

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГОКОМПАНІЙ ОПТИМАЛЬНИМ РОЗПОДІЛОМ ВИТРАТ НА ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТ ОБЛАДНАННЯ

Наразі існує висока імовірність виникнення аварійних ситуацій в електроенергетичній системі (ЕЕС) внаслідок відмов електрообладнання викликаних перш за все об'єктивно існуючим старінням і значним вичерпанням його ресурсу працездатності. Аварійні ситуації, що виникають при відмовах електрообладнання, призводять до порушення динамічної стійкості енергосистем та вузлів навантаження ЕЕС за напругою, каскадному розвитку аварій і, як наслідок, до порушення технологічних процесів підприємств-споживачів, що супроводжуються значними збитками. Одним із шляхів запобігання раптовим відмовам або максимального зниження ризику їх виникнення є забезпечення раціонального і ефективного управління функціонуванням та зниження витрат на експлуатацію обладнання без ризику зниження надійності ЕЕС.

Для вирішення задач оптимального розподілу експлуатаційних витрат енергокомпанії з урахуванням об'єктивно існуючих обмежуючих факторів запропонована узагальнена балансова модель рознесення витрат по групам і одиницям електрообладнання, яка є функцією сумарних витрат від низки експлуатаційних факторів.

Отримано математичні моделі для розрахунку коефіцієнтів дольової участі електрообладнання в формуванні витрат на його ремонт і експлуатацію за кожним з виділених факторів. Запропонована лінгвістична математична модель для визначення узагальнених оцінок ступеню значущості одиниць і груп електрообладнання у формуванні розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат з урахуванням основних експлуатаційних факторів.

Розроблено алгоритм і програмне забезпечення моделювання режимів електроенергетичної системи зі схемою електричних з'єднань електричних мереж напругою 35–330кВ для оцінки індексу ризику функціонування і розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії. Виконано розрахунковий розподіл ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії за поточними технічними характеристиками обладнання і режимів підсистеми ЕЕС.

Ключові слова: технічне обслуговування, ремонт, виробничі фонди, енергосистема, електрообладнання, нечітка логіка, ресурс, ризик, відмова, технічний стан, діагностика.

Вступ.

Сучасні електроенергетичні системи за своїм складом і зв'язками, процесам і способам керування належать до категорії складних багаторівневих ієрархічних систем для яких все більшу актуальність набувають питання раціональної організації експлуатації і ефективного управління функціонуванням [1,2]. Технічне обслуговування і ремонт обладнання (ТО і Р) енергосистем являє собою один з основних інструментів в забезпеченні їх тривалості і надійної експлуатації [2-4]. В зв'язку з цим особлива увага приділяється стратегіям ТО і Р електрообладнання, призначеним для забезпечення зниження витрат на експлуатацію без ризику зниження надійності [5]. Однією з найбільш визнаних стратегій ТО і Р є стратегія профілактичного обслуговування. У відповідності з даною стратегією запобігання аварійних відмов електрообладнання (ЕО) досягається шляхом проведення превентивних профілактичних заходів, направлених на усунення небезпечних пошкоджень (дефектів) і підтримання працездатного стану [5,6].

На сьогоднішній день відомі декілька модифікацій стратегій профілактичного обслуговування, які використовуються в світовій практиці або знаходяться в стадії розвитку [5-7,10,11]: стратегія планово-попереджувальних ремонтів (ППР) (Time Based Maintenance - TBM); стратегія експлуатації до відмови (Run to Fail – RTF); стратегія обслуговування за обґрунтованою надійністю (Reliability Centered Maintenance - RCM); стратегія обслуговування на підставі оцінки ризиків (Risk Based Maintenance – RBM); стратегія повної заміни або відновлення обладнання за фактичною відмовою; оптимальне попереджувальне обслуговування (Prevention Maintenance Optimization - PREMO). Між тим незалежно від прийнятої стратегії профілактичного обслуговування останнім часом в промислово розвинених країнах широко використовується стратегія «ризик-менеджменту» для отримання комплексної оцінки стану електроенергетичної системи та прийняття ефективних рішень щодо стратегії експлуатації підсистеми на основі аналізу причинно-наслідкових зв'язків між рівнем ТС зношеного електрообладнання та порушеннями нормального режиму системи [7-10]. Планування ТО і Р обладнання енергосистем згідно з

даною стратегією забезпечує мінімізацію сумарних експлуатаційних витрат енергокомпаній. з урахуванням економічних, технічних та експлуатаційних обмежень.

На сьогоднішній день не існує єдиного методичного підходу щодо розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії з урахуванням усіх найбільш важливих експлуатаційних факторів. Це не дозволяє визначити ефективність прийнятої стратегії управління експлуатацією обладнання та розробити способи її корегування.

Наразі існує низка робіт, присвячених питанням оцінки технічного стану, визначення імовірності відмови силового і комутаційного обладнання, аналізу ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемі та розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпаній [1,3, 7,8,11].

В [6,11] наведено результати моделювання і оцінки технічного стану та імовірності відмови електрообладнання ЕЕС, але не визначаються кількісні показники режимної надійності при відмовах обладнання, зокрема збитки від порушення електропостачання споживачів.

Існуючі стратегії ТО і Р, котрі використовуються в світовій практиці, або знаходяться на стадії розвитку детально описані в [5,7,11], але більшість з них не враховують рівень значущості електрообладнання з точки зору пріоритету виводу в ремонт і впливу на режим енергосистеми.

Питання застосування стратегії «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 розглянуто в [5,7], але розглядається в основному економічна складова ризику.

Застосування комплексного підходу до управління експлуатацією електрообладнання підсистем ЕЕС з оптимізацією сумарних експлуатаційних затрат енергокомпаній наведено в [7-10], але не враховано невизначеність інформації щодо параметрів технічного стану обладнання та обмеженість річних ремонтно-експлуатаційних витрат на ТО і Р.

В зв'язку з цим, розробка методики (комплексної математичної моделі) (оптимального) розподілу річного виділеного енергокомпанією ремонтно-експлуатаційного фонду для задач управління експлуатацією ЕЕС з урахуванням найбільш важливих факторів впливу на кількісні характеристики витрат на технічне обслуговування і ремонт на основі оцінки технічного стану обладнання та визначення індексу ризику системи при аварійних відмовах електрообладнання є актуальною задачею.

Мета та завдання досліджень.

Метою роботи є розробка методики і математичної моделі розподілу річного виділеного енергокомпанією ремонтно-експлуатаційного фонду для задач управління експлуатацією обладнанням електроенергетичної системи.

Для досягнення поставленої мети вирішувались наступні задачі: побудувати узагальнену модель балансову модель рознесення витрат по групам і одиницям електрообладнання; визначити фактори впливу та отримати моделі для розрахунку коефіцієнтів часткової участі електрообладнання в формуванні витрат на його ремонт і експлуатацію по кожному з виділених факторів; розробити лінгвістичну математичну модель і алгоритм агрегованої оцінки ступеню важливості електрообладнання в частині розподілу витрат на технічне обслуговування і ремонт; з використанням розробленого математичного і програмного забезпечення виконати розрахунковий розподіл ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії за поточними технічними характеристиками обладнання;

Матеріал і результати досліджень. Для вирішення задач з використанням даних підходів, зокрема, формування кількісних характеристик витрат енергокомпанії розглянемо балансову модель у вигляді деякої функції сумарних витрат від низки експлуатаційних факторів

$$F_{i,j} = 1, N^F, \text{ де } N^F - \text{число факторів.}$$

Узагальнена балансова модель рознесення витрат по групам і одиницям електрообладнання.

Сумарні експлуатаційно-ремонтні витрати по j-й групі електрообладнання енергокомпанії в залежності від заданих факторів визначаються:

$$B_{\Sigma} = \sum_{j=1}^{N^g} B_j^g, \quad B_j^g = B_{\Sigma} \cdot \sum_{i=1}^{N^F} r_i K_{ji}^g(F_i),$$

де N^g - кількість груп електрообладнання; B_{Σ}, B_j^g - сумарні витрати і витрати по j-й групі

електрообладнання енергокомпанії; r_i - значущість (важливість) i-го фактора; $F_i, K_{ji}^g(F_i)$ - нормований

коефіцієнт частинної участі електрообладнання в формуванні витрат на підтримання його в працездатному стані для j -ї групи обладнання, за i -м фактором, який визначається:

$$K_j^g(F_j) = \sum_{k=1}^{L_j} K_{jk}^g(F_i),$$

де K_{jk}^g - нормований коефіцієнт частинної участі обладнання в формуванні витрат на підтримку його в працездатному стані для j -ї групи, k -ї одиниці обладнання; L_j - кількість об'єктів в j -й групі. При цьому виконується умова:

$$\sum_{i=1}^{N^F} r_i = 1; \quad \sum_{j=1}^{N^g} K_j^g(F_i) = 1$$

Фактори впливу, що відтворюють переваги для прийняття управлінських рішень для прийнятої в енергокомпанії стратегії експлуатації обладнання.

В якості факторів впливу можна розглядати деякі технічні характеристики обладнання, режимні параметри ЕЕС і оцінки їх значущості. Зазвичай факторизначаються експертним шляхом і відображають критерії переваги для прийняття управлінських рішень в рамках прийнятої стратегії експлуатації [2,7,8,10].

З використанням результатів експертних оцінок експлуатаційного персоналу, який має досвід експлуатації електрообладнання, підстанцій і повітряних ліній та ведення режимів НЕК «Укренерго», ДТЕК «Київські електромережі» інших і інших енергокомпаній були встановлені найбільш значущі важливі фактори впливу на кількісні характеристики витрат на технічне обслуговування і ремонт:

- об'єм виробничих фондів обладнання в грошовому еквіваленті V , який характеризує об'єкт з точки зору трудомісткості і складності експлуатації;

- рівень завантаження об'єкта W електроенергією. Даний фактор характеризує затребуваність об'єкта в процесі передачі і розподілу електроенергії по електричним мережам за розрахунковий рік, а також опосередковано визначає рівень спрацювання ресурсу працездатності електрообладнання;

- рівень аварійності електрообладнання традиційно визначається інтенсивністю відмов (питома пошкоджуваність, лямпда (1/рік), частота потоку відмов, омега (1/рік)), імовірністю відмови об'єкта на інтервалі часу спостереження Δp_{ij} , коефіцієнтом вимушеного простою β_{en} і інш. [12,13].

- індекс ризику функціонування ЕЕС при аварійних відмовах конкретної одиниці електрообладнання і повітряних ліній або групи одиниць електрообладнання підстанції.

Для прийняття рішень щодо оптимального розподілу коштів на ТО і Р електрообладнання необхідна кількісна оцінка ступеню значущості електрообладнання у формуванні витрат з урахуванням найбільш важливих експлуатаційних факторів.

Розрахунок коефіцієнтів дольової участі за кожним з виділених факторів.

Розрахунок коефіцієнтів, які кількісно визначають ступінь значущості електрообладнання електрообладнання в формуванні витрат на його ремонт і експлуатацію, виконується в за такими співвідношеннями [1,6,8,10]:

1. Коефіцієнт розподілу за об'ємом(вартістю) виробничих фондів для одиниць і груп обладнання

$$\beta_{\phi i, j} = \frac{V_{ij}^g}{\sum_{j=1}^{N^g} V_j^g}, \quad \beta_{\phi j}^g = \frac{V_j^g}{\sum_{j=1}^{N^g} V_j^g}$$

де $V_{ij}^g, V_j^g, \sum_{j=1}^{N^g} V_j^g$ - об'єм виробничих фондів по i -й одиниці обладнання, j -й групі обладнання і

по всім енергооб'єктам енергокомпанії в цілому; N^g - кількість груп обладнання.

2. Коефіцієнт розподілу за рівнем завантаження (пропуску енергії за розрахунковий рік) для одиниць і груп обладнання

$$\beta_{3i,j} = \frac{W_{i,j}^g}{N^g \sum_{j=1}^{N^g} V_j^g}, \quad \beta_{3,j}^g = \frac{W_j^g}{N^g \sum_{j=1}^{N^g} W_j^g} = \frac{\sum_{i=1}^{L_j} W_{i,j}^g}{N^g \sum_{j=1}^{N^g} W_j^g} = \sum_{i=1}^{L_j} \beta_{3i,j}^g$$

де $W_{i,j}^g, W_j^g, \sum_{j=1}^{N^g} W_j^g$ - завантаження електроенергією i -ї одиниці, j -ї групи електрообладнання та

вцілому по всіх об'єктах енергокомпанії відповідно.

3. Коефіцієнт розподілу за аварійністю для окремих одиниць і груп електрообладнання, зокрема, коефіцієнт вимушеного простою β_{en} , який дає можливість опосередковано врахувати якість ремонтно-експлуатаційного обслуговування [12,13].

Для визначення відповідного коефіцієнта розподілу використаємо коефіцієнт вимушеного простою $\beta_{en} = \lambda \cdot T_B$, де T_B - середній термін відновлення одиниці обладнання. За статистикою відмов обладнання і значенням терміну відновлення визначаються коефіцієнти вимушеного простою β_{enk} k -го об'єкта і з них вибирають максимальний $\beta_{enk \max}$. Розраховують відношення $C_{ij} = \beta_{enij} / \beta_{en \max}$, причому для найбільш непрацездатного елемента мережі дане відношення дорівнює одиниці. Коефіцієнти дольової участі i -ї одиниці і j -ї групи обладнання, які враховують аварійність визначають

$$\beta_{eni,j} = \frac{C_{ij}^g}{N^g \sum_{j=1}^{N^g} C_j^g}, \quad \beta_{enj}^g = \frac{C_j^g}{N^g \sum_{j=1}^{N^g} C_j^g} = \frac{\sum_{i=1}^{L_j} C_{i,j}^g}{N^g \sum_{j=1}^{N^g} C_j^g} = \sum_{i=1}^{L_j} \beta_{eni,j}^g$$

4. Індекс ризику функціонування ЕЕС при відмовах окремих одиниць електрообладнання $R_{i,j}^I$, на всій сукупності відмов обладнання в j -й групі R_j^I , на всій сукупності відмов обладнання в енергосистемі R^I – визначаються статистичним моделюванням режимів ЕЕС при відмовах електрообладнання [].

З використанням отриманих коефіцієнтів за балансовою моделлю можна отримати певний результат розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії.

З урахуванням того, що вибір оптимального варіанту розподілу витрат на технічне обслуговування і ремонт пов'язаний з наявністю різного роду невизначеностей параметрів технічного стану електрообладнання і показників аварійності електрообладнання, оцінок варіантів прийняття рішень, то для врахування об'єктивно існуючих невизначеностей (неповнота, нечіткість інформації) найбільш ефективним є використання теорії нечітких множин [14,15].

Лінгвістична математична модель агрегованої оцінки ступеню значущості одиниць і груп електрообладнання в частині розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат. Для знаходження узагальнених агрегованих оцінок ступеню значущості одиниць і груп електрообладнання $A = \{A_i\}$, з урахуванням основних експлуатаційних факторів та об'єктивно існуючих невизначеностей доцільним є використання системи нечіткого логічного висновку [1-4]. Керуючись основними принципами побудови і у відповідності із загальною структурою нечіткої моделі [1,2,8,15] об'єкта, введемо наступні компоненти нечіткої моделі для агрегованих оцінок ступеню значущості об'єкта.

В якості вхідних лінгвістичних змінних C_i ($i = 1, \dots, 4$), нечіткої моделі оцінки рівня значущості одиниць і груп електрообладнання $A = \{A_i\}$ прийемо наступні:

β_ϕ – вартість виробничих фондів одиниць і груп електрообладнання $C_1 = \{T_L^1, T_M^1, T_B^1\}$, β_3 – завантаження електроенергією одиниць і груп електрообладнання $C_2 = \{T_L^2, T_M^2, T_B^2\}$, β_{en} – за аварійністю (коефіцієнт вимушеного простою) для окремих одиниць і груп електрообладнання, $C_3 = \{T_L^3, T_M^3, T_B^3\}$, R_i – індекс ризику функціонування ЕЕС при відмовах електрообладнання, $C_4 = \{T_L^4, T_M^4, T_B^4\}$,

де T_L^i, T_M^i, T_B^i – "низьке", "середнє", "високе" значення i -го параметра. Всі входи системи нечіткого логічного висновку мають 3 функції належності, базові форми і параметри яких представлені на рис. 1 відповідно.

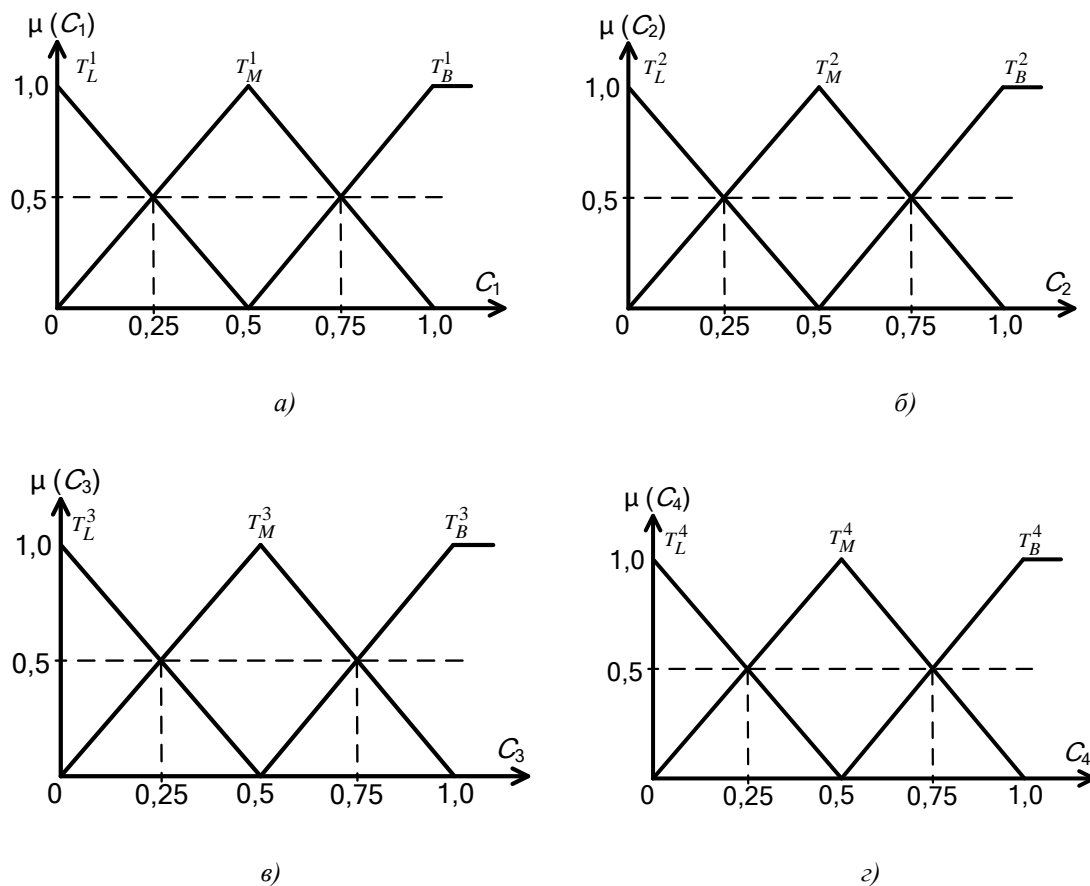


Рисунок 1 – Функції належності терм-множин:
 а – вхідна змінна C_1 ; б – вхідна змінна C_2 ; в – вхідна змінна C_3 ; г – вхідна змінна C_4

Вихідною лінгвістичною змінною системи нечіткого логічного висновку типу Мамдані [1,14,15] є рівень значущості одиниці або групи електрообладнання A_i . Терми вихідної змінної та їх функції належності прийняті згідно зі стандартним п'ятирівневим 01-класифікатором [24]: T_{VL} – дуже низький спрацьований ресурс (0; 0,2); T_L – низький спрацьований ресурс (0,2; 0,4); T_M – середній спрацьований ресурс (0,4; 0,6); T_B – високий спрацьований ресурс (0,6; 0,8); T_{VB} – дуже високий спрацьований ресурс (0,8; 1).

Вихідна лінгвістична змінна системи нечіткого логічного висновку має функцію належності, базова форма і параметри якої представлені на рис. 2. Сформовані 81 правил нечітких висновків для вихідної множини A_i наведено в табл. 1.

Представлені вище правила в системі нечіткого логічного висновку є базовими і єдиною для визначення агрегованих оцінок кожної одиниці і групи електрообладнання.

Одним з найбільш важливих параметрів в задачі знаходження узагальнених агрегованих оцінок ступеню значущості одиниць і груп електрообладнання є індекс ризику функціонування ЕЕС при відмовах окремих одиниць електрообладнання R_{ij} .

Кількісно ризик визначають як добуток величини події A на міру можливості її появи q [1-4]:

$$R(t) = A \cdot q$$

В роботі для вирішення поставлених задач розглядається оцінка ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання, зокрема визначення технічного ризику порушення динамічної стійкості, відключення обладнання внаслідок незадовільного стану і перевантажень, неприпустимого зниження напруги у вузлах навантаження [1-3]. Математична модель і алгоритм оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання докладно описані в [1,2].

Таблиця 1. Фрагмент системи правил НЛВ для вихідної множини A_i кожної одиниці і групи електрообладнання

№ п/п	Вхідні лінгвістичні змінні				Вихідна змінна
	Вартість виробничих фондів	Рівень аварійності електрообладнання	Завантаження об'єкта електроенергією	Індекс ризику ЕЕС при відмовах обладнання	
1	T_L^{C1}	T_L^{C2}	T_L^{C3}	T_L^{C4}	$T_L^{A_i}$
2	T_L^{C1}	T_L^{C2}	T_L^{C3}	T_M^{C4}	$T_M^{A_i}$
3	T_L^{C1}	T_L^{C2}	T_L^{C3}	T_B^{C4}	$T_B^{A_i}$
...
79	T_B^{C1}	T_B^{C2}	T_B^{C3}	T_L^{C4}	$T_B^{A_i}$
80	T_B^{C1}	T_B^{C2}	T_B^{C3}	T_M^{C4}	$T_B^{A_i}$
81	T_B^{C1}	T_B^{C2}	T_B^{C3}	T_B^{C4}	$T_B^{A_i}$

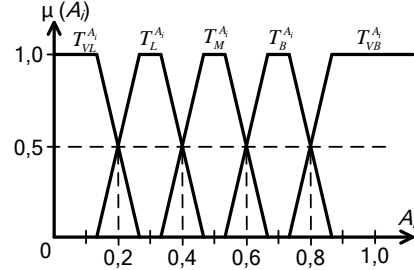


Рисунок 2 – Функції належності терм-множин вихідної лінгвістичної змінної A_i

Враховуючи імовірнісний характер відмов електрообладнання імовірність виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС визначається на основі використання імовірнісно-статистичного моделювання режиму енергосистеми (метод Монте-Карло). Інтегральний індекс ризику функціонування підсистеми ЕЕС при відмовах окремих одиниць електрообладнання R_{ij} при цьому визначається [1-4,16,17]:

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

де R_{en} , R_{dc} , 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 і аварійному виведенні з експлуатації для ремонтного обслуговування окремих одиниць обладнання.

На рис. 3 представлений розроблений алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для розподілу витрат на ТО і Р окремих одиниць або групи електрообладнання.

З використанням комплексу PowerFactory [1,2] для заданої моделі функціонування ЕЕС статистичним моделюванням імітується випадковий процес змінення топології електричної мережі, вузлового навантаження працездатності елементів та визначається імовірнісна складова ризику.

Результати розрахунку оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування та ремонт електрообладнання енергокомпанії.

Для визначення основних складових, що кількісно визначають узагальнену агреговану оцінку ступеню значущості одиниць електрообладнання в частині розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат розглядалась еквівалентна схема (рис. 4) електричних з'єднань електричної мережі ЕЕС 35–750кВ енергокомпанії, що містить: ТЕЦ № 1 потужністю 300 МВт, ТЕС № 2 потужністю 1200 МВт. У склад даної енергокомпанії входить чотири групи енергооб'єктів: ПС – 110 кВ; ПС – 330 кВ; ПЛ – 110 кВ; ПЛ – 330 кВ. В свою чергу кожна з груп у своєму складі має наступну кількість енергооб'єктів: ПС – 110 кВ – десять підстанцій напругою 110 кВ; ПС – 330 кВ – сімнадцять підстанцій 330 кВ; ПЛ – 110 кВ – сім повітряних ліній 110 кВ; ПЛ – 330 кВ – двадцять дві повітряні лінії 330 кВ; Загальна кількість об'єктів енергокомпанії 56 одиниць.

На першому етапі розрахунку оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування та ремонт електрообладнання енергокомпанії імовірно-статистичним моделювання режиму енергосистеми (метод Монте-Карло) була виконана оцінка ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 12$ міс (таблиця 2.).

Кількісні характеристики факторів впливу та оцінки коефіцієнтів часткової участі електрообладнання в формуванні витрат на його ремонт і експлуатацію по кожному з визначених факторів наведені в таблиці 3 .

На другому етапі розрахунку оптимального розподілу витрат на технічне обслуговування та ремонт електрообладнання з використанням правил нечіткої бази знань визначається рівень значущості множини $A = \{A_i\}$ одиниць і груп електрообладнання $A_{gp} = \{A_{gpi}\}$. Оперативний персонал енергокомпанії за результатами агрегованої оцінки значущості одиниць електрообладнання $A = \{A_i\}$ з урахуванням обмежень на виділені кошти для ремонтно-експлуатаційних обслуговування електрообладнання енергокомпанії в обсязітис.грн. на рік визначив перелік обладнання, яке потребує першочергового виділення коштів на ТО і Р (таблиця 5). Розрахований пропорційно нормованим значенням A_i розподіл коштів на ТО і Р визначених одиниць обладнання наведено в таблиці 5.

Таблиця 2. Результати визначення ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі ЕЕС при відмовах електрообладнання на інтервалі часу спостереження $\Delta t = 12$ міс

№ гілки	Найменування гілки	Елемент, що входить до складу гілки	Кількість відмов	Ризик виникнення аварійних ситуацій					
				R_{gm}	$R_{пл}$	R_{dc}	R_{zn}	R_{el}	R
1	АТ-11	АТ-11	1	0	0	0	0,002	0,002	0,018
		Q-46	7	0	0,002	0	0,008	0,01	
		Q-66	4	0	0,001	0	0,005	0,006	
2	АТ-16	АТ-16	1	0	0,002	0	0,001	0,003	0,026
		Q-65	3	0	0,007	0	0,001	0,008	
		Q-74	9	0	0,012	0	0,003	0,015	
...
42	L14-22	L14-22	9	0,016	0	0	0,032	0,048	0,106
		Q93	7	0,012	0	0	0,025	0,037	
		Q94	4	0,007	0	0	0,014	0,021	
43	L26-27	L26-27	2	0	0,002	0	0	0,002	0,013
		Q87	6	0	0,003	0	0	0,003	
		Q88	10	0	0,008	0	0	0,008	

Висновки. Проаналізовано стан проблеми оптимального розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат на відновлення ресурсу і заміну зношеного обладнання енергокомпанії. Визначені найбільш важливі фактори впливу на кількісні характеристики витрат на технічне обслуговування і ремонт обладнання та запропонована математична модель для розрахунку коефіцієнтів дольової участі за кожним з виділених факторів. Розроблена лінгвістична математична модель визначення узагальнених агрегованих оцінок одиниць і груп електрообладнання для задач розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат з урахуванням основних експлуатаційних факторів. Для схеми підсистеми ЕЕС НЕК «Укренерго» з використанням розробленого математичного і програмного забезпечення виконано розрахунковий розподіл ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії за поточними технічними характеристиками обладнання.

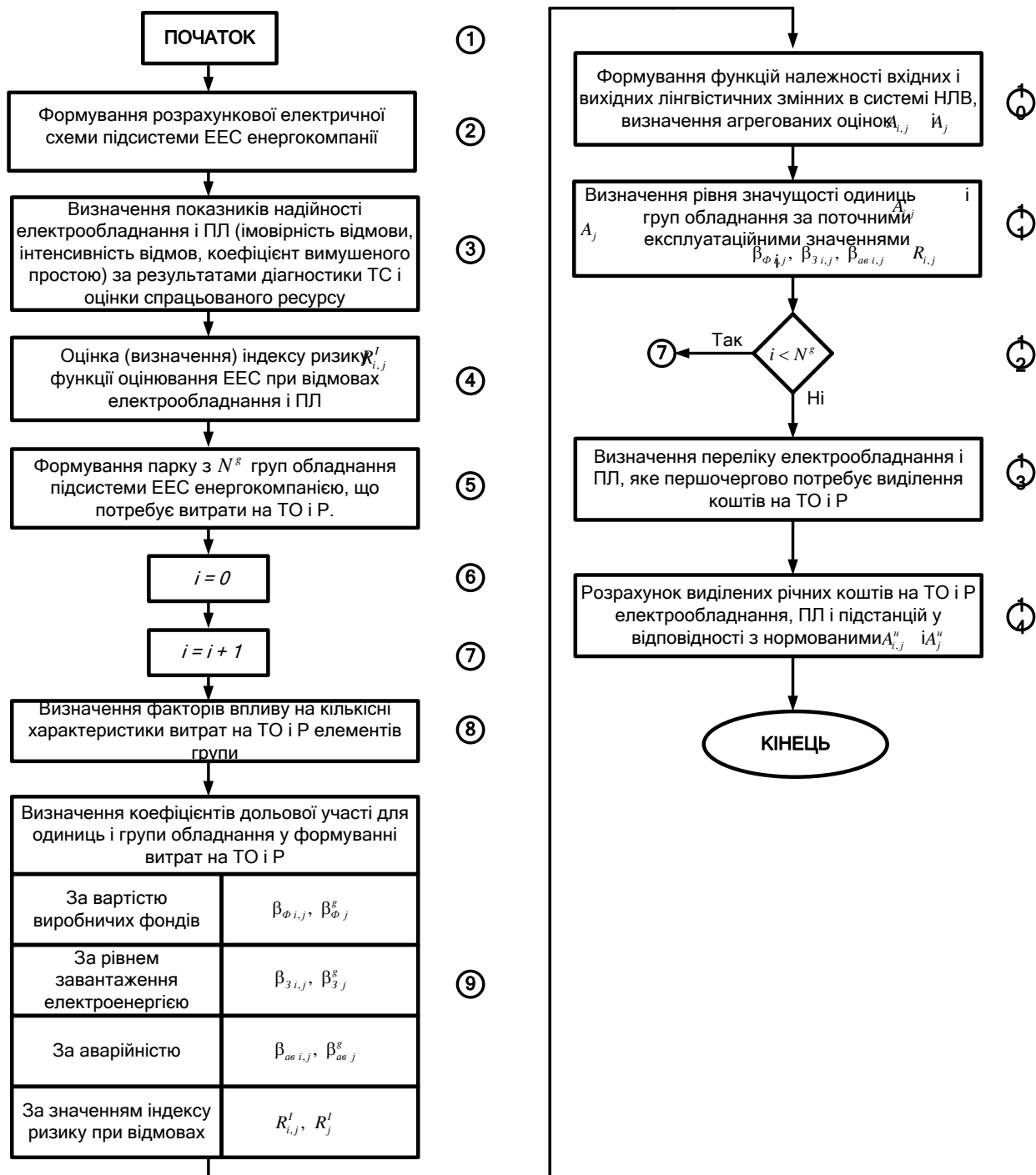


Рисунок 3 – Алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для розподілу витрат на ТОіР групи електрообладнання.

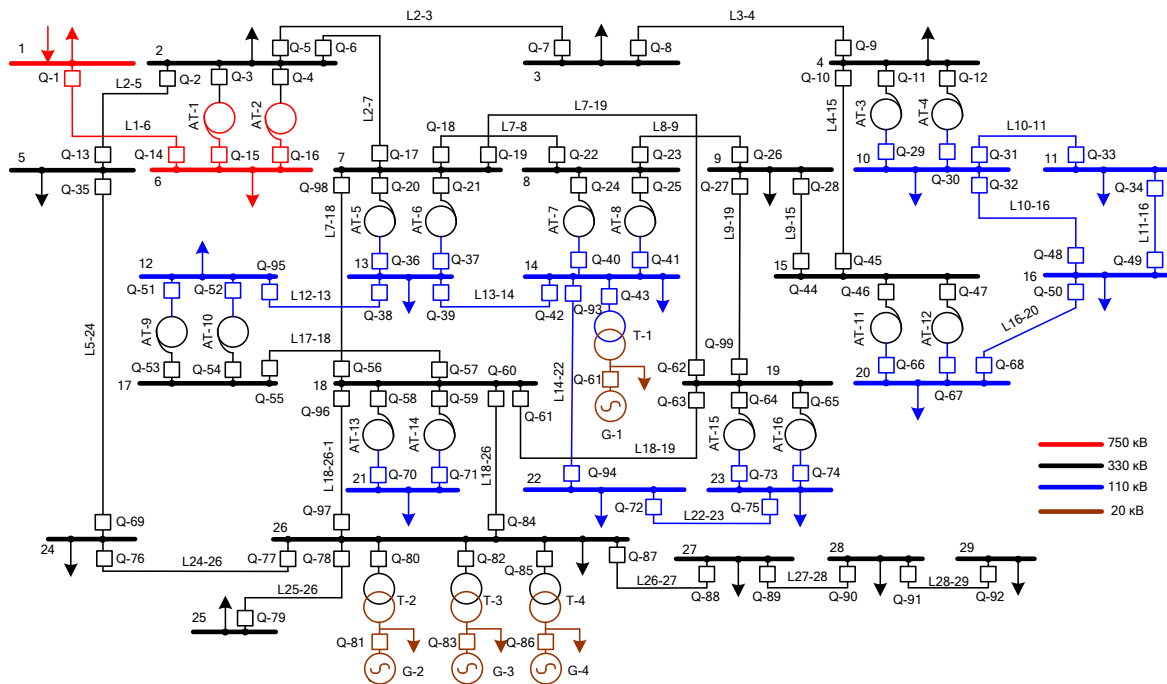


Рисунок 4 – Розрахункова схема електричних з'єднань ЕЕС.

Таблиця 3. Кількісні характеристики факторів впливу та коефіцієнтів часткової участі електрообладнання в формуванні витрат на його ремонт і експлуатацію для ПЛ і підстанцій.

№ п/п	Об'єкт	Клас напруги, кВ	Рік введення	Розмір фонду, грн.	Індекс ризику	Коефіцієнт простою	Пропуск електроенергії, МВт/рік	β_f	β_p	$\beta_{прос}$	$\beta_{прон}$
Автотрансформатори											
1	АТ-3	330/110	1985	2113845,238	0,049	0,250	20075	0,003	0,049	0,012	0,005
2	АТ-4	330/110	1999	2388710,563	0,010	0,250	20002	0,004	0,010	0,012	0,005
3	АТ-5	330/110	2001	2427977,038	0,012	0,250	21498,5	0,004	0,012	0,012	0,005
...
12	АТ-14	330/110	2007	2545776,463	0,044	0,250	51100	0,004	0,044	0,012	0,012
13	АТ-15	330/110	2014	2683209,125	0,024	0,250	12775	0,004	0,024	0,012	0,003
14	АТ-16	330/110	2003	2467243,513	0,026	0,250	12738,5	0,004	0,026	0,012	0,003
Повітряні лінії											
1	L10-11	110	1985	3252674,6	0,028	0,189	3759,5	0,005	0,028	0,009	0,001
2	L10-16	110	1971	2182583,2	0,048	0,126	11680	0,003	0,048	0,006	0,003
3	L11-16	110	1968	1658860	0,064	0,080	474,5	0,003	0,064	0,004	0,000
...
27	L26-27	330	1988	9819481	0,013	0,153	56502	0,016	0,013	0,007	0,013
28	L27-28	330	1989	9541386,25	0,017	0,133	39639	0,015	0,017	0,006	0,009
29	L28-29	330	2003	8639143,5	0,014	0,030	20951	0,014	0,014	0,001	0,005
Підстанції											
1	ПС10	110	1972	3204904,5	0,017	0,422	38690	0,005	0,017	0,020	0,009
2	ПС11	110	2010	3210098,85	0,030	0,307	4015	0,005	0,030	0,014	0,001
3	ПС12	110	1984	3096072	0,014	0,365	87600	0,005	0,014	0,017	0,020
...
25	ПС27	330	1975	13345857	0,008	0,445	56575	0,021	0,008	0,021	0,013
26	ПС28	330	1989	15258915	0,008	0,445	41975	0,024	0,008	0,021	0,010
27	ПС29	330	1991	11765523	0,007	0,352	23725	0,019	0,004	0,016	0,005

Таблиця 5. Перелік обладнання, яке потребує першочергового виділення коштів на ТО і Р.

№ п/п	Об'єкт	$\beta_{\text{фонди}}$	$\beta_{\text{ризик}}$	$\beta_{\text{простою}}$	$\beta_{\text{пропуск}}$	A_i	A_n	Загальний об'єм	Виділені кошти
1	L3-4	0,013	0,139	0,003	0,015	0,362	0,192	7125000	1368000
2	L4-15	0,016	0,050	0,008	0,006	0,256	0,136		969000
3	4-10 (АТ-3)	0,003	0,049	0,012	0,005	0,255	0,135		961875
4	4-10 (АТ-4)	0,004	0,010	0,012	0,005	0,189	0,1		712500
5	Q9	0,007	0,018	0,009	0,015	0,201	0,107		762375
6	Q10	0,007	0,021	0,008	0,006	0,207	0,11		783750
7	Q11	0,009	0,019	0,01	0,005	0,203	0,108		769500
8	Q12	0,008	0,022	0,011	0,005	0,209	0,111		790875

Ye. Bardyk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-5776-1500

I. Zakliuka¹, Ph.D. student, ORCID 0009-0009-9743-4318

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

IMPROVING THE EFFICIENCY OF ENERGY COMPANIES BY OPTIMISING THE DISTRIBUTION OF COSTS FOR MAINTENANCE AND REPAIR OF ELECTRICAL EQUIPMENT

At present, there is a high emergencies probability in the electric power system as an electrical equipment failures result caused primarily by the objectively existing ageing and its service life significant exhaustion. Emergencies arising from electrical equipment failures lead to the dynamic stability violation of power systems and power system load nodes by voltage, cascading accidents and, as a result, technological processes disruption of consumer enterprises, which is accompanied by significant losses. One of the ways to prevent sudden failures or minimise the risk of their occurrence is to ensure rational and efficient operation management and reduce the operating equipment cost without risking a decrease in the power system reliability.

To solve the optimal distribution problems of power company operating costs, taking into account the objectively existing limiting factors, a generalised balance sheet model of cost allocation by electrical equipment groups and units is proposed, which is a total costs function of an operating factors number.

Mathematical models for calculating the electrical equipment share participation coefficients in the costs formation for its repair and maintenance for each of the identified factors have been obtained. A linguistic mathematical model for determining generalised estimates of the electrical equipment units and groups significance degree in the repair and maintenance costs distribution formation, taking into account the main operational factors, has been proposed.

An algorithm and software for modelling the modes of the electric power system with an electrical connections scheme of electric networks with a 35-330 kV voltage have been developed to assess the operation risk index and power company repair and maintenance costs distribution. The estimated power company repair and maintenance costs distribution according to the current technical equipment characteristics and power system subsystem modes was performed.

Keywords: maintenance, repair, production assets, power system, electrical equipment, fuzzy logic, resource, risk, failure, technical condition, diagnostics.

References

1. Bardyk E., Bondarenko O. Assessment 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 science and technologies*. 2019. Vol. 2(16). P. 105–117.
2. E. I. Bardyk, M. V. Kosterev, and N. P. Bolotnyi, "Improving reliability of operation of power companies on the basis of risk assessment of emergency situations at the failures of electrical equipment," *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, no. 39, pp. 13-19, 2014.
3. A study of Electrical Security Risk Assessment System based on Electricity Regulation / Dahai You A., Qing Qian Chen B., Xianggen Yin C., Bo Wang D. // *Energy Policy*. 2011. Vol. 39. P. 2062–2074. doi: 10.1016/j.enpol.2011.01.050
4. Review on Risk Assessment of Power System / Shiwen Y., Hui H., Chengzhi W., Hao G., Hao F. // *Procedia Computer Science*. 2017. Vol. 109. P. 1200–1205. doi: 10.1016/j.procs.2017.05.399 .
5. Schorn C., Balzer G. *Asset Management for Infrastructure Systems: Energy and Water*. Springer, 2015. 348 p.
6. J anjic 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>.
7. Handschin E., Jurgens I., Neumann C. Long term optimization for risk-oriented asset management // 16th Power Systems Computation Conference. Glasgow, 2008.
8. 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
9. 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>
10. Y. Wang, G. Liang and N. Wang, "Optimal Preventive Maintenance Strategy Based on Risk Assessment," *2011 International Conference on Computer and Management (CAMAN)*, Wuhan, China, 2011, pp. 1-4, doi: 10.1109/CAMAN.2011.5778894.
11. Selection of an optimal maintenance and replacement strategy of HV equipment by a risk assessment process. / G. Balzer et al. Paris : CIGRE, 2006. Pap. B3-103.
12. Billinton, Roy, and Ronald N. Allan. *Reliability assessment of large electric power systems*. Springer Science & Business Media, 2012.
13. Li W. *Risk assessment of power systems: Models, methods and applications*. - N.Y. : John Willy and Soua, 2005.
14. Lysenko, V. P., et al. "Systemy shuchnoho intelektu: nechitka lohika neironni merezhi nechitki neironni merezhi henetychnyi alhorytm [Artificial intelligence systems: fuzzy logic neural networks." fuzzy neural networks, genetic algorithm] (2014): 336.
15. Zajchenko, Yu.P. "Osnovi proektuvannya intelektual'nih sistem" [Basics of Designing Intelligent Systems]". Textbook, Kiev: Slovo Publ., 2004.
16. 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. 2015. doi: 10.1109/ptc.2015.7232494
17. 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>.

Надійшла: 12.06.2024

Received: 12.06.2024