

НЕЧІТКО-СТАТИСТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ДЛЯ ОЦІНКИ ЙМОВІРНОСТІ ВІДМОВИ В ЗАДАЧАХ АНАЛІЗУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО РИЗИКУ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Отримано 03 бер. 2025 р.; рекомендовано до публікації 27 черв. 2025 р.
Доступно онлайн 30 черв. 2025 р.

Бардик Є.¹, Заклюка І.²

Автор для кореспонденції: Заклюка Ігор,
e-mail: ihorzakliuka1@gmail.com

¹ канд. техн. наук, доцент
<http://orcid.org/0000-0002-5776-1500>

² аспірант, асистент
<http://orcid.org/0009-0009-9743-4318>

У роботі розглядаються питання розробки математичних моделей повітряних ліній (ПЛ) різних класів напруг для оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемах з електростанціями різних типів у разі відмов обладнання. Зокрема, визначено основні фактори, які істотно знижують надійність функціонування сучасних електроенергетичних систем. Виявлено низку особливостей, пов'язаних з пошкоджуваністю елементів ПЛ напругою 35–750 кВ, а також основні причини аварійності ПЛ. Побудована лінгвістична математична модель визначення загального спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови повітряних ліній на основі агрегування інформації щодо технічного стану окремих функціональних вузлів. Виконано ймовірісно-статистичний аналіз технологічних порушень на ПЛ напругою 330 кВ на інтервалі спостереження 45 років та сформовано ймовірнісні закони розподілу відмов для різних інтервалів напрацювання. Визначено ймовірності відмови ПЛ на інтервалі часу спостереження на основі розрахованого спрацьованого ресурсу та модифікованої функції розподілу $F(t)$. Досліджено аварійні режими в підсистемі ЕЕС в разі відмов та виведення з експлуатації ПЛ для ремонту.

^{1, 2} Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ, Україна

Ключові слова: моделювання, повітряна лінія, технічний стан, діагностика, електрообладнання, нечітка логіка, ресурс, ризик, коефіцієнт дефектності, ймовірність відмови.

FUZZY-STATISTICAL MODELLING OF OVERHEAD LINES FOR ESTIMATING THE FAILURE PROBABILITY IN THE TASKS OF ANALYSING THE POWER SYSTEMS OPERATIONAL RISK

Received Mar. 03, 2025; accepted Jun. 27, 2025
Available online Jun. 30, 2025

Bardyk Ye.¹, Zakliuka I.²

Author for correspondence: Zakliuka Ihor,
e-mail: ihorzakliuka1@gmail.com

¹ Cand. of Science (Tech.)(PhD), Assoc. Prof.
<https://orcid.org/0000-0002-5776-1500>

² Postgraduate Student, Assist.
<https://orcid.org/0009-0009-9743-4318>

The paper deals with the development of mathematical models of overhead lines (OHL) of different voltage classes to assess the risk of emergencies in power systems with different types power plants in equipment failures case. In particular, the main factors that significantly reduce the reliability of modern power systems are identified. A number of features related to the damageability of overhead line elements with a voltage of 35-750 kV, as well as the main causes of overhead line failures, have been identified. A linguistic mathematical model for determining the total service life and failure probability of overhead lines based on the aggregation of information on the technical condition of individual functional units has been built. A probabilistic-statistical analysis of technological disturbances on OHL 330 V overhead lines with an observation interval of 45 years was performed. Probabilistic laws of failure distribution were formed for the time intervals. The probabilities of overhead line failure during the observation time interval are determined on the basis of the calculated service life and the modified distribution function $F(t)$. The emergency modes in the power system subsystem in the event of OHL failures and decommissioning for repair are investigated.

^{1, 2} National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», Kyiv, Ukraine

Keywords: modelling, overhead line, technical condition, diagnostics, electrical equipment, fuzzy logic, re-source, risk, defect rate, failure probability.

Використані скорочення та позначення

ЕЕС – електроенергетична система

ПЛ – повітряна лінія

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ЕО – електрообладнання

РЗ – релейний захист

ТС – технічний стан

АЕС – атомна електростанція

ТЕС – теплова електростанція

Вступ. На сьогоднішній день функціонування ЕЕС відбувається у важких умовах внаслідок впливу таких факторів: частка електрообладнання і ПЛ, що відпрацювало свій ресурс сягає 60–70 % загальної кількості; темпи заміни й модернізації існуючого обладнання значно відстають від темпів його старіння; ринкові відносини в енергетичній галузі спричиняють напружений режим експлуатації обладнання з максимальним використанням його ресурсу і пропускної здатності мережі. Збільшення частки ВДЕ в структурі генерувальних потужностей сучасних ЕЕС, невизначеність у генерації ВДЕ, наприклад, під час несприятливих погодних умов, може призвести до неоптимального складу генерувальних потужностей, виникненню небалансу активної та реактивної потужності в системі [1–5]. Значний, іноді катастрофічний, вплив на надійність сучасних ЕЕС України мають терористичні атаки на об'єкти енергетики. Перераховані фактори істотно знижують надійність функціонування, що призводить до підвищення кількості аварійних ситуацій, наслідками яких може бути перевантаження елементів ЕЕС, втрата статичної або динамічної стійкості, каскадний розвиток аварій [3–5].

З огляду на це в електроенергетиці України актуальними є задачі врахування й аналізу всіх ризиків, особливо ризику експлуатації ЕЕС з електростанціями різних типів внаслідок відмов електрообладнання, яке має на сьогодні значний рівень зношення й вичерпання ресурсу [1, 2, 5]. Для розв'язання цих задач необхідна розробка моделей оцінки й прогнозування ризику відмов електрообладнання і повітряних ліній.

Статистичний аналіз відмов у високовольтних електричних мережах [6–10] свідчить про значну частку відмов внаслідок пошкодження повітряних ліній, яка становить 35–50 % загальної кількості.

З наведених на рис. 1 і рис. 2 даних [7–9] видно, що кількість технологічних порушень у роботі ПЛ в електричних мережах напругою 110 кВ і вище становить 56,1 % загальної кількості технологічних порушень. Економічні збитки від таких порушень становлять 50,8 % від загального обсягу.

Значна кількість відключень ПЛ визначається специфічними особливостями ПЛ електропередачі: значною протяжністю, впливом атмосферних перенапруг і ожеледице-вітрових навантажень, наявністю сторонніх впливів-накладань, забруднень, падінь дерев, використанням різномірних матеріалів і елементів з різними характеристиками і властивостями.

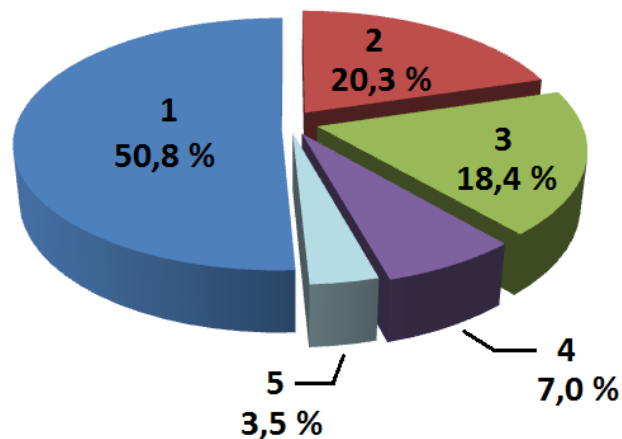


Рис. 1. Розподіл кількості технологічних порушень у роботі ЕО в електричних мережах напругою 110 кВ та вище

Fig. 1. Distribution of the number of technological disturbances in the operation of electrical equipment in 110 kV and above power grids

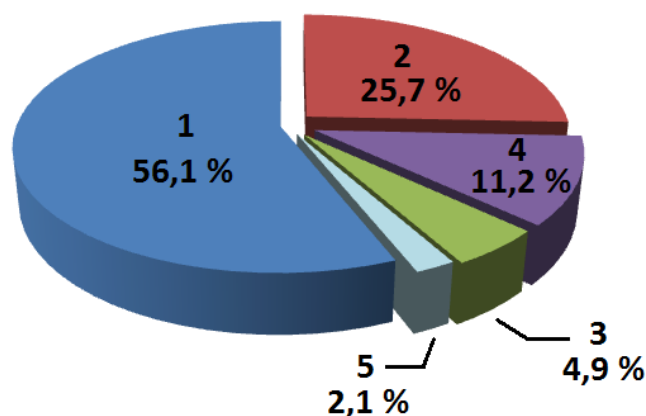


Рис. 2. Співвідношення економічних збитків від технологічних порушень в електричних мережах напругою 110 кВ та вище, пов'язаних з пошкодженням ЕО

Fig. 2. Ratio of economic losses from technological disruptions in 110 kV and above power grids associated with damage to the EE

Класифікаційні ознаки: 1 – повітряні лінії; 2 – комутаційне обладнання; 3 – пристрої РЗ та ПАА; 4 – силові трансформатори; 5 – вимірювальні трансформатори

Об'єктивно встановити реальні причини відмов ПЛ і визначити шляхи вдосконалення можливо тільки на основі статистичних даних щодо пошкоджуваності елементів ПЛ. У [6, 9] за результатами обробки статистичних даних по стійких відключеннях ПЛ 35–750 кВ виділено 5 груп причин втрати лініями працездатного стану: кліматичні впливи – 38 %; дефекти експлуатації – 9 %; сторонні впливи – 22 %; дефекти монтажу і конструкцій – 4 %; нез'ясовані причини – 27 %.

Найбільша частка аварійних відключень ПЛ напругою 35–750 кВ пов'язана з пошкодженням проводів і блискавкозахисних тросів (52 %), ізоляторів (31 %) і опор (13 %). На арматуру й інші елементи ПЛ припадає 4 %.

Існує низка особливостей, пов'язаних з пошкоджуваністю елементів ПЛ напругою 35–220 кВ. Серед основних причин аварійності вказані обриви проводів і тросів (до 52 %), руйнування ізоляції (21,3 %), пошкодження опор (в середньому 1,1 %), і невиявлені причини (25,6 %). Причому в міру збільшення напруги питома вага аварій, пов'язаних з обривами проводів, знижується, а пошкодженість ізоляції збільшується [6, 9, 10].

Такий розподіл причин відключень ПЛ здебільшого зумовлений: несвоєчасним виявленням і усуненням помилок, які допущені під час проектування й будівництва ПЛ; низьким рівнем організації й культури експлуатаційно-ремонтного обслуговування; недостатнім контролем технічного стану і окремих їх конструктивних елементів у процесі експлуатації; недостатнім використанням засобів боротьби із впливом природно-кліматичних факторів на надійність роботи ПЛ; слабкою організацією профілактичної роботи з населенням та іншими причинами.

Практика експлуатації свідчить, що показники надійності електроенергетичних систем найбільшою мірою є чутливими до відмов ПЛ. Пошкодження або відключення ПЛ зв'язку АЕС і ТЕС з енергосистемою внаслідок незадовільного технічного стану, нерозрахункових кліматичних впливів або терористичних атак може призвести до істотного зниження потужності енергоблоків та зниження частоти в системі [11]. Відключення ПЛ, які зв'язують підсистеми ЕЕС, що містять ВДЕ з потужними ЕЕС може також спричинити небажаний режим роботи, пов'язаний з роботою ВДЕ на незбалансоване навантаження, що супроводжується значним змінням напруги й частоти [4].

Це потребує розробки нових та удосконалення існуючих методів і моделей оцінки технічного стану та визначення ресурсу працездатності ПЛ, що є важливими при вирішенні задачі оцінки ризику виникнення аварій та прогнозування безвідмовної роботи енергосистеми.

Неповнота та дискретність інформації про ТС ПЛ, які зумовлені періодичністю вимірювань параметрів, а також значна суб'єктивність при експертному визначенні технічного стану кваліфікованим персоналом служби ремонтів експлуатаційних організацій значно ускладнює задачу оцінки ТС ПЛ [1].

Наразі існує низка робіт, присвячених питанням розробки моделей оцінки ТС ПЛ і окремих її елементів за результатами комплексу вимірювань і випробувань [12–16]. У [1, 2, 13] вирішувались задачі визначення індексу ТС електрообладнання і ПЛ, ідентифікації й рівня розвитку дефекту в умовах детермінованого й імовірного та нечіткого характеру інформації, але не розглядались питання агрегованої оцінки ресурсу працездатності. У роботах [12, 14, 15] представлені моделі впливу погодних умов на відмови в розподільних мережах, але не враховувались індивідуальні ресурсні характеристики ПЛ. У [16] запропонована математична модель для встановлення пріоритету у фінансуванні обслуговування парку ПЛ на основі визначення індексу ризику, але ресурс ПЛ визначався на основі ТС проводів і тросів.

Незважаючи на значну кількість робіт, присвячених моделюванню технічного стану як ПЛ в цілому, так і його окремих елементів, існує задача визначення ресурсу працездатності та ймовірності відмови ПЛ на основі оцінки ТС окремих функціональних вузлів для задач аналізу експлуатаційного ризику в ЕЕС при відмовах електрообладнання і ПЛ.

Постановка завдання. Метою роботи є побудова математичної моделі ПЛ для визначення ресурсу її працездатності та ймовірності відмови на основі агрегування показників ТС окремих функціональних вузлів. Для досягнення поставленої мети потрібно виконати такі завдання: провести аналіз умов функціонування й статистики відмов, визначити критерії для діагностування технічного стану ПЛ; сформувати вхідні лінгвістичні змінні та функції належності їх терм-множин і розробити нечітку базу знань лінгвістичної моделі визначення класу ТС з урахуванням статистики відмов окремих функціональних вузлів; сформувати ймовірнісні закони розподілу відмов для різних інтервалів напрацювання на основі аналізу технологічних порушень на ПЛ та врахуванням індивідуальних ресурсних характеристик конкретної ПЛ; визначити ймовірності відмови ПЛ на інтервалі часу спостереження на основі визначеного спрацьованого ресурсу та модифікованої функції розподілу $F(t)$; провести тестове дослідження аварійних режимів у підсистемі ЕЕС в разі відмов або планового й позапланового виведення з експлуатації ПЛ та іншого силового та комутаційного обладнання.

Виклад основного матеріалу. *Лінгвістична модель оцінки ТС ПЛ.*

Визначення спрацьованого й залишкового ресурсу ПЛ пов'язано з низкою проблем, головними серед яких є такі [1, 17]: одержувана інформація при обстеженні має деяку нечіткість; рішення щодо стану об'єкта в більшості спірних випадків приймається інтуїтивно; перерахування конструкцій за існуючими на сьогодні нормативними документами часто не відповідає дійсному стану.

Комплексну якісну оцінку технічного стану ПЛ 35–750 кВ доцільно виконати з урахуванням технічного стану окремих елементів: опор, фундаментів, проводів, тросів,

ізоляторів і арматури [18]. Розрахунок комплексної якісної оцінки технічного стану ПЛ доцільно провести на основі коефіцієнтів дефектності елементів [18].

Технічний стан опор, фундаментів, арматури проводів, тросів та ізоляторів однієї ПЛ напругою 35–750 кВ визначається на основі коефіцієнтів дефектності K_D^O , K_D^Φ , K_D^A , K_D^Π , K_D^T , K_D^i цієї ПЛ [18]:

$$K_D^O = \frac{n_D^O}{n_y^O}, K_D^\Phi = \frac{n_D^\Phi}{n_y^\Phi}, K_D^A = \frac{n_D^A}{n_y^A},$$

$$K_D^\Pi = \frac{L_D^\Pi}{L_y^\Pi}, K_D^T = \frac{L_D^T}{L_y^T}, K_D^i = \frac{n_D^i}{n_y^i}, \quad (1)$$

де n_D^O , n_D^Φ , n_D^A – кількість дефектних опор, фундаментів і арматури, зареєстрованих на ПЛ станом на кінець звітнього року; n_y^O , n_y^Φ , n_y^A – кількість установлених опор, фундаментів і арматури, що експлуатуються на ПЛ, станом на кінець звітнього року; L_D^Π , L_D^T , n_D^i – протяжність дефектних проводів, тросів і кількість дефектних ізоляторів, зареєстрованих на ПЛ станом на кінець звітнього року; L_y^Π , L_y^T , n_y^i – протяжність дефектних проводів, тросів і кількість дефектних ізоляторів, що експлуатуються на ПЛ, станом на кінець звітнього року.

Комплексна якісна оцінка ТС однієї ПЛ 35–750 кВ з урахуванням ТС найважливіших елементів (проводів, ізоляторів, опор і арматури) встановлюється на підставі інтегрального показника ТС ПЛ, а саме загального спрацьованого ресурсу $S_{ПЛ}$, який залежить від коефіцієнтів дефектності окремих функціональних вузлів цієї лінії:

$$S_{ПЛ} = F_S(K_D^O, K_D^A, K_D^i, K_D^\Pi, \beta_O, \beta_{AP}, \beta_I, \beta_\Pi), \quad (2)$$

де β_O , β_Π , β_I , β_{AP} – вагові коефіцієнти, що відображають вплив технічного стану опор, проводів, ізоляторів і арматури на загальний спрацьований ресурс і, відповідно, на ймовірність відмови ПЛ, а також визначають вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів ПЛ 35–750 кВ справними аналогічними елементами.

Об'єктивно існуюча необхідність використання як кількісної, так і якісної вхідної інформації щодо ТС елементів ПЛ та неможливість встановити однозначний зв'язок між величиною загального спрацьованого ресурсу і параметрами ТС ПЛ потребує для побудови відповідних моделей оцінки ТС ПЛ використання експертних оцінок, методів інтелектуального аналізу даних [1, 2, 19], зокрема теорії нечітких множин і нечіткої логіки, що дозволяє подати в єдиній формі різноманітну інформацію про об'єкт і розробити лінгвістичну модель оцінки технічного стану ПЛ.

Терм-множини вхідних лінгвістичних змінних. Як вхідні лінгвістичні змінні нечіткої моделі ПЛ відповідно до загального підходу A_i використовуємо такі:

A_i – коефіцієнт дефектності опори K_D^O ($i = 1$); $i = 2$ – стосується арматури; $i = 3$ – ізолятора; $i = 4$ – проводу; з термами: L_i = «Малий», M_i = «Середній», B_i = «Великий».

Функції належності нечітких термів вхідних лінгвістичних змінних наведено на рис. 3.

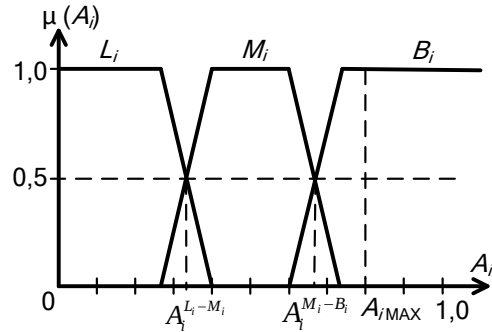


Рис. 3. Функції належності терм-множин вхідної змінної A_i , де i – номер вхідної змінної ($i = 1, 2, \dots, 4$)

Fig. 3. Term-sets membership functions of the input variable A_i , where i is the number of the input variable ($i = 1, 2, \dots, 4$)

Як вихідну змінну приймаємо «Загальний спрацьований ресурс ПЛ» $S_{ПЛ}$, що визначає рівень працездатності на інтервалі $[0;1]$ і є лінгвістичною змінною. Оскільки ця характеристика визначається на основі ресурсів окремих вузлів, то для оцінки діапазонів нечітких термів доцільно використовувати індикатори Харрінгтона [1, 2]:

L – «Малий спрацьований загальний ресурс», якщо $S_{ПЛ} = [0; 0,2]$; LM – «Спрацьований загальний ресурс нижче середнього», якщо $S_{ПЛ} = [0,2; 0,37]$; M – «Середній спрацьований загальний ресурс», якщо $S_{ПЛ} = [0,37; 0,63]$; BM – «Спрацьований загальний ресурс вище середнього», якщо $S_{ПЛ} = [0,63; 0,8]$; B – «Великий спрацьований загальний ресурс», якщо $S_{ПЛ} = [0,8; 1]$.

Функції приналежності нечітких термів вихідної лінгвістичної змінної «Загальний спрацьований ресурс ПЛ» представлені на рис. 4.

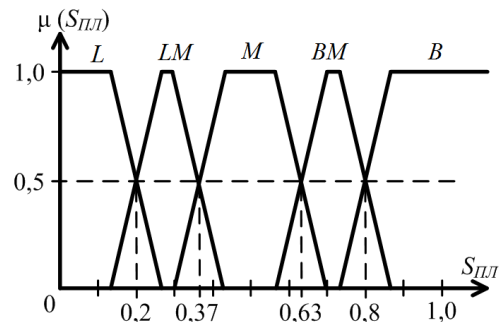


Рис. 4. Функції належності терм-множин вихідної лінгвістичної змінної $S_{ПЛ}$

Fig. 4. Membership functions of term sets of the original linguistic variable $S_{ПЛ}$

Побудована на основі використання вищезазначених підходів база знань нечіткої моделі визначення спрацьованого ресурсу містить 81 продукційне правило й наведена в табл. 1.

Таблиця 1. Система правил НЛВ

Table 1. The system of NLV rules

$A_1 = L_1, A_2 = L_2$					$A_1 = L_1, A_2 = M_2$					$A_1 = L_1, A_2 = B_2$				
C_4	C_3	L_3	M_3	B_3	C_4	C_3	L_3	M_3	B_3	C_4	C_3	L_3	M_3	B_3
L_4		L	LM	M	L_4		LM	M	M	L_4		M	M	BM
M_4		LM	M	M	M_4		M	M	BM	M_4		M	BM	B
B_4		M	M	BM	B_4		M	BM	BM	B_4		BM	M	B

$A_1 = M_1, A_2 = L_2$					$A_1 = M_1, A_2 = M_2$					$A_1 = M_1, A_2 = B_2$				
C_4	C_3	L_3	M_3	B_3	C_4	C_3	L_3	M_3	B_3	C_4	C_3	L_3	M_3	B_3
L_4		LM	M	M	L_4		M	M	BM	L_4		M	BM	BM
M_4		M	M	BM	M_4		M	M	BM	M_4		BM	BM	BM
B_4		M	BM	B	B_4		BM	BM	BM	B_4		BM	BM	B

$A_1 = B_1, A_2 = L_2$					$A_1 = B_1, A_2 = M_2$					$A_1 = B_1, A_2 = B_2$				
C_4	C_3	L_3	M_3	B_3	C_4	C_3	L_3	M_3	B_3	C_4	C_3	L_3	M_3	B_3
L_4		M	M	BM	L_4		M	BM	BM	L_4		BM	B	B
M_4		M	BM	BM	M_4		BM	BM	BM	M_4		B	BM	B
B_4		BM	BM	B	B_4		BM	BM	B	B_4		B	B	B

На сьогоднішній день відсутні репрезентативні статистичні дані, які дають можливість встановити відповідність між рівнем спрацьованого ресурсу і змінням параметрів технічного стану ПЛ, що унеможлиблює в зв'язку з цим налаштування нечіткої моделі. Тим часом запропонований в [20] підхід базується на оцінці ступеня значущості кожного функціонального вузла в частині внеску в загальний спрацьований ресурс ПЛ, що дає можливість адаптувати розроблену лінгвістичну модель до реальних умов експлуатації.

Вплив кожного коефіцієнта дольової участі на агреговану оцінку рівня ресурсу працездатності ПЛ $S_{ПЛ}$ в [20] урахувається за допомогою деякого коефіцієнта K_i ,

для оцінки якого доцільно використати правило Фішберна:

$$K_{i-1} = \begin{cases} K_i, & F_{i-1} \approx F_i \\ K_{i+1}, & F_{i-1} > F_i \\ K_{N_{du}} = 1, & i = N_{du} \dots 2 \end{cases} \quad (2)$$

$$K = \sum_{i=1}^{N_{du}} K_i, \quad \beta_{fi} = \frac{K_i}{K}$$

де F_i – множина вершин факторів впливу кожного коефіцієнта дольової участі на агреговану оцінку рівня важливості A_i електрообладнання; N_{du} – кількість коефіцієнтів дольової участі. У [20] застосовано ефективніший

підхід для визначення ступеня значущості функціонального вузла в частині впливу на загальний спрацьований ресурс ПЛ, який ґрунтується на його внеску в загальну пошкоджуваність об'єкта, що визначається за статистичною пошкоджуваністю окремих вузлів.

При цьому вагові коефіцієнти, які визначають значущість вузла обчислюються за формулою:

$$\beta_j = \frac{n_i}{n_\Sigma}, \quad n_\Sigma = \sum_{k=1}^m n_k \quad (3)$$

де n_i – число відмов i -го функціонального вузла і загальна кількість відмов генеральної сукупності ПЛ цього типу і класу напруги; m – кількість функціональних вузлів.

Отримані вагові коефіцієнти є нормованими, і їх використано як корегувальні множники в системі НЛВ

$$\alpha_j = \beta_O \cdot \mu_O(A_1) + \beta_{AP} \cdot \mu_{AP}(A_2) + \beta_I \cdot \mu_I(A_3) + \beta_{II} \cdot \mu_{II}(A_4)$$

Дефазифіковане значення вихідної нечіткої змінної при цьому визначається шляхом знаходження зваженого середнього значення (центра ваги) [1, 20]:

$$S_{ПЛ} = \frac{\sum_{j=1}^m \mu_j(S_{ПЛ}) \cdot S_{ПЛj}}{\sum_{j=1}^m \mu_j(S_{ПЛ})},$$

де $S_{ПЛj}$ – центральні значення вихідної змінної $S_{ПЛ}$ відповідних термів; $\mu_j(S_{ПЛ})$ – усічені функції належності термів вихідної величини A .

Визначення ймовірності відмови ПЛ на інтервалі часу спостереження. У роботах [1–3, 11, 15, 20–22] запропоновано низку методів визначення ймовірності відмови об'єкта, що ґрунтуються на використанні функції розподілу ймовірності відмови $F(t)$, яка формується на основі статистики відмов певного типу і класу напруги електрообладнання і ПЛ та модифікується з урахуванням індивідуальних характеристик об'єкта [22].

Мамдані, що дозволяє опосередковано виконати налаштування (корегування, уточнення) лінгвістичної моделі в умовах відсутності репрезентативної інформації.

Ступінь виконання кожного правила визначається як зважена сума значень оцінок з урахуванням вагових коефіцієнтів, що характеризують значущість кожного функціонального вузла ПЛ [20], тобто лінійної комбінації значень оцінок за всіма критеріями та їхніх вагових коефіцієнтів. Відповідно до цього підходу ступінь істинності виконання кожної передумови α_j , що відповідає тер-

мам лінгвістичних змінних параметрів A_1, A_2, A_3, A_4

з ваговими коефіцієнтами $\beta_O, \beta_{AP}, \beta_I$ і β_{II} правила

$Rule_j$ при застосуванні системи НЛВ Мамдані визначається в такий спосіб [1, 19, 20]:

Для вирішення задач аналізу й забезпечення надійності ПЛ виконано ймовірнісно-статистичний аналіз технологічних порушень на ПЛ різних класів напруг, зокрема напругою 330 кВ, на інтервалі спостереження 45 років окремих реально функціонуючих підсистем НЕК Укренерго (табл. 2), що дозволяє встановити ймовірнісні закони розподілу для інтервалів часу від моменту введення в експлуатацію нових ПЛ до моменту виникнення технологічних порушень.

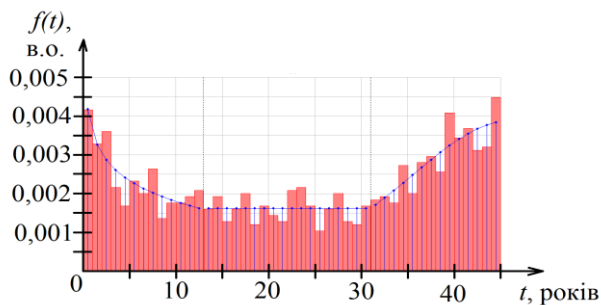
На основі проведеного аналізу статистичних даних щодо технологічних порушень на ПЛ побудовано гістограму відмов за 50 років і кумулятивну функцію накопичених частот відмов, що дало змогу виділити в розподілі технологічних порушень три характерних ділянки: від 0 до 13 років, від 13 до 31 року і від 31 до 45 років. На цих ділянках статистичний розподіл може бути апроксимований в такий спосіб: на інтервалі 0–13 років – розподілом Вейбула, на інтервалі 13–31 рік – рівномірним розподілом, на інтервалі 31–45 років – розподілом Вейбула. На рис. 5 наведено теоретичну функцію відносних частот $f(t)$, а на рис. 6 – функцію розподілу ймовірності відмови ПЛ $F(t)$.

Таблиця 2. Статистичні дані щодо відмов ПЛ

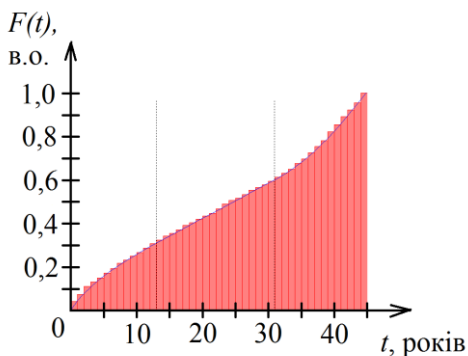
Table 2. Statistical data on overhead line failures

Ділянка	Номер інтервалу спостереження	Інтервал часу експлуатації, років	Число відмов в аналізованому інтервалі $h_m(t)$	$f(\Delta t)$, (в.о.)	Ділянка	Номер інтервалу спостереження	Інтервал часу експлуатації, років	Число відмов в аналізованому інтервалі $h_m(t)$	$f(\Delta t)$, (в.о.)
I	1	$0 \leq t < 1$	52	0,042	II	...	...	...	...
	2	$1 \leq t < 2$	41	0,033		29	$28 \leq t < 29$	16	0,013
	3	$2 \leq t < 3$	45	0,036		30	$29 \leq t < 30$	15	0,012
	...	...	...	...		31	$30 \leq t < 31$	21	0,017

Ділянка	Номер інтервалу спостереження	Інтервал часу експлуатації, років	Число відмов в аналізованому інтервалі $h_m(t)$	$f(\Delta t)$, (в.о.)	Ділянка	Номер інтервалу спостереження	Інтервал часу експлуатації, років	Число відмов в аналізованому інтервалі $h_m(t)$	$f(\Delta t)$, (в.о.)
II	11	$10 \leq t < 11$	22	0,018	III	32	$31 \leq t < 32$	23	0,018
	12	$11 \leq t < 12$	24	0,019		33	$32 \leq t < 33$	24	0,019
	13	$12 \leq t < 13$	26	0,021		34	$33 \leq t < 34$	22	0,018
	14	$13 \leq t < 14$	20	0,016		...	...	...	...
	15	$14 \leq t < 15$	24	0,019		43	$42 \leq t < 43$	39	0,031
	16	$15 \leq t < 16$	16	0,013		44	$43 \leq t < 44$	40	0,032
	...	...	...	...		45	$44 \leq t < 45$	56	0,045
Всього:						45	45	1250	1,000



$$f(t) = \begin{cases} \frac{0,809}{44,283} \cdot \left(\frac{t}{44,283}\right)^{0,809-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{44,283}\right)^{0,809}}, & \text{якщо } 0 \leq t < 13 \\ 0,0162, & \text{якщо } 13 \leq t < 31 \\ \frac{4,956}{48,115} \cdot \left(\frac{t}{48,115}\right)^{4,956-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{48,115}\right)^{4,956}}, & \text{якщо } 31 \leq t < 45 \end{cases}$$

Рис. 5. Теоретична функція відносних частот $f(t)$ Fig. 5. Theoretical function of relative frequencies $f(t)$ 

$$F(t) = \begin{cases} 1 - e^{-\left(\frac{t}{44,283}\right)^{0,809}} & \text{якщо } 0 \leq t < 13 \\ 0,016 \cdot t + 0,099 & \text{якщо } 13 \leq t < 31 \\ 1,494 - e^{-\left(\frac{t}{48,115}\right)^{4,956}} & \text{якщо } 31 \leq t < 45 \end{cases}$$

Рис. 6. Теоретична функція розподілу ймовірності відмови ПЛ

Fig. 6. Theoretical distribution function of the overhead line failure probability

Для періоду припрацювання, нормальної експлуатації та деградації з використанням методу найменших квадратів розраховані параметри й виконана апроксимація

статистичної щільності ймовірностей по виділених ділянках. У табл. 3 наведено дані, необхідні для перевірки відповідності теоретичної функції емпіричній

Таблиця 3. Результати розрахунку критеріїв χ^2 і $\chi^2_{теор}$ для перевірки відповідності теоретичної функції емпіричній за критерієм Пірсона

Table 3. The results of calculating the criteria χ^2 and $\chi^2_{теор}$ for checking the correspondence of the theoretical function to the empirical one according to Pearson's criterion

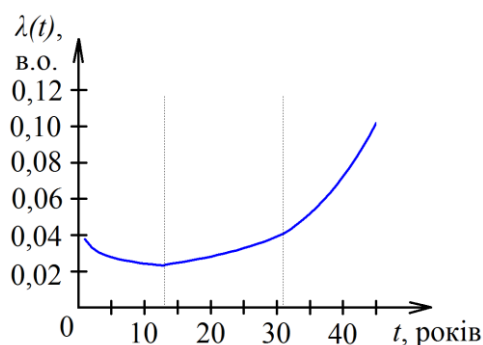
Ділянка	Інтервал часу експлуатації, років	Число відмов в і-му інтервалі гістограми $h_m(t)$	Теоретична кількість відмов, які потрапляють в і-й інтервал $N_0 \cdot p_m$	Значення критерію Пірсона, χ^2	Число інтервалів гістограми, K	Число ступенів свободи, R	Допустиме значення критерію Пірсона $\chi^2_{теор} (\alpha = 0,95)$
I	$0 \leq t < 1$	52	56,889	13,091	13	13-2-1=10	18,307
	...	...	...				
	$12 \leq t < 13$	26	20,301				
II	$13 \leq t < 14$	20	20,250	15,142	18	18-2-1=15	24,996
	...	...	...				
	$30 \leq t < 31$	21	20,250				
III	$31 \leq t < 32$	23	21,323	10,367	14	14-2-1=11	19,675
	...	...	...				
	$44 \leq t < 45$	56	47,920				
	45 років	1250	1258,327				

Виконана перевірка узгодженості теоретичного й емпіричного розподілів з використанням критерію Пірсона показала, що немає підстав відкидати прийняті гіпотези щодо законів розподілу на всіх ділянках напрацювання.

Важливим параметром надійності є інтенсивність відмови, характеристикою також є інтенсивність відмови

$\lambda(t)$ (функція часу), яка характеризує рівень надійності ПЛ у кожний момент часу (рис. 7).

Функції розподілу ймовірності відмови, а також розподілу інтенсивності відмов $\lambda(t)$ ПЛ напругою 330 кВ апроксимовані на вибраних ділянках такими виразами:



$$\lambda(t) = \begin{cases} \frac{0,809}{44,283} \cdot \left(\frac{t}{44,283} \right)^{0,809-1}, & \text{якщо } 0 \leq t < 13 \\ \frac{0,0162}{0,016 \cdot t + 0,901}, & \text{якщо } 13 \leq t < 31 \\ \frac{4,956}{48,115} \cdot \left(\frac{t}{48,115} \right)^{4,956-1} + 0,023; & \text{якщо } 31 \leq t < 45 \end{cases}$$

Рис. 7. Функція розподілу інтенсивності відмов ПЛ напругою 330 кВ $\lambda(t)$

Fig. 7. Failure intensity distribution function of OHL 330 kV $\lambda(t)$

Забезпечення вірогідного прогнозування ймовірності відмови об'єкта на інтервалі часу Δt , як зазначалось, потребує врахування індивідуальних характеристик конкретної одиниці обладнання модифікацією функції розподілу ймовірності відмови обладнання, що виконується з урахуванням таких факторів: наявність працездатного стану в момент спостереження і величина загального спрацьованого ресурсу. Метод побудови функції $F(t)$ з урахуванням ТС окремої одиниці обладнання докладно викладено в [22].

Згідно з [22] ймовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt (гіпотеза H_1) за умови появи події B (умовна ймовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt за умови, що в об'єкта було зафіксовано ТС S), H_2 – подія за умови, що об'єкт у момент часу t_1 був у працездатному стані, причому $p(H_2) = 1 - p(H_1)$ визначається за формулою Бєса:

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

Умовні ймовірності $p(B / H_1)$ та $p(B / H_2)$ можуть бути визначені на основі статистичних даних про ТС об'єкта в момент відмови. У разі відсутності таких статистичних даних у [22] запропоновано використання композиційного правила Заде [1, 19] з побудовою матриць нечітких причинних відношень на основі знань експерта за методом Сааті.

Урахування введених вище подій при визначенні ймовірності відмови електрообладнання на інтервалі часу Δt дає можливість визначити нове значення функції розподілу ймовірності $F'(t)$ у момент часу t_2 .

$$F'(t_2) = F(t_1) + p(H_1 / B),$$

де $F(t_1)$ – значення функції в момент часу спостереження в t_1 .

Модифікована функція $F(t)$ конкретного типу ЕО та ПЛ дає можливість враховувати індивідуальні характеристики об'єкта, який експлуатується, і дозволяє отримувати достовірніші результати при статистичному моделюванні в порівнянні з використанням функції $F(t)$, побудованої на основі статистичної інформації про відмови певного типу об'єкта (рис. 8).

Результати розрахунку кількісних показників ризику функціонування підсистеми ЕЕС при відмовах окремих одиниць електрообладнання і виведенні з експлуатації ПЛ

Для оцінки ризику розглядалась еквівалентна схема (рис. 9) електричних з'єднань електричної мережі ЕЕС 20–330 кВ енергокомпанії, до якої належать ТЕЦ № 1 потужністю 300 МВт і ТЕС № 2 потужністю 300 МВт. До

складу цієї енергокомпанії входять дві групи енергооб'єктів: ПЛ – 330 кВ; ПЛ – 110 кВ. Крім того, перша група містить сім ПЛ напругою 330 кВ; друга група – п'ять ПЛ напругою 110 кВ. Загальна кількість ПЛ енергокомпанії становить 12 одиниць.

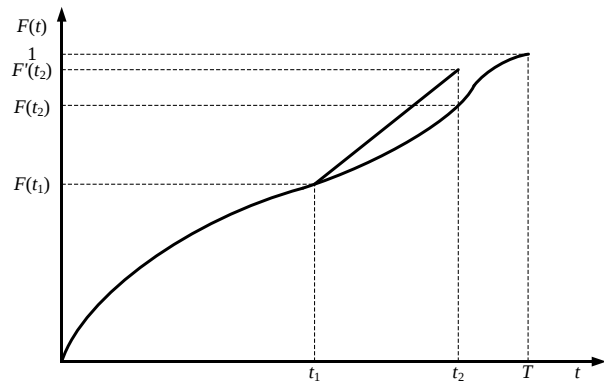


Рис. 8. Модифікована функція розподілу ймовірності відмови ПЛ

Fig. 8. Modified distribution function of the overhead line failure probability

Далі за результатами оцінки технічного стану обладнання визначається загальний спрацьований ресурс [1, 20]. Зокрема, для ПЛ різних класів напруг з використанням коефіцієнтів дефектності та побудованої лінгвістичної моделі визначено загальний спрацьований ресурс та ймовірність відмови на інтервалі часу на основі модифікованих функцій розподілу ймовірності відмови $F(t)$ (табл. 4).

Інтегральний індекс ризику функціонування підсистеми ЕЕС при відмовах окремих одиниць електрообладнання R_{ij} при цьому визначається ймовірнісно-статистичним моделюванням режиму енергосистеми (метод Монте-Карло [23–25]:

$$R = R_{en} + R_{oc} + R_{zn},$$

де R_{en} , R_{oc} , R_{zn} – складові інтегрального індексу ризику, які визначають ризик відмови обладнання ЕЕС внаслідок незадовільного технічного стану і перевантажень, порушення динамічної стійкості системи, неприпустимого зниження напруги у вузлах навантаження при відмовах, плановому й аварійному виведенні з експлуатації для ремонтного обслуговування окремих одиниць обладнання.

Ймовірнісно-статистичним моделюванням режиму енергосистеми (метод Монте-Карло) була виконана оцінка індексу ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання і ПЛ на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 12$ міс. (табл. 5).

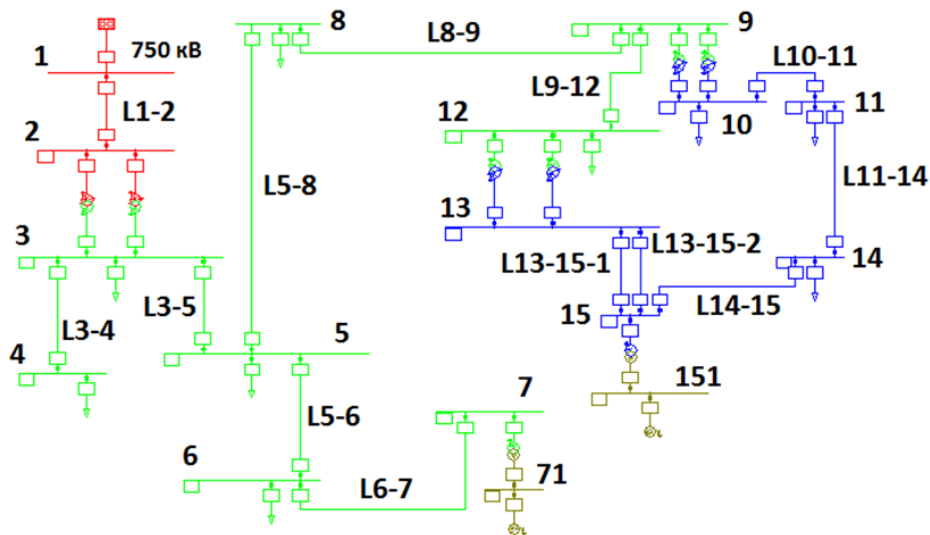


Рис. 9. Розрахункова схема електричних з'єднань ЕЕС

Fig. 9. Design diagram of electrical connections of a power plant

Таблиця 4. Експлуатаційні параметри ПЛ підсистеми ЕЕС

Table 4. OHL operational parameters of the EPS subsystem

№ п/п	Позначення	Термін на- працю- вання, рік	Клас на- пруги	Значення коефіцієнта де- фектності за результатами обстеження				Коефіцієнт важливості функціонального вузла ПЛ				Спра- цюва- ний ресурс ПЛ, $S_{ПЛ}$	Апрі- орна ймо- вірність від- мови, $P(H1)$	Імовір- ність від- мови на інтервалі $\Delta t = 1$ рік, $P(H1/B)$
				$K_{д}^O$	$K_{д}^A$	$K_{д}^i$	$K_{д}^П$	β_O	β_{AP}	β_I	$\beta_{П}$			
1	L5-6	38,5	330	0,285	0,179	0,105	0,093	0,47	0,02	0,07	0,44	0,184	0,117	0,166
2	L8-9	37,5	330	0,267	0,278	0,138	0,156					0,336	0,099	0,238
3	L6-7	40,5	330	0,262	0,291	0,281	0,295					0,431	0,173	0,318
...	...	...	...	...	...	...	...					...	...	...
10	L13-15-2	34,5	110	0,279	0,29	0,278	0,194					0,417	0,062	0,158
11	L11-14	38,5	110	0,277	0,038	0,281	0,267					0,360	0,117	0,264
12	L14-15	35,5	110	0,18	0,111	0,28	0,288					0,338	0,072	0,141

Таблиця 5. Результати визначення ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС при відмовах електро- обладнання на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 1$ рікTable 5. The results of determining the risk of an emergency in the EPS subsystem in case of electrical equipment failures at the observation time interval $\Delta t = 1$ year

№ гілки	Найменування гілки	Елемент, що вхо- дить до складу гілки	Кількість відмов	Ризик виникнення аварійних ситуацій					
				$R_{вт}$	$R_{пл}$	$R_{дс}$	$R_{зн}$	$R_{ел}$	R
1	L3-4	L3-4	9	0,000	0,000	0,000	0,009	0,009	0,037
2	L3-5	L3-5	19	0,019	0,019	0,000	0,019	0,058	0,114
3	L5-8	L5-8	4	0,000	0,004	0,000	0,004	0,009	0,086
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
10	L13-15-1	L13-15-1	6	0,000	0,000	0,000	0,006	0,006	0,045
11	L13-15-2	L13-15-2	17	0,000	0,000	0,000	0,017	0,017	0,028
12	L11-14	L11-14	9	0,000	0,009	0,000	0,009	0,017	0,095

Аналіз результатів розрахунку (табл. 4, 5) показав що ПЛ L3-5, L5-8, L8-9, L6-7 та L11-14 необхідно першочергово вивести з експлуатації для ремонту. Результати розра-

хунку ризику порушення режиму в ЕЕС у разі виведення ПЛ-1-ПЛ-5 наведено в табл. 6.

Таблиця 6. Результати розрахунку ризику порушення режиму в ЕЕС у разі виведення ПЛ-1-ПЛ-5 з експлуатації для різних сумарних навантажень

Table 6. Results of calculating the risk of power system disturbance due to OHL-1 to OHL-5 decommissioning for different total loads

Інтервали часу спостереження	Ризик порушення НОРМАЛЬНОГО режиму в ПІДСИСТЕМІ ЕЕС у разі виведення ПЛ з експлуатації				
	L3-5	L5-8	L8-9	L6-7	L11-14
I (100 %)	0,114	0,086	0,090	0,060	0,095
II (90 %)	0,082	0,077	0,015	0,047	0,032
III (80 %)	0,000	0,000	0,000	0,039	0,039
IV (70 %)	0,000	0,000	0,000	0,041	0,000

Як видно з табл. 6 при 100%-му навантаженні найбільший ризик порушення нормального режиму становить 0,114 і має місце в разі виведення з експлуатації ПЛ L3-5.

Висновки. Проведено аналіз сучасного стану, умов функціонування й статистики відмов ПЛ різних класів напруг України. Для оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС, що містять об'єкти генерації традиційної й відновлюваної енергетики, при відмовах електрообладнання і ПЛ запропоновано лінгвістичну модель визначення загального спрацьованого ресурсу та ймовірності відмови повітряних ліній різних класів напруг на основі агрегування інформації щодо технічного стану окремих функціональних вузлів та статистики щодо відмов окремих елементів. Сформовано ймовірнісні закони розподілу відмов для інтервалів часу від моменту введення в експлуатацію нових ПЛ до моменту виникнення технологічних порушень на основі аналізу технологічних порушень на ПЛ. Виконано адаптацію функцій розподілу ймовірності відмов генеральної сукупності ПЛ певного класу напруг підсистеми ЕЕС урахуванням індивідуальних ресурсних характеристик конкретної ПЛ. Визначено ймовірності відмови ПЛ на інтервалі часу спостереження на основі отриманих значень спрацьованого ресурсу. Для схеми підсистеми ЕЕС, що містить 12 ПЛ розраховано кількісні характеристики ризику порушення нормального режиму в разі виведення з експлуатації ПЛ-1-ПЛ-5 за різних рівнів навантаження в енергосистемі.

ПОСИЛАННЯ

1. Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. Київ: НТУУ «КПІ». 2010. 131 с.
2. 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. 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).
3. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., 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).
4. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., Болотний М. П. Аналіз режимної надійності при плануванні сталого розвитку енергосистеми. Відновлювана енергетика. 2024. № 4(79). С. 46–58. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4\(79\).46-58](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4(79).46-58).
5. Risk Assessment of Power Systems / ed. by W. Li. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2014. URL: <https://doi.org/10.1002/9781118849972>.
6. Горохов Є. В., Казакевич М. І., Турбін С. В., Назім Я. В. Вітрові та ожеледні впливи на повітряні лінії електропередачі. Донецьк, 2005. 348 с.
7. Огляд технологічних порушень в мережах НЕК «Укренерго» за 2016 рік. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2017. 34 с.
8. Огляд технологічних порушень в мережах НЕК «Укренерго» за 2017 рік. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи, 2018. 57 с.
9. Річний звіт 2016. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», 2017. 103 с.
10. 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.

11. Бардик Є. І. Моделювання і оцінка ризику відмови системи електропостачання власних потреб АЕС від зовнішніх незалежних джерел живлення. Наукові вісті НТУУ «КПІ». 2015. № 2. С. 7–18.
12. Кацадзе Т. Л., Буслова Н. В., Новіков К. М., Ніколаєва А. Д. Математичні моделі моніторингу відкладень ожеледі та зміни стріли провисання проводів повітряних ліній електропередавання. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. 2024. (68). С. 75–80.
URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.68.075>.
13. Pinho Da Silva N., Casaca J., Campos Pinto L., Azevedo F., Gomes-Mota J. (2014). Predictive modelling of overhead lines reliability and lifetime. CIGRE, С. 1–109.
14. Billinton R., Wu C., and Singh G. Extreme adverse weather modeling in transmission and distribution system reliability evaluation the Power Systems Computation Conf. (PSCC)-2002 Spain
15. Костерев М. В., Бардик Є. І., Вожаков Р. В. Нечітке моделювання ЛЕП для оцінки ризику зниження надійності електропостачання. Вісник ВПІ. 2011. № 6. С. 159–163.
16. I. Hathout, "Maintenance Prioritization of Existing Transmission Lines Using Priority Risk Indices (PRI)," 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Sweden, 2006, pp. 1–7, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360327.
17. СОУ-Н ЕЕ 20.571:2007 Оцінка технічного стану повітряних ліній електропередавання напругою від 35 кВ до 750 кВ. Частина 1. Металеві та залізобетонні опори. Паспортизація ліній.
18. СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі. Настанова.
19. Системи штучного інтелекту: нечітка логіка, нейронні мережі, нечіткі нейронні мережі, генетичний алгоритм : монографія / В. П. Лисенко та ін. Київ: НУБіП України, 2014. 332 с.
20. 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>.
21. Billinton R., Ronald N. Allan. Reliability assessment of large electric power systems. Springer Science & Business Media, 2012.
22. Костерев М. В., Бардик Є. І., Литвинов В. В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи. Наукові праці ДНТУ. «Електротехніка і енергетика». 2011. № 1(186). С. 199–204.
23. Li W. Risk assessment of power systems: Models, methods and applications. N.Y.: John Willy and Soua, 2005.
24. Reliability analysis of a grid-connected hybrid renewable energy system using hybrid Monte-Carlo and Newton Raphson methods / W. Fendzi Mbasso et al. Frontiers in Energy Research. 2024. Vol. 12.
URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1435221>.
25. Бардик Є. І., Болотний М. П., 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>.

REFERENCES

1. Kosteriev, M. V., & Bardyk, Ye. I. (2010). Pytannia pobudovy nechitkykh modelej otsinky tekhnichnoho stanu ob'ektiv elektrychnykh system [The issue of building fuzzy models for assessing the technical condition of objects of electrical systems]. Kyiv: NTUU «KPI» [in Ukrainian].
2. Bardyk, Ye. I., & Bondarenko, O. L. (2019). Otsinka rezhymnoi nadiynosti elektroenerhetychnoi systemy na osnovi vyznachennia indeksu ryzyku pry vidmovakh vuzliv navantazhennia z vidpovidal'nymy spozh yvachamy [As-sessment of regime reliability of electric power system based on the definition of risk index in case of failure of the load with responsible consumers]. Technical Sciences and Technologies, 2(16), 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) [in Ukrainian].
3. Bardyk, Ye. I., Bondarenko, O. L., & Zakliuka, I. V. (2023). Analiz metodiv i alhorytmiv doslidzhennia rezhymnoi nadiynosti enerhosystemy v umovakh kaskadnoho rozvytku vidmov [Analysis of methods and algorithms for studying the regime reliability of power systems in conditions of cascade failure progression]. Vidnovluvana energetika, 3(74), 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) [in Ukrainian].
4. Bardyk, Ye. I., Bondarenko, O. L., & Bolotnyi, M. P. (2024). Analiz rezhymnoi nadiynosti pry planuvanni staloho rozvytku enerhosystemy [Operational reliability analysis for sustainable energy system planning development]. Vidnovluvana Energetika, 4(79), 46–58. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4\(79\).46-58](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4(79).46-58) [in Ukrainian].
5. Li, W. (2014). Risk assessment of power systems: models, methods, and applications. John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9781118849972>.

6. Horokhov Ye. V., Kazakevych M. I., Turbin S. V., Nazim Ya. V. Vitrovi ta ozheledni vplyvy na povitriani linii elektroperedachi. Donetsk, 2005. 348 p.
7. Ohliad tekhnologichnykh porushen' v merezhakh DP "NEK "Ukrenergo" za 2016 rik [Review of technological violations in the networks of SE "NEK "Ukrenergo" for 2016]. (2017). Kyiv: Ministerstvo enerhetyky ta vuhil'noi promyslovosti Ukrainy. Derzhavne pidpriemstvo Natsioal'na enerhetychna kompaniia "Ukrenergo". Vid-dil protyavarijnoi roboty [in Ukrainian].
8. Ohliad tekhnologichnykh porushen' v merezhakh DP "NEK "Ukrenergo" za 2017 rik [Review of technological violations in the networks of SE "NEK "Ukrenergo" for 2017]. (2018). Kyiv: Ministerstvo enerhetyky ta vuhil'noi promyslovosti Ukrainy. Derzhavne pidpriemstvo Natsional'na enerhetychna kompaniia "Ukrenergo". Viddil protyavarijnoi roboty [in Ukrainian].
9. Richnyi zvit 2016 [Annual report 2016]. (2017). Kyiv: Ministerstvo enerhetyky ta vuhil'noi promyslovosti Ukrainy. Derzhavne pidpriemstvo Natsional'na enerhetychna kompaniia "Ukrenergo" [in Ukrainian].
10. Kyryk V. V., Zhuk B. O. (2018) Analiz avariinykh vymykan mahistralnykh linii elektroperedavannia [Analysis of emergency disconnections of main power lines]. Naukovi pratsi Donetskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu, seriia: elektrotehnika i enerhetyka, 1(19)–2(20), 40–46 [in Ukrainian].
11. Bardyk, Ye. I. (2015) Modeliuvannia i otsinka ryzyku vid-movy systemy elektropostachannia vlasnykh potreb AES vid zovnishnykh nezaleznykh dzherel zhyvlennia [Modelling and assessment of the risk of failure of the NPP auxiliary power supply system from external independent power sources]. Naukovi visti NTUU «KPI», 2, 7–18 [in Ukrainian].
12. Katsadze, T. L., Buslova, N. V., Novikov, K. M., Nikolaeva, A. D. (2024) Matematychni modeli monitorynhu vidkladen ozheledi ta zminy strily provysannia provodiv povitrianykh linii elektroperedavannia [Mathematical models for monitoring ice-coating and sagging on overhead transmission power lines]. Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy. (68). 75–80. URL: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.68.075> [in Ukrainian].
13. Pinho Da Silva N., Casaca J., Campos Pinto L., Azevedo F., Gomes-Mota J. (2014). Predictive modelling of overhead lines reliability and lifetime. CIGRE. C. 1–109.
14. Billinton R., Wu C., and Singh G. Extreme adverse weather modeling in transmission and distribution system reliability evaluation the Power Systems Computation Conf. (PSCC)-2002 Spain.
15. Kosteriev, M. V., Bardyk, Ye. I., Vozhakov, R. V. (2011). Nechitke modeliuvannia LEP dlia otsinky ryzyku znyzhennia nadiinosti elektropostachannia [Fuzzy modelling of OHL for assessing the risk of power supply reliability]. Visnyk VPI, 6 (99), 159–163 [in Ukrainian].
16. I. Hathout, "Maintenance Prioritization of Existing Transmission Lines Using Priority Risk Indices (PRI)," 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Sweden, 2006, pp. 1–7, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360327.
17. Otsinka tekhnichnoho stanu povitrianykh linii elektroperedavannia napruhoiu vid 35 kV do 750 kV. Chastyna 1. Metalevi ta zalizobetonni opory. Pasportyzatsiia linii [Assessment of the technical condition of overhead power lines with voltage from 35 kV to 750 kV. Part 1: Metal and reinforced concrete towers. Passporting of lines]. (2007). SOU-N EE 20.571:2007 from 27th August 2007 [in Ukrainian].
18. Metodichni vkazivky z obliku ta analizu v enerhosystemakh tekhnichnoho stanu rozpodilnykh merezh napruhoiu 0,38–20 kV z povitrianykh liniiami elektroperedachi. Nastanova [Methodological guidelines for accounting and analysis in power systems of the technical condition of distribution networks with voltage of 0.38–20 kV with overhead power lines. Guideline] (2005). SOU-N MPE 40.1.20.576:2005 from 3rd February 2005 [in Ukrainian].
19. Systemy shtuchnoho intelektu: nechitka lohika, neuronni merezhi, nechitki neuronni merezhi, hene-tychni alhorytm: monohrafiia / V. P. Lysenko ta in. Kyiv: NUBiP Ukrainy. 2014. 332 p. [in Ukrainian].
20. Bardyk, Ye. I., Bondarenko, O. L. (2023). Nechitke modeliuvannia komutatsiinoho obladnannia dlia zadach otsinky ryzyku vynykennia avariinykh sytuatsii v enerhosystemi pry vidmovakh elektroobladnannia [Fuzzy modeling of switching equipment for tasks of assessing the risk of emergency situations in the eps in case of electrical equipment failures]. POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology, 4, 75–86. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273409> [in Ukrainian].
21. Billinton R., Ronald N. Allan. Reliability assessment of large electric power systems. Springer Science & Business Media. 2012.
22. Kosteriev M. V., Bardyk Ye. I., Lytvynov V. V. (2011) Otsinka imovirnosti vidmovy elektroobladnannia pry keruvanni rezhymamy elektrychnoi systemy [Estimation of the probability of electrical equipment failure when controlling electrical system modes]. Naukovi pratsi Donetskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu, seriia: elektrotehnika i enerhetyka. 1(186). 199–204 [in Ukrainian].
23. Li W. Risk assessment of power systems: Models, methods and applications. N.Y.: John Willy and Soua. 2005.

24. Reliability analysis of a grid-connected hybrid renewable energy system using hybrid Monte-Carlo and Newton Raphson methods / W. Fendzi Mbasso et al. *Frontiers in Energy Research*. 2024. Vol. 12.
URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1435221>.
25. Bardyk, Ye. I., Bolotnyi, M. P., & Bondarenko, O. L. (2021). Vyznachennia ryzyku porushennia normalnoho rezhymu enerhosystemy pry planovomu i avariinomu vyvedenni z ekspluatatsii elektroobladnannia [Determination of Disruption Risk of the Normal Regime of the Electric Power System under Planned and Emergency Decommissioning of Electrical Equipment]. *Visnyk VPI*, 2, 54–62. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-54-62> [in Ukrainian].