

МОДЕЛЮВАННЯ І ОЦІНКА РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ПІДСИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЮ

Бардик Є.І., к.т.н., доц., Бондаренко О.Л., магістрант

КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра відновлюваних джерел енергії

Вступ. Головною задачею ЕЕС є забезпечення надійного і стійкого функціонування приєднаний до електричних станцій та підстанцій споживачів електричної енергії. Надійність ЕЕС – це властивість ЕЕС забезпечувати постачання споживачам електричної енергії необхідної якості і в необхідній кількості [1].

На даний момент стан ЕЕС України характеризується значним рівнем фізичного і морального зносу електрообладнання і низькими темпами заміни, що сприяє зниженню якості електропостачання та збільшенню кількості аварійних ситуацій в ЕЕС.

В зв'язку з цим, задачі комплексного моделювання режимів ЕЕС, для визначення ризику порушення електропостачання споживачів є актуальною задачею.

Мета роботи. Моделювання ЕЕС для оцінки ризику порушення електропостачання споживачів.

Матеріали і результати досліджень. Перехід до ринкових відносин в електроенергетиці підвищує економічну відповідальність енергокомпаній за порушення нормального режиму роботи енергосистеми і зниження якості електроенергії, яка поставляється споживачу, значно ускладнює вирішення задач мінімізації ризику зниження надійності функціонування цих об'єктів внаслідок наступних причин: існують об'єкти, які суттєво впливають на надійність і не несуть відповідальності за її забезпечення; інтереси щодо підтримання необхідного рівня надійності і по одержанню прибутку часто не співпадають; існують комерційні вимоги до режиму і обмеження на його змінення, що знижує керованість системи електропостачання і її надійність; існує постійний тиск ринку з метою економії витрат на експлуатацію, зниження всіх видів резервів і запасів; збільшення кількості “слабких ланок” в системі передачі електроенергії від вузлів генерації до споживача внаслідок змінення розподілу потоків потужності, що стимулюються вільною торгівлею електроенергії [2].

Вищеперераховані, фактори сприяють перш за все підвищення ризику виникнення аварій в ЕЕС з порушенням електропостачання споживачів. Це підтверджується і статичним аналізом аварійності в ЕЕС України і інших промислових розвинених країн який показує, що існує стійка тенденція до підвищення кількості порушень електропостачання відповідальних енергетичних об'єктів, а іноді і значних територій, які супроводжується негативним соціальними, економічними і екологічними наслідками.

Зазвичай для забезпечення надійної роботи ЕЕС її проектують таким чином, щоб відключення одного або рідше декількох елементів в нормальному

режимі при проходженні максимуму навантаження не призводило до неприпустимих перевантажень інших елементів або необхідності обмеження частини навантаження. Якщо критерій $N-i$ виконується в усіх розрахункових режимах, вважається що ЕЕС є надійною. В протилежному випадку потрібно застосування відповідних заходів для забезпечення виконання встановлених нормативів.

Найбільш перспективним відходом до оцінки надійності функціонування ЕЕС є імовірнісний підхід згідно з яким аналізується аварійні відключення елементів ЕЕС з визначенням імовірнісних характеристик таких подій та наслідків. З розвитком ринкових відносин в електроенергетиці України, за яких надійність розглядається як послуга, яка має кількісні характеристики, оцінка надійності імовірнісним методом є більш об'єктивною і повною.

Найбільш прийнятним альтернативним методом оцінки імовірнісної складової ризику для електроенергетичних систем особливістю яких є використання методів статичного моделювання за яких виконується обчислювальні експерименти з імітаційними математичними моделями поведінки складних випадкових процесів та реальних об'єктів, які підлягають випадковому збуренню.

Для визначення імовірнісної складової ризику по заданій моделі функціонування ЕЕС в розробленому математичному і програмному забезпеченні з допомогою статистичного моделювання імітується випадковий процес змінення стану електричної мережі, який визначається станом працездатності її елементів, і зміненням навантаження на розрахунковому інтервалі часу.

При цьому, для кожного стану ЕЕС, пов'язаного з відмовою її елемента, оцінюється можливість нормального режиму функціонування шляхом розрахунку перехідного і післяаварійного усталеного режиму та визначення поточкорозподілу і інших важливих параметрів

Результати моделювання. На рис. 1 представлено 27-вузлову тестову схему ЕЕС. Представлена тестова схема моделі ЕЕС є складнозамкненою, має обмежену пропускну здатність ліній електропередач та спроектована для роботи при централізованому електропостачанні, що відповідає особливостям електричних мереж України.

Режимні параметри тестової схеми змінюються в таких діапазонах:

1. Напруга у вузлі № 101 змінюється в діапазоні $[0,95; 1,05]$ Уном.
2. Потужності у вузлах навантаження змінюються в наступних діапазонах:
 - № 4: $P \in [900; 1100]$ МВт, $Q \in [180; 220]$ МВАр;
 - № 6: $P \in [990; 1210]$ МВт, $Q \in [180; 220]$ МВАр;
 - № 100: $P \in [1800; 2200]$ МВт, $Q \in [630; 770]$ МВАр;
 - № 202: $P \in [450; 550]$ МВт, $Q \in [270; 330]$ МВАр.
3. Потужності у вузлах генерації змінюються в наступних діапазонах:
 - № 1: $P \in [333; 407]$ МВт, $Q \in [261; 319]$ МВАр;
 - № 7: $Q \in [198; 242]$ МВАр;
 - № 201: $P \in [981; 1199]$ МВт, $Q \in [315; 385]$ МВАр;

- № 203: $P \in [1071; 1309]$ МВт, $Q \in [180; 220]$ МВАр;
- № Г1: $P \in [54; 66]$ МВт, $Q \in [45; 55]$ МВАр;
- № Г2: $P \in [54; 66]$ МВт, $Q \in [81; 99]$ МВАр;
- № Г3: $P \in [54; 66]$ МВт, $Q \in [180; 220]$ МВАр;
- № Г4: $P \in [54; 66]$ МВт, $Q \in [45; 55]$ МВАр;
- № Г5: $P \in [270; 330]$ МВт, $Q \in [90; 110]$ МВАр;
- № Г6: $P \in [252; 308]$ МВт, $Q \in [163; 187]$ МВАр;

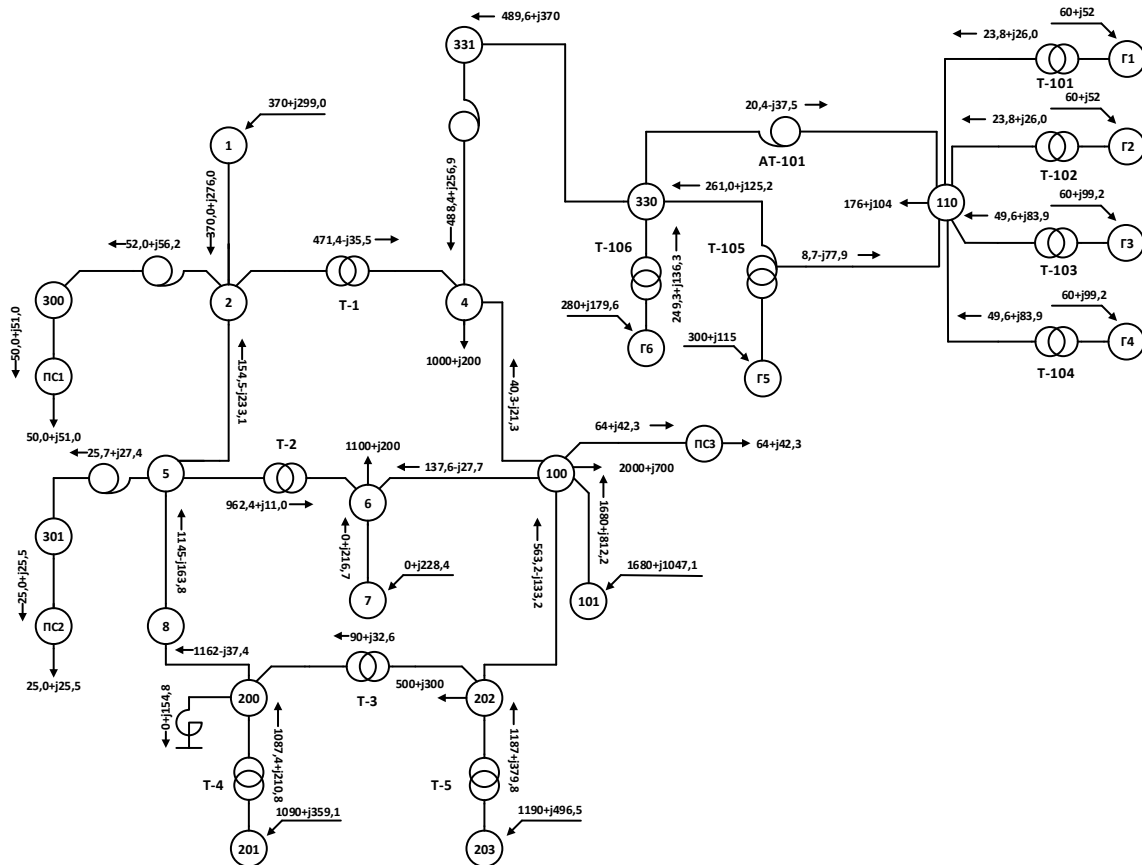


Рисунок 1 – Розрахункова схема тестової моделі підсистеми ЕЕС

В якості аварійної ситуації розглядається неприпустиме зниження напруги у споживачів розташованих на ПС-1, ПС-2 та ПС-3.

Результати моделювання тестової схеми ЕЕС для оцінки ризику порушення статичної стійкості навантаження при відмовах електрообладнання представлені в табл. 1.

Таблиця 1 – Результати моделювання

№	P100, МВт	P202, МВт	P4, МВт	P6, МВт	Q100, МВАр	Q202, МВАр	Q4, МВАр	Q6, МВАр	Відмова	Усисет., в.о.	Усн1., в.о	Усн2., в.о	Усн1., в.о
1	1825	476,6	921,9	1036,6	635,1	303,7	197,1	184	T105	1,02	0,79	0,78	0,84
2	1989,6	491,7	968,1	1080,3	750,3	279,5	216,7	189	T104	0,97	0,84	0,83	0,79
3	1955,9	498,6	1079	1059,7	723,8	270,4	196,9	215,1	Л6_100	1	0,82	0,81	0,82
4	1997,8	494,1	919,3	1016,9	693,8	300,6	200,8	196,7	Г105	0,97	0,8	0,8	0,79
5	1836,8	545,9	970,9	1018,5	672,5	295,9	190,5	195,9	T1	1,05	0,81	0,81	0,87
6	1801,5	493,8	1094,2	1148,8	676,7	288,4	206,8	204,2	Г203	0,99	0,81	0,8	0,82
7	2114,6	527,6	1032,9	1017,3	654,4	322,4	202,7	182,7	Л100_202	1	0,82	0,81	0,82

Продовження таблиці 1

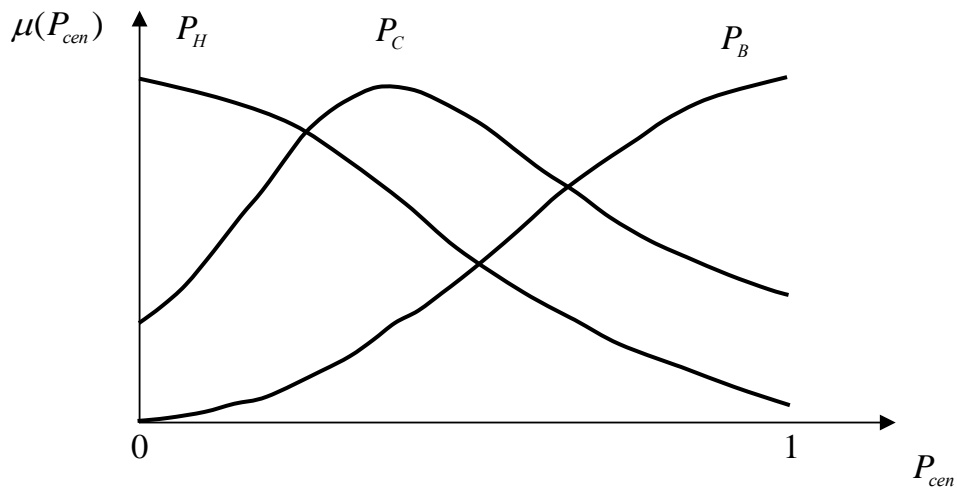
8	2163,5	517,2	1006,9	1096,2	696,7	290,1	199	188,2	AT103	0,96	0,81	0,8	0,78
9	2046,1	474	1059,4	1125,3	708,4	321	190,6	215,7	T102	0,96	0,79	0,79	0,78
10	2074,7	531,6	1016,2	1007,9	731,9	293,9	207,9	202,3	AT103	1	0,83	0,83	0,82
11	2099,6	514,5	1023,7	1163,3	750,9	327	190,4	186,3	T104	1,03	0,8	0,8	0,84
12	2059,4	480	915,3	1096,1	658	307,1	190,7	210,7	AT103	1,02	0,85	0,84	0,84
13	1926,2	539,7	1092,3	1157,8	763,5	313,4	188,8	205,1	T104	1,03	0,81	0,81	0,84
14	2198,2	523,1	929,2	1172,6	769,2	287,6	215,8	198,7	JL2_5	1,02	0,85	0,85	0,83
15	1972,6	463,1	1096,7	1156,8	682,2	284,5	184,8	207,1	T103	1,04	0,86	0,85	0,86
16	2019,8	493,6	1040,2	1177,4	754,1	321,3	213,9	195	Л100_101	1	0,81	0,8	0,81
17	2162,2	532,9	925,8	1100,9	737,2	279,3	219,4	186,3	Г103	0,98	0,82	0,81	0,8
18	1905,3	498	1097,8	1180,2	731,3	293,3	197,2	203,1	Г201	0,97	0,84	0,84	0,79
19	1817,1	489,7	930,1	1086,4	719,2	324,6	186,3	181	Г201	0,98	0,85	0,85	0,8
20	2074,5	547,1	921,4	1108,8	740	278,8	185,4	209,3	Г7	1,01	0,85	0,85	0,82
21	2162,6	456,4	961,8	1020,1	748,6	315,5	216,2	189,1	T4	1,01	0,84	0,83	0,82
22	1873,8	467,1	1031,1	1148,1	685,4	323,9	211,9	200,8	T101	0,98	0,79	0,78	0,8
23	2011,9	521,4	1078,5	1114,8	657,2	301,1	188,9	196,8	T3	0,99	0,83	0,82	0,81
24	2124,9	474,6	1083,2	1051,4	674,2	280,5	218,3	219	JL8_200	1,04	0,84	0,84	0,85
500	2029	512,7	1083,3	1062,4	673,9	315,8	206,1	205,3	Л6_100	0,8	0,77	0,86	0,85

Під час дослідження виконано $k=500$ реалізацій схеми ІСМ, з яких у спостерігалось неприпустиме зниження напруги для ПС1 - 122 рази, ПС2 - 142 рази та ПС3 - 94 рази. Визначена ймовірність порушення електропостачання у тестовій схемі на інтервалі часу 3 місяці складає: 0,244; 0,284; 0,118 відповідно.

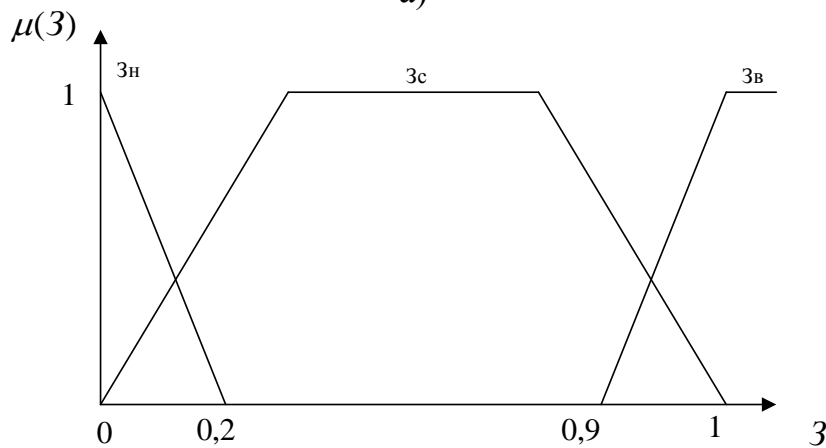
Кількісно ризик R визначається як добуток величини події A на міру можливості її появи:

$$R(t) = A(t) \times q(t) \quad (1)$$

Оцінка ризику порушення електропостачання за нечіткою моделлю. Нечітка модель оцінки ризику порушення електропостачання використовує наступні вхідні лінгвістичні змінні: P_{cen} = «Ймовірність відмови електропостачання» з термами - P_n = «Низька», P_c = «Середня», P_v = «Висока»; Z = «Збитки» з термами - Z_n = «Низькі», Z_c = «Середні», Z_v = «Високі» [3]. Графіки функцій належності вхідних змінних нечіткої моделі для оцінки приведено на рис. 2.



а)



б)

Рисунок 2 – Функції належності вхідних змінних нечіткої моделі:
а) «Імовірність відмови електропостачання»; б) «Збитки».

В якості вихідної лінгвістичної змінної нечіткої моделі прийнято R = «Ризик порушення електропостачання» з термами - T_H = «Малий», T_C = «Середній», T_B = «Великий». Графіки функцій приналежності нечітких термів вихідної змінної приведені на рис. 3.

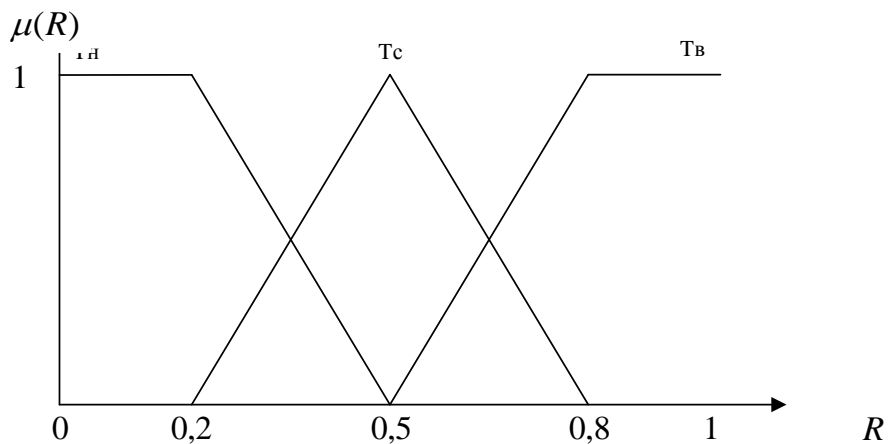


Рисунок 3 – Функції належності термів змінної «Ризик порушення електропостачання»

База правил визначення ризику порушення електропостачання складається з якісних правил типу «ЯКЩО-ТО» (табл. 2) і складається з 9 правил.

Таблиця 2 – База правил визначення ризику порушення електропостачання

Z P_{cep}	Z_H	Z_C	Z_B
P_H	T_H	T_H	T_H
P_C	T_H	T_C	T_C
P_B	T_H	T_C	T_B

Ризик при втаті електропостачання промислових споживачів на 3 години (табл. 3).

Таблиця 3 – Ризик порушення електропостачання

Споживач	Ризик, дол
Металургійний завод (ПС-1)	56876
Завод пластмас (ПС-2)	76646
Лакофарбовий завод (ПС-3)	77811

Розрахуємо загальний ризик при втраті електропостачання промислових споживачів на 3 години:

$$R = R_1 + R_2 + R_3 = R_1 + R_2 + R_3 = 56876 + 76646 + 77811 = 211333(\text{дол.}) \quad (2)$$

Висновок: Для визначення кількісних показників ризику порушення електропостачання споживачів запропонований імовірнісний метод з використанням нечіткої логіки. Для тестової схеми ЕЕС виконано розрахунки кількісних показників ризику втрати електропостачання промислових споживачів на 3 години.

Перелік посилань

1. Бардик Є. І. Моделювання електроенергетичної системи для оцінки ризику виникнення аварій при відмовах електрообладнання [Текст] / Є. І. Бардик // Наукові праці Донецького національного технічного університету. — Серія «Електротехніка і енергетика», 2013. – Вип. 1. – С. 15–22.
2. Ситников, В. Ф. Вероятностно-статистический подход к оценке ресурсов электросетевого оборудования в процессе эксплуатации [Текст] / В. Ф. Ситников, В. А. Скопинцев // Электричество. – 2007. – № 11. – С. 9–15.
3. Штовба, С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB [Текст] / С. Д. Штовба. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 288 с