	Т-3	46	46	46

2	Т-2	35	28	35	4	Т-4	46	18	46
СТ 220 кВ									
1	Т-5	45	6	45					
ПЛ 500 кВ									
1	Л1-2	28	20	28	3	Л5-8	39	39	39
2	Л2-5	29	4	29	4	Л8-200	46	46	46
ПЛ 220 кВ									
1	Л3-4-1	46	46	46	6	Л6-100	26	26	26
2	Л3-4-2	31	31	31	7	Л100-101-1	35	35	35
3	Л4-100	24	24	24	8	Л100-101-2	49	49	49
4	Л6-7-1	24	24	24	9	Л100-202-1	28	28	28
5	Л6-7-2	45	45	45	10	Л100-202-2	31	25	31
Реактори									
1	Р-200		46						

Таблиця Г.5 – Типи ВВ

Генерація					
1	Г-1	ВВ-500(Б)	4	Г-201	Повітряний
2	Г-3	ВВБК-220	5	Г-203	Повітряний
3	Г-7	ВВБ-220	6	Система	ВВБК-220
Навантаження					
1	Н-4	ВВБК-220	3	Н-100	ВВБ-220
2	Н-6	ВВБК-220	4	Н-202	ВВБ-220
СТ 500 кВ					
1	Т-1	ВНВ-500	3	Т-3	ВВБ-500
2	Т-2	Об'єкт II	4	Т-4	Об'єкт IV
		ВНВ-500			ВВБ-500
СТ 220 кВ					
1	Т-5	Об'єкт III			
		ВВБ-220			
ПЛ 500 кВ					
1	Л1-2	Об'єкт I	3	Л5-8	ВВБ-500
		ВНВ-500			
2	Л2-5	Об'єкт VI	4	Л8-200	ВВБ-500
		ВНВ-500			
ПЛ 220 кВ					
1	Л3-4-1	У-220	6	Л6-100	ВВБ-220
2	Л3-4-2	ВМТ-220	7	Л100-101-1	ВМТ-220
3	Л4-100	ВВБ-220	8	Л100-101-2	У-220
4	Л6-7-1	ВВБ-220	9	Л100-202-1	ВВБ-220
5	Л6-7-2	У-220	10	Л100-202-2	Об'єкт V
					ВВБ-220
Реактори					
1	Р-200	ВВБК-500			

ДОДАТОК Д

**БАЗОВІ ФУНКЦІЇ РОЗПОДІЛУ ІМОВІРНОСТІ ВІДМОВИ СИЛОВОГО
ОБЛАДНАННЯ ТА ПОВІТРЯНИЙ ЛІНІЙ**

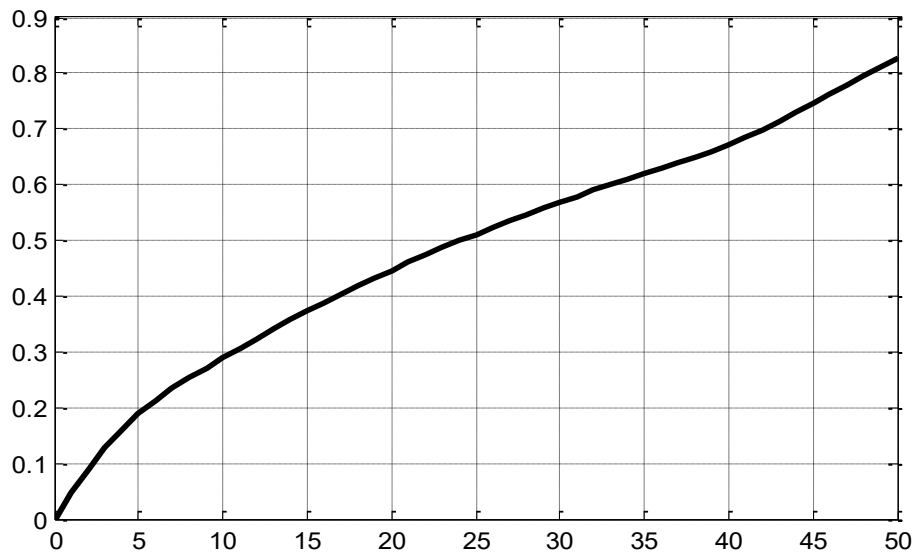


Рисунок Д.1 – Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$
блочного трансформатора

Перша ділянка: (0 – 7 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для першої ділянки напрацювання:

$$F_I(t) = 1 - e^{-\left(\alpha_I \cdot \Delta t + \beta_I \cdot \frac{\Delta t^2}{2}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div T_1, \quad (\text{Д.1})$$

Друга ділянка: (7 – 37 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II}(t) = 1 - e^{-(A_{II} + \alpha_{II} \cdot \Delta t)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_2 - T_1), \quad (\text{Д.2})$$

Третя ділянка: (37 – 42 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III}(t) = 1 - e^{-\left(B_{III} + \alpha_{III} \cdot \Delta t + \beta_{III} \cdot \frac{\Delta t^2}{2}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_3 - T_2). \quad (\text{Д.3})$$

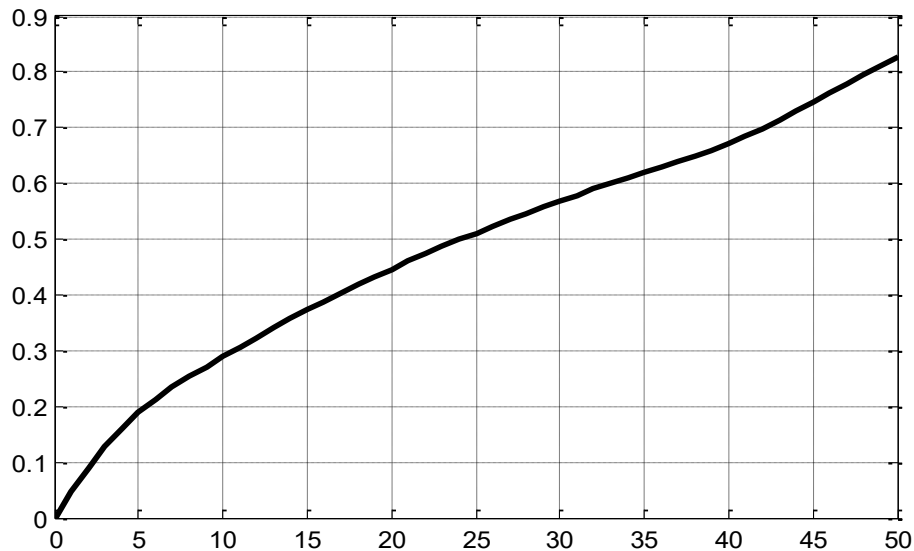


Рисунок Д.2 – Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$
мережевого трансформатора

Перша ділянка: (0 – 15 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для першої ділянки напрацювання:

$$F_I(t) = 1 - e^{-\left(\alpha_I \cdot \Delta t - \beta_I \cdot \frac{\Delta t^2}{2}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div T_1, \quad (\text{Д.4})$$

Друга ділянка: (15 – 35 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II}(t) = 1 - e^{-\left(A_{II} + \alpha_I \cdot \Delta t + \alpha_{II} \cdot \frac{\Delta t^2}{2}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_2 - T_1), \quad (\text{Д.5})$$

Третя ділянка: (35 – 45 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III}(t) = 1 - e^{-\left(B_{III} + \alpha_{III} \cdot t^{\delta_{III}}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_3 - T_2). \quad (\text{Д.6})$$

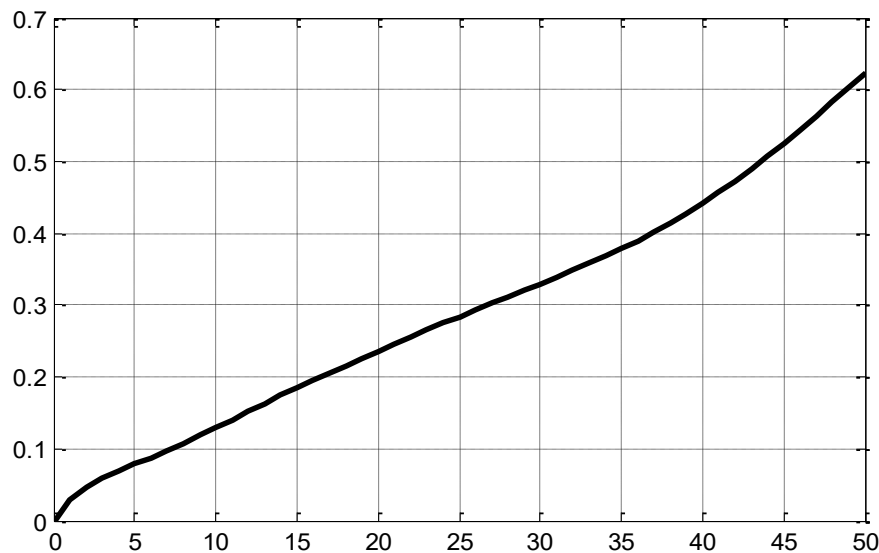


Рисунок Д.3 – Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ ПЛ 110 кВ

Перша ділянка: (0 – 4 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для першої ділянки напрацювання:

$$F_I(t) = 1 - e^{-\left(a_I \cdot \Delta t - b_I \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + c_I \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div T_1, \quad (\text{Д.7})$$

Друга ділянка: (4 – 11 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II}(t) = 1 - e^{-\left(A_{II} + a_{II} \cdot \Delta t + b_{II} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} - c_{II} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_2 - T_1), \quad (\text{Д.8})$$

Третя ділянка: (11 - 26 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III}(t) = 1 - e^{-(B_{III} + \alpha_{III} \cdot \Delta t)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_3 - T_2), \quad (\text{Д.9})$$

Четверта ділянка: (26 – 50 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{IV}(t) = 1 - e^{-\left[C_{IV} + \alpha_{IV} \cdot t^{\delta_{IV}}\right]}, \quad \Delta t \in 0 - (T_4 \div T_3). \quad (\text{Д.10})$$

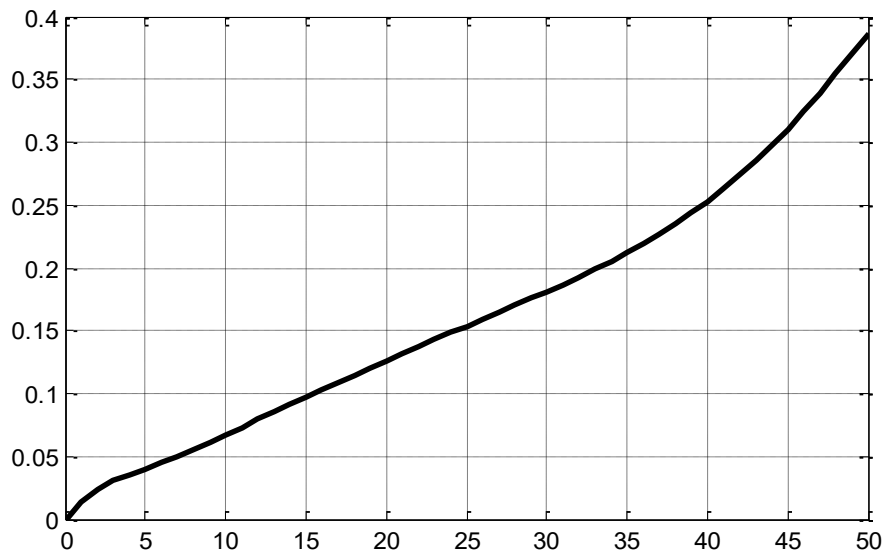


Рисунок Д.4 – Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ ПЛ 220 кВ

Перша ділянка: (0 – 4 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для першої ділянки напрацювання:

$$F_I(t) = 1 - e^{-\left(a_I \cdot \Delta t - b_I \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + c_I \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div T_1, \quad (\text{Д.11})$$

Друга ділянка: (4 – 11 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II}(t) = 1 - e^{-\left(A_{II} + a_{II} \cdot \Delta t + b_{II} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} - c_{II} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_2 - T_1), \quad (\text{Д.12})$$

Третя ділянка: (11 – 26 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III}(t) = 1 - e^{-(B_{III} + \alpha_{III} \cdot \Delta t)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_3 - T_2), \quad (\text{Д.13})$$

Четверта ділянка: (26 – 50 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{IV}(t) = 1 - e^{-\left[C_{IV} + \alpha_{IV} \cdot t^{\delta_{IV}}\right]}, \quad \Delta t \in 0 - (T_4 \div T_3). \quad (\text{Д.14})$$

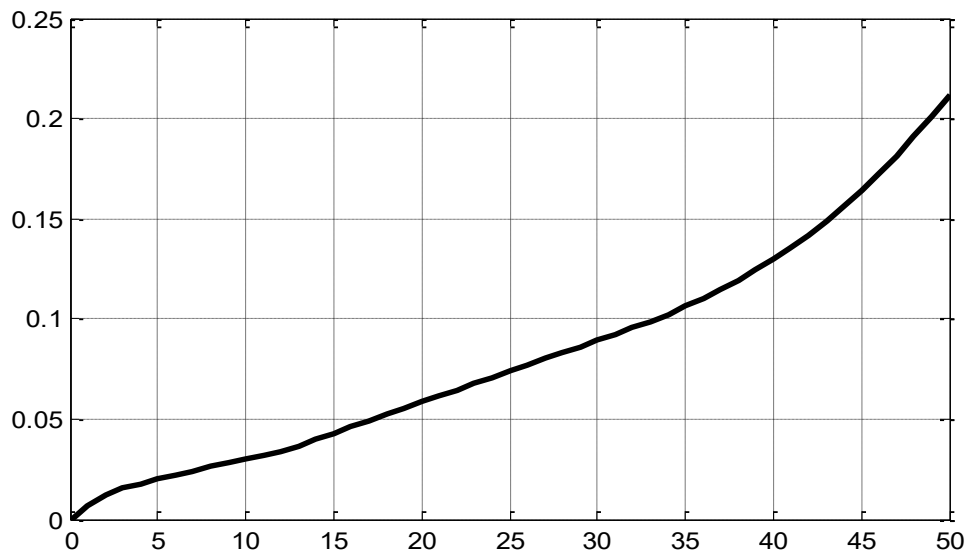


Рисунок Д.5 – Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ ПЛІ 500 кВ

Перша ділянка: (0 – 4 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для першої ділянки напрацювання:

$$F_I(t) = 1 - e^{-\left(a_I \cdot \Delta t - b_I \cdot \frac{\Delta t^2}{2} + c_I \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div T_1, \quad (\text{Д.15})$$

Друга ділянка: (4 – 11 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для другої ділянки напрацювання:

$$F_{II}(t) = 1 - e^{-\left(A_{II} + a_{II} \cdot \Delta t + b_{II} \cdot \frac{\Delta t^2}{2} - c_{II} \cdot \frac{\Delta t^3}{3}\right)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_2 - T_1), \quad (\text{Д.16})$$

Третя ділянка: (11 – 26 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{III}(t) = 1 - e^{-(B_{III} + \alpha_{III} \cdot \Delta t)}, \quad \Delta t \in 0 \div (T_3 - T_2), \quad (\text{Д.17})$$

Четверта ділянка: (26 – 50 років)

Функція розподілу ймовірності відмов $F(t)$ для третьої ділянки напрацювання:

$$F_{IV}(t) = 1 - e^{-\left[C_{IV} + \alpha_{IV} \cdot t^{\delta_{IV}}\right]}, \quad \Delta t \in 0 - (T_4 \div T_3). \quad (\text{Д.18})$$

ДОДАТОК Е

РОЗРАХУНКОВА СХЕМА МЕРЕЖІ 330 – 750 кВ

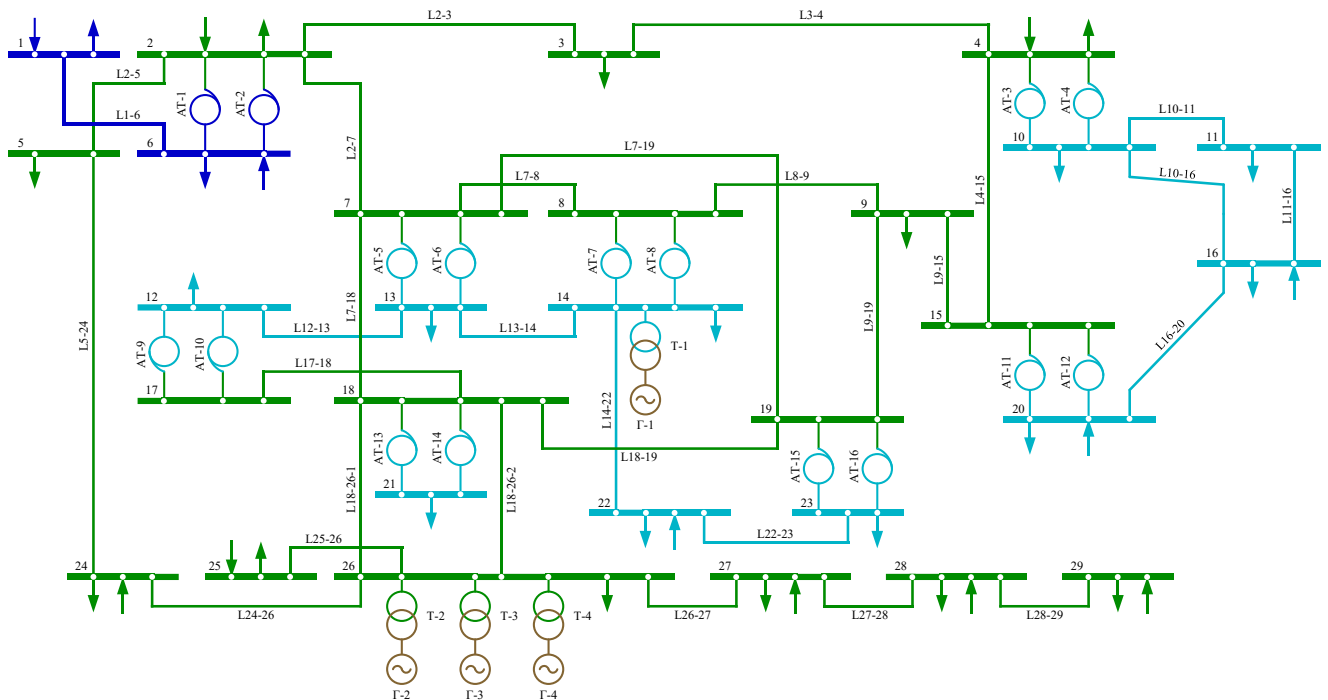


Рисунок Е.1 – Розрахункова схема мережі 330 – 750 кВ

Таблиця Е.1 – Вихідні дані для вузлів схеми мережі 330 – 750 кВ

№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}$, кВ	Параметри навантаження вузлів		Параметри генерації вузлів	
		$P_{\text{наг.}}$, МВт	$Q_{\text{наг.}}$, МВ·Ар	$P_{\text{ген.}}$, МВт	$Q_{\text{ген.}}$, МВ·Ар
1	723,32	0	0	0	0
2	332,76	18,87	3,29	0	0
3	333,01	4,14	2,28	0	0
4	332,89	0	0	0	0
5	331,98	126,64	29,82	0	0
6	717,46	0	0	0	0
7	318,1	0	0	0	0
8	318,16	0	0	0	0
9	319,91	144,45	55,38	0	0
10	113,45	35,31	10,3	0	0
11	110,9	17,99	3,6	0	0
12	112,43	240,13	98,6	0	0
13	112,14	334,01	169,99	0	0
14	114,76	196,77	82,3	0	0
15	328,9	0	0	0	0
16	112	63,6	30,2	71	-27,4
17	316,11	0	0	0	0

№ вузла	Режимна напруга $U_{\text{реж.}}$, кВ	Параметри навантаження вузлів		Параметри генерації вузлів	
		$P_{\text{наг.}}$, МВт	$Q_{\text{наг.}}$, МВ·Ар	$P_{\text{ген.}}$, МВт	$Q_{\text{ген.}}$, МВ·Ар
18	321,63	0	0	0	0
19	319,53	0	0	0	0
20	115,53	89,34	29,16	4,36	9,23
21	115,27	228,86	86,23	0	0
22	112	257,87	117,5	57	66,24
23	113,15	187,29	59,51	0	0
24	332,38	178,94	71,2	0	0
25	333,25	142,73	34,59	63,9	0,29
26	332,8	58,75	26,9	0	0
27	335	142,27	71,61	279,88	43,73
28	335,39	139,69	-20,24	52	1,97
29	335	99,03	101,15	36,31	-53,65

Режимні параметри схеми мережі 330 – 750 кВ змінюються при моделюванні імовірісно-статистичним методом в таких діапазонах:

- Напруга у вузлі № 6 змінюється в діапазоні $[0,95; 1,05] \cdot U_{\text{ном.}}$;
- Потужності у вузлах навантаження змінюються в наступних діапазонах:

№ 1:	$P = [17,1 \dots 20,9]$ МВт	$Q = [3,6 \dots 4,4]$ МВ·Ар
№ 2:	$P = [3,6 \dots 4,4]$ МВт	$Q = [2,7 \dots 3,3]$ МВ·Ар
№ 5:	$P = [114,3 \dots 139,7]$ МВт	$Q = [27 \dots 33]$ МВ·Ар
№ 9:	$P = [129,6 \dots 158,4]$ МВт	$Q = [49,5 \dots 60,5]$ МВ·Ар
№ 10:	$P = [31,5 \dots 38,5]$ МВт	$Q = [9 \dots 11]$ МВ·Ар
№ 11:	$P = [16,2 \dots 19,8]$ МВт	$Q = [3,6 \dots 4,4]$ МВ·Ар
№ 12:	$P = [216 \dots 264]$ МВт	$Q = [90 \dots 110]$ МВ·Ар
№ 13:	$P = [300,6 \dots 367,4]$ МВт	$Q = [63 \dots 77]$ МВ·Ар
№ 14:	$P = [117,3 \dots 216,7]$ МВт	$Q = [73,8 \dots 90,2]$ МВ·Ар
№ 16:	$P = [57,6 \dots 70,4]$ МВт	$Q = [27 \dots 33]$ МВ·Ар
№ 20:	$P = [76,5 \dots 93,45]$ МВт	$Q = [18 \dots 22]$ МВ·Ар
№ 21:	$P = [205,2 \dots 250,8]$ МВт	$Q = [77,4 \dots 94,6]$ МВ·Ар
№ 22:	$P = [180 \dots 220]$ МВт	$Q = [45,9 \dots 56,1]$ МВ·Ар
№ 23:	$P = [169,2 \dots 206,8]$ МВт	$Q = [54 \dots 66]$ МВ·Ар
№ 24:	$P = [116,1 \dots 141,9]$ МВт	$Q = [63,9 \dots 78,1]$ МВ·Ар
№ 25:	$P = [70,2 \dots 85,8]$ МВт	$Q = [30,6 \dots 37,4]$ МВ·Ар
№ 26:	$P = [52,2 \dots 63,8]$ МВт	$Q = [24,3 \dots 29,7]$ МВ·Ар
№ 27:	$P = [-123,3 \dots -150,7]$ МВт	$Q = [25,2 \dots 30,8]$ МВ·Ар
№ 28:	$P = [78,3 \dots 95,7]$ МВт	$Q = [-17,1 \dots -20,9]$ МВ·Ар
№ 29:	$P = [55,8 \dots 68,2]$ МВт	$Q = [90,9 \dots 111,1]$ МВ·Ар

Активні потужності у вузлах генерації змінюються в наступних діапазонах:

Г-1:	$P = [348,3 \dots 425,7]$ МВт	Г-3:	$P = [696,6 \dots 851,4]$ МВт
Г-2:	$P = [348,3 \dots 425,7]$ МВт	Г-4:	$P = [696,6 \dots 851,4]$ МВт

Таблиця Е.1 – Основні параметри і характеристики елементів схеми ЕЕС

№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації			№	Найменування обладнання схеми ЕЕС	Кількість років експлуатації		
		S, L	B	B			S, L	B	B
АТ 750 кВ									
1	АТ-1	14	14	14	2	АТ-2	19	19	19
АТ 330 кВ									
3	АТ-3	15	15	15	10	АТ-10	6	6	6
4	АТ-4	16	16	16	11	АТ-11	15	15	15
5	АТ-5	16	16	16	12	АТ-12	15	15	15
6	АТ-6	17	17	17	13	АТ-13	9	9	9
7	АТ-7	29	29	29	14	АТ-14	29	29	29
8	АТ-8	28	28	28	15	АТ-15	29	29	29
9	АТ-9	15	15	15	16	АТ-16	29	29	29
ПЛ 750 кВ									
17	L1-6	10	10	10					
ПЛ 330 кВ									
18	L2-3	27	17	17	29	L9-19	29	10	10
19	L2-5	23	23	23	30	L17-18	23	23	23
20	L2-7	28	28	28	31	L18-19	29	29	29
21	L3-4	17	12	12	32	L18-26-1	30	30	30
22	L4-15	23	23	23	33	L18-26-2	29	29	29
23	L5-24	17	12	12	34	L24-26	30	30	30
24	L7-8	27	27	27	35	L25-26	11	11	11
25	L7-18	29	29	29	36	L26-27	18	18	18
26	L7-19	8	8	8	37	L27-28	21	21	21
27	L8-9	11	11	11	38	L28-29	17	17	17
28	L9-15	23	10	10					
ПЛ 110 кВ									
39	L10-11	21	21	21	43	L13-14	28	28	28
40	L10-16	30	30	30	44	L14-22	14	5	7
41	L11-16	30	30	30	45	L16-20	28	28	28
42	L12-13	27	27	27	46	L22-23	25	25	25

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ ВИЗНАЧЕННЯ РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ
НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ПРИ ВІДМОВАХ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

В ЕЕС

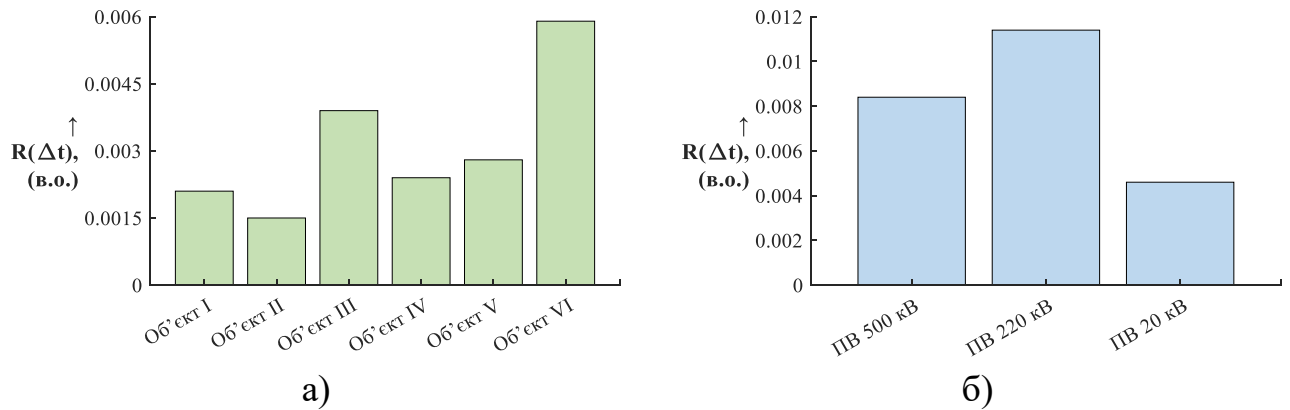


Рисунок Ж.1 – Ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС внаслідок відмови ВВ на I інтервалі спостереження: а – елегазових; б – повітряних

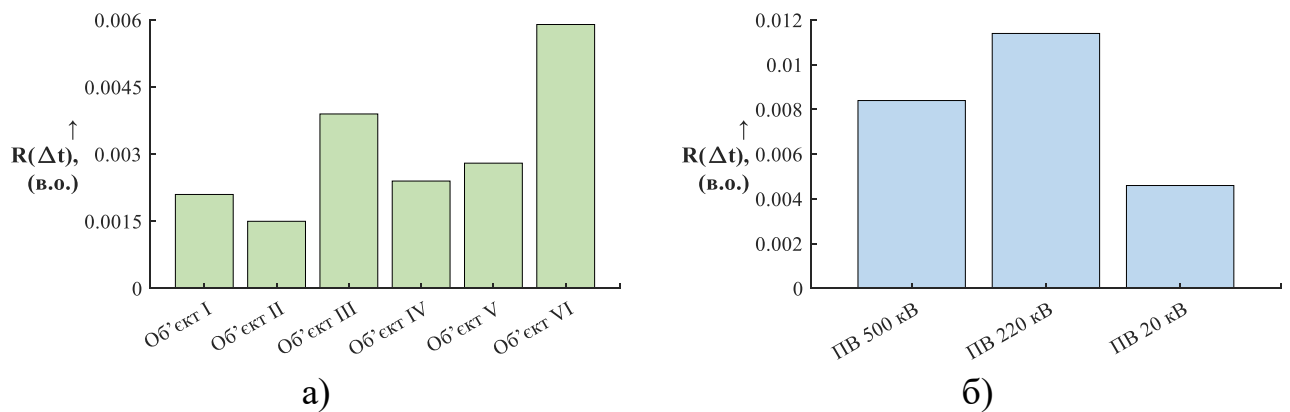


Рисунок Ж.2 – Ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС внаслідок відмови ВВ на II інтервалі спостереження: а – елегазових; б – повітряних

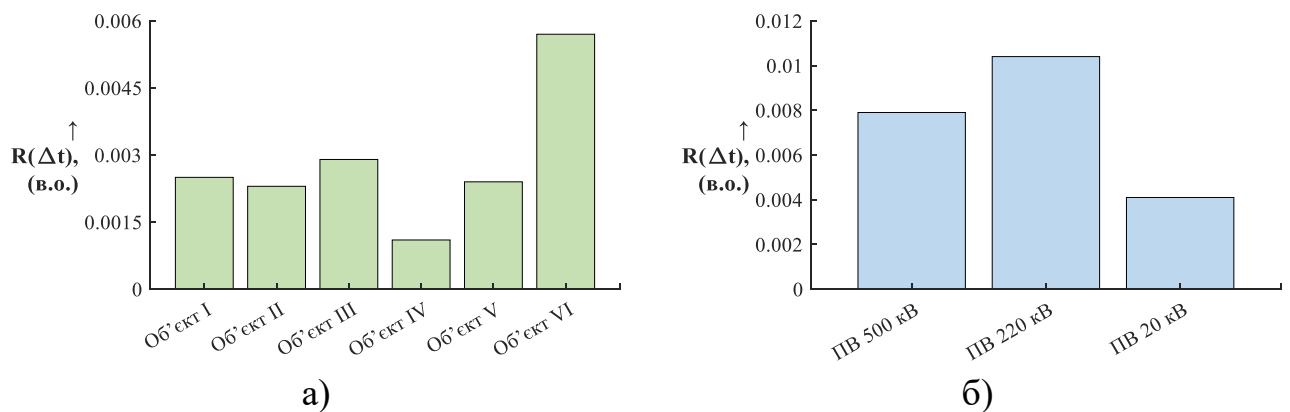


Рисунок Ж.3 – Ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС внаслідок відмови ВВ на III інтервалі спостереження: а – елегазових; б – повітряних

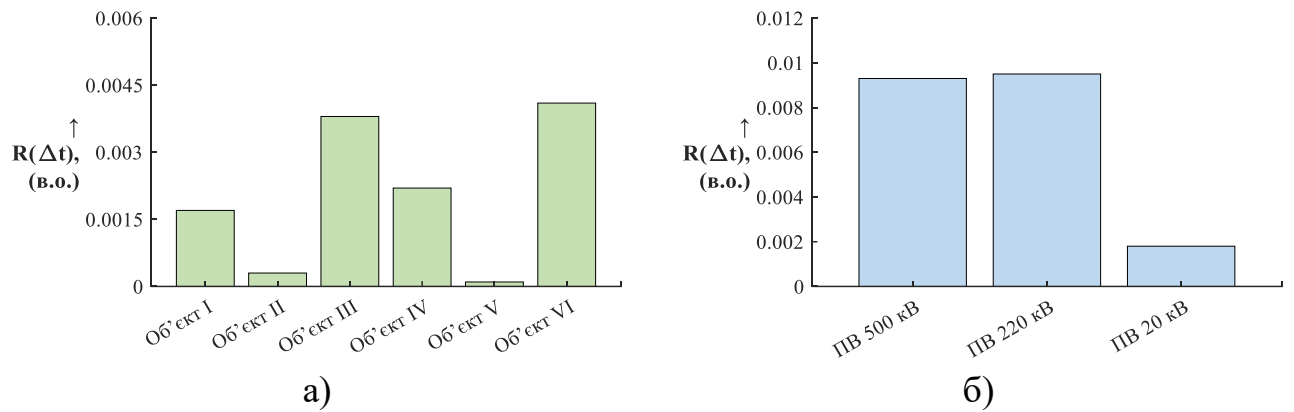


Рисунок Ж.4 – Ризик порушення динамічної стійкості схеми ЕЕС внаслідок відмови ВВ на IV інтервалі спостереження: а – елегазових; б – повітряних

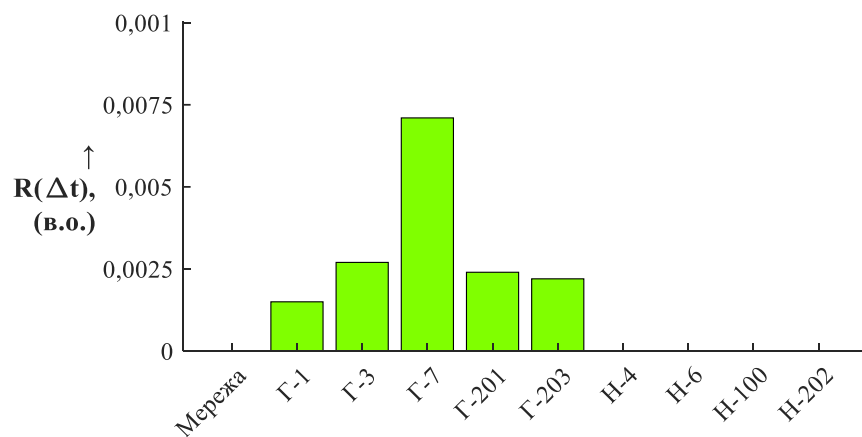


Рисунок Ж.5 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на I інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ генераторів та навантаження

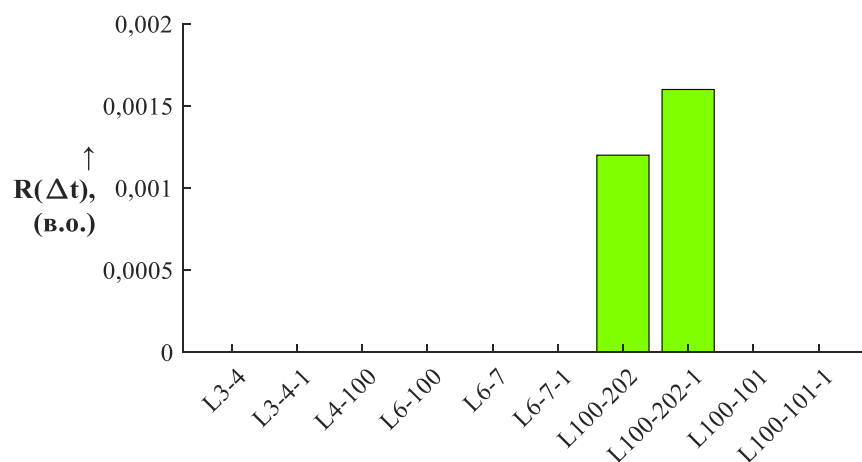


Рисунок Ж.6 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на I інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ ПЛ 220 кВ

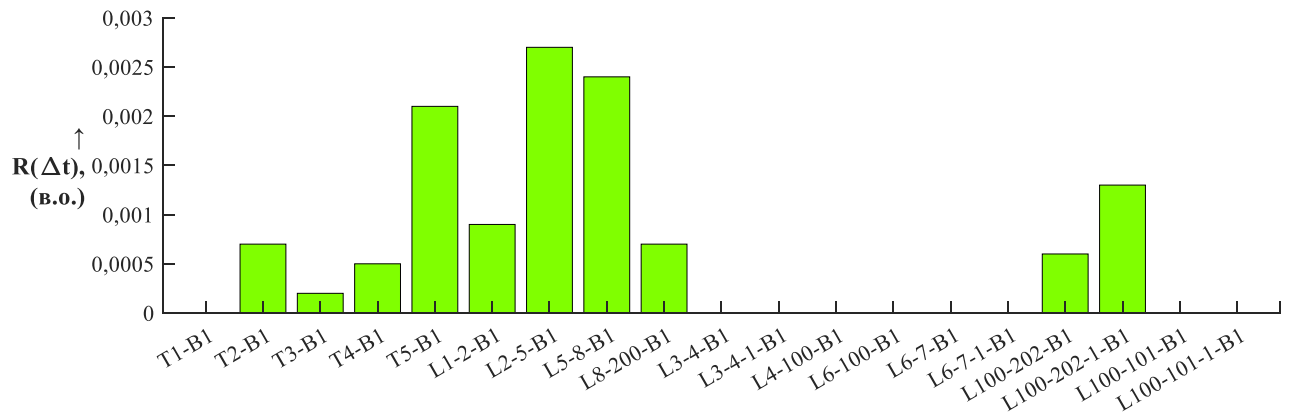


Рисунок Ж.7 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на I інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ 500, 220 та 20 кВ схеми

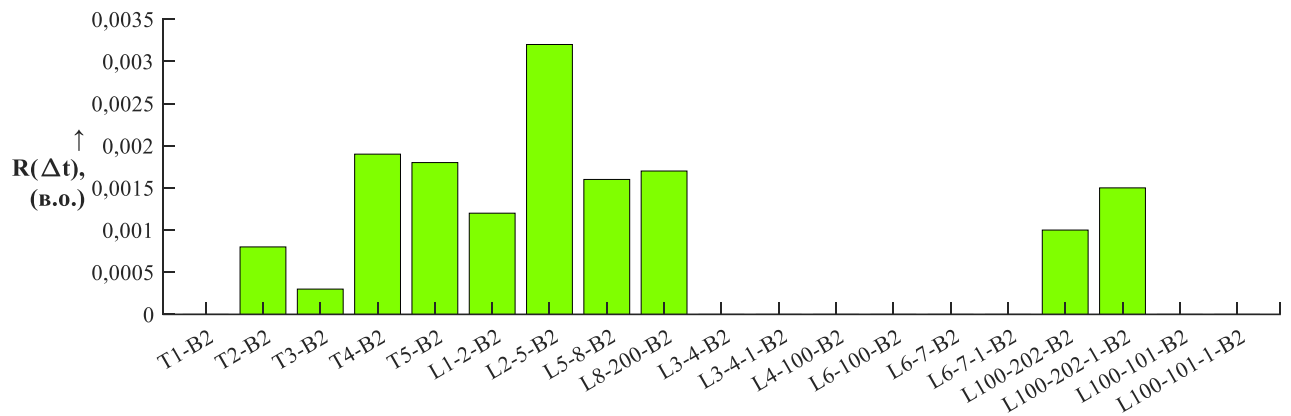
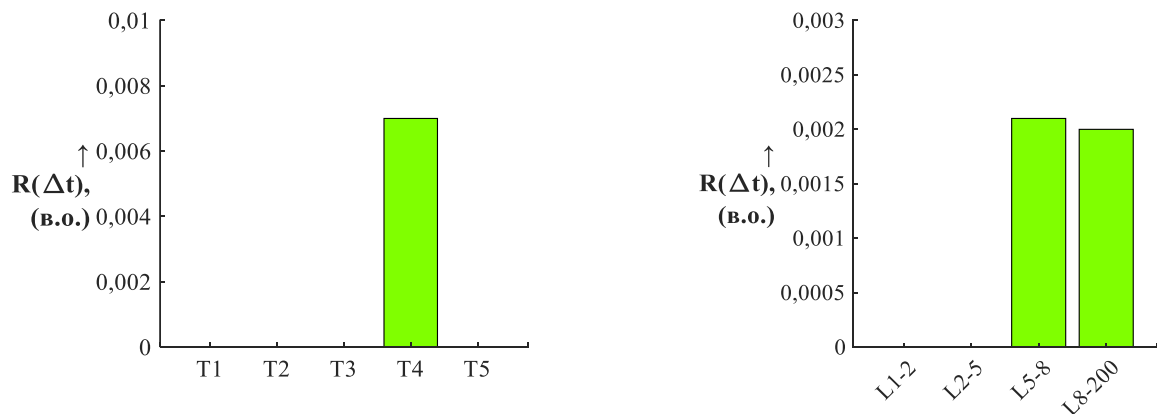


Рисунок Ж.8 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на I інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ 500, 220 та 20 кВ схеми



а)

б)

Рисунок Ж.9 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на II інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ: а – СТ; б – ПЛ 500 кВ

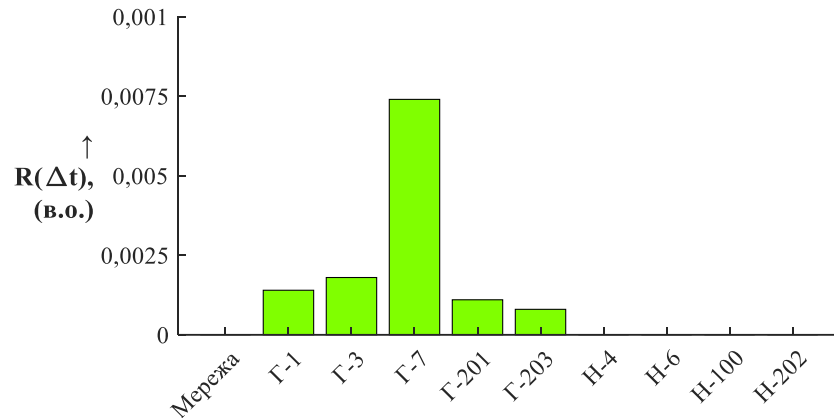


Рисунок Ж.10 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на II інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ генераторів та навантаження

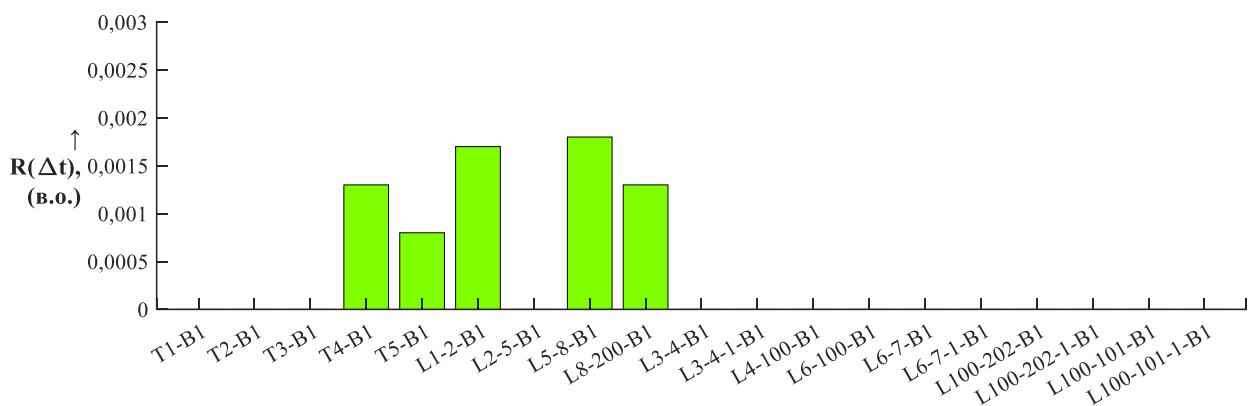


Рисунок Ж.11 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на II інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ 500, 220 та 20 кВ схеми

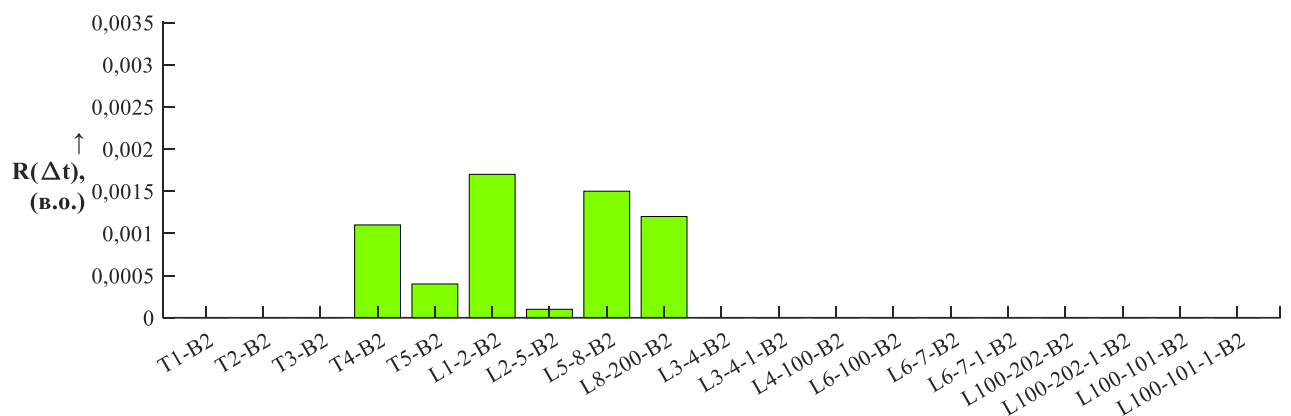


Рисунок Ж.12 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на II інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ 500, 220 та 20 кВ схеми

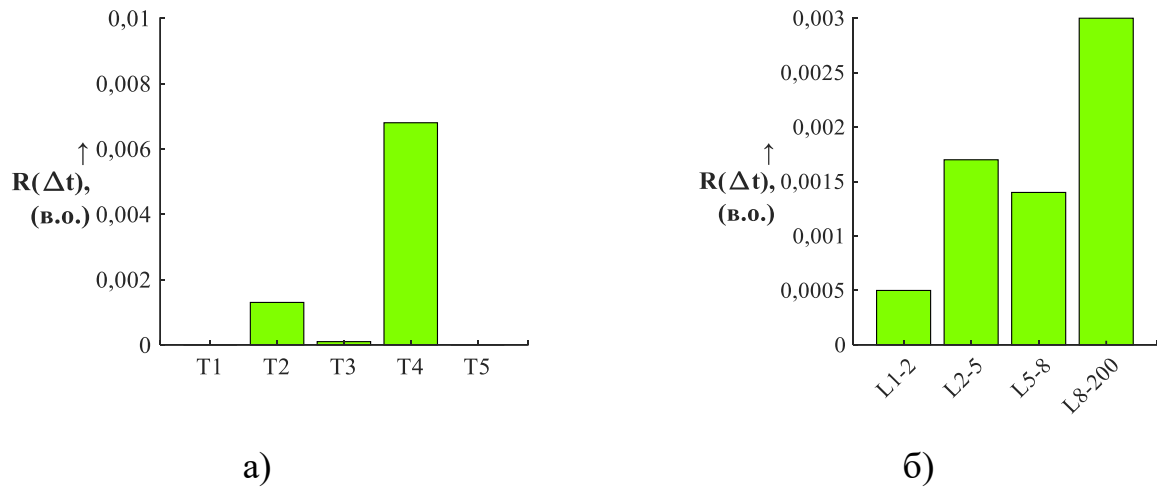


Рисунок Ж.13 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на III інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ: а – СТ; б – ПЛ 500 кВ

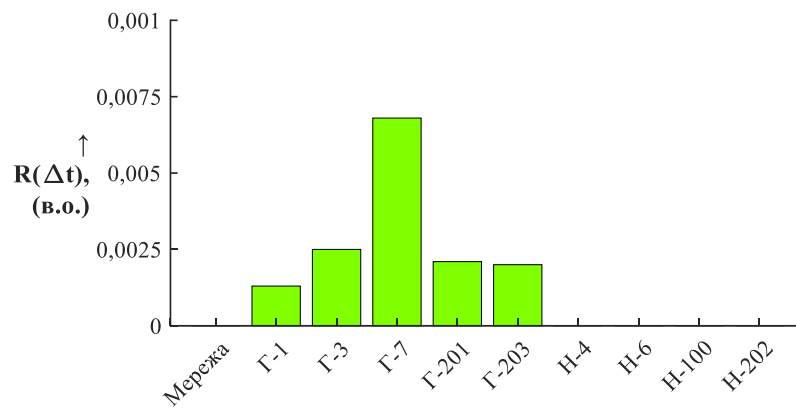


Рисунок Ж.14 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на III інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ генераторів та навантаження

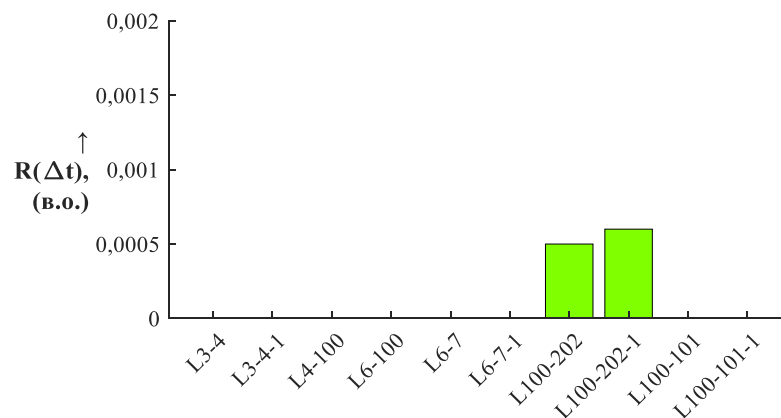


Рисунок Ж.15 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на III інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ ПЛ 220 кВ

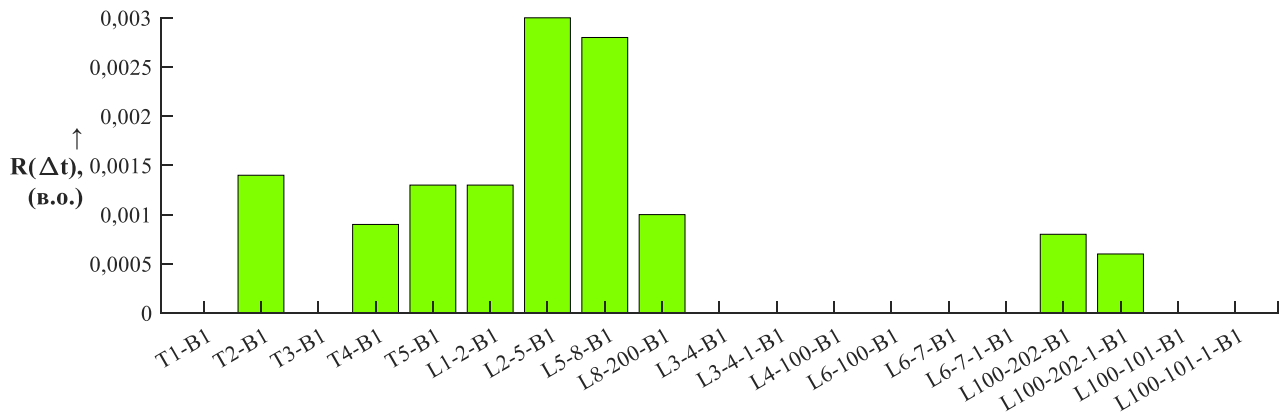


Рисунок Ж.16 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на III інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ 500, 220 та 20 кВ схеми

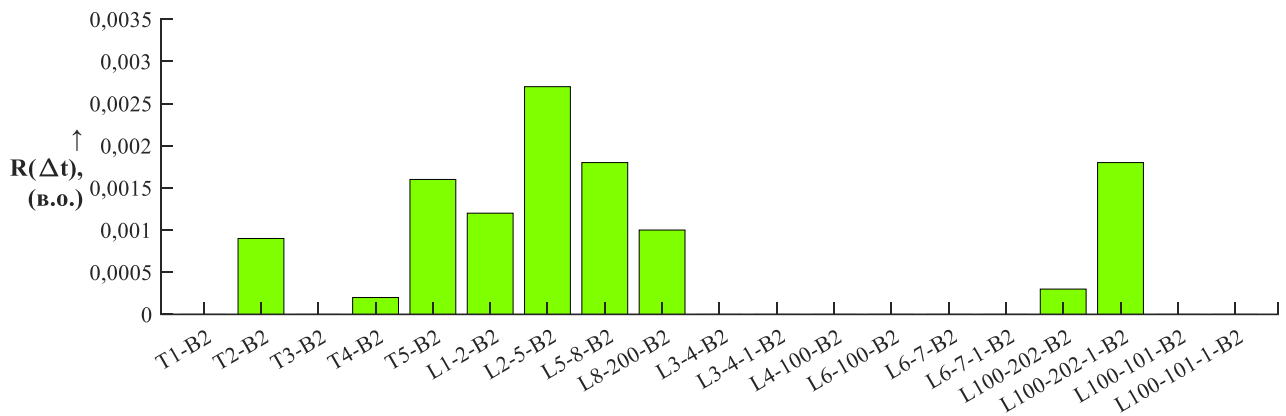
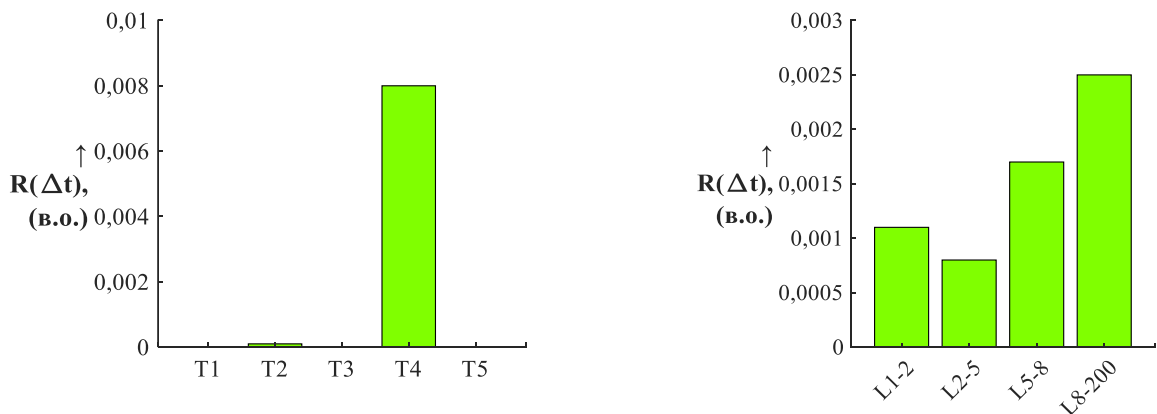


Рисунок Ж.17 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на III інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ 500, 220 та 20 кВ схеми



а)

б)

Рисунок Ж.18 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на IV інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ: а – СТ; б – ПЛ 500 кВ

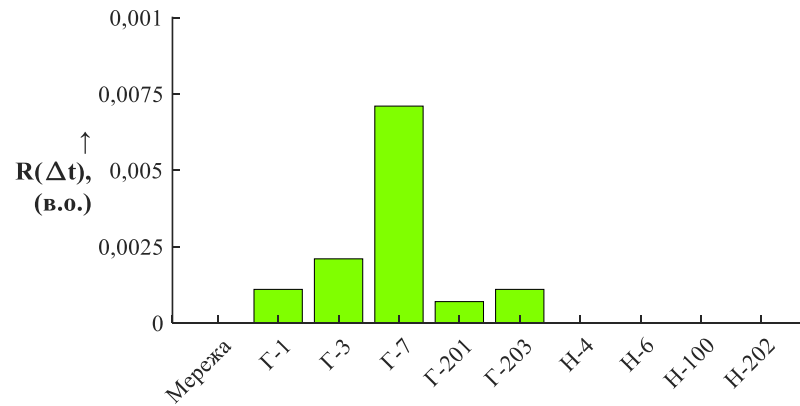


Рисунок Ж.19 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на IV інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ генераторів та навантаження

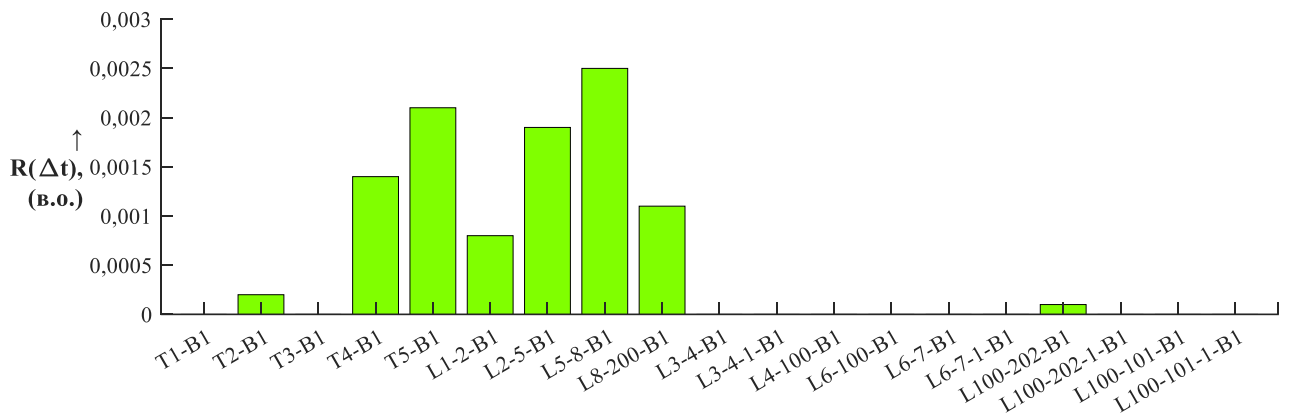


Рисунок Ж.20 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на IV інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ 500, 220 та 20 кВ схеми

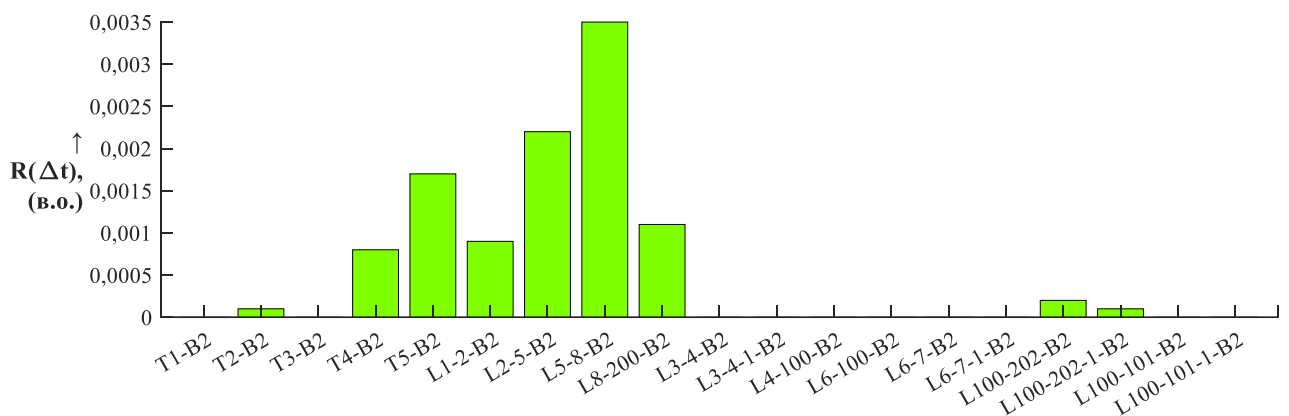


Рисунок Ж.21 – Ризик порушення динамічної стійкості $R(\Delta t)$ схеми ЕЕС на IV інтервалі спостереження внаслідок відмови ВВ 500, 220 та 20 кВ схеми

ДОДАТОК 3

НЕЧІТКА МОДЕЛЬ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ
ПОВІТРЯНОГО ВИМИКАЧА

В якості вхідних лінгвістичних змінних моделі повітряного ВВ введені наступні змінні:

A_1 – «Спрацьований механічний ресурс» з термами:
 $L_1 =$ «Припрацювальний», $M_1 =$ «Допустимий», $B_1 =$ «Відпрацьований»;

A_2 – «Спрацьований комутаційний ресурс» з термами:
 $L_2 =$ «Припрацювальний», $M_2 =$ «Допустимий», $B_2 =$ «Відпрацьований»;

A_3 – «Тиск дугогасильного середовища» з термами: $N_3 =$ «Нормальний»,
 $B_3 =$ «Низький»;

A_4 – «Стан ізоляторів» з термами: $N_4 =$ «Задовільний», $B_4 =$ «Незадовільний».

В якості вихідної лінгвістичної змінної S прийнято «Загальний спрацьований ресурс вимикача». Терми вихідної змінної прийнято згідно з вербально-чисельною шкалою Харрінгтона:

s_1 – «Дуже високий спрацьований ресурс», якщо $y \in [1; 0,8]$;

s_2 – «Високий спрацьований ресурс», якщо $y \in [0,8; 0,64]$;

s_3 – «Середній спрацьований ресурс», якщо $y \in [0,64; 0,36]$;

s_4 – «Низький спрацьований ресурс», якщо $y \in [0,36; 0,2]$;

s_5 – «Дуже низький спрацьований ресурс», якщо $y \in [0,2; 0]$;

де y – вихідна змінна об'єкта, яка характеризує спрацьований ресурс вимикача.

На основі експертних оцінок та методу парних порівнянь Сааті побудовані побудовано функції належності у параметричній формі.

1) «Спрацьований механічний ресурс»:

$$\mu_{\text{ПРИПРАЦ}}(R_M) = \begin{cases} 1 - \frac{R_M}{0,36}; & 0 \leq R_M \leq 0,36; \\ 0; & R_M > 0,36. \end{cases} \quad (3.1)$$

$$\mu_{\text{ДОПУСТ}}(R_M) = \begin{cases} 1 - \frac{0,36 - R_M}{0,36}; & 0 \leq R_M \leq 0,36; \\ 1; & 0,6 > R_M > 0,36; \\ 1 - \frac{R_M - 0,6}{0,36}; & 0,96 \geq R_M \geq 0,6; \\ 0; & R_M > 0,96. \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\mu_{\text{ВІДПРАЦ}}(R_M) = \begin{cases} 1 - \frac{0,96 - R_M}{0,36}; & 0,96 \geq R_M \geq 0,6; \\ 0; & R_M < 0,6; \\ 1; & R_M > 0,96. \end{cases} \quad (3.3)$$

2) «Спрацьований комутаційний ресурс»:

$$\mu_{\text{ПРИПРАЦ}}(R_K) = \begin{cases} 1 - \frac{R_K}{0,36}; & 0 \leq R_K \leq 0,36; \\ 0; & R_K > 0,36. \end{cases} \quad (3.4)$$

$$\mu_{\text{ДОПУСТ}}(R_K) = \begin{cases} 1 - \frac{0,36 - R_K}{0,36}; & 0 \leq R_K \leq 0,36; \\ 1; & 0,6 > R_K > 0,36; \\ 1 - \frac{R_K - 0,6}{0,35}; & 0,95 \geq R_K \geq 0,6; \\ 0; & R_K > 0,95. \end{cases} \quad (3.5)$$

$$\mu_{\text{ВІДПРАЦ}}(R_K) = \begin{cases} 1 - \frac{0,95 - R_K}{0,35}; & 0,95 \geq R_K \geq 0,6; \\ 0; & R_K < 0,6; \\ 1; & R_K > 0,95. \end{cases} \quad (3.6)$$

3) «Тиск дугогасильного середовища»:

$$\mu_{\text{НОРМ}}(P) = \begin{cases} 0; & P < 0,9. \\ 1 - \frac{1-P}{0,1}; & 0,9 \leq P \leq 1; \\ 1; & P > 1. \end{cases} \quad (3.7)$$

$$\mu_{\text{НИЗЬК}}(P) = \begin{cases} 0; & P > 1. \\ 1 - \frac{P-0,9}{0,1}; & 0,9 \leq P \leq 1; \\ 1; & P < 0,9. \end{cases} \quad (3.8)$$

4) «Стан ізоляторів»:

$$\mu_{\text{ЗАДОВ}}(is) = \begin{cases} 0; & is > 0,74. \\ 1 - \frac{is-0,2}{0,54}; & 0,2 \leq is \leq 0,74; \\ 1; & is < 0,2. \end{cases} \quad (3.9)$$

$$\mu_{\text{НЕЗАДОВ}}(is) = \begin{cases} 0; & is < 0,2. \\ 1 - \frac{0,74-is}{0,54}; & 0,2 \leq is \leq 0,74; \\ 1; & is > 0,74. \end{cases} \quad (3.10)$$

Побудована база знань нечіткої моделі визначення ТС повітряного ВВ містять 36 продукційне правило і наведена в табл. 3.1.

В якості механізму НЛВ, який реалізує логічні операції імплікації та агрегування нечітких правил для відображення вхідних нечітких змінних у вихідну нечітку змінну, застосовано алгоритм Мамдані. Результуюче значення виходу визначається за допомогою дефазифікації вихідної нечіткої змінної шляхом знаходження зваженого середнього значення (центру ваги):

$$y = \frac{\sum_{i=1,m} \mu_{A_i}(y_i) \cdot y_i}{\sum_{i=1,m} \mu_{A_i}(y_i)} \quad (3.11)$$

Таблиця 3.1 – База нечітких правил оцінки ТС повітряного ВВ

Стан ізоляторів «Задовільний» Тиск дугогасильного середовища «Низький»			
Спрацьований $R_{\text{ком.}}$	Припрацювальний	Допустимий	Відпрацьований
Спрацьований $R_{\text{мех.}}$			
Припрацювальний	Середній спрацьований ресурс	Високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс
Допустимий	Високий спрацьований ресурс	Високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс
Відпрацьований	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс
Стан ізоляторів «Незадовільний» Тиск дугогасильного середовища «Низький»			
Спрацьований $R_{\text{ком.}}$	Припрацювальний	Допустимий	Відпрацьований
Спрацьований $R_{\text{мех.}}$			
Припрацювальний	Високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс
Допустимий	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс
Відпрацьований	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс
Стан ізоляторів «Задовільний» Тиск дугогасильного середовища «Нормальний»			
Спрацьований $R_{\text{ком.}}$	Припрацювальний	Допустимий	Відпрацьований
Спрацьований $R_{\text{мех.}}$			
Припрацювальний	Дуже низький спрацьований ресурс	Низький спрацьований ресурс	Високий спрацьований ресурс
Допустимий	Низький спрацьований ресурс	Середній спрацьований ресурс	Високий спрацьований ресурс
Відпрацьований	Високий спрацьований ресурс	Високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс

Продовження таблиці 3.1

Стан ізоляторів «Незадовільний» Тиск дугогасильного середовища «Нормальний»»			
Спрацьований $R_{\text{ком.}}$	Припрацювальний	Допустимий	Відпрацьований
Спрацьований $R_{\text{мех.}}$			
Припрацювальний	Середній спрацьований ресурс	Високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс
Допустимий	Високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс
Відпрацьований	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс	Дуже високий спрацьований ресурс

Нечітка модель повітряного ВВ дозволяє виконати оцінку загального спрацьованого ресурсу на основі використання характеристик чотирьох основних вузлів вимикача: механічної системи, дугогасильної системи, повітряного тракту та ізоляторів; вона орієнтована на використання доступної інформації без відключення вимикача, яка має як кількісні, так і якісні характеристики.

ДОДАТОК И

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА
ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Бардик Є. І., **Бондаренко О. Л.**, і Зяблюка І. В. Аналіз методів і алгоритмів дослідження режимної надійності енергосистем в умовах каскадного розвитку відмов. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 3 (74). С. 6–17.

[https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17).

2. Бардик Є. І., **Бондаренко О. Л.** Нечітке моделювання комутаційного обладнання для задач оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі при відмовах електрообладнання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2023. № 4. С. 75–86.

<https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273409>.

3. Бардик Є. І., Болотний М. П., і **Бондаренко О. Л.** Визначення ризику порушення нормального режиму енергосистеми при плановому і аварійному виведенні з експлуатації електрообладнання. *Вісник ВПІ*. 2021. № 2. С. 54–62.

<https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62>.

4. Бардик Є. І., **Бондаренко О. Л.** Оцінка режимної надійності електроенергетичної системи на основі визначення індексу ризику при відмовах вузлів навантаження з відповідальними споживачами. *Технічні науки та технології: науковий журнал*. 2019. № 2(16). С. 105–117.

[https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2\(16\)-105-117](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2(16)-105-117).

5. Бардик Є. І., **Бондаренко О. Л.** Налаштування нечіткої моделі визначення ймовірності відмови елегазового вимикача. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022, С. 140–143.

6. Болотний М. П., **Бондаренко О. Л.**, і Коваль Я. С. Забезпечення надійності електропостачання в сучасних локальних електричних мережах. *XXIII міжнарод. наук.-практ. конф. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*, Київ, 2022, С. 229–232.

7. Бардик Є. І., **Бондаренко О. Л.** Математична модель і алгоритм визначення індексу ризику енергосистеми в умовах розвитку каскадної аварії. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021, С. 198–201.

8. Бардик Є. І., **Бондаренко О. Л.** Визначення спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови комутаційного обладнання на основі агрегованої оцінки

технічного стану. *V Міжнародна наук.-тех. конф. Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2021)*, Вінниця, 2021.

9. Bardyk E., **Bondarenko O.** Modeling of switching equipment for evaluation of service life and risk of accidents in the electric power system. *XXII міжнарод. наук.-практ. конф. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*, Київ, 2021, С. 229–232.

10. Бардик Є. І., **Бондаренко О. Л.**, і Атаманенко В. О. Визначення індексу ризику електроенергетичної системи при відмовах вузлів навантаження. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020, С. 110–113.

11. Bardyk E., **Bondarenko O.** Assessment of quantitative risk indicators of electric power system operation in case of failure of the loads with responsible consumers. *XXI міжнарод. наук.-практ. конф. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*, Київ, 2020, С. 121–124.

12. Бардик Є. І., **Бондаренко О. Л.** Моделювання і оцінка режимної надійності підсистеми електроенергетичної системи з теплоелектроцентраллю. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018, С. 180–185.

13. Бардик Є. І., **Болотний М. П.**, і Бондаренко О. Л. Прийняття рішень щодо виведення з експлуатації силових трансформаторів на основі оцінки режимної надійності. *Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики»*, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017, С. 204–206.

ДОДАТОК К

АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ І ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Декан ФЕА
НТУУ «Київський політехнічний інститут»
ім. Ігоря Сікорського

Директор
ТОВ «Науково-виробниче підприємство
«Укренергоналадкавимірювання»

 Яндульський О.С.
(ПІБ)

Гінайло А.В.
(ПІБ)

« 25 » 10 2023 р.

« 10 » 2023 р.

А К Т

впровадження результатів науково-технічних робіт у підприємстві електроенергетичного комплексу


Даним актом підтверджується впровадження в ТОВ «Науково-виробниче підприємство «Укренергоналадкавимірювання» розроблених на кафедрі відновлюваних джерел енергії методів і моделей оцінки технічного стану, ресурсу працездатності та визначення ймовірності відмови високовольтних елегазових вимикачів електричних станцій та підстанцій.

В рамках науково-технічної співпраці розроблено комплексну нечітку математичну модель елегазового вимикача для визначення спрацьованого ресурсу та ймовірності його відмови на основі визначальних контрольованих параметрів окремих функціональних вузлів, отриманих в режимах Online та Offline моніторингу об'єкта. Розроблено нову методику для оцінки ризику відмови високовольтних вимикачів на інтервалі часу спостереження з урахуванням фактично спрацьованого ресурсу, рівня відновлення ресурсу після ремонту з використанням нечіткої логіки та теорії ймовірностей.

На базі розроблених методів і моделей створено та впроваджено програмне забезпечення для оцінки технічного стану, визначення ймовірності відмови та прийняття рішень щодо стратегії подальшої експлуатації елегазових вимикачів. Для підтвердження адекватності проведена симуляція розробленої математичної моделі на вибірках даних моніторингу параметрів стану реально функціонуючих вимикачів. На основі даних експлуатаційного моніторингу параметрів режиму експлуатації високовольтних вимикачів проведено розрахунки спрацьованого ресурсу працездатності та ймовірності відмови та сформовано рекомендації щодо термінів і об'ємів відновлюваних ремонтних робіт. Виконана оцінка ефективності заміни повітряних і масляних вимикачів елегазовими шляхом визначення рівня зниження ризику порушення нормального режиму енергосистеми.

Науковий керівник роботи,
к.т.н., доцент кафедри відновлюваних
джерел енергії
НТУУ «Київський політехнічний інститут»
ім. Ігоря Сікорського

Відповідальний виконавець,
асистент кафедри відновлюваних джерел
енергії
НТУУ «Київський політехнічний інститут»
ім. Ігоря Сікорського

 Бардик Є.І.
(ПІБ)

 Бондаренко О.Л.
(ПІБ)

« 25 » 10 2023 р.

« 25 » 10 2023 р.

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Декан факультету
електроенергетичної та автоматики
Національного технічного університету
України «Київський політехнічний інститут
ім. Ігоря Сікорського»,
д.т.н., професор



Олександр ЯНДУЛЬСЬКИЙ

АКТ

**використання наукових і практичних результатів дисертаційної роботи на тему
«Моделювання і аналіз режимної надійності в підсистемах електроенергетичних
систем в умовах каскадного розвитку відмов»**

асистента кафедри відновлюваних джерел енергії

Бондаренка Олександра Леонідовича

Акт складено в тому, що наукові та практичні результати дисертаційної роботи «Моделювання і аналіз режимної надійності в підсистемах електроенергетичних систем в умовах каскадного розвитку відмов» асистента кафедри відновлюваних джерел енергії КПІ ім. Ігоря Сікорського Бондаренка Олександра Леонідовича використано на кафедрі відновлюваних джерел енергії факультету електроенергетичної та автоматики Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» при виконанні НДР «Комплексне моделювання технічного стану і режимів електрообладнання для аналізу ризику експлуатації підсистем електроенергетичних систем з електростанціями різних типів» (№ ДР 0118U000587) та «Моделювання силових масляних трансформаторів для оцінки ризику відмови за наявності дефекту і дії збурень в зовнішній електричній мережі» (№ ДР 0119U001519).

Бондаренко О.Л. розробив комплексну нечітку математичну модель елегазового вимикача для визначення спрацьованого ресурсу та ймовірності його відмови. Розроблена математична модель дозволяє отримати агреговану оцінку ресурсу працездатності та ймовірності відмови за результатами моніторингу визначальних параметрів технічного стану окремих функціональних вузлів, отриманих в режимах Online та Offline, що дає можливість підвищити достовірність оцінки технічного стану вимикача і кількісних показників режимної надійності при каскадному розвитку аварії.

Запропонував методику для оцінки ризику відмови високовольтних вимикачів на інтервалі часу спостереження з урахуванням фактично спрацьованого ресурсу та рівня відновлення ресурсу після ремонту з використанням нечіткої логіки та теорії ймовірностей.

Запропонував комплексну нечітку математичну модель і алгоритм оцінки ризику розвитку каскадних аварій в підсистемі електроенергетичних систем. Дана математична модель дозволяє на основі оцінки технічного стану та визначення ймовірності відмови електрообладнання визначити ймовірність і рівень важкості окремих станів електроенергетичної системи в умовах розвитку аварії, а також отримати нечітку комплексну векторну оцінку ступеню та категорію ризику.

Розробив програмне забезпечення для:

- оцінки технічного стану, визначення ймовірності відмови та прийняття рішень щодо стратегії подальшої експлуатації елегазових вимикачів;
- визначення ризику порушення режиму електроенергетичної системи при відмовах окремих підсистем з відповідальними споживачами.

Отримані наукові результати Бондаренка О.Л. використано в курсах навчальних дисциплін «Інтелектуальні системи діагностики електрообладнання та прийняття рішень» і «Моделі технічного стану і режимів електрообладнання електричних станцій» (третій освітньо-науковий рівень), а також при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенергетехніки та автоматики КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Зав. каф. ВДЕ,
докт. техн. наук, доцент



Василь БУДЬКО