

РОЗДІЛ 3. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА УПРАВЛІННЯ НИМИ

ФОРМУВАННЯ КРИТЕРІЇВ В ЗАДАЧАХ ОПТИМІЗАЦІЙНОГО РОЗПОДІЛУ ІНВЕСТИЦІЙНИХ ВКЛАДЕНЬ НА РЕМОНТ ТА ЗАМІНУ ОБЛАДНАННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Бардик Є. І., к.т.н., доцент, Заклюка І. В., аспірант, асистент
КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра відновлюваних джерел енергії

Вступ. 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. 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 [1,2].

Технічне обслуговування і ремонт обладнання (ТО і Р) енергосистем являє собою один з основних інструментів в забезпеченні їх тривалої і надійної експлуатації [3-5]. В зв'язку з цим особлива увага приділяється стратегіям ТО і Р електрообладнання, призначеним для забезпечення зниження витрат на експлуатацію без ризику зниження надійності [6]. Однією з найбільш визнаних стратегій ТО і Р є стратегія профілактичного обслуговування.

Відомі декілька модифікацій стратегій профілактичного обслуговування, які використовуються в світовій практиці або знаходяться в стадії розвитку [6-8,11,12]: 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 [8-11]. Планування ТО і Р обладнання енергосистем згідно з даною стратегією забезпечує мінімізацію сумарних експлуатаційних витрат енергокомпаній. з урахуванням економічних, технічних та експлуатаційних обмежень.

На сьогодні не існує єдиного методичного підходу щодо розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат енергокомпанії, що 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 [2, 4, 8, 9, 12].

Застосування комплексного підходу до управління експлуатацією електрообладнання підсистем ЕЕС з оптимізацією сумарних експлуатаційних затрат енергокомпаній наведено в [8-11], 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, побудова комплексної математичної моделі оптимального розподілу річного виділеного енергокомпанією ремонтно-експлуатаційного фонду є актуальною задачею. Важливою задачею при цьому є правильний обґрунтований вибір факторів впливу і критеріїв які визначають витрати на заміну силового і комутаційного обладнання.

Мета роботи – визначення критеріїв і побудова алгоритму моделі розподілу річного виділеного енергокомпанією ремонтно-експлуатаційного фонду для задач управління експлуатацією обладнанням електроенергетичної системи.

Результати. Зазвичай фактори впливу для формування інвестиційних витрат на заміну обладнання до яких в першу чергу слід віднести деякі технічні характеристики обладнання, режимні параметри ЕЕС і оцінки їх значущості визначаються експертним шляхом і відображають критерії переваги для прийняття управлінських рішень для прийнятої стратегії експлуатації обладнання [6, 8, 12].

Задача розподілу інвестиційних витрат для оновлення парку електрообладнання відноситься до класу задач прийняття оптимальних рішень в умовах наявності декількох критеріїв.

На основі використання експертних оцінок експлуатаційного персоналу, який має досвід експлуатації електрообладнання, підстанцій і повітряних ліній (ПЛ) та ведення режимів енергопідприємств були встановлені основні фактори, які визначають витрати на заміну силового і комутаційного обладнання:

1. Вартість виробничих фондів обладнання V , яка характеризує рівень його трудомісткості і складності експлуатації. Відповідний коефіцієнт розподілу за цим показником для обладнання визначається

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

де $V_{ij}^g, V_j^g, \sum_{j=1}^{N^g} V_j^g$ – об'єм виробничих фондів для i -ї одиниці обладнання, j -ї групи обладнання і для усіх енергооб'єктів енергокомпанії вцілому; N^g – кількість груп обладнання.

2. Пропуск електроенергії W через розглянутий об'єкт протягом розрахункового року (кВт·год), який характеризує важливість об'єкта для процесу передачі і розподілу електроенергії за розрахунковий рік, а також опосередковано визначає рівень спрацювання ресурсу працездатності електрообладнання. Коефіцієнт розподілу за пропуском електроенергії за розрахунковий рік для обладнання визначається

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

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.

3. Імовірність відмови електрообладнання і повітряних ліній на інтервалі часу спостереження, яка характеризує рівень спрацювання ресурсу і, зокрема, пов'язане з ним збільшення інтенсивності відмови.

4. Індекс ризику функціонування ЕЕС при відмовах, плановому або позаплановому виведенні з роботи силового і комутаційного обладнання, повітряних ліній або групи одиниць обладнання підстанції.

Для врахування об'єктивно існуючих невизначеностей (неповнота, нечіткість інформації) при побудові комплексної математичної моделі найбільш ефективним є використання теорії нечітких множин [15, 16]. Відповідна комплексна математична модель докладно описана в [1]. Алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для розподілу витрат на ТО і Р групи електрообладнання наведено на рис. 1.

Для визначення основних складових, що кількісно визначають узагальнену агреговану оцінку ступеню значущості одиниць електрообладнання в частині розподілу ремонтно-експлуатаційних витрат розглядалась еквівалентна схема (рис. 2) електричних з'єднань електричної мережі ЕЕС 35–750 кВ 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.

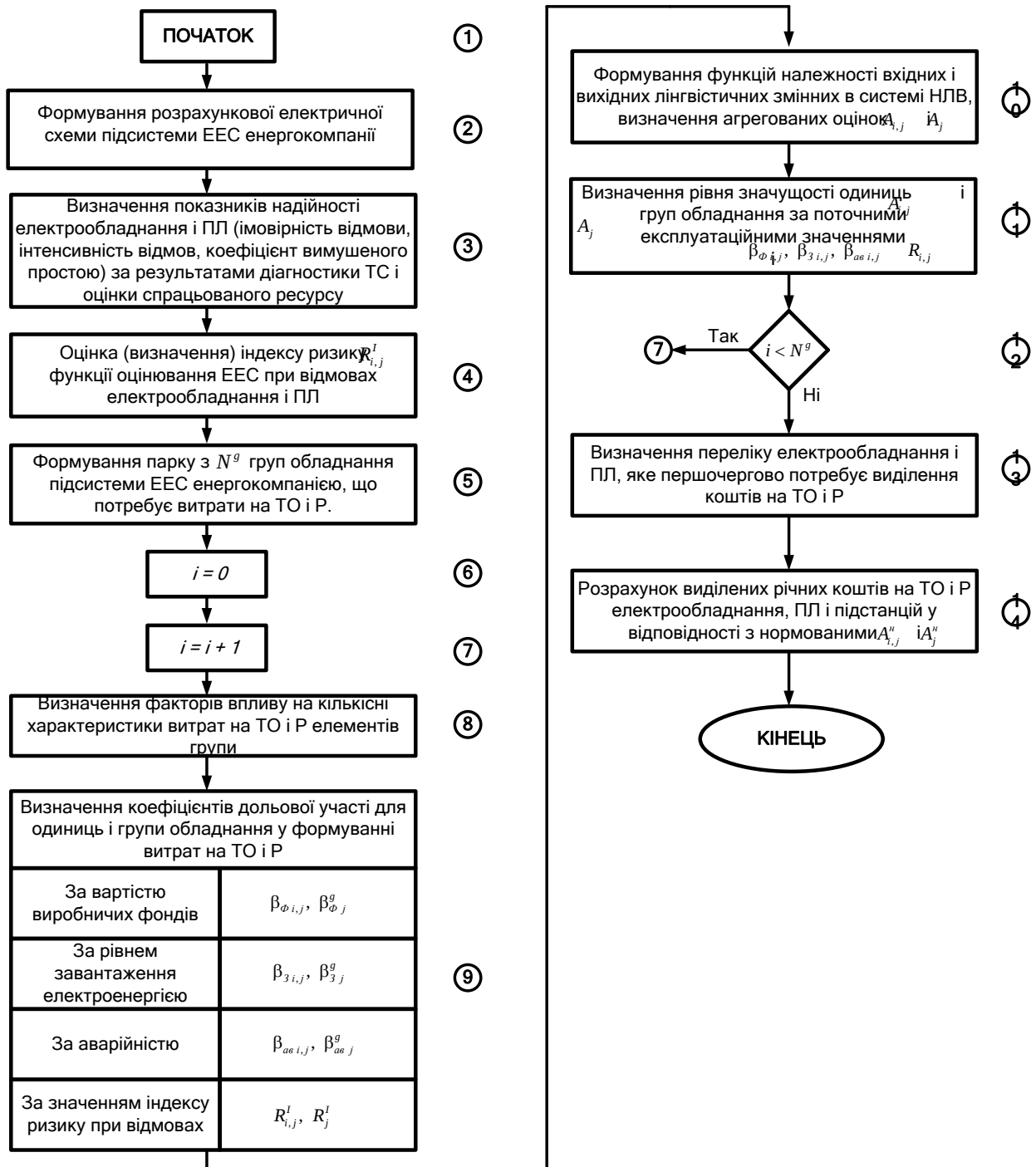


Рисунок 1 – Алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для розподілу витрат на ТО і Р групи електрообладнання

Спочатку імовірнісно-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.

Далі з використанням правил нечіткої бази знань визначається рівень значущості множини $A = \{A_i\}$ одиниць і груп електрообладнання $A_{ep} = \{A_{epi}\}$. 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 обсязі 8725000 грн. на рік визначив перелік обладнання, яке потребує першочергового виділення коштів на ТО і Р (табл. 1). Розрахований пропорційно нормованим значенням A_i розподіл коштів на ТО і Р визначених одиниць обладнання наведено в таблиці 1.

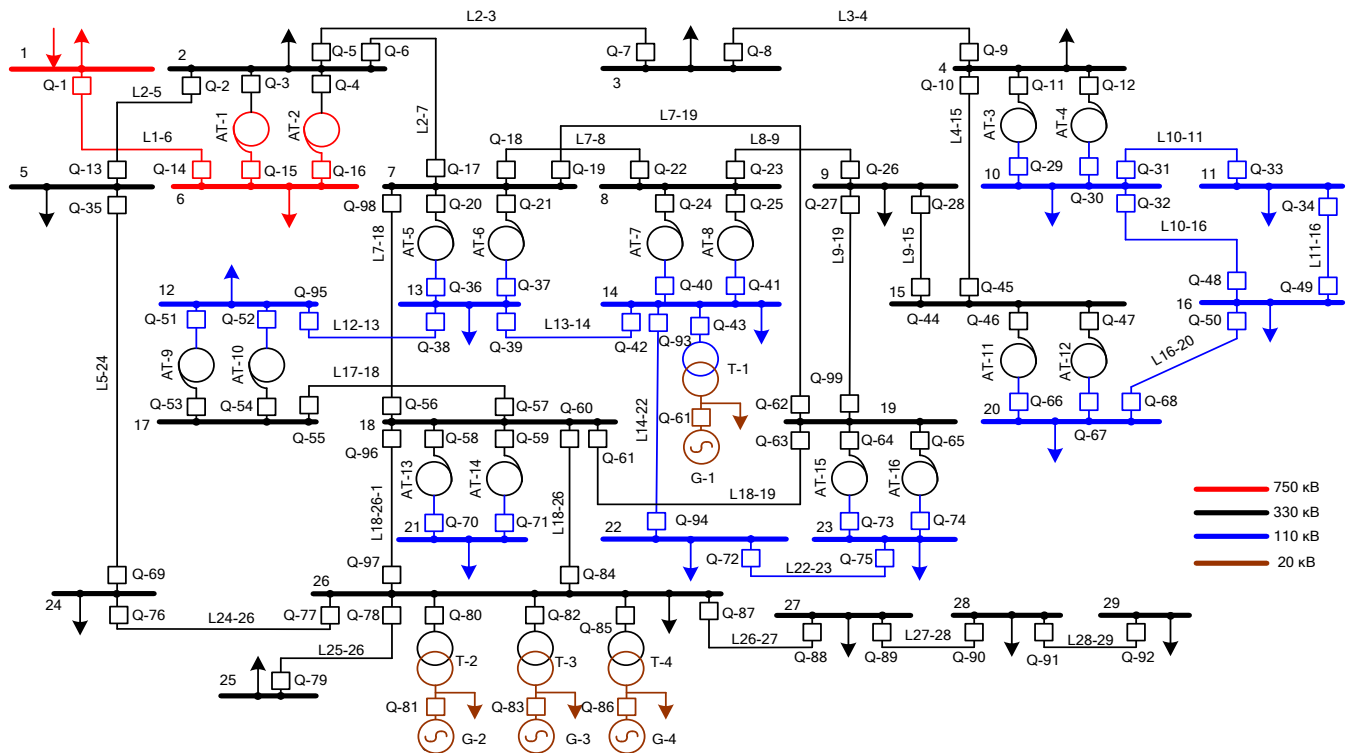


Рисунок 2 – Розрахункова схема електричних з'єднань ЕЕС

Таблиця 1 – Перелік обладнання, яке потребує першочергового виділення коштів на ТО і Р.

№ п/п	Об'єкт	$\beta_{фонди}$	$\beta_{ризик}$	$\beta_{простою}$	$\beta_{пропуск}$	A_i	A_n	Загальний об'єм	Виділені кошти
1	L3-4	0,012	0,142	0,0027	0,019	0,33	0,182	8725000	1590746
2	L4-15	0,019	0,053	0,009	0,0071	0,24	0,133		1156906
3	4-10 (AT-3)	0,0026	0,046	0,014	0,0053	0,26	0,144		1253315
4	4-10 (AT-4)	0,0043	0,014	0,013	0,0047	0,19	0,105		915884
5	Q9	0,0069	0,017	0,0092	0,016	0,21	0,116		1012293
6	Q10	0,0068	0,021	0,0079	0,0059	0,18	0,099		867680
7	Q11	0,008	0,020	0,011	0,0052	0,21	0,116		1012293
8	Q12	0,009	0,023	0,012	0,004	0,19	0,105		915884

Висновки. Визначені найбільш важливі фактори, які в найбільшій мірі впливають на кількісні характеристики витрат на технічне обслуговування і ремонт обладнання та запропоновано математичні моделі для розрахунку коефіцієнтів дольової участі за кожним з виділених факторів. Розроблено алгоритм комплексного моделювання режиму ЕЕС для розподілу витрат на ТО і Р групи електрообладнання. 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.

Перелік посилань

1. Бардик Є. І., Заклюка І. В. Оптимальний розподіл інвестиційних витрат енергокомпанії на заміну обладнання з урахуванням економічних обмежень та експлуатаційних ризиків в енергосистемі. *Відновлювана енергетика*. 2024. № 2(77). С. 41-51. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\).41-51](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77).41-51)
2. Костерев М. В., Бардик Є. І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. Київ: НТУУ «КПІ», 2010. 131 с.
3. 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.
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](https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.05.399).
5. Костерев М.В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи / Костерев М.В., Бардик Є.І., Литвинов В.В. //Наук.пр. Донец. Нац. техн. ун-ту. Сер.: «Електротехніка і енергетика».-Вип. 11 (186). - Донецьк, 2011. - С. 199-204.
6. Schorn C., Balzer G. *Asset Management for Infrastructure Systems: Energy and Water*. Springer, 2015. 348 p.
7. Handschin E., Jurgens I., Neumann C. Long term optimization for risk-oriented asset management // 16th Power Systems Computation Conference. Glasgow, 2008.
8. M. Lehtonen, "On the optimal strategies of condition monitoring and maintenance allocation in distribution systems," *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholm, Sweden, 2006, pp. 1-5, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360278.
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. Q. Wang, F. You and F. Bai, "Maintenance Strategy for Multi-Component Systems Based on Structure and Reliability," *2020 11th International Conference on Prognostics and System Health Management (PHM-2020 Jinan)*, Jinan, China, 2020, pp. 309-314, doi: 10.1109/PHM-Jinan48558.2020.00062.
11. 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>
12. 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.
13. Q. Wang, F. You and F. Bai, "Maintenance Strategy for Multi-Component Systems Based on Structure and Reliability," *2020 11th International Conference on Prognostics and System Health Management (PHM-2020 Jinan)*, Jinan, China, 2020, pp. 309-314, doi: 10.1109/PHM-Jinan48558.2020.00062.
14. 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.
15. Системи штучного інтелекту: нечітка логіка, нейронні мережі, нечіткі нейронні мережі, генетичні алгоритм: монографія / В. П. Лисенко та ін. Київ: НУБіП України, 2014. 332 с.
16. Зайченко Ю.П. Основи проектування інтелектуальних систем. Київ: Видавничий дім «Слово», 2004. 353 с.