Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“___“ _____20__ р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти

на тему:

«Підвищення рівня ефективності роботи розподільчих мереж 6(10) кВ за рахунок їх переведення на напругу 20 кВ»

Виконав здобувач вищої освіти
_*II*___курсу, групи *ЕЕ-22М*
ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,

_____ Сергій КІМАК
«____»_____2023 р.

Керівник роботи к.т.н., доцент
_____ Катерина ПЕТРОВА
«_____»_____2023 р.

Рецензент _____
_____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет *будівництва, транспорту та енергетики*

Кафедра *електротехнічних систем та енергетичного менеджменту*

Рівень вищої освіти *другий (магістерський)*

Галузь знань *14 «Електрична інженерія»*

Спеціальність *141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Освітньо-професійна програма *Електротехнічні системи електроспоживання*

ЗАТВЕРДЖУЮ:
завідувач кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
«__04__»____09_____2023 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Кімака Сергія Сергійовича
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи *Підвищення рівня ефективності роботи розподільчих мереж 6(10) кВ за рахунок їх переведення на напругу 20 кВ*

Increasing the efficiency of 6(10) kV distribution networks by switching them to 20 kV

2. Керівник роботи *Петрова Катерина Григорівна, к.т.н., доцент*
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту *19.12.2023 р.*

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою роботи є підвищення ефективності функціонування електричних мереж шляхом їх переведення із класу напруги 6(10) кВ на 20 кВ Для досягнення мети поставлено й розв'язано такі задачі: 1)провести огляд можливостей переведення розподільних мереж 6(10) на напругу 20 кВ; 2) дослідити методи реконфігурації розподільних мереж; 3) створення нечіткої моделі переведення розподільних мереж на клас напруги 20 кВ; 4) практична реалізація методів реконфігурації розподільних мереж при переведенні їх на вищу напругу.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	доц., к.т.н. Савеленко І.В.		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	05.09.2023 р.	
2	Огляд можливостей переведення розподільних мереж 6 (10) на напругу 20 кв	13.10.2023 р.	
3	Дослідження методів реконфігурації розподільних мереж	25.10.2023 р.	
4	Створення нечіткої моделі переведення розподільної мережі на клас напруги 20 кв	30.10.2023 р.	
5	Практична реалізація методів реконфігурації розподільних електричних мереж при переведенні їх на 20 кв	15.11.2023 р.	
6	Висновки, список використаних джерел	30.11.2023 р.	
7	Оформлення додатків	07.12.2023 р.	
8	Оформлення презентаційної частини КР	19.12.2023 р.	

Дата видачі завдання «____» _____2023 р.

Підпис керівника _____ Катерина ПЕТРОВА

Завдання прийнято до виконання «____» _____2023 р.

Підпис здобувача _____ Сергій КІМАК

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 135 с., 64 рис., 15 табл., 40 джерел

Кімак С.С. Підвищення рівня ефективності роботи розподільчих мереж 6(10) кВ за рахунок їх переведення на напругу 20 кВ. – Рукопис.

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет; Кропивницький, 2023 р.

Метою роботи є підвищення енергоефективності роботи розподільних мереж шляхом їх реконфігурації з класу напруги 6(10) кВ на напругу 20 кВ.

Проведено огляд сучасного стану та особливостей функціонування розподілmних мереж в енергосистемі України. Досліджено методи реконфігурації розподільчих електричних мереж. Запропонована нечітка логічна модель переведення розподільчих електричних мереж на вищий клас напруги. Удосконалено метод реконфігурації схеми мережі із застосуванням нечіткої логіки у разі аварійних вимикань фідерів. Модернізовано нечітку модель переважаючого критерію для реконфігурації електричної мережі з класу напруги 6(10) кВ на 20 кВ.

Результати досліджень можуть бути використані під час реконфігурації мереж з класу напруги 6(10) кВ на 20 кВ, а також під час розроблення планів розвитку розподільчих електричних мереж.

РОЗПОДІЛЬЧІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, КЛАС НАПРУГИ, РЕКОНФІГУРАЦІЯ МЕРЕЖІ, ГЕНЕТИЧНІ АЛГОРИТМИ, НЕЧІТКА ЛОГІКА

ABSTRACT

Qualification work: 135 p.; 64 fig.; 15 tables; 40 source

Kimak S.S. Increasing the efficiency of 6(10) kV distribution networks by switching them to 20 kV. - Manuscript.

Qualification thesis second (master's) level of higher education on speciality 141 "Electrical Energetics, Electrical Engineering and Electromechanics" professional program " Electrotechnical Systems of Power Consumption". – Central Ukrainian National Technical University; Kropyvnytskyi, 2023.

The purpose of the work is to increase the energy efficiency of high-voltage distribution networks by transferring them from the voltage class of 6(10) kV to the voltage of 20 kV.

An overview of the current state and features of the functioning of distribution networks in the energy system of Ukraine was carried out. The methods of reconfiguration of distribution electric networks were investigated. A fuzzy logical model of the transfer of distribution electric networks to a higher voltage class is proposed. The network circuit reconfiguration method based on the synthesis of a fuzzy logic controller in case of emergency shutdowns of feeders has been improved. The fuzzy mathematical model for the criterion of transferring the 6(10) kV distribution network to the 20 kV voltage class by analyzing the parameters of the network state has been modernized.

The research results can be used during the transfer of networks from the 6(10) kV voltage class to the 20 kV voltage, as well as during the development of plans for the development of distribution electric networks.

ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS, VOLTAGE CLASS, NETWORK RECONFIGURATION, GENETIC ALGORITHMS, FUZZY LOGIC

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ 7
ВСТУП 8
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД МОЖЛИВОСТЕЙ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 6 (10) НА НАПРУГУ 20 КВ 11
1.1. Аналіз фактичного стану високовольтних розподільних мереж 12
1.2. Дослідження класичної топології розподільних мереж 20 кВ 22
1.3. Перспективи розвитку розподільних мереж напругою 20 кВ 34
Висновки до розділу 1 40
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ РЕКОНФІГУРАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 42
2.1. Огляд методів реконфігурації розподільних мереж 42
2.2. Метод реконфігурації розподільної мережі з використанням генетичних алгоритмів 48
2.3. Метод визначення місця влаштування резервних перемичок електричної мережі в післяаварійному режимі 55
Висновки до розділу 2 65
РОЗДІЛ 3.НЕЧІТКА МОДЕЛЬ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НА КЛАС НАПРУГИ 20 КВ 68
3.1. Визначення та опис лінгвістичних змінних нечіткої моделі 68
3.2. Формування правил функціонування нечіткого логічного контролера 76
3.3. Застосування нечіткої логіки до визначення пріоритету переведення мережі на вищу напругу 81
Висновки до розділу 3 84
РОЗДІЛ 4. ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ МЕТОДІВ РЕКОНФІГУРАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ПЕРЕВЕДЕННІ ЇХ НА 20 КВ 86
4.1. Концепція реконфігурації розподільних мереж 20 кВ та її практична реалізація 86
4.2. Реконфігурація розподільчих мереж 6 кВ на напругу 20 кВ 88

4.3. Практична реалізація методів оптимальної реконфігурації розподільних мереж під час зміни рівня напруги 99
Висновки до розділу 4 109
ВИСНОВКИ 111
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ 113
ДОДАТКИ 119
Додаток А. Вихідні дані для моделювання 120
Додаток Б. Охорона праці 123
Додаток В. Апробація результатів кваліфікаційної роботи 135

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АВР	-	автоматичне введення резерву;
ЕМ	-	електрична мережа;
ЕЕ	-	електрична енергія;
КЛ	-	кабельна лінія;
КТП	-	комплектна трансформаторна підстанція;
ЛЕП	-	лінія електропередавання;
НЛК	-	нечіткий логічний контролер;
ОЕС	-	об’єднана енергосистема;
ПБЗ	-	перемикач без збудження;
ПЛ	-	повітряна лінія;
ПС	-	підстанція;
РЗА	-	релейна захист та автоматика;
РП	-	розподільний пункт;
ТП	-	трансформаторна підстанція;
ФН	-	функція належності.

ВСТУП

Один із сучасних напрямків у галузі електроенергетики - це розвиток та впровадження інтелектуальних електричних систем, відомих як Smart Grid. Основною метою цих систем є підвищення рівня ефективності роботи обладнання та забезпечення високої якості та надійності електропостачання споживачів.

Розподільні електричні мережі України, що працюють при напрузі 0,4...35 кВ, виконують ключову роль у постачанні електроенергії споживачам. Вони взаємодіють як зі споживачами, так і з іншими мережами (районними, магістральними тощо). Таким чином, фактичний стан та експлуатаційні характеристики електричних мереж суттєво впливають на надійність, якість та рівень ефективності роботи енергосистеми всієї країни. На сьогодні протяжність електричних мереж з напругою 0,4 кВ складає 449834 км, а з напругою 6-10 кВ - 332569 км, і ця кількість має тенденцію до щорічного збільшення.

На разі доцільно систематично вирішувати завдання удосконалення принципів створення конфігурації мереж відповідно до класів напруги та принципами виконання, оптимізаційних підходів до регулювання режимів роботи тапідвищення надійності і ефективності функціонування мереж, а також забезпечення відповідності нормативним показникам якості електроенергії, враховуючи територіальні та адміністративні особливості, інвестиційну політику. Це має створити передумови для ефективного управління, модернізації та динамічного розвитку електричних мереж, враховуючи світові тенденції.

Ураховуючи актуальні реалії в країні і той факт, що фактична заміна зношеного обладнання електричних мереж, оцінюваний різними джерелами від 40 до 80%, на практиці просувається досить повільно, а на сьогодні його темпи ще й уповільнилися. У містах територіальна щільність навантаження постійно зростає, досягаючи в центрі м. Києва 10...14 МВт/км^2 (середні показники в Києві – 2,5 МВт/км^2 та 3,7 МВАр/км^2). Це призводить до збільшення втрат

електроенергії, і, відповідно, настає необхідність вирішення питань щодо перспектив розвитку розподільних мереж та підвищення їхньої ефективності.

Збільшення попиту на електроенергію вимагає розширення пропускної спроможності існуючих мереж і зменшення втрат електроенергії, які визначають ефективність їх функціонування. В даному контексті оптимальним рішенням з економічної перспективи може стати універсальний підхід до реконфігурації мереж, що включає підняття рівня номінальної напруги, визначення центрів електропостачання та побудову нових ЛЕП з використанням вдосконаленого рівня автоматизації мережі.

Мета і задачі дослідження. Метою даної роботи є підвищення ефективності функціонування електричних мереж шляхом їх переведення із класу напруги 6(10) кВ на 20 кВ.

Для досягнення мети поставлено й розв’язано такі задачі:

1. Аналізування фактичного стану та особливостей функціонування розподільних мереж енергосистеми країни, дослідження переваг та можливостей впровадження світового досвіду.

2. Дослідження методів реконфігурації розподільних мереж за різних режимів роботи з використанням генетичних алгоритмів.

3. Створення методології реконфігурації схеми розподільної мережі для визначення місць встановлення або активації резервних комутаційних перемичок в аварійних режимах. Метод базується на синтезі нечіткого логічного контролера для формування рейтингів вимикачів у резервних перемичках між фідерами та забезпечує мінімальні втрати електроенергії і нормований режим за напругою у післяаварійних режимах.

4. Розроблення та практична реалізація нечіткої моделі визначення пріоритету переведення мережі 6(10) кВ на 20 кВ за рахунок дослідження та оптимізації параметрів її фактичного стану.

Об’єктом дослідження є розподільні мережі напругою 6(10) кВ.

Предметом дослідження є методи реконфігурації схем мережі в різних режимах роботи.

Основні тези та результати досліджень, виконаних у кваліфікаційній роботі, доповідалися та обговорювалися на Міжнародній науково-практичній конференції «Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК», 9 листопада 2023 року (Державний біотехнологічний університет, м. Харків) (сертифікат участі - див. дод.В).

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД МОЖЛИВОСТЕЙ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 6 (10) НА НАПРУГУ 20 КВ

Електричні мережі, які працюють при напрузі 0,4-35 кВ є завершальною ланкою в системі постачання ЕЕ для кінцевих споживачів. Ці мережі взаємодіють як безпосередньо із споживачами, так і з іншими мережами (районними, магістральними тощо), а, отже, їх фактичний стан та можливості безаварійного функціонування впливають на надійність, якість та ефективність роботи енергосистеми України загалом.

У контексті постійного та об'єктивного підвищення тарифів для кінцевих споживачів, важливим завданням стає поліпшення якості надання послуг, зокрема, надійного та безперебійного електропостачання.

Нівелювання проблеми забезпечення споживачів якісними показниками ЕЕ базується на застосуванні надійного електрообладнання, підтриманні необхідних перетоків потужностей за допомогою засобів регулювання та компенсації. Проте, для ефективного функціонування електроенергетичної системи недостатньо лише вдосконалювати силову частину мережі електропостачання. Необхідно оптимізувати роботу мережі, аналізувати отримані дані параметрів функціонування та надати можливість зміни конфігурації мережі із прив’язкою до ситуації, дотримуючись показників якості ЕЕ з мінімізацією її втрат.

Розв’язок подібних задач передбачає створення «розумних» електричних мереж в рамках концепції Smart Grid. Основне завдання інтелектуальних систем полягає у підвищенні якості та надійності електропостачання за допомогою нових підходів до управління та передавання ЕЕ, що ґрунтуються на модернізації всієї електроенергетичної галузі.

Реалізація концепції Smart Grid особливо важлива у завданнях управління режимами електричних мереж 6-35 кВ, яким характерний низький рівень централізованого управління та автоматизації. Одночасно розв'язання проблеми інтелектуалізації управління у таких мережах ускладнюється значною

розмірністю системи, обмеженою спостережністю та обмеженим набором технічних засобів адаптивного управління.

Зростання попиту на ЕЕ вимагає розширення пропускної здатносты наявних мереж та пыдтримання їх ефективного функціонування за мінімальних втрат ЕЕ. Одним з економічно оптимальних рішень цього завдання може бути підвищення номінальної напруги фактичної мережі, визначення центрів електропостачання та ініціювання побудови нових ЛЕП підвищеної напруги у великих містах.

1.1. Аналіз фактичного стану високовольтних розподільних мереж

Згідно з «Новою енергетичною стратегією України: безпека, енергоефективність, конкуренція» поступово здійснено перехід на сучасні ринкові моделі функціонування та досягнення першочергових цільових показників у сферах безпеки та енергоефективності. У таблиці 1.1 наведено орієнтовні обсяги споживання електроенергії в Україні до 2025 року [27].

Поточні виклики в електроенергетиці, зокрема у розподільних мережах, як одній з ланок електропостачання, поєднують:

- значні показники фізичного та морального зношення обладнання;
- пошкодження енергетичної інфраструктури, обумовлених збройною агресією рф;
- наявність перехресного субсидіювання;
- низькі регульовані ціни для кінцевих споживачів;
- відсутність членства у вітчизняному системному операторі з передавання електроенергії в ENTSO-E згідно з вимогами третього енергопакету ЄС;
- низька готовність фактичних електричних мереж до розвитку ВДЕ;
- активне зростання рівня заборгованості за передану ЕЕ;
- значні показники втрат ЕЕ;
- низький рівень автоматизації мережі.

Під час реформування електроенергетики, основними пріоритетами є економічна вигода та ціноутворення, водночас ефективність та стан електричних мереж відступають на другий план. Це призводить до збільшення навантаження на мережі та їх компоненти. Таким чином, виникає необхідність збільшення пропускної здатності електричних мереж та зменшення втрат ЕЕ. У табл. 1.2–1.5 подано середні значення споживання адміністративних одиниць (міст та сіл) України [27].

Національна комісія України, яка відповідає за державне регулювання у сфері енергетики, висвітлює спеціальний інтерес до показників якості надання послуг з передавання та постачання ЕЕ. Ці показники оцінюються за індексами середньої тривалості відключень (SAIDI) в електричних мережах:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{m} n_i T_i}{N_C},$$

де m – кількість сегментів мережі; n_i - це число споживачів на і-му сегменті; T_i - це річний час перерв електропостачання для споживачів і-го сегмента; N_C - сумарна кількість споживачів та середня частота відключень (SAIFI).

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{m} n_i \lambda_i}{N_C},$$

де λ_i - частота відмов на і-му сегменті.

Таблиця 1.1. Орієнтовні обсяги споживання ЕЕ в Україні до 2025 року [27]

Групи споживачів	Факт. ел.спож 2016 р. (млн.кВт·год)	Факт. ел.спож 2017 р. (млн. кВт·год)	Факт. ел.спож 2018 р. (млн. кВт·год)	Факт. ел.спож 2019 р. (млн. кВт год)	Факт. ел.спож. 2020 р. (млн. кВт·год)	Факт. ел.спож. 2022 р. (млн. кВт·год)	Очік. ел.спож. 2024 р. (млн. кВт·год)	Очік. ел.спож. 2025 р. (млн. кВт·год)
Відпуск ЕЕ споживачам (нетто)	103524	101867	107980	115538	125937	132234	146782	164393
(+) приріст у %	-11,80	-1,60	0,60	0,70	0,90	0,50	1,10	1,20
1. Промисловість	42663	41978	44497	47612	51899	54494	60488	67747
у т.ч. за галузями:								
Хімічна та нафтохімічна	1303	1281	1359	1453	1585	1665	1848	2069
Металургійна	28745,0	27977,6	27362,1	27116,9	27524,8	270853	27248,3	27439,1
Паливна	4284,5	4031,7	4068,3	4113,1	4208,2	4280,0	4374,7	4457,8
Будівельних матеріалів	2067,5	2048,9	2041,3	2047,4	2055,6	2022,9	2053,2	2075,7
Харчова та переробна	4066,1	4078,5	4194,3	4315,8	4428,7	4477,5	4594,6	4663,7
Машинобудівна	2898	2854	3023	3234	3526	3704	4111	4605
2. Будівництво	747,5	749,2	761,4	766,9	773,6	767,4	783,6	793,8
3. Транспорт	6807,1	6684,3	6574,3	6535,1	6561,0	6359,1	6397,2	6461,2
4.Сільгоспспоживачі	2334	2299	2437	2607	2842	2984	3312	3709
5. Населення	32064	31553	33445	35786	39007	40957	45465	50918
6. Інші непромислові споживачі	5954,8	5770,2	5614,4	5513,4	5574,1	5353,3	5326,5	5369,1
7. Комунально-побутові споживачі	15194,8	14830,1	15201,1	15565,7	16004,1	16228,3	16685,5	17036,9

Таблиця 1.2. Помісячні обсяги споживання ПАТ «Черкасиобленерго»

Тип населеного пункту з кількістю проживаючих осіб		Кількість населення, тис. осіб	Середній помісячний обсяг, кВт·год
Село	до 1 тис. осіб	216,80	10 967 130,0
	1÷2 тис. осіб	90,90	7 832 903,0
	2÷5 тис. осіб	60,80	7 208 910,0
	понад 5 тис. осіб	0,00	0,00
Місто	до 50 тис. осіб	302,10	35 111 390,0
	50÷100 тис. осіб	168,60	22 233 058,0
	понад 100 тис. осіб	269,50	64 623 554,0
	понад 1000 тис. осіб	0,00	0,00

Таблиця 1.3. Помісячні обсяги споживання ПАТ «Вінницяобленерго»

Тип населеного пункту з кількістю проживаючих осіб		Середній помісячний обсяг, кВт·год
Села	до 1 тис. осіб	10 872 611,00
	1÷2 тис. осіб	9 664 543,00
	2÷5 тис. осіб	12 080 679,00
	понад 5 тис. осіб	88 188 955,00
Міста	до 50 тис. осіб	31 013 149,00
	50÷100 тис. осіб	-
	понад 100 тис. осіб	66 914 063,00
	понад 1000 тис. осіб	-

Таблиця 1.4. Річний обсяг споживання ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго»

Назва населеного пункту	Кількість населення	Значення річного обсягу споживання, тис. кВт·год
Дніпро	984 300 тис.осіб	3 666 616,16
Кривий Ріг	642 137 тис.осіб	9 014 738,8
Кам'янське	249 600 тис.осіб	1 721 166,36
Нікополь	117 800 тис.осіб	3 209 828,2
Павлоград	109 453 тис.осіб	231 038,85
Жовті Води	56 542 тис.осіб	215 782,1
Марганець	48 900 тис.осіб	185 288,93
Покров	43 958 тис.осіб	259 642,66
Синельникове	31 600 тис.осіб	47 461,51
Першотравенськ	30 000 тис.осіб	36 411,52
Вільногірськ	23 763 тис.осіб	328 514,85
Тернівка	29 442 тис.осіб	37 094,24

Таблиця 1.5. Питоме значення щомісячного обсягу споживання ЕЕ ПАТ «Закарпаттяобленерго»

Тип населеного пункту з кількістю проживаючих осіб		Питоме значення щомісячного обсягу споживання ЕЕ, кВт·год на особу в місяць
Села	до 1 тис. осіб	188
	1÷2 тис. осіб	207
	2÷5 тис. осіб	210
	понад 5 тис. осіб	245
Міста	до 50 тис. осіб	197
	50÷100 тис. осіб	178
	понад 100 тис. осіб	198
	понад 1000 тис. осіб	-

У найближчий період часу деякі енергетичні компанії мають намір перейти на систему стимулюючого регулювання, де цільовий показник якості (SAIDI) для міських територій встановлений на рівні 150 хвилин, а для сільських – 300 хвилин [36]. З аналізу показників якості різних компаній по всій Україні видно, що на даний момент значення SAIDI значно перевищують встановлені стандарти. Середня тривалість непередбачених перерв у електропостачанні для споживачів в Україні коливається від 580,0 до 870,0 хвилин, а при негативних умовах може досягати кількох діб [32], що відзначається як високе значення порівняно з країнами Європи, де воно становить до 104 хвилин (рис. 1.1) [47].

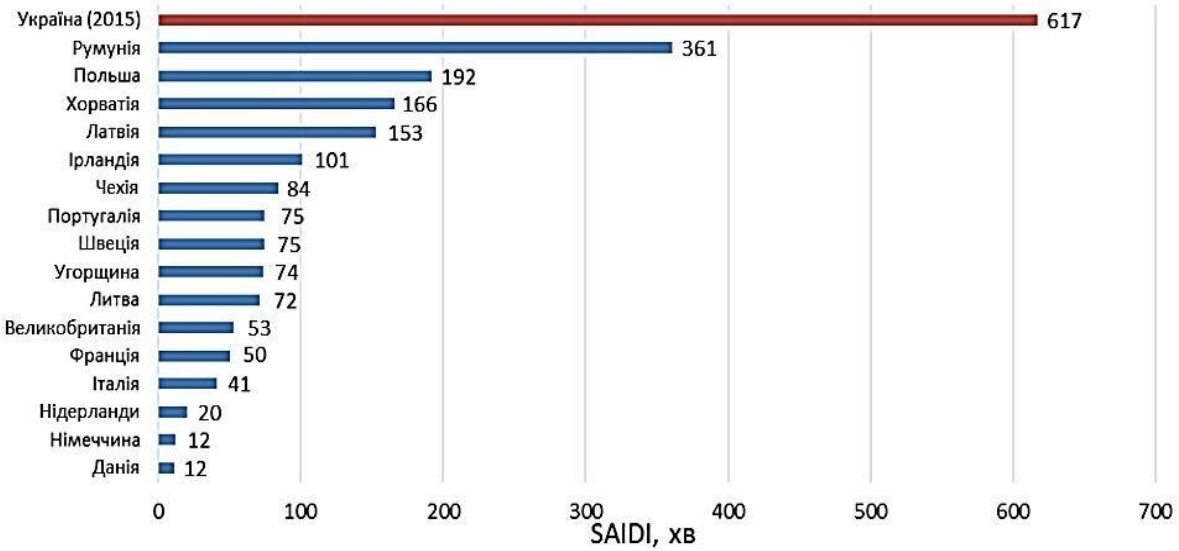


Рис. 1.1. Значення показника якості ЕЕ SAIDI

Щодо середньої кількості відімкнень на 1 споживача (SAIFI): для України цей показник становить 5,40, у Південній Кореї – 0,45, у Австрії та Великій Британії – 0,76, у Франції та США – 1,35, а в Італії та Іспанії – 2,70. Отже, за цим показником Україна поступається розвиненим країнам у 2...12 разів.

На рис. 1.2 наведено зміну показника SAIDI з 2016 по 2022 роки.

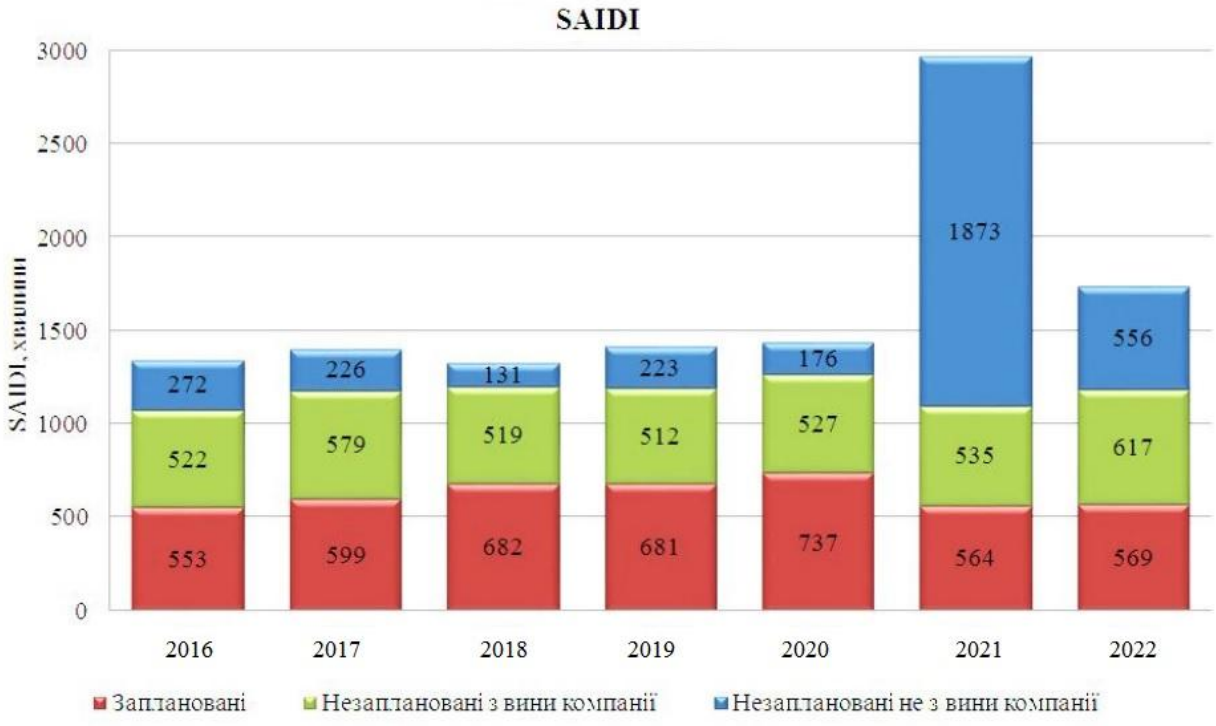


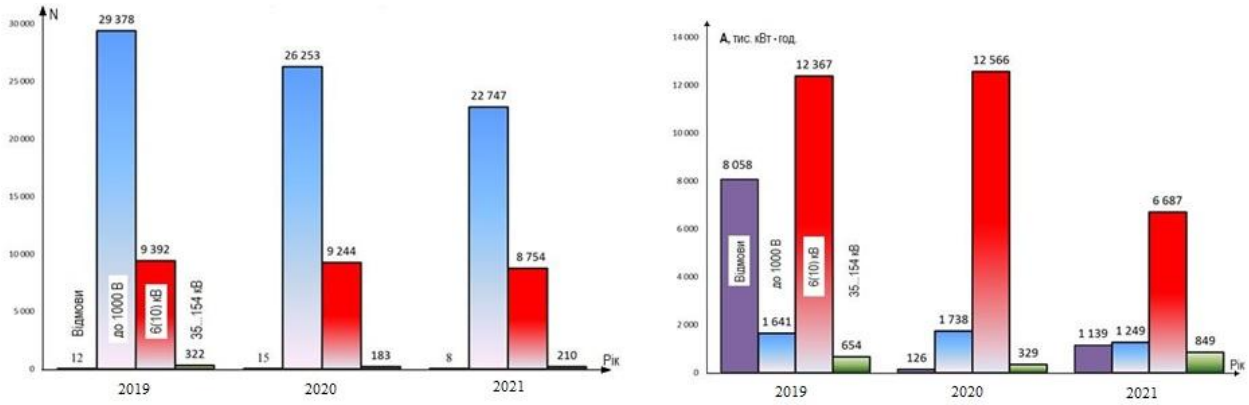
Рис. 1.2. Змінуа показника SAIDI з 2016 по 2022 роки

Для тих компаній, які вирішили перейти на стимулююче регулювання, досягнення показників якості електропостачання на рівні країн Європи означає необхідність зменшити середню тривалість перерв у енергопостачанні майже в 5 разів протягом наступних 10 років. У 2021 році загальний показник SAIDI (незаплановані перерви з вини компаній) в Україні збільшився на 15,5%, досягнувши 617 годин [14]. Особливо зросли показники SAIDI у 19 електророзподільних компаній порівняно з попереднім роком. Цей ріст головним чином пояснюється підвищенням достовірності первинних даних за рахунок точнішого реєстрування перерв в електропостачанні під час електропостачання напругою 0,4-20 кВ, включаючи розвиток колл-центрів компаній.

У сьогоднішніх умовах НКРЕКП вимагає від ліцензіатів створити програми телемеханізації ПС та РП задля отримання перманентних даних щодо фактичних перерв у електропостачанні та відповідно підвищення рівня автоматизації мережі.

На сьогодні розподільні мережі напругою 6(10) кВ майже досягли максимального резерву пропускної здатності та володіють дуже низьким рівнем автоматизації. Дистанційне управління обмежене використанням застарілого обладнання в розподільних підстанціях (трансформаторних пунктах), і, переважно, вимикачі 6(10) кВ оснащені механічним (пружинним) приводом та не можуть бути обладнані телекеруванням. Мережі, які часто великої довжини, зокрема 15-50 км, практично всюди секціонуються лінійними роз'єднувачами, без додаткового використання сучасних реклоузерів. Табл.1.7 містить характеристику розподільних підстанцій та фідерів 6…20 кВ. Для території України характерна наступна загальна протяжність розподільних мереж за класами напруг: 0,4 кВ – 431 629 км; 6-10 кВ – 320 654 км, до того ж ці цифри щорічно зростають. На 01.01.2021 року більше 80 тис. км ПЛ напругою 0,4…150 кВ та майже 32 тис. одиниць трансформаторних пунктів (розподільних підстанцій) 6(10) кВ перебували в незадовільному технічному стані, разом із 252 підстанціями 35…150 кВ [12].

Статистично для мереж напругою 0,4-150 кВ за перший квартал 2021 року зафіксовано 31711 технологічних порушень, із них у мережах 6(10) кВ – 8755 (рис. 1.3). Порівняно з попередніми роками (2019 та 2020), у 2021 році виявлено невелике зниження кількості порушень у мережах 6(10) кВ - відповідно 640 та 495. Для мереж менше 1000 В характерне помітне зменшення з 6631 технологічного порушення у 2019 році до 3506 у 2021 році.



а) б)

Рис. 1.3. ьСтатистика технологічних порушен цехового обліку в електричних мережах (а) та обсяги недовідпуску електричної енергії (б)

Таблиця 1.5. Показники електричних мереж 6-35 кВ, %

Показник електричних мереж	ПАТ «Миколаївобленерго»	ПАТ «Київобленерго»	ПАТ «Київенерго»	ПАТ «Черкасиобленерго»	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	ПАТ «Вінницяобленерго»	ПАТ «Прикарпаттяобленерго»	ВАТ «Запоріжжяобленерго»
Телеуправління	2,50	58,0	90,0-100,0	41,75	49,00	12,70	18,0	0,76
Телесигналізація	2,50	58,0	90,0-100,0	41,75	52,00	11,80	25,60	0,910
Наявність диспетчерських щитів	100,0	7,0	7,0	100,0	100,0	100,0	100,0	96,0
РЗ на реле	95,0	100,0	58,0	91,7	95,20	66,0	91,80	96,10
Наявність диспетчерських пунктів	100,0	100,0	7,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
АСКОЕ	2,50	64,0	50,0	-	22,00	100,0	65,86	2,40
Обладнання понад 30 років	72,0	63,0	45,0	68,6	77,79	61,3	77,8	69,27
РЗ на мікро-процесорах	5,0	33,0	42,0	8,32	4,80	34,0	7,64	3,90

Частка недовідпущення ЕЕ споживачам через технологічні порушення у мережі 6(10) кВ коливається від 41 % до 95%. Великий відсоток невикористаної ЕЕ обумовлений низьким рівнем автоматизації ПЛ 10 кВ. Спеціалізоване обладнання для виявлення місць пошкоджень на лініях встановлені лише на 3-4% підстанцій, і майже не існують пристроїв дворазового автоматичного повторного включення. У мережах 6(10) кВ спостерігаються значні втрати ЕЕ через обмежену пропускну спроможність мереж. Переважно це характернее мережам напругою 6 кВ, які досі використовують в енергетичній системі. У табл. 1.5 наведено характеристичні показники мереж 6…35 кВ за структурними підрозділами – обленерго.

Застаріле обладнання (роз'єднувачі, високовольтні лінії) обмежують можливості використання телемеханіки та автоматизації. Відсутність каналів телеуправління та автоматизації стає проблемою. Мережі напругою 35 кВ та 110 кВ, зокрема для Києва, досягли меж розвитку. Реконфігурація мережі 0,4 кВ у густонаселеному центрі столиці є неможливою. Дослідження технологічних порушень на об'єктах електричних мереж дозволив класифікувати їх за ознаками факторів, що їх викликали (табл. 1.6).

Таблиця 1.6. Динаміка технологічних порушень для мереж 6(10) кВ

Причина	Динаміка технологічних порушень	
	2020 рік	2021 рік
Помилкові дії персоналу	0,0	1,0
Вплив сторонніх осіб та організацій	1614,0	1380,0
Незадовільне технічне обслуговування	3141,0	3531,0
Дефекти виготовлення	340,0	329,0
Дефекти ремонту	397,0	271,0
Погодні явища	2951,0	2549,0

Щодо фактичного технічного стану парку приладів обліку в Україні, то вони, переважно, знаходиться на задовільному рівні (електронні лічильники становлять 76%, індукційні – 24%) [32]. Перехід від індукційних лічильників не призводить до значного зменшення технологічних втрат і буде проводитися поетапно до їх повної заміни.

Переважна більшість порушень на об’єктах розподільних мереж 6(10) кВ обумовлені технологічними чинниками, що у поєднанні з низькими експлуатаційними показниками свідчать про низький рівень забезпеченості автоматизованими системами оперативно-диспетчерського управління.

Графік електричних навантаження міських мереж впродовж доби є вкрай нерівномірним і виглядає по-різному в різних регіонах – обленерго. А разі, мережам 6(10) кВ характерний доволі високий рівень технологічних порушень та виникнення аварійних ситуацій. Наявна інфраструктура мереж, на жаль, не відповідає її поточному рівню завантаженню. Електричне обладнання в промисловості та побутовому використанні виявляє вразливість до короткочасних та тривалих перерв електропостачання, що значно збільшує економічні втрати від недовипуску електроенергії та ушкодження обладнання, порушуючи технологічні процеси.

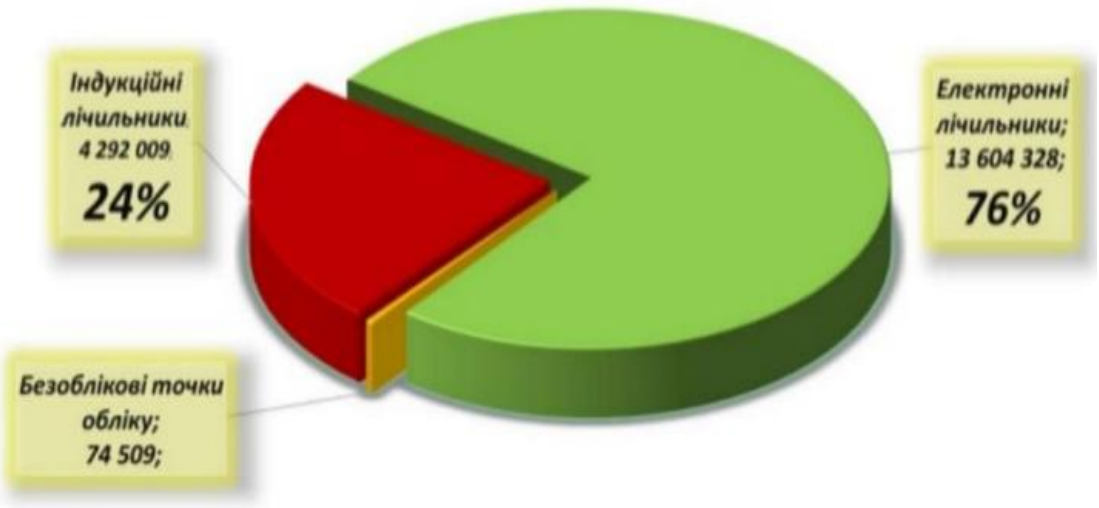


Рис. 1.3. Розподіл кількості засобів обліку ЕЕ в енергосистемі України

1.2. Дослідження класичної топології розподільних мереж 20 кВ

Останнім часом для топології схем електричних мереж характерна тенденція впровадження єдиної технологічної та інформаційної платформи із заміною радіально-магістральної архітектури мережі гнучкішою рівномірно розподіленою мережею. У цій структурі кожен вузол має активну роль, що дозволяє здійснювати реконфігурацію мережі для оптимального режиму роботи. Розбудова розподільних мереж напругою 20 кВ, зазвичай, відбувається відповідно до схем розвитку регіональних електричних мереж, що охоплюють адміністративні райони. Параметри розподільної електричної мережі обираються таким чином, щоб забезпечити ефективний трансфер електроенергії споживачам із необхідним рівнем надійності [15]. Під час розвитку мережі 20 кВ важливо забезпечити підвищення техніко-економічних показників, надійності та відповідність показників якості напруги відповідно до вимог нормативних документів. Проаналізуємо типові підходи, характерні світовим енергосистемам. На рис. 1.4 подано карту-схему розташування підстанцій та ліній у Парижі [21]. Електропостачання міста здійснюється за подвійною кільцевою схемою.

На рис. 1.4 наведена електрична схема мереж електропостачання Паризького району (Франція).

За структурою схеми виокремлюють підстанції:

1. Тип „А” – на базі подвійного кільця 400 кВ, що отримують ЕЕ від мережі електропостачання (225 та 400 кВ) і від окремих великих ТЕС. У перспективі планується живлення від кільця трьох підстанцій 750 кВ. ПС включають групи трансформаторів 400/225 кВ потужністю 600 МВА кожен (прогнозується розташування до 13 трансформаторів на одну підстанцію такого типу).

2. Тип „В” – електропостачання від підстанцій типу „А” (зазвичай від однієї з них) за допомогою ліній 225 кВ, групованих в єдиному "коридорі", а також від місцевих ТЕС. Це прості розподільні підстанції, які не включають трансформатори.

3. Тип „С” розташовані вздовж двох-трьох концентричних кілець, електропостачання яких здійснюється від підстанції „В” через одну лінію. ПС типу „С” мають 1 трансформатор -100 МВА (225/20 кВ).

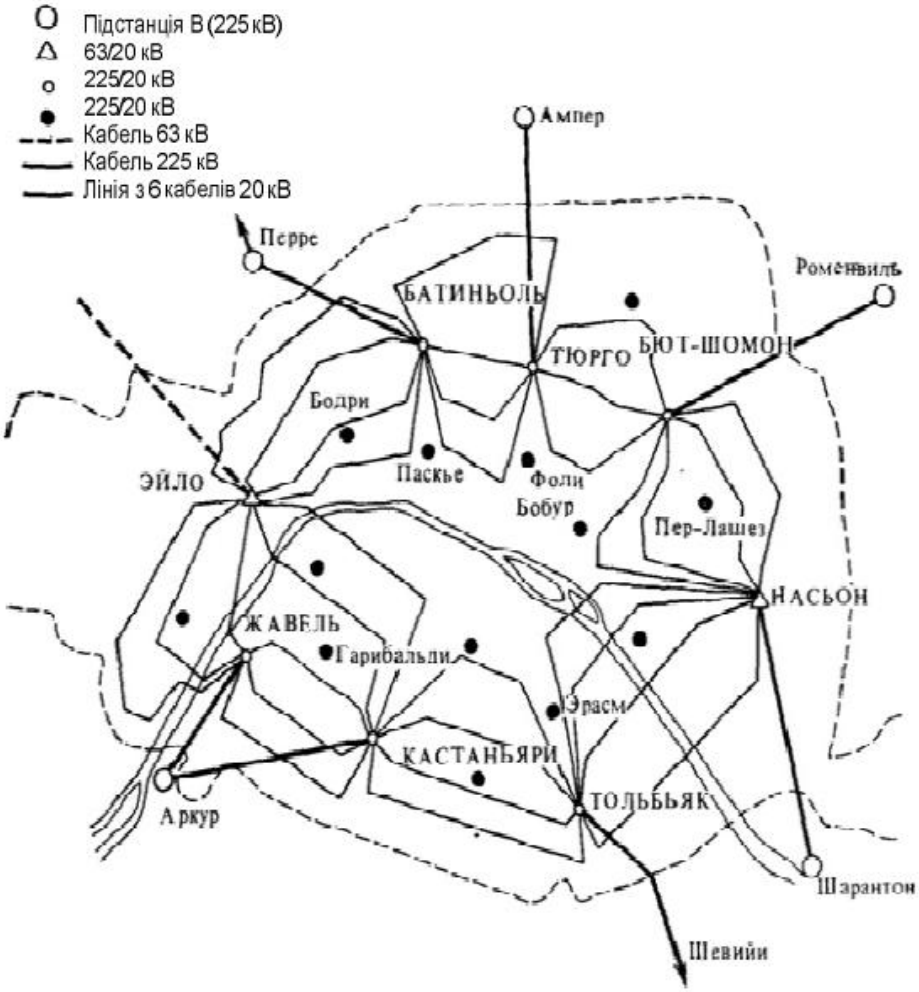


Рис. 1.3. Карта-схема підстанцій та ЛЕП 20 кВ (Франція, м. Париж)

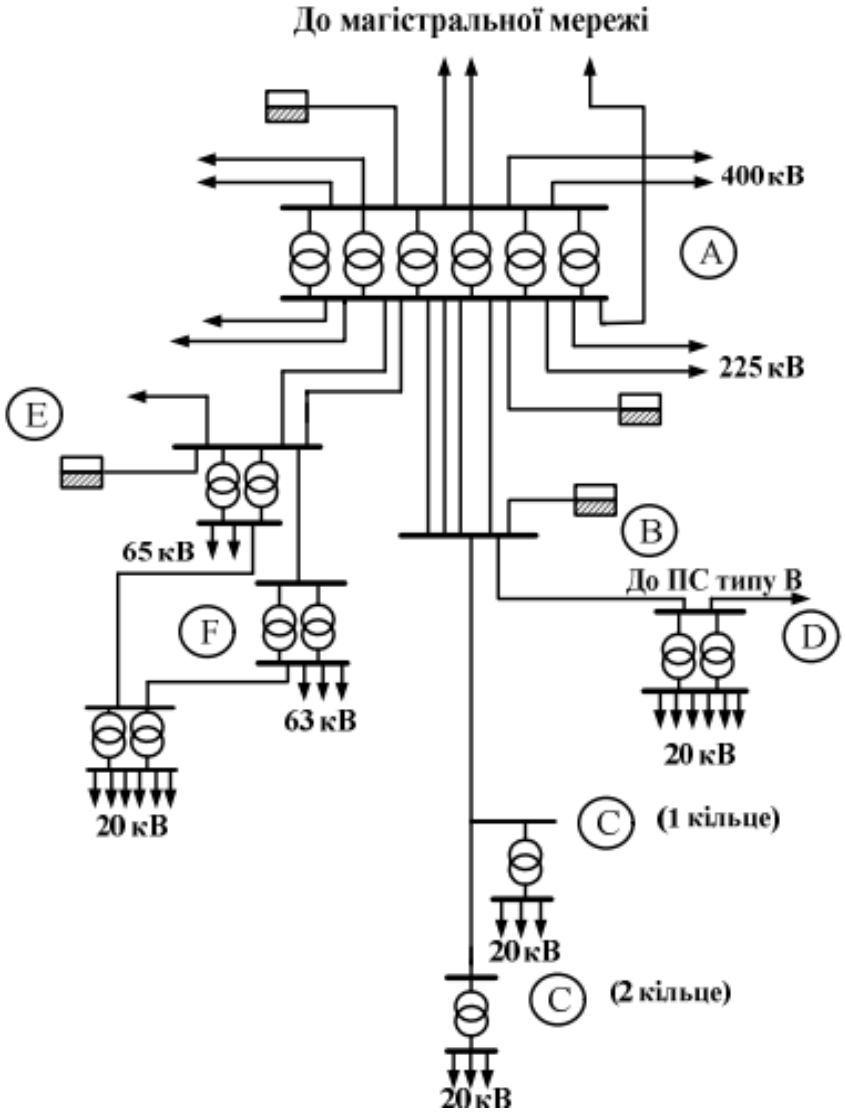


Рис. 1.4. Схема електропостачання Паризького району

4. Тип „D”, отримують електропостачання від підстанції типу „В” та розташовані у зонах із найбільшою щільністю навантажень. Їм характерна складна структура в залежності від місцевих умов. В цілому трансформатори заживлені від однієї або двох підстанцій типу „В”. На рис. 1.5 показана схема підстанції типу „D” (225/20 кВ). Підстанції такого типу відповідають за розподіл електроенергії в передмістях Парижа. Електричні мережі Паризького району будувалися та експлуатувалися різними компаніями до націоналізації, тому для протяжних повітряних і кабельних ліній застосовували рівень напруги 15, 12,5, 10 та 5,5 кВ.

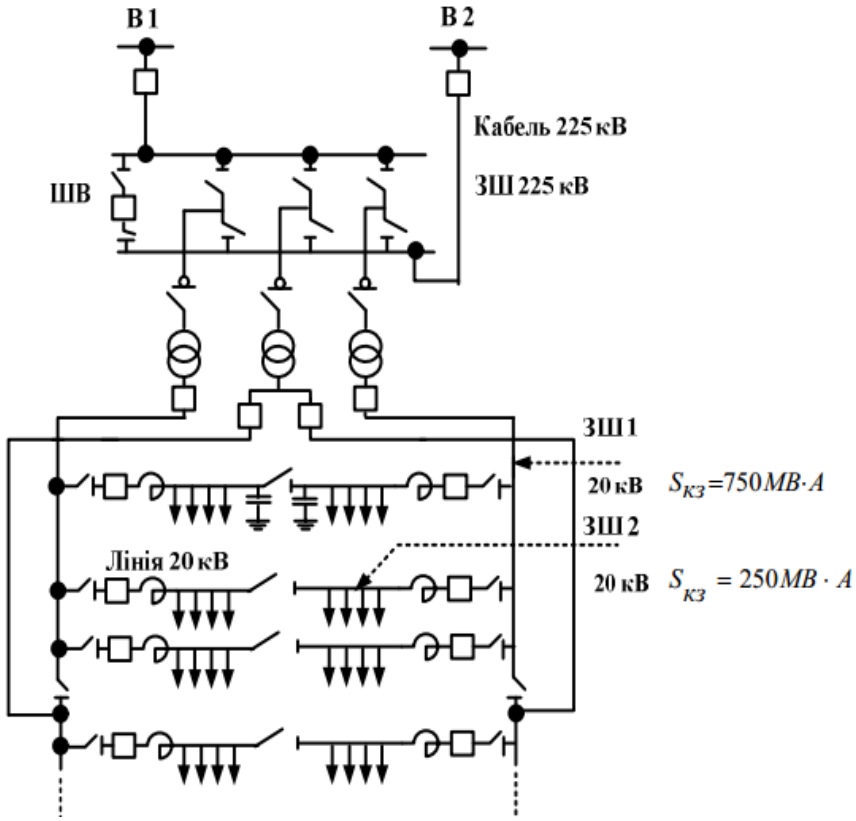


Рис. 1.5. Електрична схема підстанції „D”

Застарілі 3 кВ мережі (переважно - захід та південь), які отримують електропостачання від підстанції 12,5/3 кВ з трансформаторами потужністю від 5 до 50 МБА, та мережі двофазної системи 12,5 кВ (північ і схід), реалізовані подвійними магістралями, до яких підєднані через двоколові лінії підстанції 12,5/0,115–0,23 кВ, замінюються новими трифазними мережами з підстанціями „С”, структура яких узгоджена із топологічною структурою м. Париж (Франція). Для нової мережі прийняті трифазні стандартні напруги 20 кВ для мереж СН та 400(230) В для мереж низької напруги (НН).

Схема підстанції типу „С” зображена на рис. 1.6.

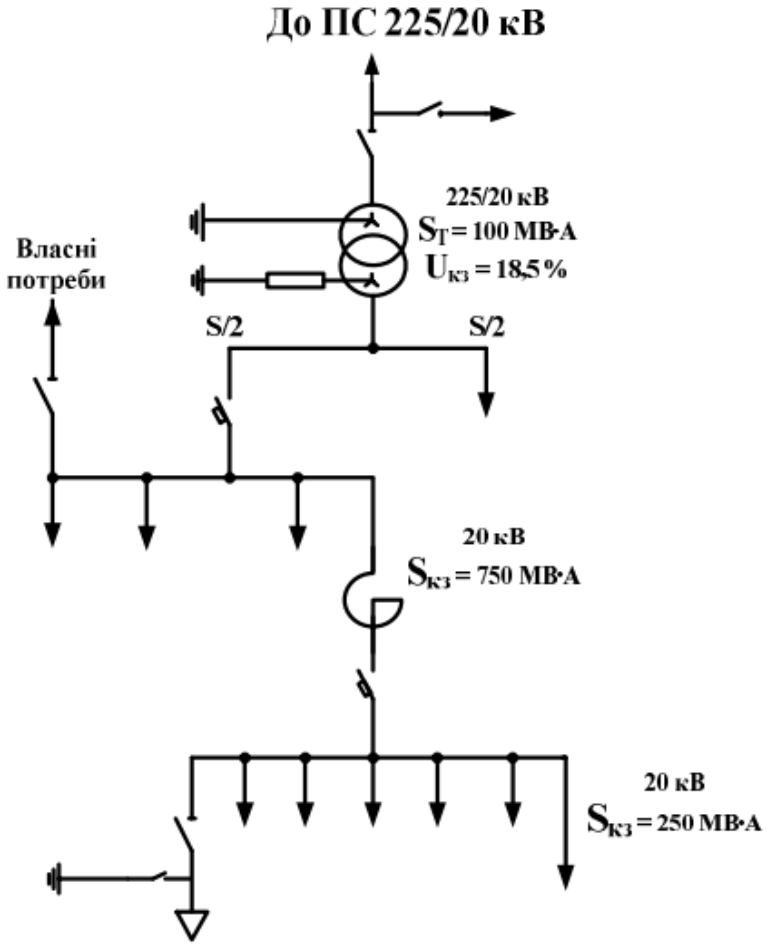


Рис. 1.6. Електрична схема підстанції типу „С”

На рис. 1.7 наведено схему підстанцій типу "С", котрій характерна сіткоподібна структура розгалуженої електричної мережі низької напруги 0,4 кВ.

Підстанція "С" з трансформатором 100 МБА через роз'єднувач має зв'язок з лінією живлення 225 кВ, яка підключена вимикачем до підстанції "В". На стороні СН підстанцій "С", як і на підстанціях "D", є одна система збірних шин ЗШ1 з максимальною потужністю короткого замикання Sкз=750 МБА ($u_{кз}$=18,5%) і дві системи збірних шин ЗШ2, потужність КЗ кожної з яких становить 250 МБА.

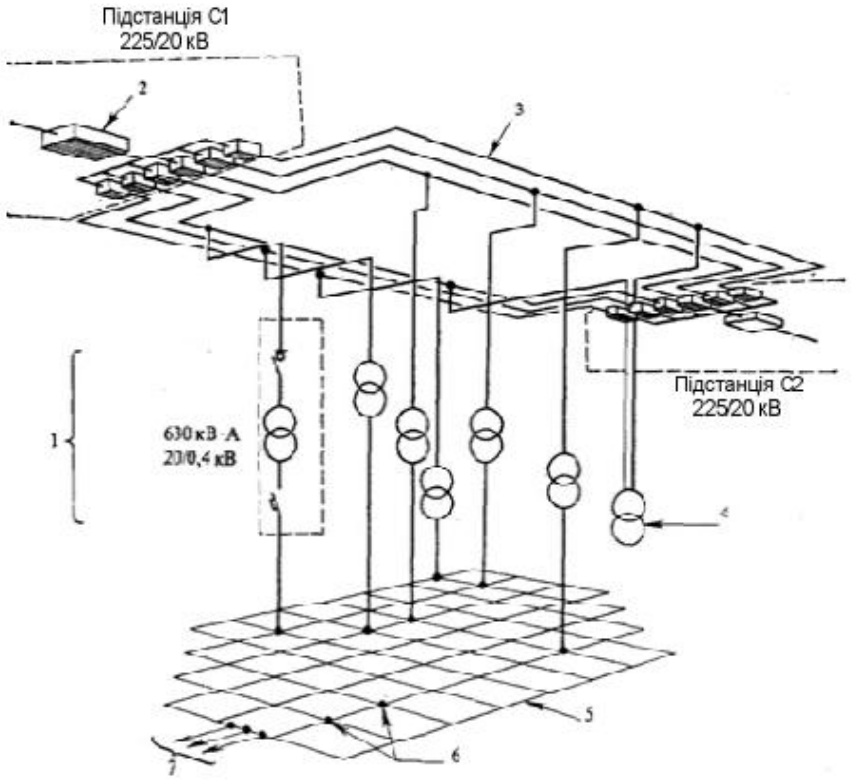


Рис.1.7. Схема підстанції типу „С”

Однолінійна схема РП 20 кВ наведена на рис. 1.17, однолінійна схема перехідної ТП 20/10 кВ (рис. 1.8), ТП 20/0,4 кВ (рис. 1.9).

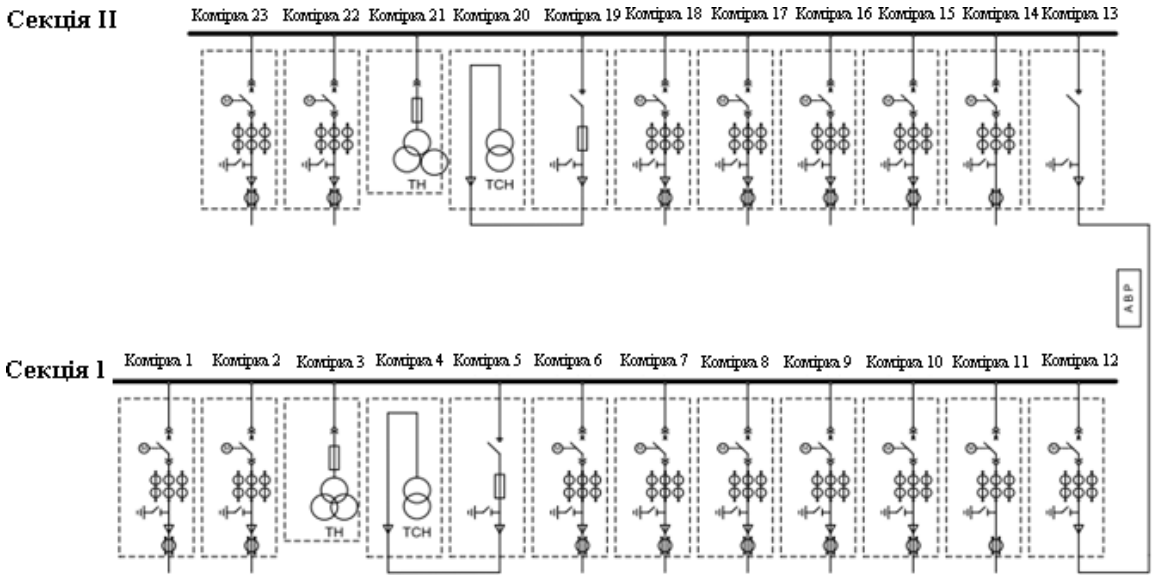


Рис. 1.7. Однолінійна схема РП 20 кВ

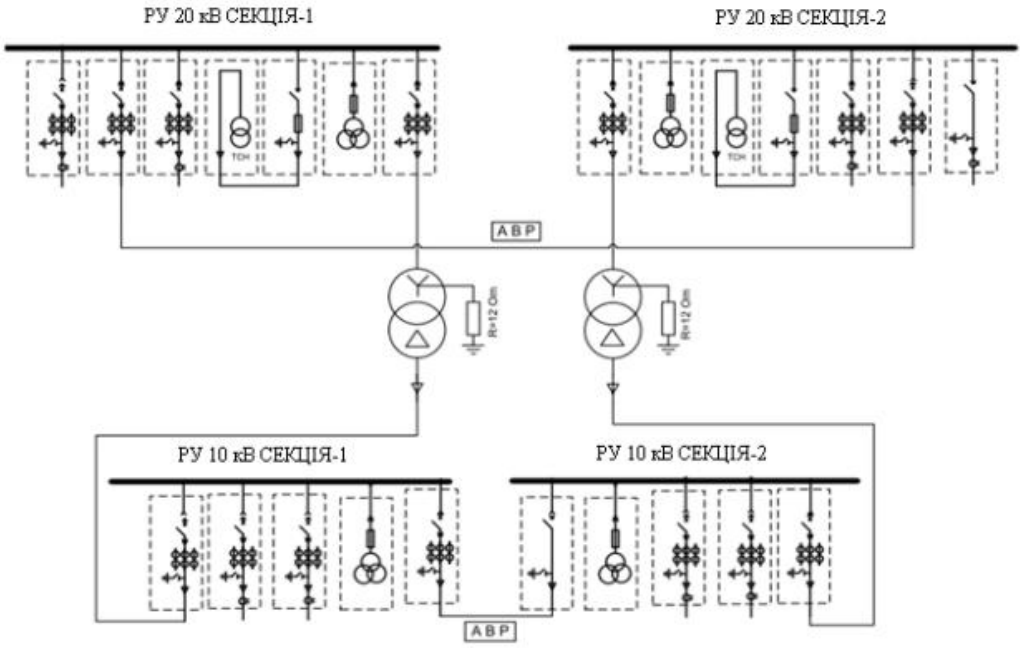


Рис. 1.8. Однолінійна схема ТПП 20/10 кВ

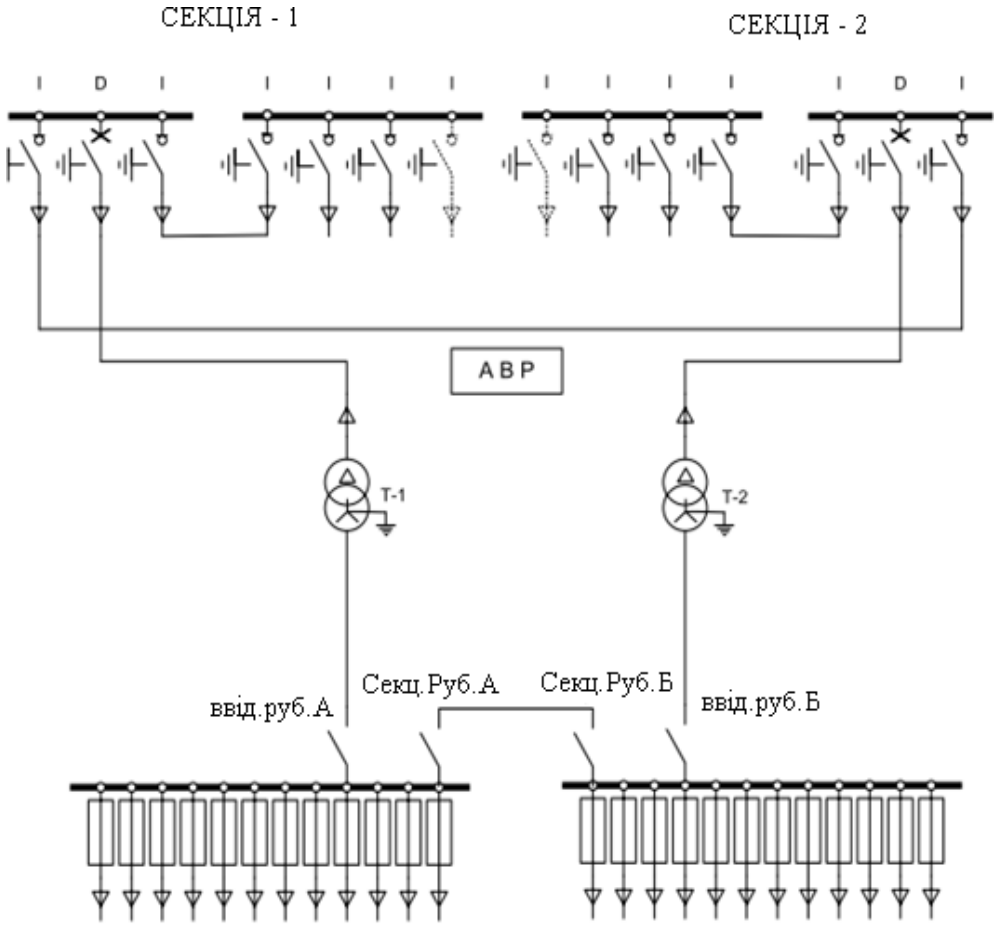


Рис.1.9. Однолінійна схема ТП 10/0,4 кВ

У США структуру розподільних мереж переважно визначають радіальні конфігурації, що відрізняються від моделей, характерних для європейських країн, та мають свої особливості. Рівень напруги СН розрізняється в різних штатах. При цьому, хоча фідери в основному трифазні, магістральні лінії електропостачання мають зменшену кількість фаз (три на початку лінії і одна на кінці), що вимагає наявності нейтралі в усіх лініях (див. рис. 1.10).

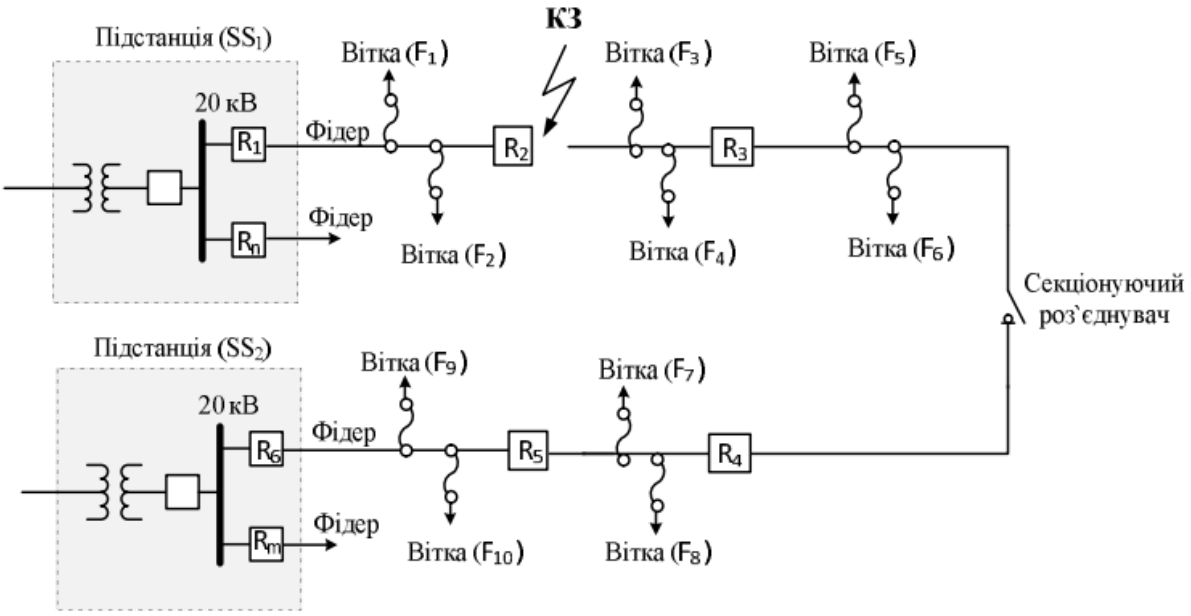


Рис. 1.10. Радіально-кільцева топологія мережі

На рис. 1.11 наведено типову кабельну мережу для розподілу в житловій зоні. Лінії кабелів напругою 23 кВ прокладаються безпосередньо до житлових об'єктів, зокрема до підземних трансформаторних підстанцій, з яких відбувається подальше розподілення низької напруги до будинків і офісів. Кожен трансформатор забезпечує живлення від 2,0 до 8,0 споживачів низької напруги.

У багатоповерхових будівлях як в Європі, так і в Америці трансформатори живлення розташовані на двох або трьох рівнях, кожен з яких обслуговує певну частину будівлі. Крім того, передбачається наявність резервного зв'язку між ними для вирішення аварійних ситуацій (див. рис.1.12).

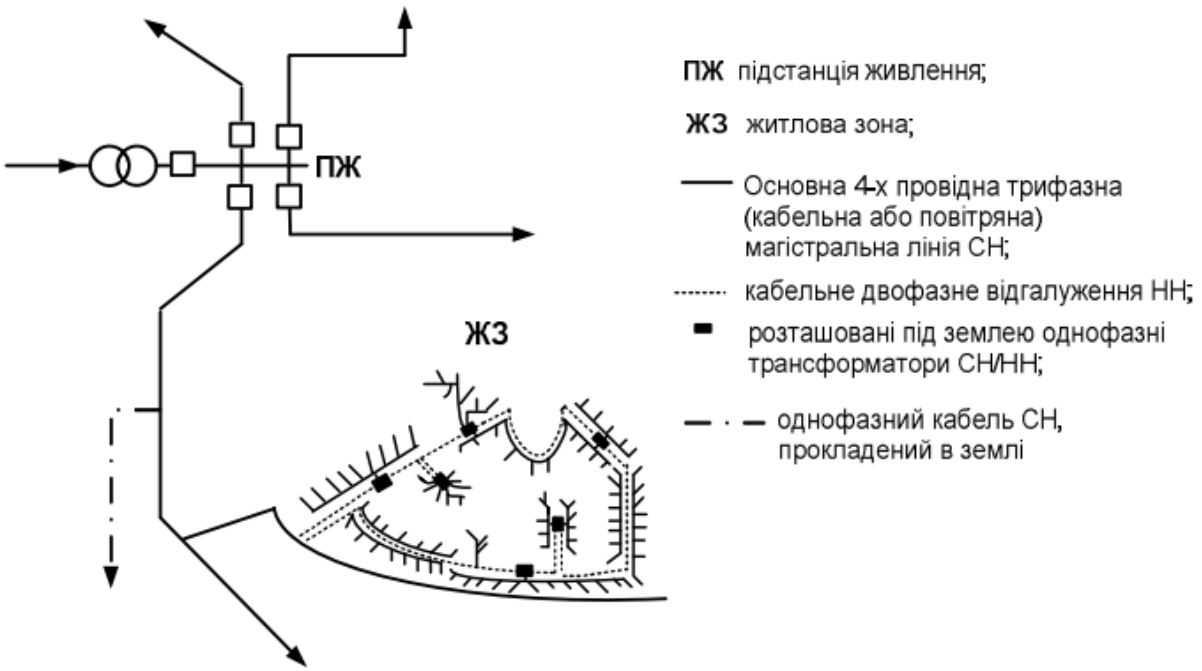


Рис.1.11. Кабельна мережа житлової зони США

На рис. 1.13 наведено типову структуру розподільних мереж напругою 20 кВ, притаманних такій країні, як Німеччина.

Рис. 1.14 відображає схему перспективного розвитку цієї розподільної мережі. У Латвії топологія розподільних мереж визначається паралельним існуванням систем напругою 10 та 20 кВ.

Класична схема підстанції 110/20-10 кВ розподільних електричних мереж Латвії представлена на рис. 1.15. В місті Рига щільність навантаження наявна на рівні 20…25 МВт/км2, тому вдосконалення мереж напругою 20 кВ визнається пріоритетним завданням. Планується реалізація радіально-кільцевих схем електропостачання зі секціонуванням системи шин та їх живленням із різних підстанцій 110 кВ.

Аналізування сучасних підходів до дослідження конфігурації мереж середньої напруги в міських областях підтверджує, що основним елементом топології таких мереж є радіальна структура з можливістю формування кільцевих з'єднань. Ці мережі характеризуються обмеженим радіусом дії, і відгалуження відбуваються лише з розподільних підстанцій за допомогою активних комутаційних елементів.

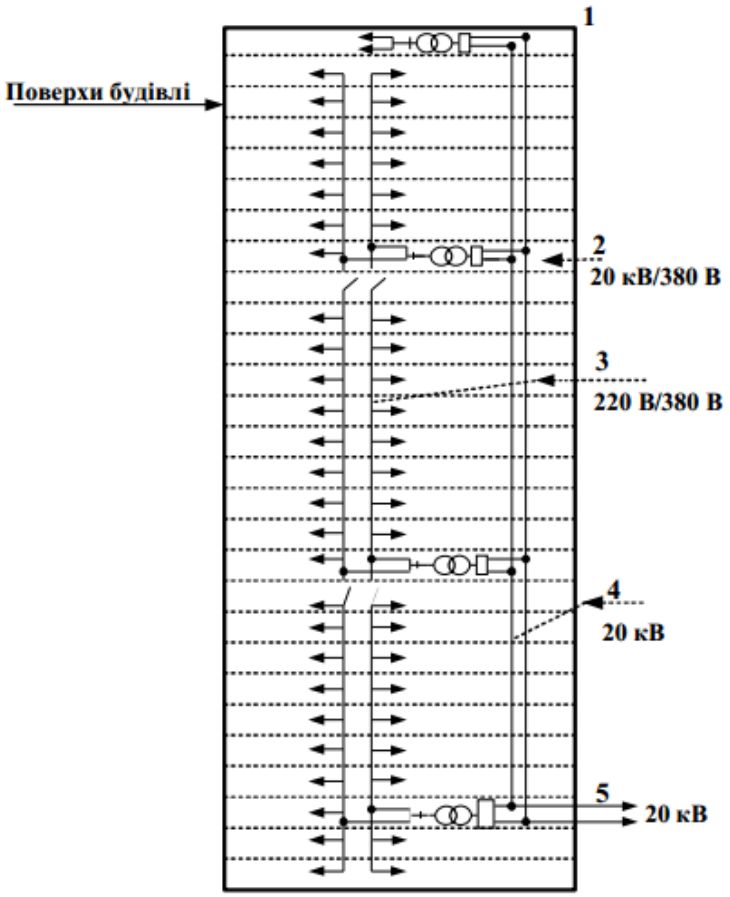


Рис. 1.12. Схема електропостачання багатоповерхового будинку

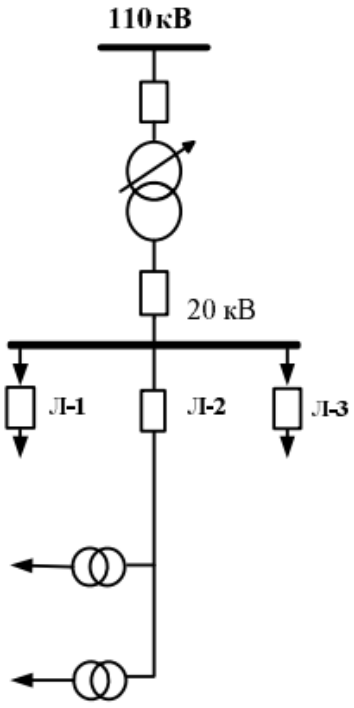


Рис. 1.13. Схема електричних мереж 20 кВ (Німеччина)

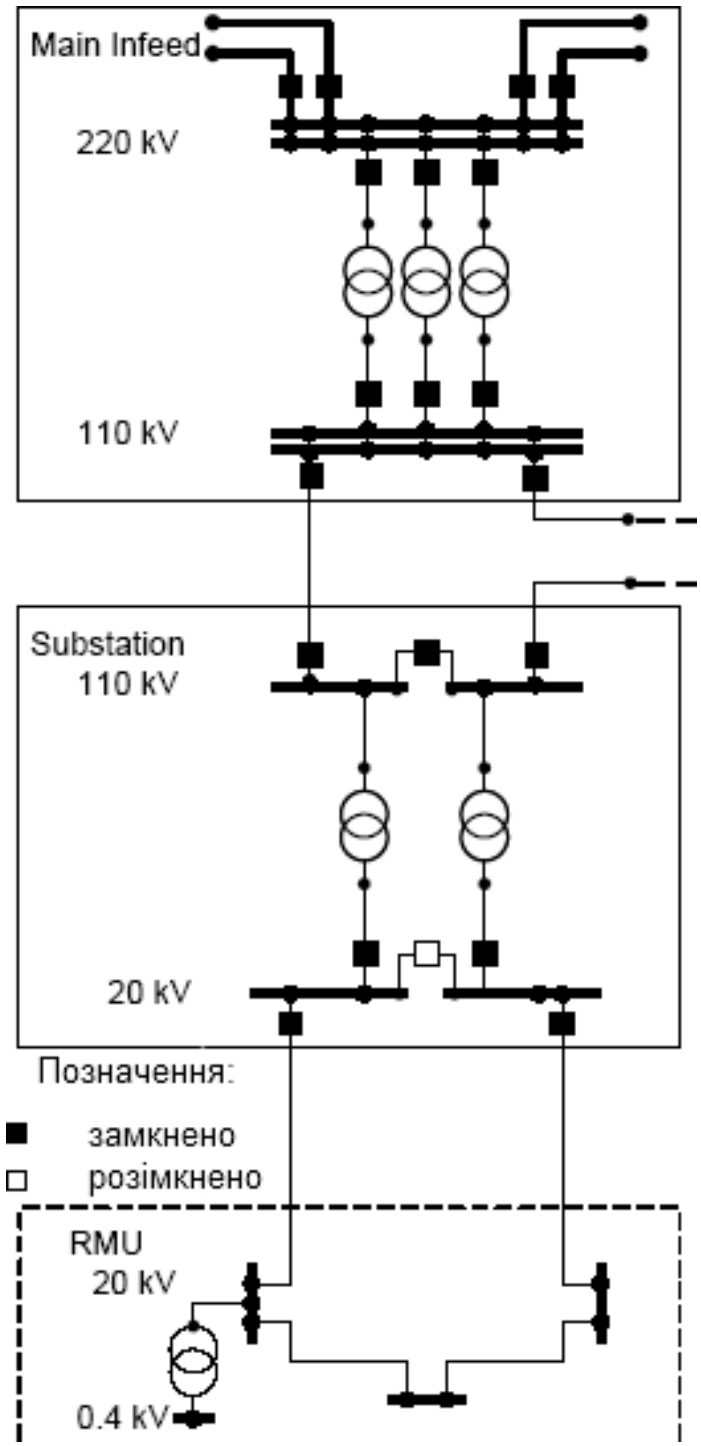


Рис. 1.14. Схема перспективного розвитку мереж 20 кВ (Німеччина)

Сільські електричні мережі, на відміну від міських, мають основну радіальну структуру з тривалими фідерами, які включають гілки та резервні з'єднання для забезпечення можливості об'єднання або перенесення навантаження.

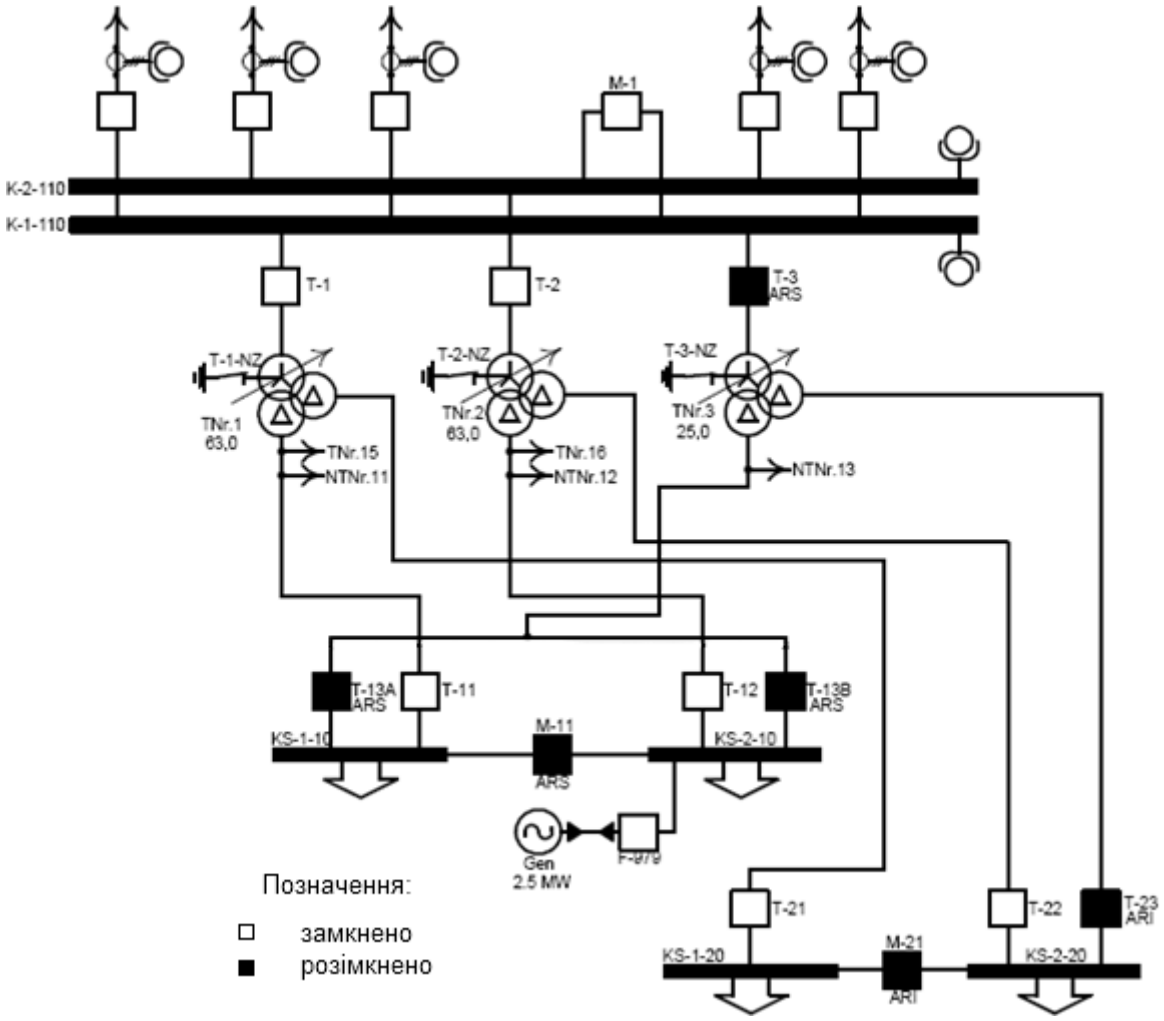


Рис. 1.15. Схема підстанції 110/20-10 кВ (Латвія)

У зонах із високою щільністю навантаження лінії середньої напруги (СН) потрібно розташовувати якнайближче до споживача, щоб скоротити довжину мереж низької напруги (НН). У сільській місцевості з низькою щільністю навантаження співвідношення між довжиною ліній СН та НН змінюється, оскільки зростає частка мереж НН. Радіус дії мереж СН тут обмежується радіусом 20-30 км з огляду на рівень втрат напруги у вузлах.

Топологія мережі СН спроектована для легкого відновлення живлення з іншого джерела, що визначає застосування кільцевих схем електропостачання.

Вибір конфігурації підстанцій передавання (магістральних) та розподільних мереж, а також типів збірних шин, повинен відповідати вимогам щодо втрат напруги та рівнів потужності короткого замикання на шинах підстанцій. Конфігурація мережі має забезпечити визначені коефіцієнти SAIDI

та SAIFI, тобто мінімізувати тривалість та частоту перерв електропостачання при одночасному зниженні втрат електроенергії.

1.3. Перспективи розвитку розподільних мереж напругою 20 кВ

Ідея підвищення результативності електричних мереж у міських і сільських областях тісно пов'язана не лише із сучаснізацією та використанням новітнього обладнання силової системи, але також із впровадженням ефективної системи управління технологічними процесами трансформації та передачі електроенергії. На сьогоднішній день недостатньо просто контролювати та керувати; необхідно оптимізувати роботу мережі, аналізувати отримані дані, зменшувати втрати електроенергії і підвищувати загальну безпеку та результативність мережі.

Розвиток розподільних електричних мереж в Україні сповільнюється через ряд об'єктивних чинників, таких як відсутність інвестицій, щільність наявної забудови та тривалі процедури узгодження проектів щодо розташування об'єктів електричних мереж (розподільних підстанцій, трансформаторних підстанцій) та прокладання ліній, наявність підземних комунікацій та потреба в координації питань прокладання інженерних комунікацій.

Наразі у розподільних електричних мережах України у більшості випадків використовується напруга 6(10) кВ, яка залишається спадщиною від часів Радянського Союзу та є технічно та морально застарілою, а також вкрай зношеною. Це обумовлює низькі техніко-економічні показники та надійність мереж, а також якість ЕЕ, які стають невідповідними та вимагають нагальної оптимізації. Зростання електричних навантажень часто виходить за межі технічної можливості існуючих мереж. Для забезпечення живлення нових споживачів споруджують паралельні лінії, вводять нові джерела потужності. Але, окрім відновлення функціональності, проста реконструкція існуючих мереж 6(10) кВ не забезпечить підвищення їх пропускної спроможності та об'єктивного економічного ефекту. Тому терміновою та актуальною стає

комплексна реконструкція мереж, що передбачає перехід розподільних мереж 6(10) кВ, які вже вичерпали свій нормативний термін безпечної тривалості експлуатації, на напругу 20 кВ.

Використання електрообладнання з напругою 20 кВ є більш доцільним для внутрішньоцехових промислових та міських мереж з великою територіальною щільністю навантаження та для сільських мереж при передачі значної потужності до віддалених пунктів. У порівнянні із напругою 35 кВ, трансформаторні підстанції для 20 кВ є комплектними та повністю виготовленими на заводі. Електричні апарати та кабелі цього класу менш матеріаломісткі, а отже, легші та більш доступні, ніж на 35 кВ [26]. Застосування напруги 20 кВ призводить до зниження щорічних витрат у порівнянні із застосуванням 10 кВ завдяки зменшенню втрат електроенергії в мережах, трансформаторах та іншому електроустаткуванні, а також зменшенню струмів короткого замикання та полегшенню електропостачання віддалених споживачів, як на рівні підприємства, так і в найближчому районі. Щодо кабельних ліній із зшитого поліетилену, то в мережі 20 кВ, яка зазвичай працює в режимі заземлення через резистор нейтралі, немає потреби у використанні підсилених екранів кабелю. Хоча напруга 35 кВ і є близькою для вітчизняних мереж, вона нічим, крім рівня напруги, не відрізняється від 6 та 10 кВ. Проте існує важливий недолік: обладнання для цієї напруги неможливо розмістити в малогабаритних трансформаторних підстанціях. Якщо було б розроблено компактне обладнання, то використання напруги 35 кВ у міських та сільських мережах стало б цілком реальним. На сьогодні мережі 35 кВ можна використовувати в сільській місцевості, там, де такий клас мереж є в експлуатації.

До переваг комплексної реконструкції мереж з переведенням на вищу напругу належить:

1) Більша потужність на тих же перерізах проводів: За збереженням перерізів проводів можливе передавання більшої потужності, що сприяє ефективнішому використанню існуючої інфраструктури.

2) Зниження втрат електроенергії: Використання напруги 20 кВ дозволяє зменшити втрати електроенергії в мережах, що сприяє підвищенню ефективності системи.

3) Сучасне обладнання та ефективність: Комплексна реконструкція дозволяє використовувати більш ефективне та сучасне обладнання, таке як трансформаторні підстанції (ТП) та розподільні пункти (РП), що поліпшує загальну надійність системи.

4) Зменшення довжини мереж 0,4 кВ та втрат в них: Впровадження щоглових КТП 20/0,4 кВ дозволяє скоротити загальну довжину мереж 0,4 кВ та знизити втрати електроенергії в них.

5) Створення резерву потужності: Перехід на напругу 20 кВ дозволяє створити резерв потужності, що підвищує гарантоване електропостачання споживачів та забезпечує надійність системи.

6) Усунення дефіциту потужності на центрах живлення: Комплексна реконструкція дозволяє ефективно вирішити проблему дефіциту потужності на центрах живлення при розвантаженні електроустаткування 6(10) кВ існуючих підстанцій.

7) Використання активного споживача та розподільної генерації: Перехід на напругу 20 кВ сприяє широкому використанню активного споживача та надійному підключенню розподільної генерації.

8) Підвищення рівня автоматизації мережі: Комплексна реконструкція сприяє підвищенню рівня автоматизації мережі, що полегшує її керування та обслуговування.

9) Зменшення операційних витрат: За рахунок оптимізації та сучасного обладнання комплексна реконструкція дозволяє зменшити операційні витрати на обслуговування мережі.

10) Підвищення безпеки експлуатації мережі: Перехід на напругу 20 кВ забезпечує підвищену безпеку експлуатації мережі та забезпечення надійного відключення ОЗЗ.

11) Розв'язання проблеми переходу на електрообігрів комунальних

споживачів: Комплексна реконструкція може вирішити проблему переходу на електрообігрів комунально-побутових споживачів.

12) Надійне відключення при використанні режиму заземлення нейтралі: Перехід на напругу 20 кВ забезпечує надійне відключення при використанні режиму заземлення нейтралі через низькоомний опір.

13) Створення надійної мережі електропостачання для систем заряду акумуляторних батарей електромобільного транспорту: Комплексна реконструкція може створити надійну мережу електропостачання для систем заряду акумуляторних батарей електромобільного транспорту.

14) Оптимізація експлуатаційної діяльності: За рахунок комплексної реконструкції досягається оптимізація експлуатаційної діяльності, що поліпшує загальні показники системи.

Що стосується пропускної спроможності ЛЕП 10 та 20 кВ, то можна виразити потужність, що передається мережею, як:

$$S = \sqrt{3}U_H JF ,$$

де S - потужність; U_H - номінальна напруга; J - щільність струму; F - площа поперечного перерізу проводу.

За однакових значень $F_{10} = F_{20}$:

$$\frac{S_{20}}{S_{10}} = \frac{\sqrt{3}U_{20}JF}{\sqrt{3}U_{10}JF} = 2.$$

Зрозуміло, що пропускна здатність мережі 20 кВ у двічі більша за здатність мереж напругою 10 кВ та, вочевидь, у 3,3 рази переважає спроможність мереж 6 кВ.

Спад напруги в ЛЕП:

$$\Delta U = \frac{(PR + QX)}{U^2},$$

Тоді, за рівнозначних навантажень, отримаємо:

$$\frac{\Delta U_{20}}{\Delta U_{10}} = \frac{U_{10}^{\ 2}}{U_{20}^{\ 2}} = \frac{1}{4}.$$

Таким чином, падіння напруги в лінії зменшується в чотири рази після підвищення напруги з 10 до 20 кВ за незмінного навантаження, що свідчить про покращення якості електроенергії.

Втрати потужності ЛЕП:

$$\Delta P = 3I^2 R.$$

Тоді за однакових значень навантажень у мережі 10 кВ і 20 кВ маємо співвідношення:

$$\frac{\Delta P_{20}}{\Delta P_{10}} = \frac{\frac{S_{20}^{\ 2}}{U_{20}^{\ 2}} R}{\frac{S_{10}^{\ 2}}{U_{10}^{\ 2}} R} = \frac{1}{4}.$$

Тобто, значення втрат потужності, оналогічно спадам напруги в ЛЕП, зменшуються в 4 рази у випадку їх переведення на напругу мережі 20 кВ.

Значення поперечного перерізу корелює з U_H, тобто:

$$F = \frac{S}{\sqrt{3} U_H J}.$$

У такому випадку за однакових значень навантаженні в мережі отримаємо відношення:

$$\frac{F_{20}}{F_{10}} = \frac{U_{10}}{U_{20}} = \frac{1}{2},$$

яке підтверджує зменшення кількості кольорових металів на 50%. Проте, доцільний переріз визначається додатково й термічною стійкістю та районом розташування. Відповідно, практична можливість заощадження кольорових

металів набагато нижче та коливається в межах 17…46 % [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

До недоліків переведення мереж з 6 (10) кВ на напругу 20 кВ належать:

1. Великі витрати на реконструкцію: Перехід на вищу напругу вимагає значних інвестицій на реконструкцію та модернізацію існуючих розподільних мереж, трансформаторних підстанцій і обладнання.

2. Технічні труднощі при виконанні робіт: Зміна напруги може стати причиною технічних труднощів, таких як необхідність встановлення нового обладнання, перетворювачів, а також збільшення технічних вимог до інфраструктури.

3. Труднощі взаємодії з існуючими системами: Перехід на нову напругу може викликати труднощі взаємодії з існуючими системами та обладнанням, що працює при інших напругах, що потребує комплексного підходу до адаптації.

4. Необхідність додаткового навчання персоналу: Висока напруга вимагає специфічних знань та навичок для обслуговування та управління системою. Необхідно провести навчання персоналу для роботи з новою напругою.

5. Можливі перерви в електропостачанні: Під час переходу можливі тимчасові перерви в електропостачанні, особливо якщо роботи виконуються на діючих мережах, що може призвести до негативного впливу на споживачів.

Впровадження напруги 20 кВ в існуючих 6(10) кВ розподільних мережах сприятиме переходу на вищий рівень електропостачання споживачів України. Це дозволить збільшити пропускну спроможність у порівнянні з наявними мережами в межах уже відведеної території, зменшити технологічні втрати та підвищити якість електроенергії, енергобезпеку і надійність функціонування систем електропостачання.

Інвестиційна привабливість територій має визначати вектор розробки комплексних схем розвитку електромереж з урахуванням територіальних планів при формуванні напрямку розвитку інфраструктури міста чи району.

Для впровадження 20 кВ у розподільні мережі потрібно терміново виконати наукове обґрунтування розробки конфігурації схем 20 кВ мереж, а також запровадити механізми випереджального будівництва електромереж і розробку концепції розвитку даного класу мереж на конкретній території для гарантованого підключення споживачів з мінімальними технологічними втратами.

Висновки до розділу 1

1. На разі для електричних мереж енергосистеми України, де втрати ЕЕ становлять до 20% від загального обсягу виробленої ЕЕ, зокрема в розподільних мережах – 6...9%, і при використанні мереж напругою 6 кВ із високим рівнем зношення обладнання (45...80%), а також з урахуванням зростаючої територіальної щільності навантаження у великих містах, ефективність енергосистеми можна підвищити через науково обґрунтовану комплексну реконструкцію розподільних електричних мереж, переводячи їх на клас напруги 20 кВ. Цей підхід передбачає зміни у стратегіях формування топології розподільних мереж.

2. На даний момент напругу 20 кВ широко використовують у розподільних мережах країн, таких як Латвія, Німеччина, Швеція, Франція, Австрія, Фінляндія, Японія, Словаччина, Болгарія, Сінгапур, Чехія, США, Тайвань, Корея, Китай тощо. Збільшення поверхневої щільності навантаження виступає основним фактором впровадження мереж напругою 20 кВ.

3. Аналіз сучасних підходів до топології міських мереж середньої напруги свідчить, що вони переважно мають радіальну топологію з можливістю формування кільцевих структур. Такі мережі мають обмежений радіус дії, і відгалуження здійснюються переважно з розподільних підстанцій із застосуванням активних комутаційних елементів.

4. З метою застосування нового класу напруги у розподільні електричні мережі необхідно провести попереднє наукове обґрунтування

конфігурації схем електричних мереж напругою 20 кВ і розробити концепцію їхнього впровадження в енергосистему України, використовуючи нові підходи до реконфігурації на основі інтелектуальних технологій.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ РЕКОНФІГУРАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

2.1. Огляд методів реконфігурації розподільних мереж

Вирішення завдань щодо забезпечення надійного та якісного електропостачання у 6...35 кВ розподільних електромережах базується на ефективному управлінні потужнісними потоками, керуванні параметрами регулювальних пристроїв тощо. В епоху сучасних інтелектуальних технологій це вимагає створення "розумних" електромереж у рамках концепції Smart Grid. Реалізація Smart Grid набуває значення в управлінні розподільними 6...35 кВ мережами з низьким рівнем централізації. У таких мережах інтелектуалізація управління ускладнюється значною розмірністю системи, обмеженою спостережністю та обмеженим арсеналом технічних заходів.

Під час експлуатації розподільної електромережі часто постає завдання зміни топології – реконфігурації робочої схеми для мінімізації витрат на експлуатацію при забезпеченні якості електроенергії. Для вирішення цієї задачі визначення оптимальної конфігурації часто використовують оціночні моделі на основі порівняння варіантів побудови мережі. Більшість методів реконфігурації застосовують за одним критерієм з урахуванням обмежень. Класичні моделі та методи оптимізації рідко використовують через складність досліджуваної проблеми.

Запропоновано цільову функцію реконфігурації, що за чотирма критеріями дозволяє забезпечити формування оптимальної конфігурації електромережі:

$$\Phi = k_1 \sum_{i=1}^{N} K_i + k_2 \sum_{i=1}^{M} \left| \delta U_i \right| + k_3 \sum_{i=1}^{M} \alpha_i P_i Y_i + k_4 \sum_{i=1}^{L} \Delta P_i \to \min, \qquad (2.1)$$

де k_1, k_2, k_3, k_4 – вагові коефіцієнти, використовувані для поєднання несумісних параметрів у складі цільової функції; K_i – сигнальний коефіцієнт,

який приймає значення «1», якщо контакти *i*-го комутаційного апарата замкнено, та - «0», якщо вони розімкнено; N –кількість комутаційних апаратів, які формують конфігурацію робочої схеми мережі; δU_i – значення відхилення напруги; M – повна кількість вузлових точок; α_i – ступінь обмеження навантаження *i*-го пункту для випадку аварійного збурення; P_i – значення активної потужності навантаження *i*-го елемента; Y_i – значення питомих економічних втрат, пов'язаних із обмеженням навантаження *i*-го пункту схеми; ΔP_i – значення втрат активної потужності на *i*-й ділянці; L – загальна кількість ділянок у структурі схеми.

Очевидно, що у виразі (2.1) перша компонента функції оптимальності спрямована на досягнення мінімальної зв'язності робочої схеми розподільної мережі; друга частина визначає якість ЕЕ в точках приєднання абонентів за напругою; третя складова враховує надійність електропостачання, тобто економічний аспект збитків від недовідпуску електроенергії; четверта частина відображає економічність робочого режиму системи в контексті втрат потужності в мережі.

Конфігурація електричної мережі повинна гарантувати мінімальну зв'язність робочої схеми. Це означає, що споживачі всіх трансформаторних підстанцій мають отримувати живлення лише від одного джерела за радіальною схемою, яка не містить жодного замкнутого контуру. Відключені ділянки схеми формують резервні перемички, які забезпечують надійне електропостачання у разі аварійних або ремонтних втручань. Здійснення цього вимоги можна сформулювати через мінімізацію кількості активованих ділянок робочої схеми при одночасному контролі за її зв'язністю:

$$\sum_{i=1}^{N} K_i \to \min .$$

Якість ЕЕ на шинах споживацьких підстанцій повинна відповідати установленим стандартам, зокрема, відхилення робочої напруги від її номінального значення в нормальних режимах не повинно перевищувати 5%. Це вимогу можна сформулювати за допомогою зменшення відхилень робочої

напруги в усталеному режимі електричної мережі:

$$\sum_{i=1}^{M}\left|\delta U_i\right| \to \min .$$

Вочевидь, структура розподільної мережі повинна гарантувати стабільне електропостачання, враховуючи, зокрема, що обмеженням може бути мінімізація фінансових втрат від недовідпуску ЕЕ:

$$\sum_{i=1}^{M}\alpha_i P_i Y_i \to \min,$$

де α_i – ступінь обмеження навантаження у випадку виникнення аварійного збурення; P_i – значення активної потужності; Y_i – значення питомих економічних збитків (для розподільних мереж 3,6…4,2грн/кВт·год).

Побудована схема мережі повинна гарантувати економічність режиму, зокрема мінімум втрат активної потужності:

$$\sum_{i=1}^{L}\Delta P_i \to \min ,$$

де ΔP_i – значення втрат активної потужності; L – значення повної кількість ділянок у схемі.

Додатково доцільно виконати вибір вагових коефіцієнтів k_1-k_4, які дозволяють поєднати усі параметри цільової функції. Наприклад:

а) для випадку втрати сполучення мережі через надмірне розмикання ділянок робочої схеми, зниження значення першого компонента цільової функції повинно компенсуватися збільшенням суми другого та третього компонентів, математична модель виглядатиме:

$$\begin{cases} k_1 \le k_2 + k_3 P_{\min} Y; \\ k_1 N \le k_2 M + k_3 P_{уст} Y, \end{cases}$$

де $P_{\min}$, $P_{уст}$ –значення потужності навантаження мінімально завантаженої ТП та встановлене значення потужності ЕЕ.

б) у разі розмикання контурів схеми, що відзначається помірною

неоднорідністю, доцільно компенсувати можливе зростання загальних втрат потужності шляхом зменшення значення першого компонента цільової функції:

$$k_1 \geq k_4 \delta \Delta P,$$

де ΔP – приріст загальних втрат активної потужності після розмикання контурів схеми з неоднорідністю.

Отже, значення вагових коефіцієнтів доцільно визначати із:

$$\begin{cases} k_1 = 1/N; \\ k_2 = 1/M; \\ k_3 = \dfrac{1}{P_{уст} Y} = \dfrac{1}{(3{,}5 \ldots 4) P_{уст}}; \\ k_4 = \dfrac{1}{P_{уст}}. \end{cases}$$

Розмір втрати потужності в елементах мережі можна отримати відповідно до:

$$\Delta P_{\Sigma} = J^T C^T R C J \rightarrow \min, \qquad (2.2)$$

де **M** – матриця інциденцій; **J** – вектор-стовпець вузлових струмів; **T** – оператор транспонованої матриці, **R** – матриця активних опорів; $C = M^{-1}$ – матриця струморозподілу за ділянками схеми мережі.

Обмеження цільової функції (2.1) матимуть виляд:

$$\delta U_{\%} = \frac{1}{10 U_H^2} \left[C^T R P + C^T X Q \right] \leq \delta U_{\max}, \qquad (2.3)$$

де U_H – значення ном. напруги; $\delta U_{\max}$ – вектор-стовпець гранично допустимих втрат напруги; P, Q – вектор-стовпці навантажень; X –матриця реактивних опорів.

Із виразу (2.1) видно, що запропонована функція оптимальності для конфігурації робочої схеми розподільної електричної мережі є складною, нелінійною, та дискретною для багатьох змінних. Форма цієї функції ускладнює використання традиційних методів оптимізації, навприклад: методів нелінійного програмування, зокрема, методів невизначених множників Лагранжа чи градієнтного спуску.

Метод Лагранжа може бути ефективним у випадках, коли обчислення похідних за всіма змінними не є проблемою. Проте, використання цього методу ускладнюється, якщо цільова функція не є диференційованою на всіх проміжках змінних параметрів та при наявності обмежень у формі нерівності.

Градієнтні методи розв'язання оптимізаційних задач у сфері електроенергетики є ефективними, якщо цільова функція оптимальності має єдиний локальний мінімум. Однак градієнтні методи дуже чутливі до вибору початкових наближень змінних параметрів і не гарантують отримання шуканого рішення при невдалому їх виборі. Інший недолік градієнтних методів полягає в необхідності використання додаткових перетворень при врахуванні обмежень у формі нерівностей, наприклад, застосування штрафних функцій. Таким чином, традиційні математичні методи оптимізації мають свої загальні недоліки:

- високий рівень чутливості до початкових наближень параметрів;
- вимоги до математичної моделі оптимізаційної задачі, зокрема: безперервність, диференційованість, унімодальність цільової функції тощо;
- реалізація складної обчислювальної процедури, пов'язаної із розрахунком похідних функції оптимальності;
- неможливість точно визначити глобальний оптимум цільової функції оптимальності;
- залежність від форми обмежень, які накладаються на оптимізаційну задачу;
- складність урахування дискретних змінних.

Зазначені вище чинники визначають відсутність універсальних методів вирішення типових електроенергетичних завдань, які дозволили б швидко знаходити прийнятне рішення, близьке до оптимального. Це стимулює потребу у використанні новаторських підходів до вирішення оптимізаційних завдань, зокрема, задачі оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі. При розв'язанні оптимізаційної задачі зі складною цільовою функцією ефективним виявляється математичний апарат, заснований на теорії генетичних алгоритмів. Цей апарат ґрунтується на математичному моделюванні природного відбору біологічних організмів за допомогою комп'ютерних засобів. Основна ідея генетичного алгоритму полягає в поданні характеристик можливих рішень щодо конфігурації розподільної мережі за допомогою двійкового коду та вектора, який містить бінарні ланцюжки властивостей варіантів схемних рішень. Очевидно, що такий вектор до певної міри відповідає спрощеній математичній моделі генотипу біологічного організму, що містить повну інформацію про цей організм. Це дає можливість використовувати основні генетичні операції схрещування, що призводять до формування нових рішень із новими властивостями.

Типову блок-схему генетичного алгоритму наведено на рис. 2.1.



Рис.2.1.Блок-схема генетичного алгоритму

2.2. Метод реконфігурації розподільної мережі з використанням генетичних алгоритмів

Узагальнено, процес знаходження оптимальної реконфігурації розподільної електромережі за допомогою простих генетичних алгоритмів включає такі кроки:

1. Визначення обмежень, які задають прагматичні аспекти функціонування енергосистеми, та формування набору ознак, характеристик і властивостей, що відображають відмінності між проектними рішеннями.

2. Вибір способу кодування генетичної інформації, яка задає характеристики певного можливого рішення щодо конфігурації схеми мережі. Кожен атрибут обладнання кодується бітовим бінарним ланцюгом (вектором) – хромосомою. Поєднання усіх хромосом, що визначають властивості проекту, утворює геном з усією генетичною інформацією в цілому. Для формування бінарних ланцюгів зазвичай застосовують код Грея, який гарантує відсутність породження некоректних схем під час пошуку.

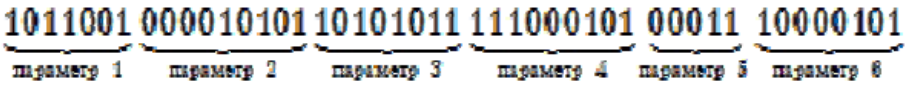


Рис. 2.2. Принцип кодування генетичної інформації

3. Створення оціночної цільової функції, яка відображає придатність можливого рішення для досягнення мети оптимізації, тобто оцінює раціональність та результативність розглянутих схемних варіантів. У традиційних генетичних алгоритмах більші значення цільової функції відповідають кращим особинам у популяції. Це призводить до необхідності певних перетворень цільової функції оптимальності (2.1) або змін у процедурах селекції та оновлення популяції для врахування процесу мінімізації цільової функції.

4. Визначення розміру та складу початкової популяції можливих рішень та їх генотипів за допомогою генератора випадкових чисел. У випадку наявності попередньої інформації формування фенотипів рішень проводиться відповідним чином.

5. Розрахунок значень цільової функції для ефективності пропонованих рішень конфігурації мережевої схеми поточного покоління, а також обчислення середнього значення цільової функції для всієї популяції в цілому. Також вивчають питання стосовно досягнення збіжності генетичного алгоритму. Подальші кроки виконують у випадку відсутності збіжності.

6. Селекція генетичного матеріалу, спрямована на відбір пропонованих схем з мінімальними значеннями цільової функції. Під час проведення операції селекції формують пари батьківських екземплярів конфігурацій мережевих схем, з високим пріоритетом для рішень, які характеризуються мінімальними значеннями цільової функції.

Один із найрезультативніших методів створення пар батьків - це метод рулеткового відбору (рис. 2.3). Тут для кожної особини поточної популяції схем відповідає "сектор рулетки", і ширина кожного сектора обернено пропорційна значенню цільової функції для відповідного фенотипу. Таким чином, найкращі технічні рішення, що знаходяться в поточній популяції, можуть стати джерелом генетичного матеріалу для створення дочірніх рішень. Водночас, найгірші технічні рішення також мають можливість приймати участь у селекції, забезпечуючи необхідну різноманітність у популяції.

Важливо відзначити, що існують інші методи формування батьківських пар, зокрема: метод організації турнірів.

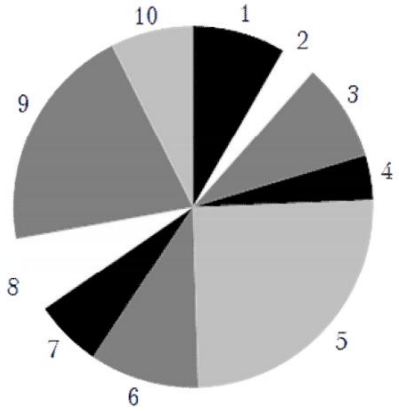
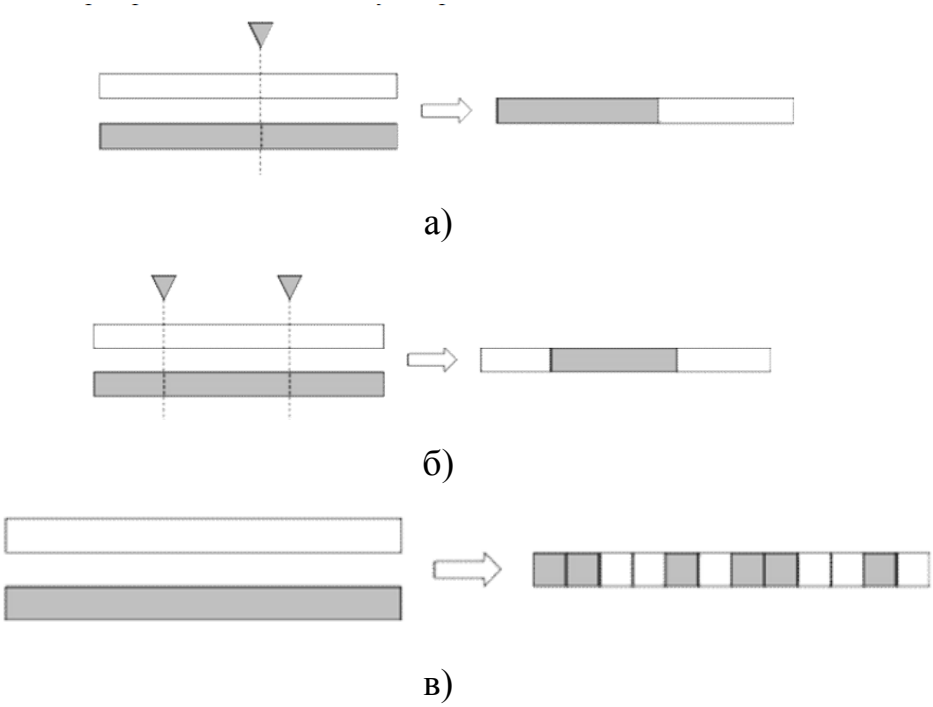


Рис.2.3. Принцип рулеткового відбору

7. Здійснення процедури кросоверу, що включає у себе схрещування інформаційних ланцюжків генетичного матеріалу батьківських пар (конфігурації схем мережі) для створення дочірніх проектних схем з урахуванням характеристик обох «батьків». Тип кросоверу та точки розриву

геномів визначаються випадковим чином, що призводить до формування нового генотипу.

На рис. 2.4 наведено ілюстрацію процесу формування дочірніх рішень на основі генетичного матеріалу батьківських пар.



а)

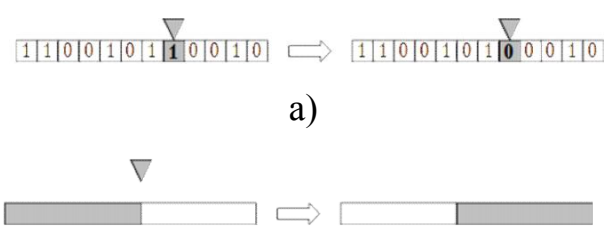
б)

в)

Рис. 2.4. Принципи операції кросинговеру: (а) одноточковий, (б) двоточковий, (в) багатоточковий

8. Здійснення операції мутації, що полягає у випадковій зміні генотипу дочірніх елементів, визначених на попередньому етапі алгоритму. Тип мутації (проста або інверсія) визначається випадковим чином. У разі простої мутації ген, що змінює своє бінарне значення, визначається випадковим чином і змінюється на протилежне. Щодо інверсії, випадковим чином визначаються дві точки розриву, і частина геному дочірнього елемента між цими точками перевертається.

Принцип мутації наведено на рис. 2.5.



а)

б)

Рис.2.5. Принцип мутації: (а) проста мутація, (б) інверсія

9. Випадковим чином обирається елемент популяції схем для заміщення створеного дочірнього фенотипу в майбутньому поколінні. Тут перевагу отримують рішення, які відзначаються найвищими значеннями цільової функції. Також може бути ефективним використання методу рулетки для визначення особини, яку замінить нове породжене рішення. У відміну від описаного у процедурі 6, ширина сектора «рулетки» тут пропорційна значенню цільової функції. Таким чином, з найвищим значенням цільової функції пов'язано найбільші ймовірності заміщення, оскільки ці особини є найгіршими технічними рішеннями.

Розмір s простору пошуку допустимих конфігурацій мережі з обмеженнями:

$$s \le \sum_{i=1}^{N} \frac{n_i!}{(n_i - M_i + 1)!}, \qquad (2.4)$$

де N – сумарна кількість підмереж; n_i – загальна кількість ділянок *i*-ї підмережі; M_i – загальна кількість джерел електропостачання *i*-ї підмережі.

Представлений альтернативний підхід до обмеження штучного простору пошуку оптимальних конфігурацій схем ґрунтується на наступних засадах. Наприклад, розглянемо лінію із двобічним живленням, подану на рис. 2.6, що містить 11 ділянок та забезпечує живлення 10 абонентських ТП.

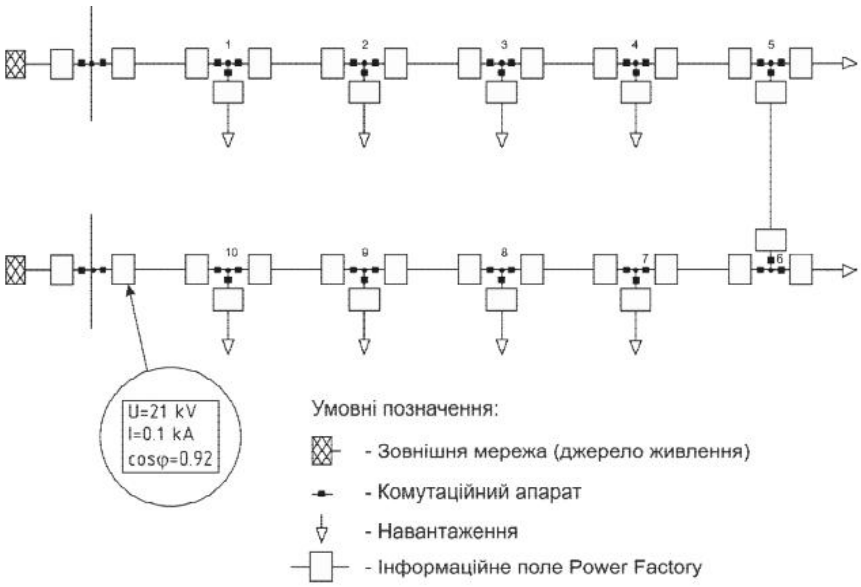


Рис.2.6. ЛЕП з двобічним живленням

Розглядатимемо ідеалізовану мережу, побудовану за допомогою ПЛ АС-35. Усі відрізки схеми мають однакову довжину, а також ідентичні потужності під'єднаних споживачів.

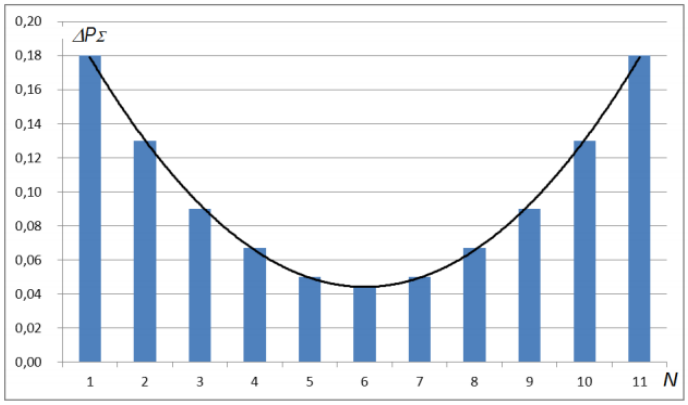


Рис.2.7. Графічна залежність сумарних втрат активної потужності

На рис.2.7 наведено графічну залежність загальних втрат активної потужності ΔP_{Σ} у розглядуваній електричній системі від положення резервної перемички на різних ділянках мережі. Очевидно, що оптимальним є варіант розподільної електричної мережі, де резервна перемичка розташована центрально, наприклад, на ділянці 5-6. На рис. 2.8 та ж сама залежність

представлена в оберненому вигляді. Крім цього, на осі абсцис відзначені точки навантаження та різні ділянки N мережі. Такий зв'язок можна розглядати як ілюстрацію існування «зон притягання», або атракторів, для кожного джерела живлення лінії.

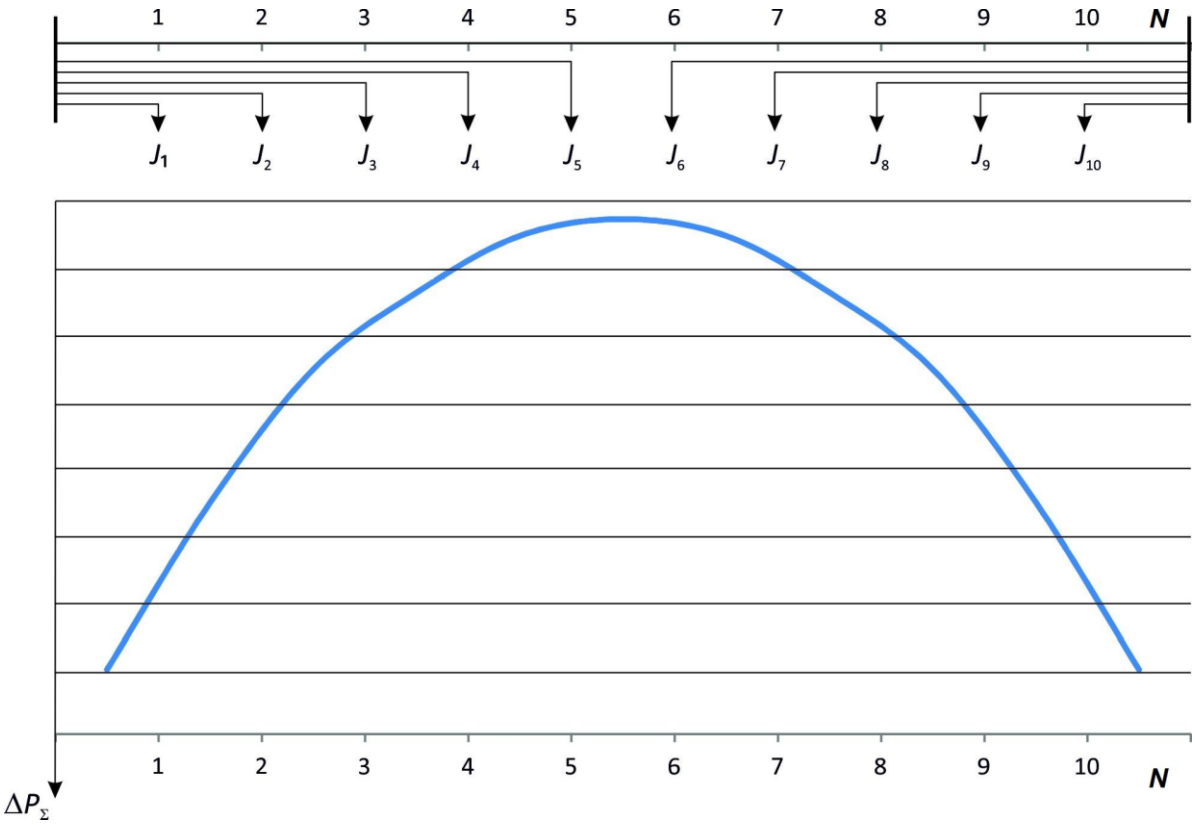


Рис.2.7. Підхід до визначення зон атракора для лінії з двобічним живленням

Дійсно, оптимальний розподіл електричних навантажень між джерелами живлення визначає конкретну групу споживачів електроенергії, які отримують електропостачання від відповідного джерела. Таким чином, завдання оптимізації конфігурації розподільної електричної мережі полягає у визначенні груп абонентських підстанцій, які привертають увагу відповідних джерел живлення, і для джерел живлення – визначенні зон атракторів, що включають в себе відповідні групи споживачів.

Для лінії з однорідним розташуванням точок навантаження величину координати електричного центру обчислюють за наступним виразом:

$$l_x = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_i l_{0i}}{\sum_{i=1}^{N} P_i}, \qquad (2.5)$$

де N –кількість ділянок ЛЕП; l_i – довжина i-ї ділянки; P_i – значення потужності навантаження; l_{0i} – відстань від початку лінії до i-го кінця ділянки.

Задача оптимального сегментації розподільної електричної мережі стає більш викликаною, особливо коли вона містить три або більше джерела живлення. Наприклад, розподільна електрична мережа із трьома джерелами включає дві резервні перемички, чия позиція визначається зонами притягання кожного з джерел живлення, як видно з рис. 2.8.

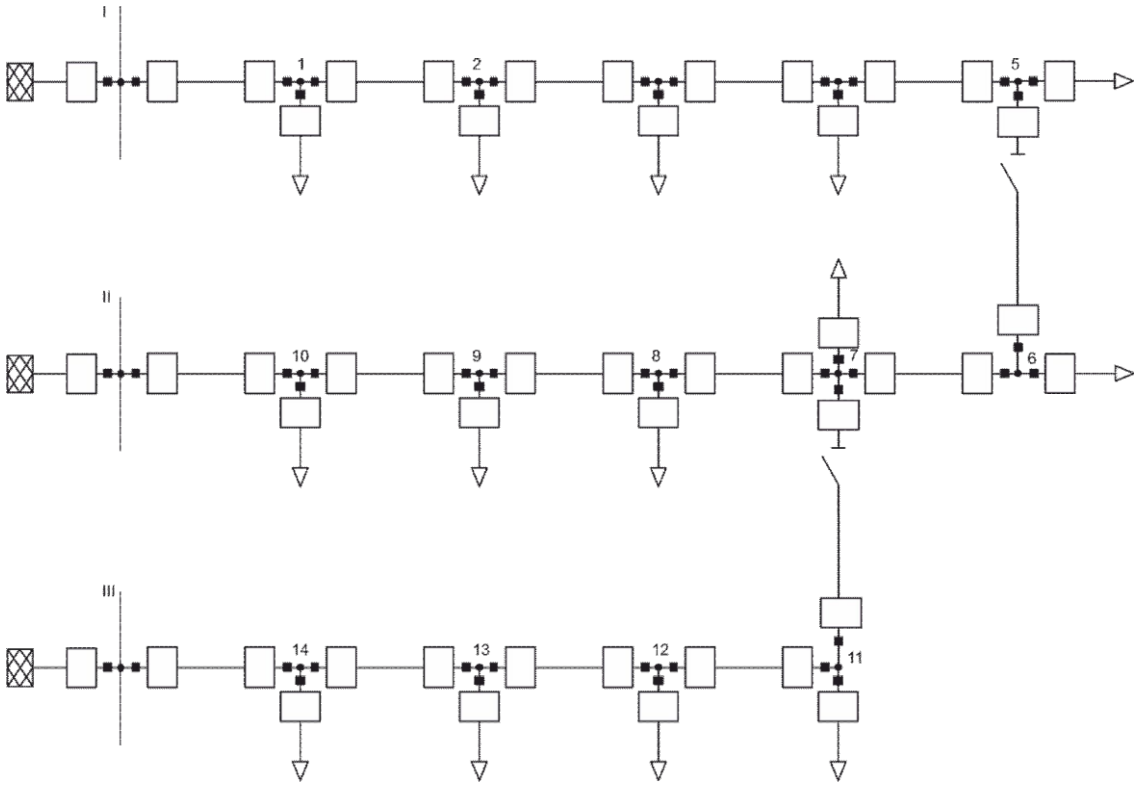


Рис.2.8. Мережа з трьома джерелами електропостачання

2.3. Метод визначення місця влаштування резервних перемичок електричної мережі в післяаварійному режимі

Виконуємо дослідження двох фідерів f_1 та f_2, що виходять від шини підстанції живлення ПС (рис. 2.9 а). Шляхом почергового вимикання одного з

фідерів формуємо структури дерев мережі в післяаварійному режимі (рис. 2.9 б, в). Зв'язковими елементами між ділянками двох фідерів є вимикачі Q_i, які визначають $N = 2i$ кількість варіантів дерева мережі, тобто - при живленні по одному фідеру та i – по іншому. Для кожного варіанта дерева реконфігурованої мережі проводимо моделювання усталених режимів і визначаємо такі параметри, як потокорозподіл по ділянках.

Для кожної можливої конфігурації мережі проводимо моделювання стабільних режимів, визначаючи такі характеристики, як:

розподіл потоків по відрізках:

$$P_{n-1} = P_n + r_n \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2}; \tag{2.5}$$

$$Q_{n-1} = Q_n + x_n \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2}; \tag{2.6}$$

значення напруги в т. f:

$$U_f = \sqrt{U_0^2 - 2\sum_{n=1}^{f}\left(P_{nП} r_{nП} - Q_{nП} x_{nП}\right)}; \tag{2.7}$$

значення струму на основній ділянці:

$$I_0 = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^{f}\left(P_{nП}^2 + Q_{nП}^2\right)}}{\sqrt{3}U_0}; \tag{2.8}$$

$\cos\varphi$ на основній ділянці:

$$\cos\varphi = \cos\left(\arctan\frac{\sum_{n=1}^{f} P_{nП}^2}{\sum_{n=1}^{f} Q_{nП}^2}\right); \tag{2.9}$$

загальні втрати потужності по кожному із фідерів:

$$\Delta S_\Sigma = \sum_{n=1}^{f}\left(\Delta P_n + j\Delta Q_n\right). \tag{2.10}$$

Формули (2.5)...(2.10) визначають параметри для кожної конфігурації схеми на кожному живленні, які входять у лінгвістичні змінні нечіткого логічного контролера (НЛК). Вихідною лінгвістичною змінною контролера є рейтинг «rating» R_{i1} та активного елемента R_{i2} (вимикача Q_i), іншими словами, НЛК формує множину рейтингів $\{R_{11}; R_{21};...R_{i1}\}$ вимикачів Q_i у схемі живлення від першого фідера f_1 та множину рейтингів $\{R_{12}; R_{22};...R_{i2}\}$ тих же вимикачів у схемі живлення від другого фідера f_2. Після цього визначається максимальний рейтинг на обох множинах:

$$R_{k1} = \max\{R_{11}; R_{21};...R_{i1}\};\ R_{k1} = \max\{R_{12}; R_{22};...R_{i2}\}$$

де k – порядковий номер вимикача з найвищим рейтингом.

Коли вимикач має найвищі рейтинги при живленні від фідерів f_1 та f_2 (тобто $k=l$,), номер вимикача для резервної перемички визначається однозначно. У ситуаціях, де вимикач може мати найвищий рейтинг при живленні від одного фідера і рейтинг нижчий від максимального при живленні від другого фідера, номер вимикача для резервної перемички визначається шляхом визначення мінімального значення сумарних втрат потужності для конфігурацій схем з перемичками, які реалізовані вимикачами Q_k та Q_i, де в одному з варіантів схеми ці вимикачі мають максимальний рейтинг:

$$\min\left[\left(\Delta S_{\Sigma}^{kf1} + \Delta S_{\Sigma}^{kf2}\right), \left(\Delta S_{\Sigma}^{lf1} + \Delta S_{\Sigma}^{lf2}\right)\right] \Rightarrow \langle Q_k | Q_i \rangle,$$

де ΔS_{Σ}^{kf1}, ΔS_{Σ}^{kf2} – загальні втрати потужності для схеми із наявною перемичкою, яка створена Q_k під час електропостачання від фідерів f_1 та f_2; ΔS_{Σ}^{lf1}, ΔS_{Σ}^{lf2} – загальні втрати потужності для схеми з перемичкою, яка створена за рахунок Q_i – під час здійснення електропостачання від f_1 та f_2.

Для застосування представленого методу визначення місця резервної перемички між фідерами за рейтингом вимикача створено нечіткий логічний

контролер (НЛК). Цей контролер виконує аналіз параметрів режиму конфігурацій мережевих схем, використовуючи математичний апарат нечітких множин. Прийняття логічних рішень стосовно встановлення рейтингу вимикача здійснюється за алгоритмом Мамдані [20] з вихідною лінгвістичною змінною «rating» (R), що містить п'ять нечітких змінних {низький, нижче середнього, середній, вище середнього, високий} або у вигляді терм-множини R={*l*, *lm*, *m*, *hm*, *h*}.

Сформовані нечіткі змінні *l* (типу *Z*) та *h* (типу S) подаємо із застосуванням трапецієподібних сплайн-функцій:

$$\mu_T(R;a;b;c;d)=\begin{Bmatrix}0, & R\le a\\ \dfrac{R-a}{b-a}, & a\le R\le b\\ 1, & b\le R\le c\\ \dfrac{d-R}{d-c}, & c\le R\le d\\ 0, & d\le R\end{Bmatrix};$$

нечіткі змінні *lm*, *m*, *hm*, *h* із застосуванням трикутних функцій:

$$\mu_\Delta(R;a;b;c)=\begin{Bmatrix}\dfrac{R-a}{b-a}, & a\le R\le b\\ \dfrac{c-R}{c-b}, & b\le R\le c\\ 0, & c\le R\end{Bmatrix},$$

де *a*, *b*, *c*, *d* – параметри, що можуть набувати будь-яких дійсних значень та відповідають співвідношенню $a\le b\le c\le d$.

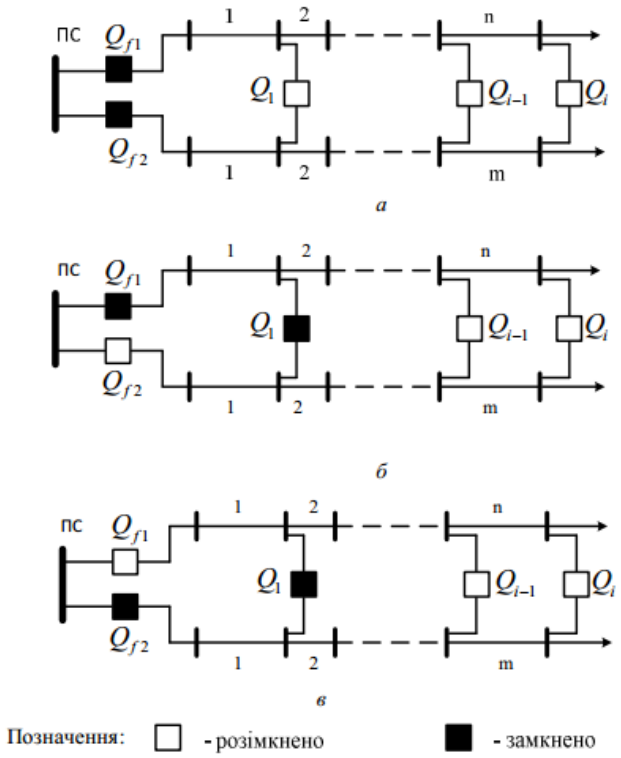


Рис.2.9. СЕП з двома фідерами у режимах: нормальний (а) та аварійний на другому фідері (б); на першому фідері (в)

На рис.2.10 подано терм-множини лінгвістичної змінної «*R*» у межах від 1 до 5. Щодо вхідної лінгвістичної змінної «відхилення напруги», позначеної термом *dU*, вона має п'ять нечітких змінних {*позитивне дуже високе, позитивне високе*, *нормальне*, *негативне високе*, *негативне дуже високе*} або у формі терм-множини *dU*={*nvh*, *nh*, *n*, *ph*, *pvh*}. Нечіткі змінні *nvh* (типу Z) та *pvh* (типу S):

$$\mu_T(dU;a;b;c;d)=\begin{Bmatrix}0, & dU\le a\\ \dfrac{dU-a}{b-a}, & a\le dU\le b\\ 1, & b\le dU\le c\\ \dfrac{d-dU}{d-c}, & c\le dU\le d\\ 0, & d\le dU\end{Bmatrix};$$

нечіткі змінні *lm*, *m*, *hm*, *h*:

$$\mu_{\Delta}(dU;a;b;c)=\begin{Bmatrix}\dfrac{dU-a}{b-a},\ a\le dU\le b\\ \dfrac{c-dU}{c-b},\ b\le dU\le c\\ 0,\qquad c\le dU\end{Bmatrix}.$$

Графічна інтерпретація лінгвістичної змінної «*dU*» із значеннями гранично допустимого відхилення напруги на ±10% для обраного діапазону [-1,1] у відносних одиницях наведено на рис. 2.11. Щодо вхідної лінгвістичної змінної «*Curr*», тобто «Струм», котра має дві нечіткі змінні *Curr*={*p, np*}={*допустимий*, *недопустимий*}, то її функції належності:

$$\mu_{Z}(Curr;a;b)=\begin{Bmatrix}1, & Curr<a\\ \dfrac{1}{2}+\dfrac{1}{2}\cos\left(\dfrac{Curr-a}{b-a}\pi\right), & a\le Curr\le b\\ 0, & Curr>b\end{Bmatrix};$$

$$\mu_{S}(Curr;a;b)=\begin{Bmatrix}0, & Curr<a\\ \dfrac{1}{2}+\dfrac{1}{2}\cos\left(\dfrac{Curr-b}{b-a}\pi\right), & a\le Curr\le b\\ 1, & Curr>b\end{Bmatrix};$$

де *a*, *b* – параметри, що можуть набувати будь-яких дійсних значень та відповідають співвідношенню *a*<*b*.

Графічна інтерпретація терм-множини змінної «*Струм*» на обраному діапазоні [0,1] наведено на рис. 2.12.

Змінна «*cos*», тобто «*коефіцієнт потужності*» має 3 нечіткі змінні {*l, m, h*}={*низький, середній, високий*}. Змінні «*nvh*» та «*pvh*» подамо із використанням трапецієподібних функцій:

$$\mu_T(\cos; a; b; c; d) = \begin{Bmatrix} 0, & \cos \le a \\ \dfrac{\cos - a}{b - a}, & a \le \cos \le b \\ 1, & b \le \cos \le c \\ \dfrac{d - R}{d - c}, & c \le \cos \le d \\ 0, & d \le \cos \end{Bmatrix};$$

для «*m*» обиремо трикутну функцію належності:

$$\mu_\Delta(\cos; a; b; c) = \begin{Bmatrix} \dfrac{R - a}{b - a}, & a \le \cos \le b \\ \dfrac{c - R}{c - b}, & b \le \cos \le c \\ 0, & c \le \cos \end{Bmatrix}$$

Інтерпретація змінної «*cos*» на обраному діапазоні [0,1] у відносних одиницях наведена на рис. 2.13. Правила роботи нечіткого логічного контролера наведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1. База знань налаштування нечіткого контролера

dU	**curr{p}**		
	cos		
	«l»	*«m»*	*«h»*
«nvh»	*«l»*	*«lm»*	*«m»*
«nh»	*«lm»*	*«m»*	*«hm»*
«n»	*«m»*	*«hm»*	*«h»*
«ph»	*«lm»*	*«m»*	*«hm»*
«pvh»	*«l»*	*«lm»*	*«m»*

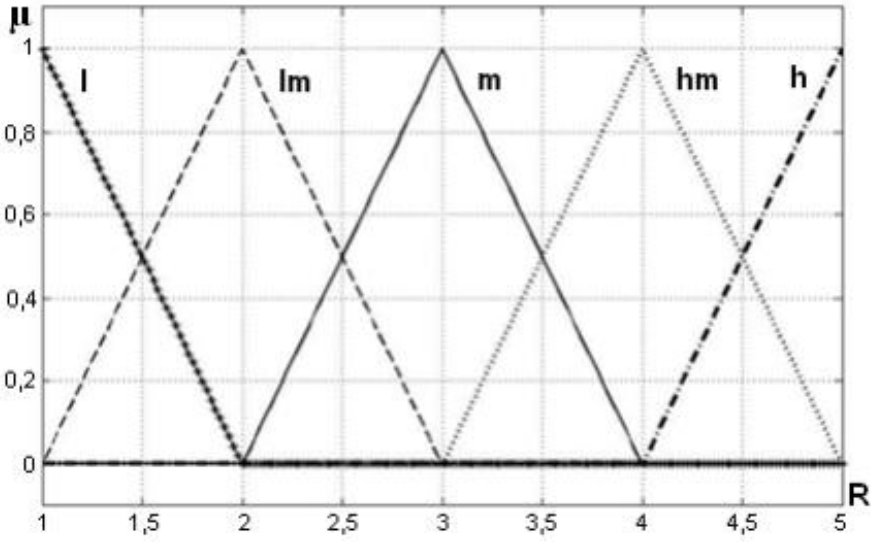


Рис.2.9. Інтерпретаційне зображення змінної *R*

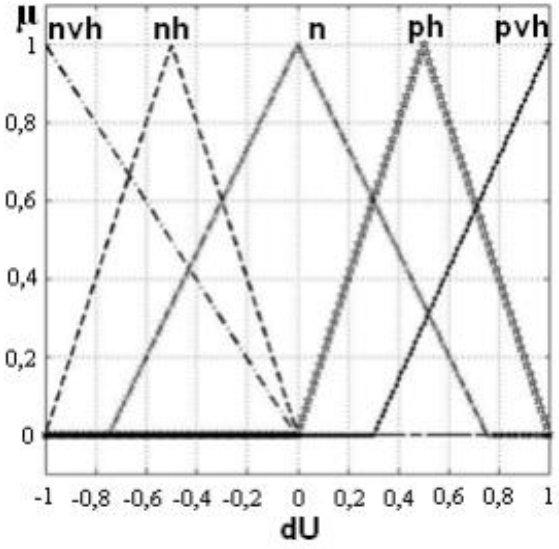


Рис.2.10. Інтерпретаційне зображення змінної *dU*

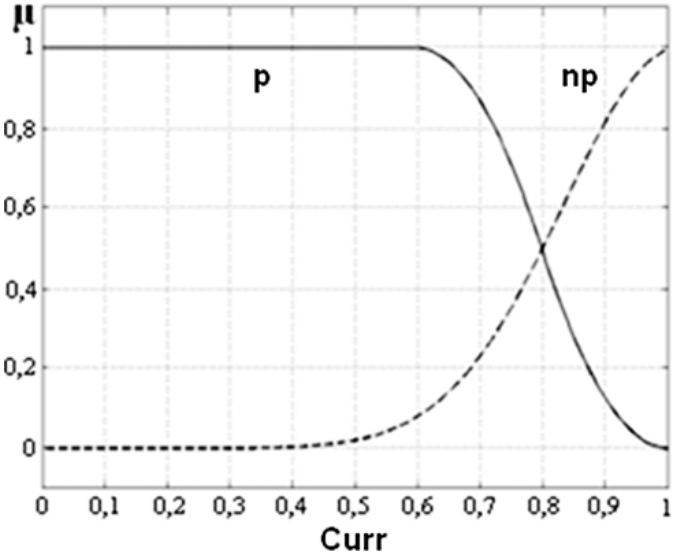


Рис.2.11. Інтерпретаційне зображення змінної *Curr*

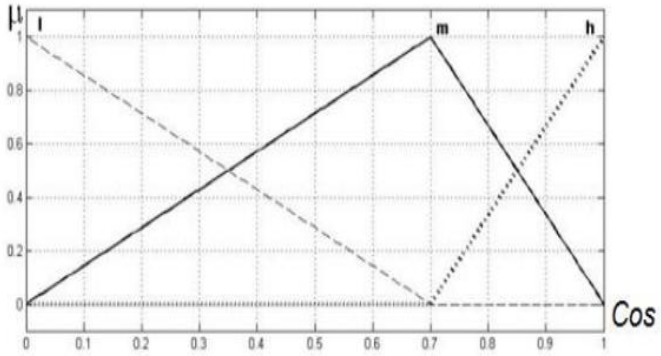


Рис.2.12. Інтерпретаційне зображення змінної *cos* «*коефіцієнт потужності*»

На рис. 2.13. подано ілюстративне відображення взаємозв'язку рейтингу вимикача резервної перемички та втрат напруги на найвіддаленішому пункті та коефіцієнта потужності на головній ділянці фідера післяаварійного режиму електропостачання. На рис. 2.14 проілюстровано відношення рейтингу вимикача резервної перемички до втрат напруги на найвіддаленішому пункті та струму на головній ділянці фідера. Поверхня відгуку НЛК подана на рис. 2.15 та підтверджує залежність рейтингу вимикача перемички від коефіцієнта потужності та струму на головній ділянці фідера.

Аналізування поверхні відгуку нечіткого логічного контролера підтверджує, що рейтинг вимикача резервної перемички зростає зі зменшенням втрат напруги на найвіддаленішому пункті схеми. За однакових значень «+» та «-» відхилень напруги рейтинг набуває різних величин. Зі збільшенням коефіцієнта потужності рейтинг має тенденцію збільшуватися. Зменшення струму на головній ділянці фідера у післяаварійному режимі призводить до підвищення рейтингу вимикача в перемичці, починаючи з нульового значення при струмі, що перевищує допустиме значення на головній ділянці фідера. Зі зменшенням напруги та струму рейтинг зростає і досягає максимуму при відсутності втрат напруги. Зі збільшенням коефіцієнта потужності при зменшенні струму відбувається підвищення рейтингу, досягаючи максимального значення при відсутності реактивної потужності

Запропонований метод реконфігурації мережі у режимах після аварії, що базується на створенні нечіткого логічного контролера, дозволяє виявити місце встановлення резервної перемички між двома фідерами на етапі проектування розподільної мережі. Це відбувається за допомогою нечіткого логічного висновку стосовно рейтингу комутуючих елементів у резервних перемичках. Такий підхід також дозволяє формувати конфігурацію розподільної мережі з оптимальним розподілом потоків за мініміальних втрат ЕЕ, враховуючи характер навантаження в мережі та дотримуючись вимог до допустимого режиму.

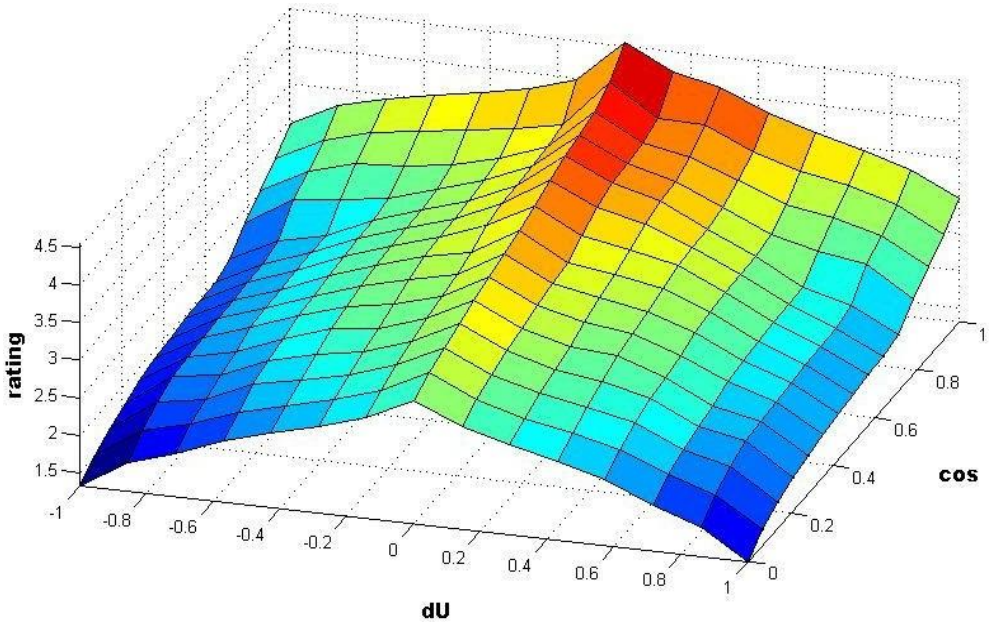


Рис. 2.13. Поверхня нечіткого висновку рейтингу вимикача резервної перемички від втрат напруги та коефіцієнта потужності

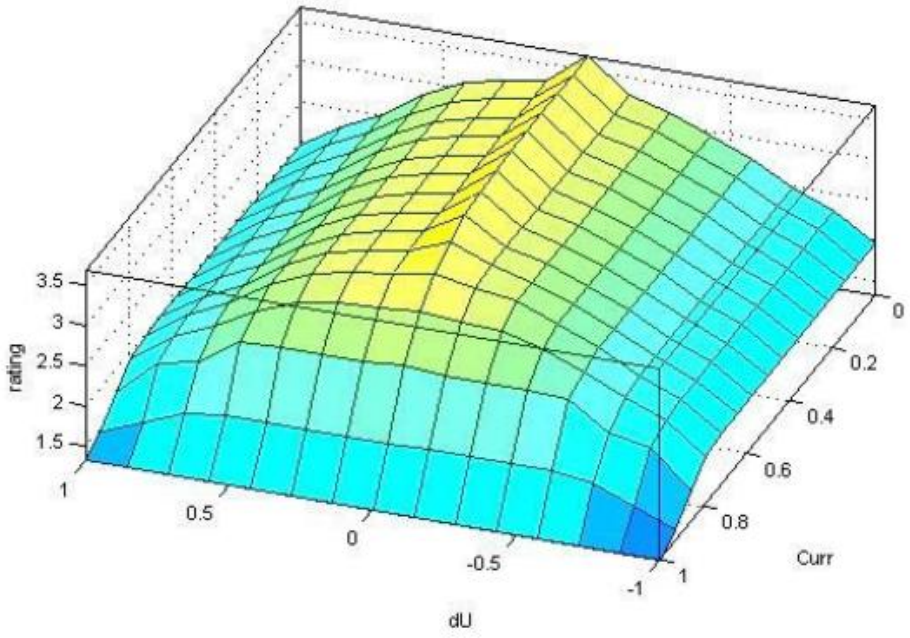


Рис. 2.14. Поверхня нечіткого висновку рейтингу вимикача резервної перемички від втрат напруги та струму на головній ділянці фідера

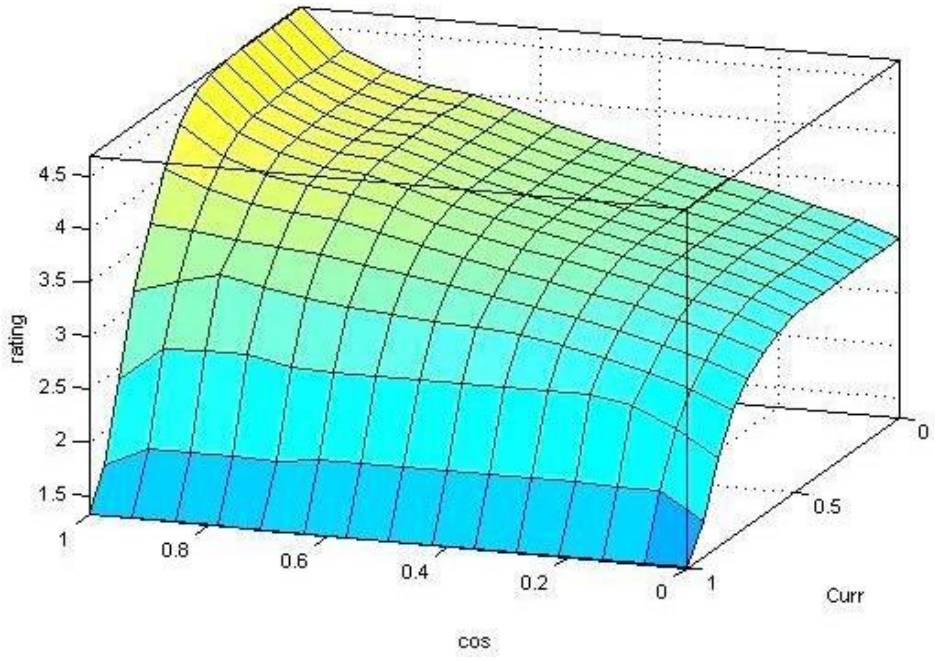


Рис. 2.15. Поверхня нечіткого висновку рейтингу вимикача резервної перемички від коефіцієнта потужності та струму

Висновки до розділу 2

1. Засновані на сучасних інтелектуальних технологіях принципи побудови систем електропостачання, методи реконфігурації схем та засоби

управління їх режимами, включаючи мережі 20 кВ, повинні враховувати невизначеність у зміні навантаження та відсутність достовірного математичного опису функціонування системи, використовуючи при цьому сучасні інтелектуальні технології для прийняття системних рішень. Нечітка логіка та генетичні алгоритми, які моделюють функціонування біологічних систем, виступають інструментами для обґрунтованого прийняття рішень щодо зміни конфігурації розподільної електричної мережі в умовах невизначеності.

2. Реконфігурація розподільної електричної мережі в нормальних режимах представляє собою складну багатокритеріальну динамічну задачу, функція оптимальності якої є дискретною. Режимні параметри відрізняються стохастичним та часто невизначеним характером, що виправдовує використання генетичних алгоритмів для ефективного вирішення цих завдань.

3. Запропонований метод визначення оптимальної реконфігурації розподільної електричної мережі, використовуючи генетичні алгоритми для аналізу майбутніх режимів електричної системи при переході на напругу 20 кВ, дозволяє визначати розташування резервних перемичок та секціонувати розподільну електричну мережу з мінімізацією втрат та економічних збитків, що виникають внаслідок недостачі електроенергії для споживачів. При цьому забезпечується відповідність нормативам якості ЕЕї в точках приєднання абонентів, а також зберігається мінімальна зв'язність структури електричної мережі.

4. Метод визначення розміщення резервних перемичок у розподільній електричній мережі в післяаварійному режимі, тобто під час реконфігурації мережевої схеми, дозволяє на етапі проектування визначити розташування резервних перемичок між двома фідерами чи активувати їх під час експлуатації мережі. Застосування методу базується на нечітких логічних висновках щодо рейтингу комутуючих елементів, формованих на етапі проектування розподільної мережі. Метод визначення місця розташування резервних перемичок розподільної електричної мережі в післяаварійному режимі, ґрунтуючись на лінгвістичних міркуваннях, які реалізуються нечітким логічним

контролером за допомогою бази експертних знань, дозволяє приймати обґрунтовані рішення щодо оптимальної конфігурації мережі при аварійних відключеннях фідерів. Метод формує рейтинг комутуючих елементів потенційних резервних перемичок за трьома критеріями (падінням напруги на кінцевій ділянці робочого фідера, значенням струму та коефіцієнта потужності на головній ділянці). За допомогою цього методу знаходиться оптимальна перемичка з мінімальними втратами електроенергії в мережі для комутуючих елементів із максимальним рейтингом. Аналіз поверхні відгуку нечіткого логічного контролера дозволяє визначити, що рейтинг вимикача резервної перемички зростає зі зниженням падіння напруги на найвіддаленішому пункті схеми. Рейтинг має різні значення при однакових додатних та від'ємних відхиленнях напруги відносно номінального значення. При збільшенні напруги в пункті рейтинг перевищує значення при зниженні. Із збільшенням коефіцієнта потужності рейтинг зростає, а зменшення струму на головній ділянці фідера призводить до підвищення рейтингу вимикача в перемичці. Рейтинг максимізується при відсутності втрат напруги, і збільшення коефіцієнта потужності при зменшенні струму також підвищує рейтинг до максимального значення при відсутності реактивної потужності.

РОЗДІЛ 3. НЕЧІТКА МОДЕЛЬ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НА КЛАС НАПРУГИ 20 КВ

3.1. Визначення та опис лінгвістичних змінних нечіткої моделі

В основі синтезу моделі критерію для переходу розподільної мережі на напругу 20 кВ та виконання процедури її реалізації використовується визначення числового пріоритету, базуючись на нечіткому лінгвістичному аналізі параметрів мережі 6(10) кВ.

Синтез лінгвістичної моделі критерію для переведення мережі на напругу 20 кВ передбачає обрання вхідних параметрів, аналіз впливу кожного з них, а також вивчення комбінацій та кореляцій їхнього спільного впливу. Відтворення цього аналізу здійснюється в правилах бази знань нечіткого логічного контролера. Також формується процедура вибору пріоритету переведення мережі та коригування правил бази знань, базуючись на імітаційному моделюванні прийняття рішень.

Модель критерію для переведення мережі на напругу 20 кВ з використанням нечіткого логічного рішення може бути подана у вигляді функції стану S = {сумарна довжина ліній 6 кВ, період функціонування, середня довжина фідерів мережі, навантаження, тенденція зміни навантаження, територіальна щільність навантаження, індекс середньої тривалості відключень, індекс середньої частоти відключень, населення району електропостачання}={*line_6kv*, *time_net*, *length_net*, *load*, *tendency*, *density*, *SAIDI*, *SAIFI*, *population*}.

На діапазоні [0, 10] функція матиме вид:

$$P = F(S): P \to \{\mu(p)/\, p\},\ p \in [0;10]. \qquad (3.1)$$

Змінна «*line_6kv*» (рис.3.1):

$$\text{line_6kv} = \{\text{«}значна\text{»}, \text{«}незначна\text{»}\} = \{\boldsymbol{s}, \boldsymbol{ns}\}.$$

Змінні ***s*** та ***ns*** з використанням трапецієподібних функцій (рис. 3.1):

$$\mu(x;a;b;c;d)=\begin{cases}0, & x\le a\\ \dfrac{x-a}{b-a}, & a\le x\le b\\ 1, & b\le x\le c\\ \dfrac{d-x}{d-c}, & c\le x\le d\\ 0, & d\le x\end{cases} \qquad (3.2)$$

де відповідні коефіцієнти набувають значень: d = 1,0; c = 0,0; b = -0,30; a = -0,50 – для $\mu(ns)$; d = 1,50; c = 1,30; b = 1,0; a = 0,0; – для $\mu(s)$.

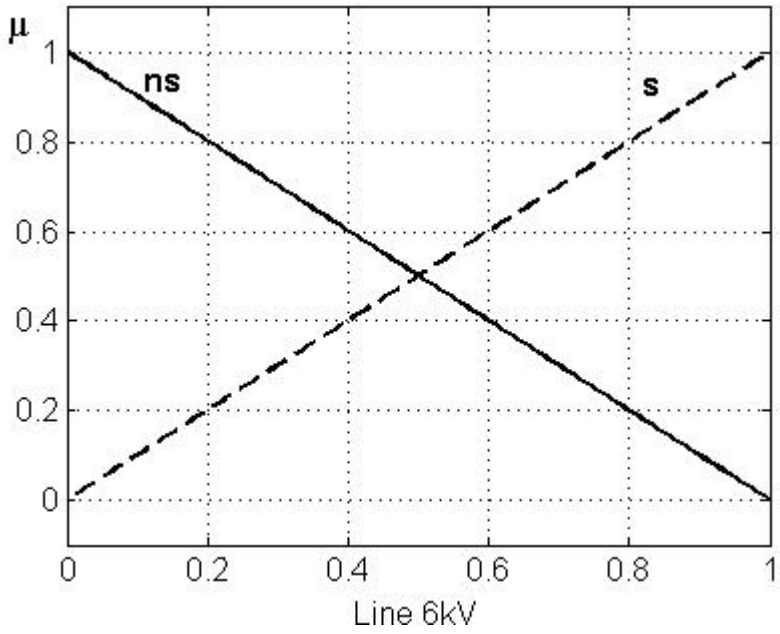


Рис. 3.1. Графічне зображення функції належності змінної «сумарна довжина ліній 6 кВ»

Змінна «time_net» (рис.3.2):

time_net = {«*короткий*», «*середній*», «довгий»}={***k***, ***m***, ***l***}.

Змінна *m* подана у вигляді:

$$\mu_{\Delta}(x;a;b;c)=\begin{Bmatrix}\dfrac{x-a}{b-a}, a\le x\le b\\ \dfrac{c-x}{c-b}, b\le x\le c\\ 0, \quad c\le x\end{Bmatrix};$$

де a = 0,00; b = 0,40; c = 0,80 – для $\mu(m)$.

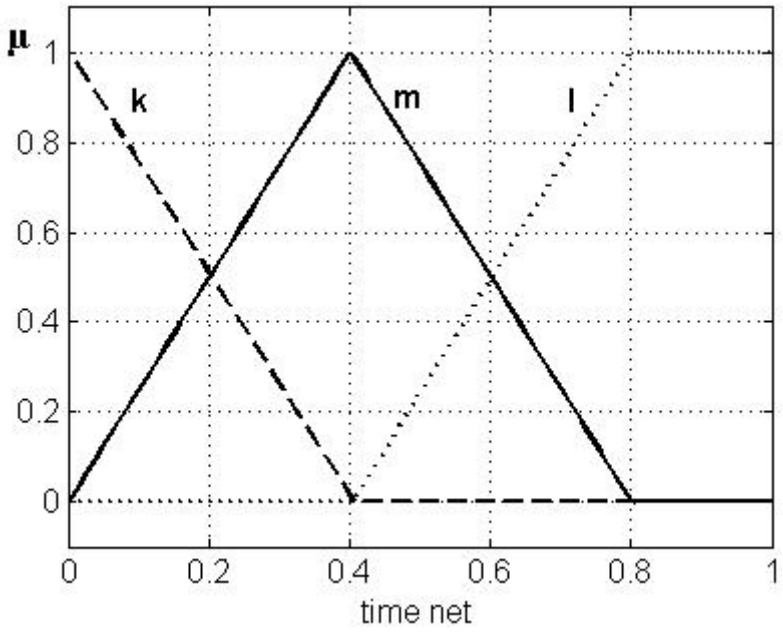


Рис. 3.2. Графічне зображення функції належності змінної «період функціонування»

Змінна «***length_net***» (рис. 3.3):

length_net = {«мала», «середня», «велика»}={***sm***, ***m***, ***l***}.

Нечіткі змінні ***sm*** (типу Z) та ***l*** (типу S) подані у вигляді трапецієподібних сплайн-функцій належності (3.2) з відповідними коефіцієнтами: *a* = -0,5; *b* = -0,3; *c* = 0; *d* = 0,5– для $\mu(sm)$ та *a* = 0,5; *b* = 1; *c* = 1,3; *d* = 1,5 – для $\mu(l)$.

Нечітка змінна m представлена трикутною функцією належності (3.3) з коефіцієнтами: $a = 0$; $b = 0{,}5$; $c = 1$ – для $\mu(m)$.

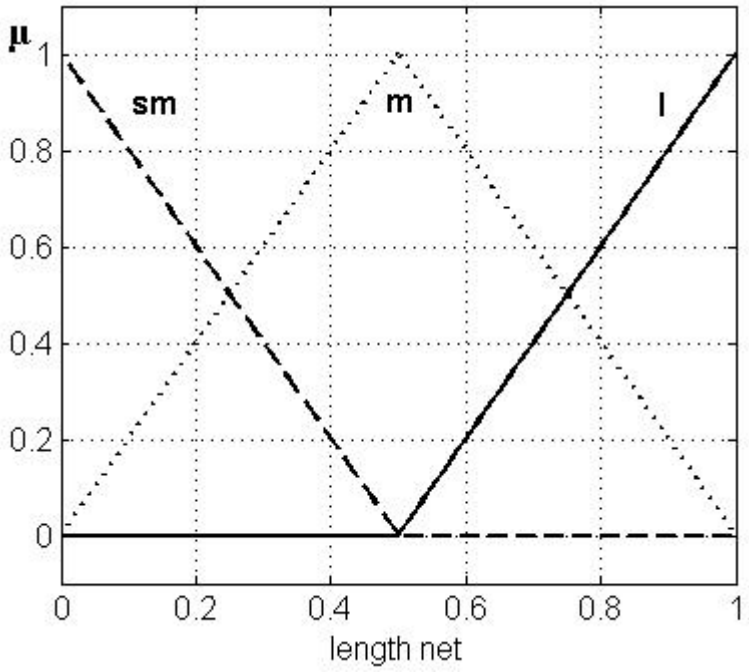


Рис. 3.3. Графічне зображення функції належності змінної «середня довжина фідерів мережі»

Змінна «***load***» (рис.3.4):

load = {«*низька*», «*нормальна*», «*висока*» }={*low*, *n*, *h*}.

Змінна «*tendenc»* (рис. 3.5):

tendency = {*«негативна*», «*нульова*», «позитивна»}={***n***, ***zero***, ***p***}.

Змінна «density_MW/km2» (рис. 3.6): «низька» з термом ***low*** та «висока» – ***high***:

density_MW/km2 = {«низька», «висока» }={**low**, **high**}.

Змінні **low** та **high** подані у вигляді трапецієподібних сплайн-функцій (3.2) з коефіцієнтами: d = 1,0; c = 0,0; b = -0,30; a = -0,50 – для $\mu(low)$ та d = 1,50 c = 1,30; b = 1,0; a = 0,0; – для $\mu(high)$.

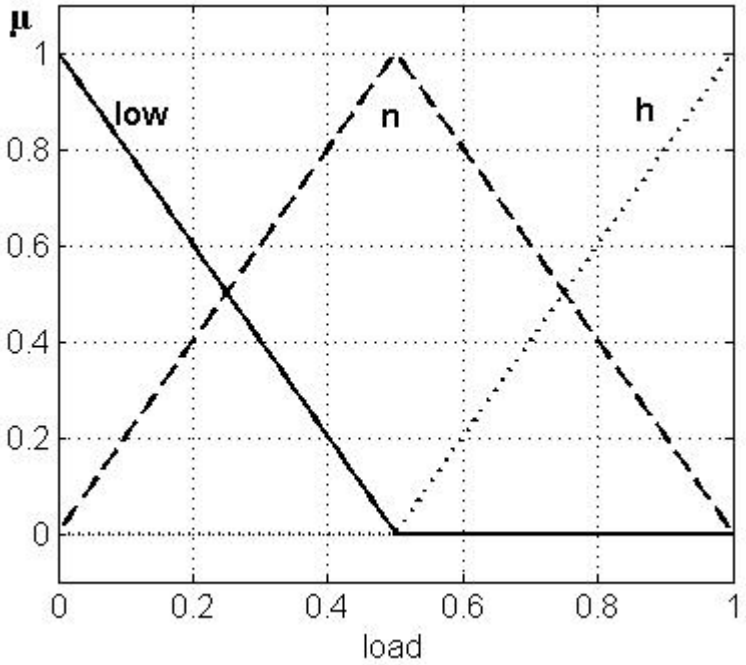


Рис. 3.4. Графічне зображення функції належності змінної «навантаження»

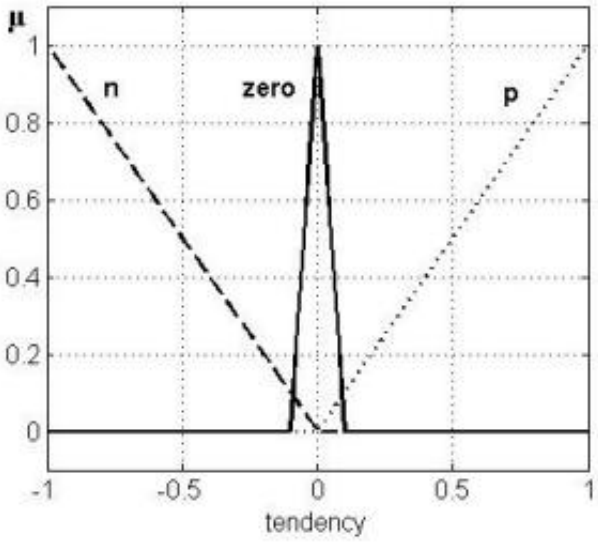


Рис. 3.5. Графічне зображення функції належності змінної «*тенденція зміни навантаження*»

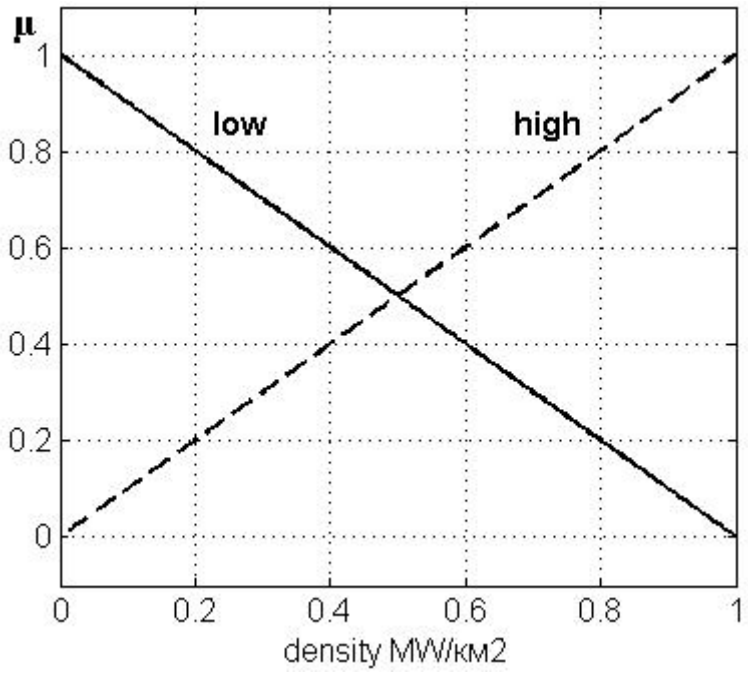


Рис. 3.6. Графічне зображення функції належності змінної «територіальна щільність навантаження»

Лінгвістична змінна «індекс середньої тривалості відключень» (рис. 3.7):

SAIDI = {«*нормальний*», «*можливий*», «*критичний*»}={***n***, ***pos***, ***cr***}.

Змінні *n* та *cr* зображаємо із допомогою трапецієподібних функцій (3.2) з заданими коефіцієнтами: d = 0,30; c = 0,00; b = -0,30; a = -0,50; – для $\mu(n)$ та d = 1,50; c = 1,30; b = 1,00; a = 0,30; – для $\mu(cr)$.

Змінна «*можливий*»-«***pos»*** у вигляді трикутної функції (3.3) з заданими коефіцієнтами: c = 1,00; b = 0,30; a = 0,00; – для $\mu(pos)$.

Змінна «SAIFI» (рис. 3.8):

SAIFI = {«*низька*», «*висока*» }={***low***, ***h***}.

Змінні ***low*** та ***h*** із застосуванням трапецієподібних сплайн-функцій (3.2) з визначеними коефіцієнтами: d = 1,0; c = 0,0; b = -0,30; a = -0,50 – для $\mu(low)$ та d = 1,50; c = 1,30; b = 1,00; a = 0,00 – для $\mu(h)$.

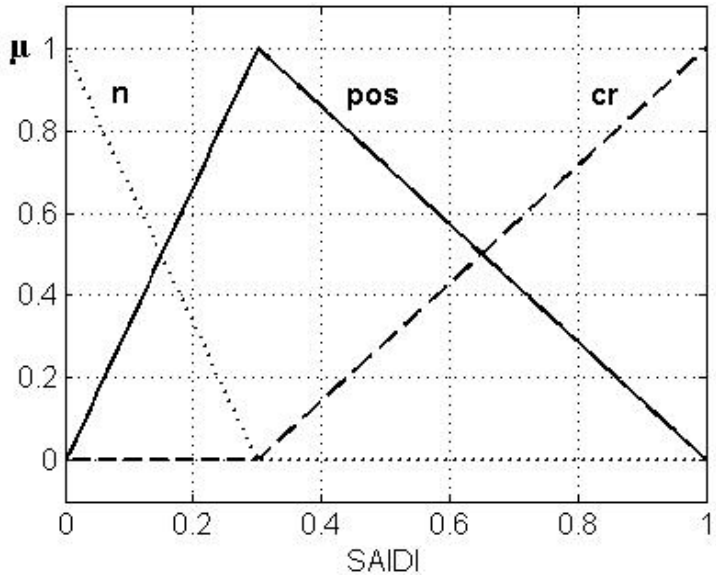


Рис. 3.7. Графічне зображення функції належності змінної «індекс середньої тривалості відключень»

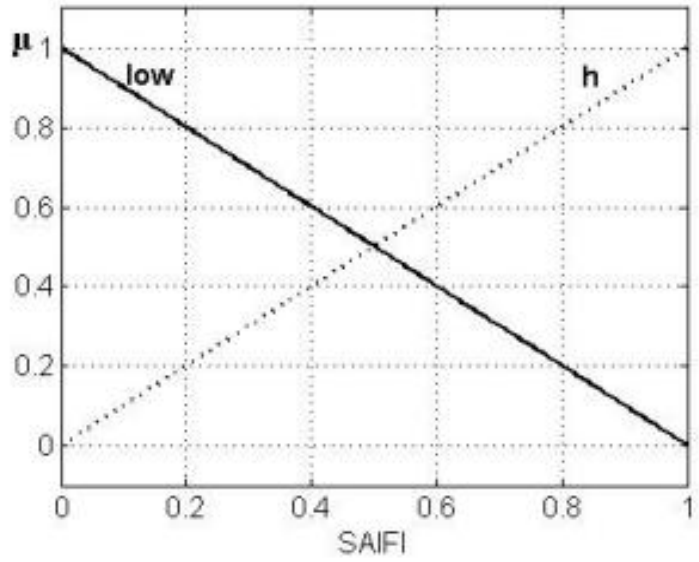


Рис. 3.8. Графічне зображення функції належності змінної «індекс середньої частоти відключень»

Змінна «*population*» (рис. 3.9):

population = {«*сільське*», «*міське* }={***cs***, ***urban***}.

Змінні ***cs*** та ***urban*** із застосуванням трапецієподібних сплайн-функцій

(3.2) із заданими коефіцієнтами: d = 0,10; c = 0,00; b = -0,30; a = -0,50 – для $\mu(cs)$ та d = 1,50; c = 1,30; b = 1,00; a = 0,00; – для $\mu(urban)$.

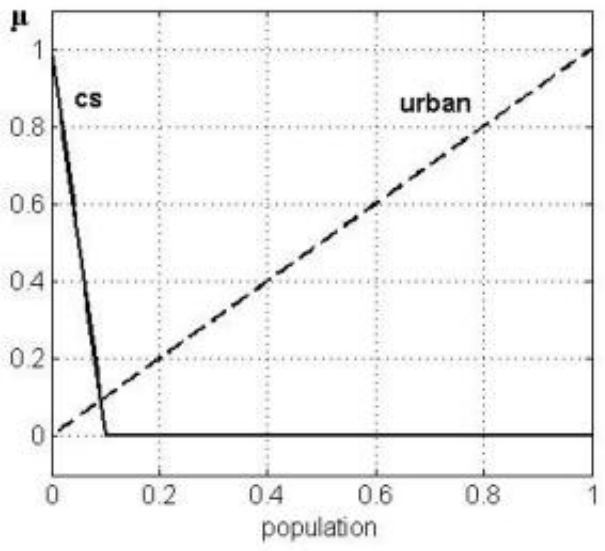


Рис. 3.9. Графічне зображення функції належності змінної «*населення району електропостачання*»

Змінна «*priority*» (рис. 3.10):

$$priority = \{\boldsymbol{0}, \boldsymbol{1}, \boldsymbol{2}, \boldsymbol{3}, \boldsymbol{4}, \boldsymbol{5}, \boldsymbol{6}, \boldsymbol{7}, \boldsymbol{8}, \boldsymbol{9}, \boldsymbol{10}\}.$$

Змінні ***0*** та ***10*** подаємо із застосуванням трапецієподібних сплайн-функцій (3.2) із заданими коефіцієнтами: d = 1,00; c = 0,00; b = -0,30; a = -0,50; – для $\mu(0)$ та d = 15,00; c= 13,00; b = 10,00; a = 9,00; – для $\mu(10)$.

Змінні ***1***, ***2***, ***3***, ***4***, ***5***, ***6***, ***7***, ***8***, ***9***, ***10*** подаємо із застосуванням трикутних функцій належності (3.3) із заданими коефіцієнтами: c = 2,00; b = 1,00; a = 0,00 – для $\mu(1)$;

a = 1,00; b = 2,00; c = 3,00 – для $\mu(2)$;

a = 2,00; b = 3,00; c = 4,00 – для $\mu(3)$;

a = 3,00; b = 4,00; c = 5,00 – для $\mu(4)$;

a = 4,00; b = 5,00; c = 6,00 – для $\mu(5)$;

a = 5,00; b = 6,00; c = 7,00 – для $\mu(6)$;

a = 6,00; b = 7,00; c = 8,00 – для $\mu(7)$;

a = 7,00; b = 8,00; c = 9,00 – для $\mu(8)$;

a = 8,00; b = 9,00; c = 10,00 – для $\mu(9)$.

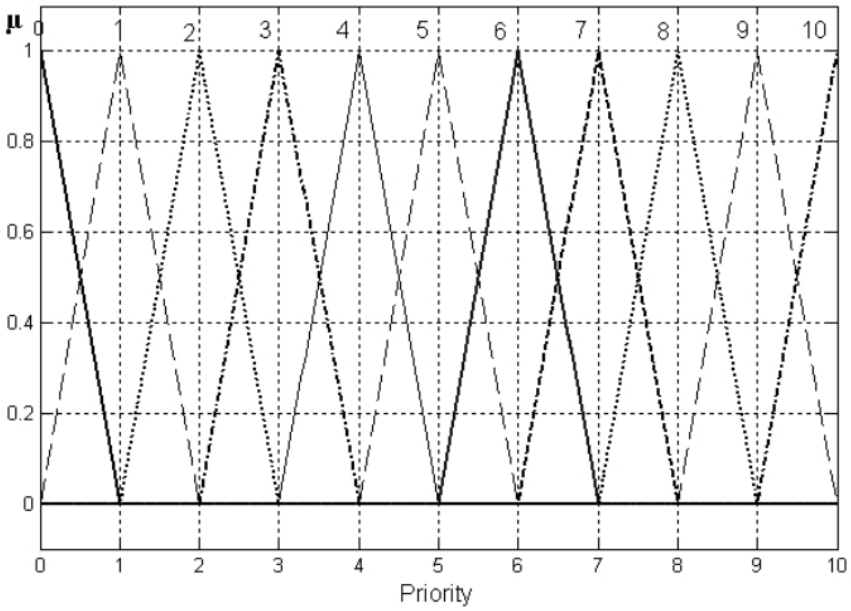


Рис. 3.10. Графічне зображення функції належності змінної «*пріоритет переведення мережі на напругу 20 кВ*»

3.2. Формування правил функціонування нечіткого логічного контролера

Для зручності представлення, всі функції належності ***mf*** лінгвістичних змінних нумеруються в межах діапазону кожної змінної, розпочинаючи з одиниці. Загальна база знань містить 3988 правил (дод.А, табл. А.1). База містить початкову робочу базу знань НЛК, отриману на першому етапі імітаційного моделювання контролера. Вона складається з тридцяти правил формату: Якщо «*умова з вхідних змінних*», тоді «*рішення – вихідна змінна*» (вага). Умови правил об'єднані логічним оператором «І» (AND).. Структурна схема нечіткого логічного контролера із зазначеними лінгвістичними змінними представлена на рис. 3.11.

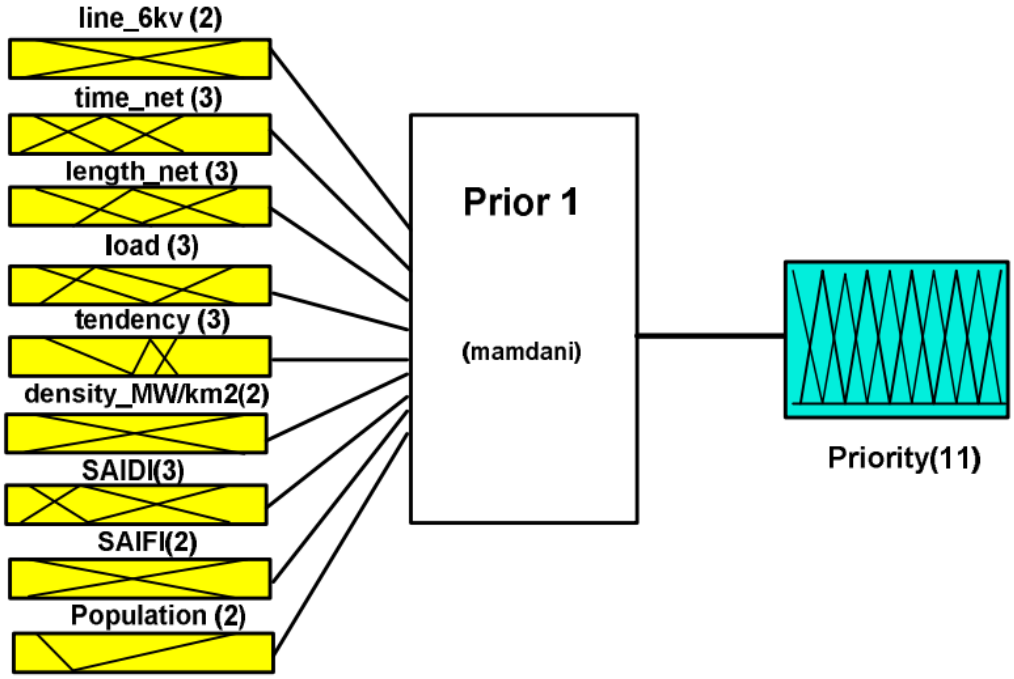


Рис. 3.11. Архітектура нечіткого логічного контролера

Створення логічного висновку відбувалося на три етапи. Залежно від операторів, що комбінуються на кожному етапі, можна отримати різноманітні стратегії логічного висновку. У цій роботі використовується комбінація операторів за алгоритмом Mamdani, яка представлена в дод.А, табл. А.2. При формуванні висновку щодо пріоритету, ФН нечітких змінних висновків обмежуються ступенями виконання умов, які отримані на етапі об'єднання, і в процесі накопичення результатів дії правил, шляхом формування максимуму, визначається нечітка множина висновку $\{\mu(p)/p\}$, $p \in [0;10]$.

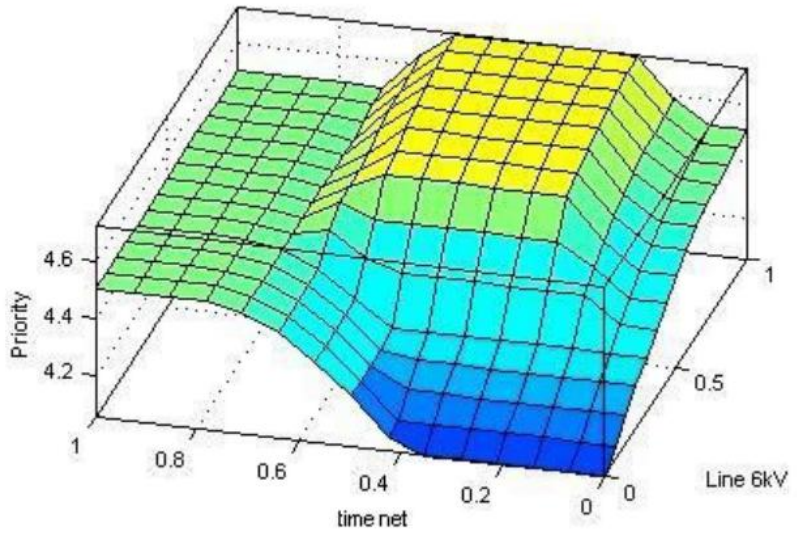
Пріоритет ***p*** переведення мережі з напруги 6 (10) на напругу 20 кВ отримаємо з використанням методу центра ваги:

$$p = \frac{\int_{\min}^{\max} p \cdot \mu(p) \cdot dp}{\int_{\min}^{\max} \mu(p) \cdot dp}. \qquad (3.4)$$

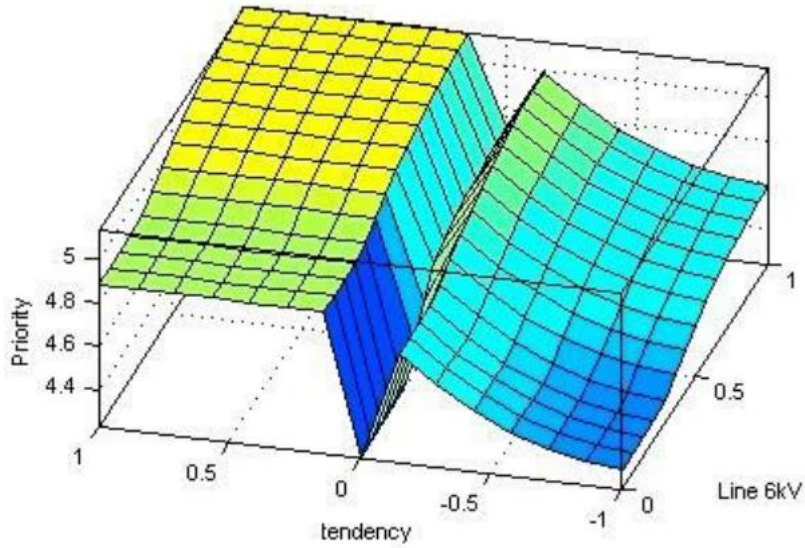
У дискретному вигляді набуде виду:

$$p = \frac{\int_{p_{\min}}^{p_{\max}} (p_i + \Delta p) \cdot \mu(p_i + \Delta p) \cdot \Delta p}{\int_{p_{\min}}^{p_{\max}} \mu(p_i + \Delta p) \cdot \Delta p}. \quad (3.5)$$

На рис. 3.12 наведено залежності у вигляді поверхні нечіткого висновку для системи в залежності від факторів *«time_net»* та «*line_6kv»*, а також «*tendency*, *line_6kv».*



а



б

Рис. 3.12. Поверхня нечіткого висновку для системи в залежності від факторів: а – *time_net*, *line_6kv*; б – *tendency*, *line_6kv*

Як можна побачити на рис. 3.12, динаміка зміни пріоритету (priority) не відповідає реальним залежностям від періоду функціонування мережі (time_net), сумарної довжини ліній 6 кВ (line_6kv) та тенденції зміни навантаження (tendency). Зі збільшенням time_net, тобто тривалості функціонування мережі, очікується зростання пріоритету, оскільки мережа з часом зазнає зносу. На поверхні відгуку не повинно бути місцевих екстремумів при збільшенні довжини ліній напругою 6 кВ, які видно на рис. 3.12 а. Нульова тенденція (tendency) зміни навантаження, як показано на рис. 3.12 б, призводить до локального мінімуму пріоритету, що не відповідає реальності.

Для усунення некоректного впливу вхідних параметрів мережі на пріоритет було проведено вісім етапів оптимізації, включаючи модифікацію функцій належності, коригування існуючих та формування додаткових 17 правил для роботи контролера. Під час моделювання процесу прийняття логічних рішень створено нечіткий логічний контролер для визначення числового значення пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ. Оптимізовані функції належності лінгвістичних змінних "load", "tendency" та "population" представлені відповідно на рис. 3.13, рис. 3.14 та рис. 3.15.

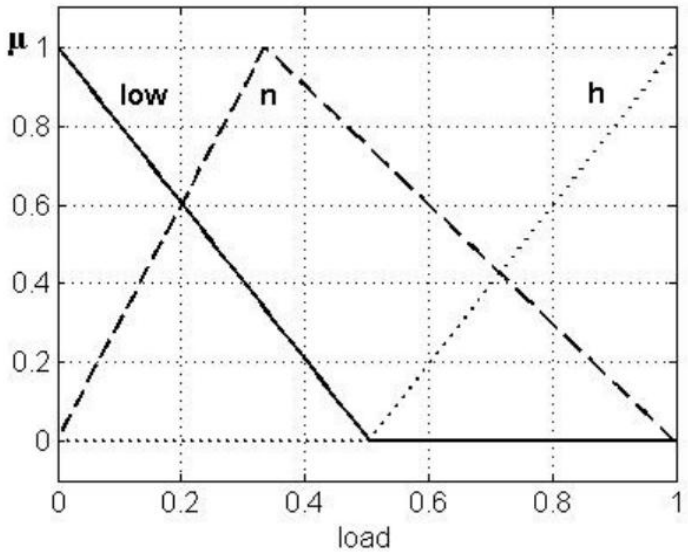


Рис. 3.13. Функції належності лінгвістичної змінної *load* після оптимізації

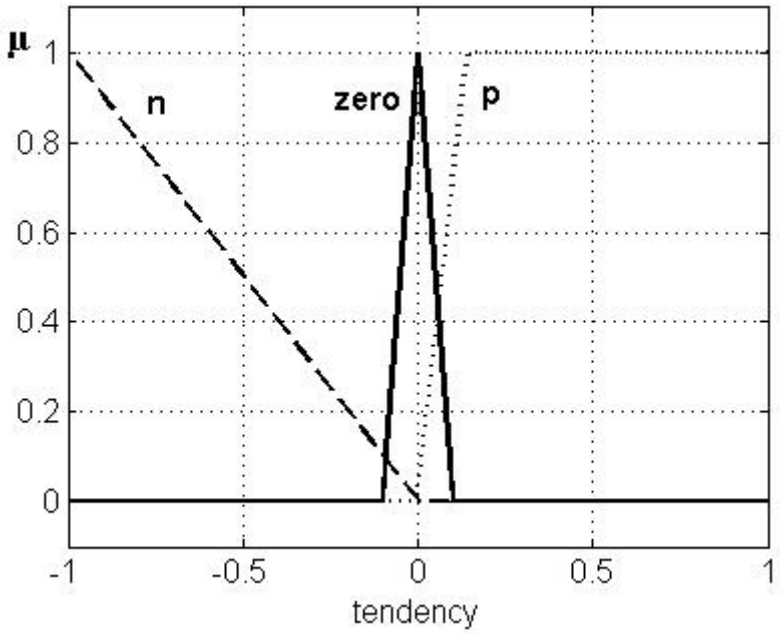


Рис. 3.14. Функції належності лінгвістичної змінної tendency після оптимізації

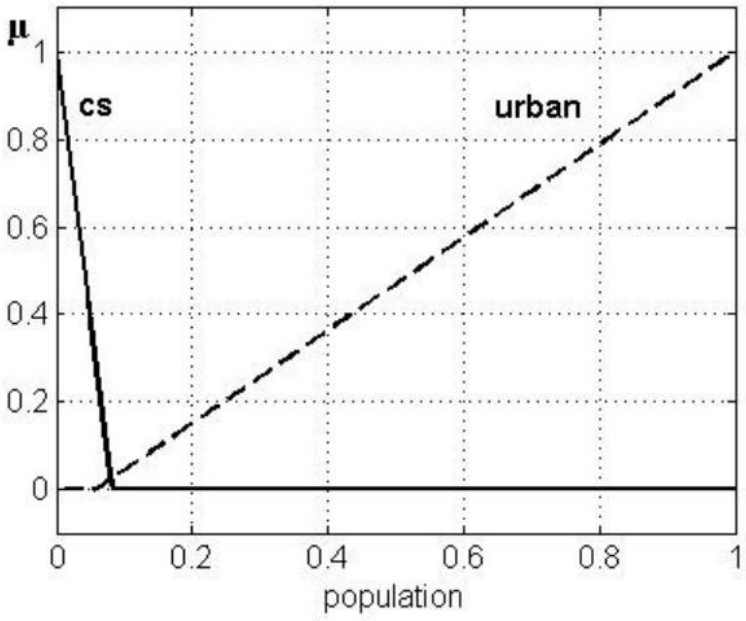
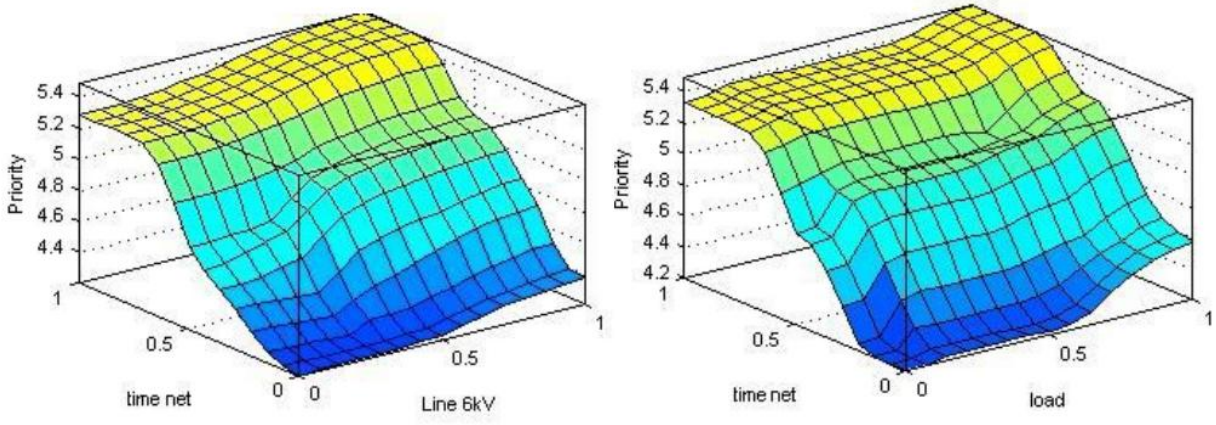


Рис. 3.15. Функції належності лінгвістичної змінної population після оптимізації

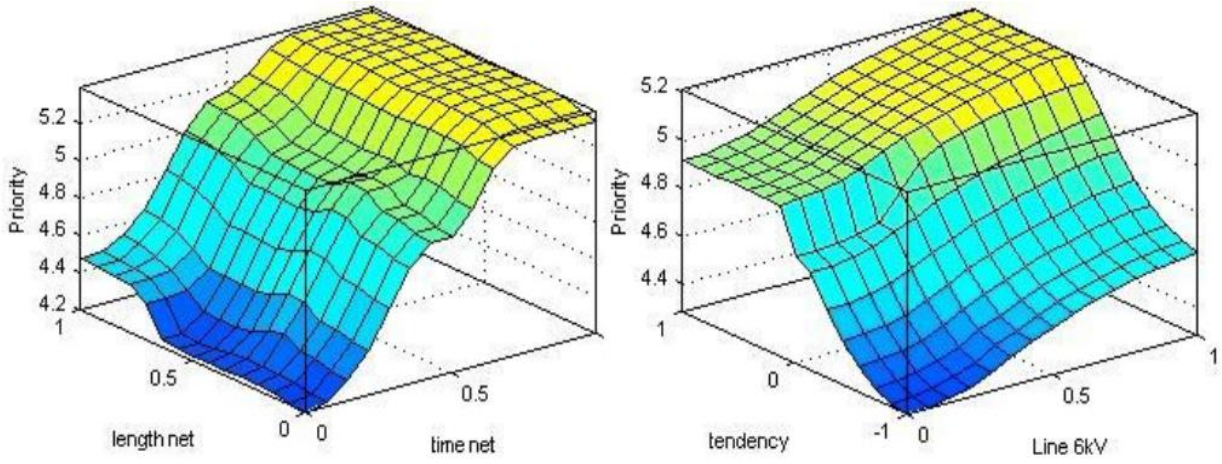
3.3. Застосування нечіткої логіки до визначення пріоритету переведення мережі на вищу напругу

Відповідно до бази знань (дод. А, табл. А.3) правил роботи нечіткого логічного контролера змоделюємо поверхні нечітких висновків залежності пріоритету від параметрів мережі (рис. 3.16 – рис. 3.20).



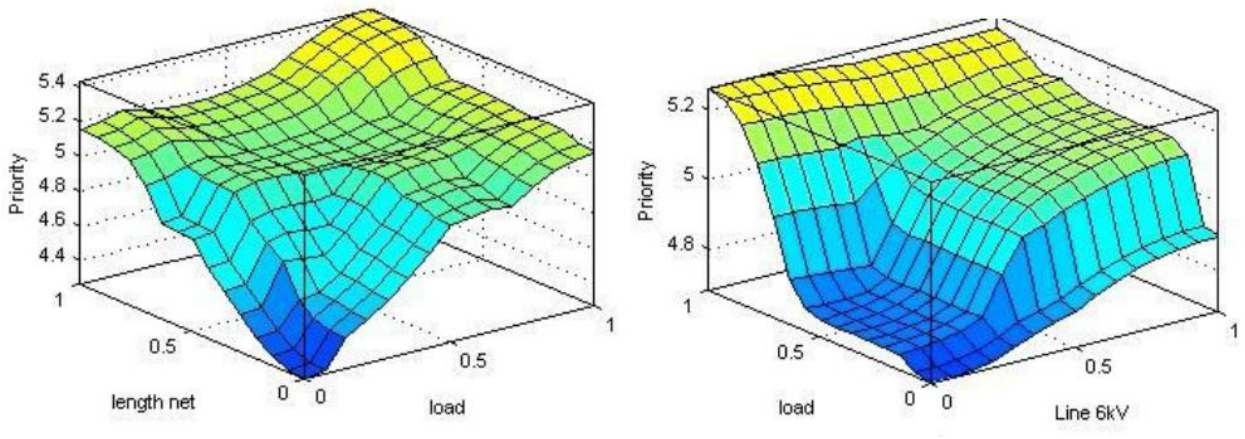
а б

Рис. 3.16. Поверхні залежності пріоритету priority від вхідних параметрів: а – *time_net*, *line_6kv*; б – *time_net*, *load*



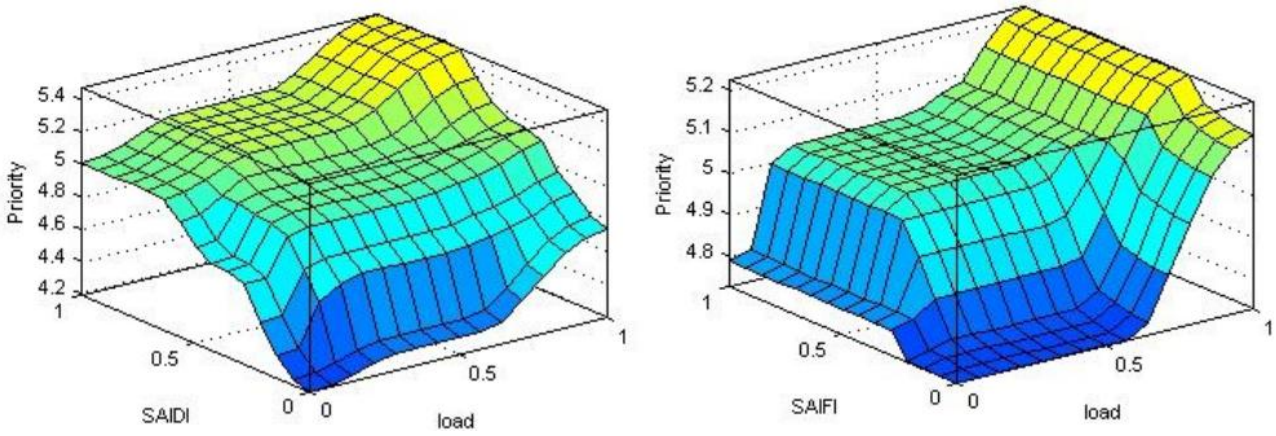
а б

Рис. 3.17. Поверхні залежності пріоритету priority від вхідних параметрів: а – *length_net*, *time_net*; б – *tendency*, *line_6kv*



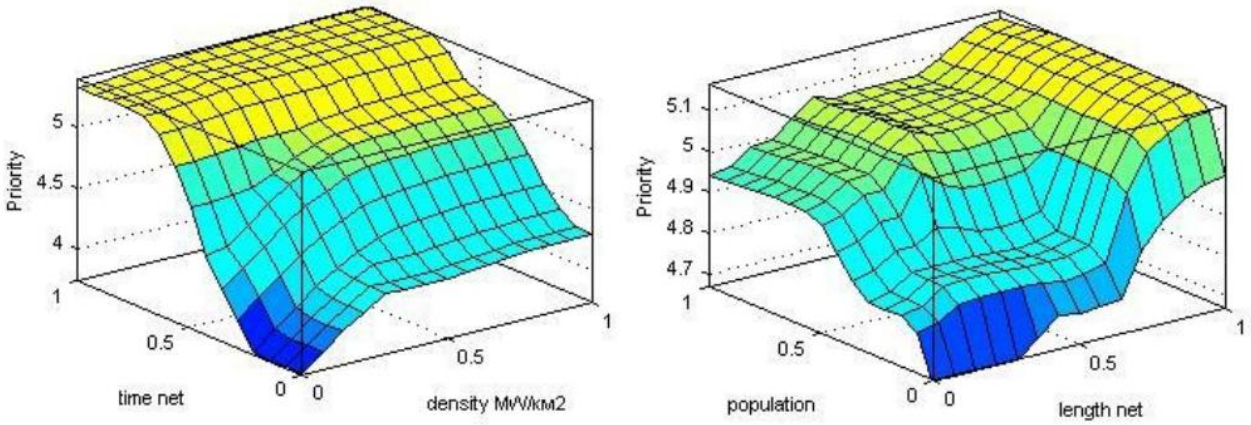
а б

Рис. 3.18. Поверхні залежності пріоритету priority від вхідних параметрів: а – *length_net*, *load*; б – *load*, *line_6kv*



а б

Рис. 3.19. Поверхні залежності пріоритету priority від вхідних параметрів: а – *SAIDI*, *load*; б – *SAIFI*, *load*



а б

Рис. 3.20. Поверхні залежності пріоритету priority від вхідних

параметрів: а – *time_net, density_MW/km2*; б – *population, length_net*

Отже, під час моделювання встановлено, що для всіх можливих варіантів поєднання парамерів стану мережі ***S*** за визначених меж їх варіацій, функція пріоритету $P = F(S)$ набуватиме значень в діапазонах від 2,30 до 7,16.

На підставі результатів імітаційного моделювання нечіткого логічного контролера та аналізу пріоритету мережі можна зробити наступні висновки:

- Якщо значення пріоритету переведення мережі на 20 кВ знаходиться в межах від 0 до 2,3, то мережу не потрібно переводити на 20 кВ.
- У випадку, коли значення пріоритету переведення мережі на 20 кВ знаходиться в інтервалі від 2,3 до 4,7, рішення про переведення мережі на 20 кВ може бути прийняте, якщо воно підтверджується техніко-економічним обґрунтуванням.
- Якщо значення пріоритету переведення мережі на 20 кВ перевищує 4,7, то переведення мережі на напругу 20 кВ є обов'язковим.

Під час варіацій параметрів мережі з максимальними значеннями у визначених діапазонах, зокрема: line_6kv – 50 км; time_net – 50 років; length_net – 30 км; load – 0,8Руст; tendency – 0,03Руст/рік; density_MW/km2 – 10 МВт/км2; SAIDI – 300; SAIFI – 6; population – 500 тис.чол., встановлено, що переведення мережі на напругу 20 кВ необхідно в разі перевищення будь-якого з параметрів таких значень:

- Сумарна протяжність ліній 6 кВ – 30 км;
- Період функціонування – 35 років;
- Середня довжина фідерів мережі – 24 км;
- Навантаження – 0,8 Руст (80 % від установленої потужності);
- Територіальна щільність навантаження – 5 МВт/км2;
- Населення району електропостачання – 200 тис.чол.

За одночасному перевищення значень таких параметрів:

- Період функціонування – 20 років;
- Середня довжина фідерів мережі – 10 км;

- Навантаження – 0,5 Руст (50 % від установленої потужності);
- Територіальна щільність навантаження – 2 МВт/км2;
- Індекс середньої тривалості відключень SAIDI – 60;
- Індекс середньої частоти відключень SAIFI – 1,2;
- Населення району електропостачання – 50 тис.чол., розподільна мережа повинна бути переведена на напругу 20 кВ.

Висновки до розділу 3

1. Розроблена модель критерію переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ дозволяє на підставі аналізу параметрів стану провести експрес-аналіз пріоритету кожної з мереж ліцензіатів з метою визначення черговості їх фінансування. Синтезована модель критерію використовує лінгвістичне визначення пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ за допомогою математичного відтворення нечітким логічним контролером міркувань експерта на основі бази знань, представленої лінгвістичними предикатами з синтаксичним та семантичним наповненням.

2. Встановлено, що при всіх можливих варіаціях значень параметрів мережі, що враховують сумарну довжину ліній 6 кВ, період функціонування, середню довжину фідерів мережі, навантаження, тенденцію зміни навантаження, територіальну щільність навантаження, індекс середньої тривалості відключень, індекс середньої частоти відключень, та населення району електропостачання, значення функції пріоритету переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ змінюється в межах від 2,30 до 7,16.

3. Аналіз результатів імітаційного математичного моделювання значень пріоритету мережі дав змогу визначити критичні межі пріоритету для прийняття рішення щодо переведення мережі на напругу 20 кВ:

- При значенні пріоритету в межах від 0 до 2,3 мережа не потребує переведення на напругу 20 кВ.

- У випадку, коли значення пріоритету переведення мережі на 20 кВ знаходиться в інтервалі від 2,3 до 4,7, мережа може бути переведена на 20 кВ при відповідному техніко-економічному обґрунтуванні.
- При перевищенні значення пріоритету 4,7, переведення мережі на напругу 20 кВ стає обов'язковим.

Установлено, що при варіаціях параметрів мережі з максимальними значеннями діапазонів (сумарна довжина ліній 6 кВ – 50 км; період функціонування – 50 років; середня довжина фідерів мережі – 30 км; навантаження – 0,8 Руст; тенденція зміни навантаження – 0,03 Руст/рік; територіальна щільність навантаження – 10 МВт/км2; SAIDI – 300; SAIFI – 6; населення району електропостачання – 500 тис.чол.), мережа однозначно потребує переведення на напругу 20 кВ при перевищенні будь-якого з параметрів наступних значень:

- Сумарна довжина ліній 6 кВ – 30 км;
- Період функціонування – 35 років;
- Середня довжина фідерів мережі – 18 ÷ 24 км;
- Навантаження – 0,8 Руст;
- Територіальна щільність навантаження – 5 МВт/км2;
- Населення району електропостачання – 200 тис.чол.

Установлено, що при одночасному перевищенні значень параметрів:

- Період функціонування – 20 років;
- Середня довжина фідерів мережі – 10 км;
- Навантаження – 0,5 Руст;
- Територіальна щільність навантаження – 2 МВт/км2;
- Індекс середньої тривалості відключень SAIDI – 60;
- Індекс середньої частоти відключень SAIFI – 1,2;
- Населення району електропостачання – 50 тис.осіб.

РОЗДІЛ 4. ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ МЕТОДІВ РЕКОНФІГУРАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ПЕРЕВЕДЕННІ ЇХ НА 20 КВ

4.1. Концепція реконфігурації розподільних мереж 20 кВ та її практична реалізація

Відповідно до рішення НКРЕ [24] одним із підходів щодо підвищення ефективності функціонування розподільних мереж є їх переведення на вищий клас напруги 20 кВ з впровадженням автоматизованих систем обліку ЕЕ. Такий підхід передбачає зміну конфігурації самих мереж, підходів до їх автоматизації та власне систем обліку ЕЕ. А отже, пропонуємо розглянути концепцію реконструкції мереж 6(10) кВ на 20 кВ (рис. 4.1). Вона включає розробку топології 20 кВ мереж, систем керування ними та нормативної бази з урахуванням технічних рішень щодо силової частини й систем управління.

Вихідним етапом реалізації концепції мережі 20 кВ є розробка силової частини, тобто топології мережі. Цей процес включає вирішення завдань обґрунтування вибору конфігурації схеми мережі та режиму нейтралі, визначення кількості розподільних (РП) та трансформаторних підстанцій (ТП), типу вимикачів та їх розташування в схемі (силові вимикачі та вимикачі навантаження), секціонування шин та фідерів, а також потужності короткого замикання на шинах РП, ТП та вибір електрообладнання. Також важливо враховувати розрахунок опору резистора в нейтралі та його термічну стійкість, розрахунок термічної стійкості магістральних та розподільних ліній електропередавання виконанням з кабельними та повітряними проводами, а також впровадження засобів захисту від перенапруги. Додатково, необхідно узгодити засоби резервування та організувати зв'язок з мережею напругою 10 кВ, визначити необхідні параметри мережі.

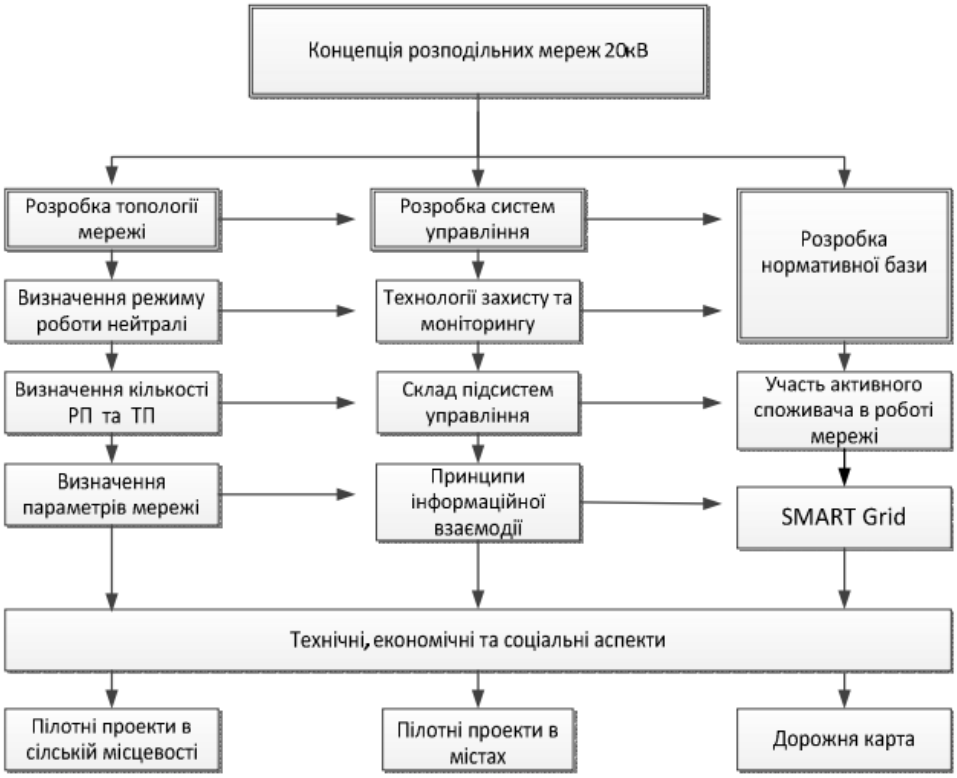


Рис. 4.1. Концепція реконструкції розподільних мереж 20 кВ

Вирішення завдань, пов'язаних із побудовою силової частини мережі, відкриває перспективи у вирішенні проблем створення систем управління. Це включає вибір засобів релейного захисту, телемеханізації, телеуправління та обліку електроенергії, а також визначення технології управління і структури підсистем, а також принципів взаємодії між ними. При розробці концепції слід враховувати активну участь споживача в роботі мережі і розробляти гнучкі системи з автоматичним секціонуванням, використовуючи реклоузери та автоматичну компенсацію реактивної потужності за допомогою сучасних електронних засобів.

Розвиток розподільних мереж повинен ураховувати технічні, економічні та соціальні аспекти у суспільстві. Необхідно створити та впровадити механізми передбачуваного будівництва електричних мереж в межах конкретного міста чи району, використовуючи комплексні схеми з впровадженням нових елементів розподільної мережі для забезпечення надійного підключення споживачів із мінімальними технологічними втратами.

Інвестиційна привабливість територій під час формування напрямку розвитку інфраструктури міста чи району повинна визначати вектор розробки комплексних схем розвитку електричних мереж, узгоджуючи їх із територіальними планами.

Для уточнення схемних рішень, як по силовій частині, так і за системи захисту та моніторингу, необхідно впровадження пілотних проектів розподільних мереж у сільській місцевості та містах, враховуючи розробку дорожньої карти для впровадження мереж напругою 20 кВ.

Проведення досліджень та заходів для підвищення енергоефективності електричних мереж за допомогою концепції мереж 20 кВ неминуче відзначиться і на зменшенні енергоємності економіки України.

4.2. Реконфігурація розподільчих мереж 6 кВ на напругу 20 кВ

На рис. 4.2 представлена схема реконструкції розподільної мережі 6 кВ Гніванського вузла Тиврівських ЕМ. Досліджувана електрична система отримує енергію від РП-6 кВ та трьох вузлових підстанцій 110/35/6 кВ «Гнівань», 35/6 кВ «СЗБ» та 35/6 кВ «Кар'єр», і передбачено резервне живлення від підстанції 110/10 кВ «Агрономічне» з роздільним трансформатором Т-10/6 кВ на ЗТП «Горбонівка». Підсистема, що отримує енергію від ПС «Кар'єр», включає єдиний КТП-175 та є умовно автономною. Мережа живить один розподільний пункт 6 кВ (РП ГП3), 52 ТП-6/0,4 кВ та 48 абонентських ТП-6/0,4 кВ, розташованих на балансі електричних мереж. Загальна потужність електричної системи складає 5,81 МВт. Загальна довжина ліній передачі 6 кВ становить 71,575 км, з яких 67,069 км – повітряні лінії, а 4,506 – кабельні вставки.

Табл. 4.1 містить інформацію про потужності та завантаження трансформаторів на вузлових підстанціях 110 та 35 кВ. Основні технічні дані та оцінка стану ЛЕП 6 кВ подані у табл. 4.2. Загальна інформація про технічний стан елементів розподільних електричних мереж, згідно із даними ПАТ

«Вінницяобленерго» на 01.01.2019 р., представлена в табл. 4.3.

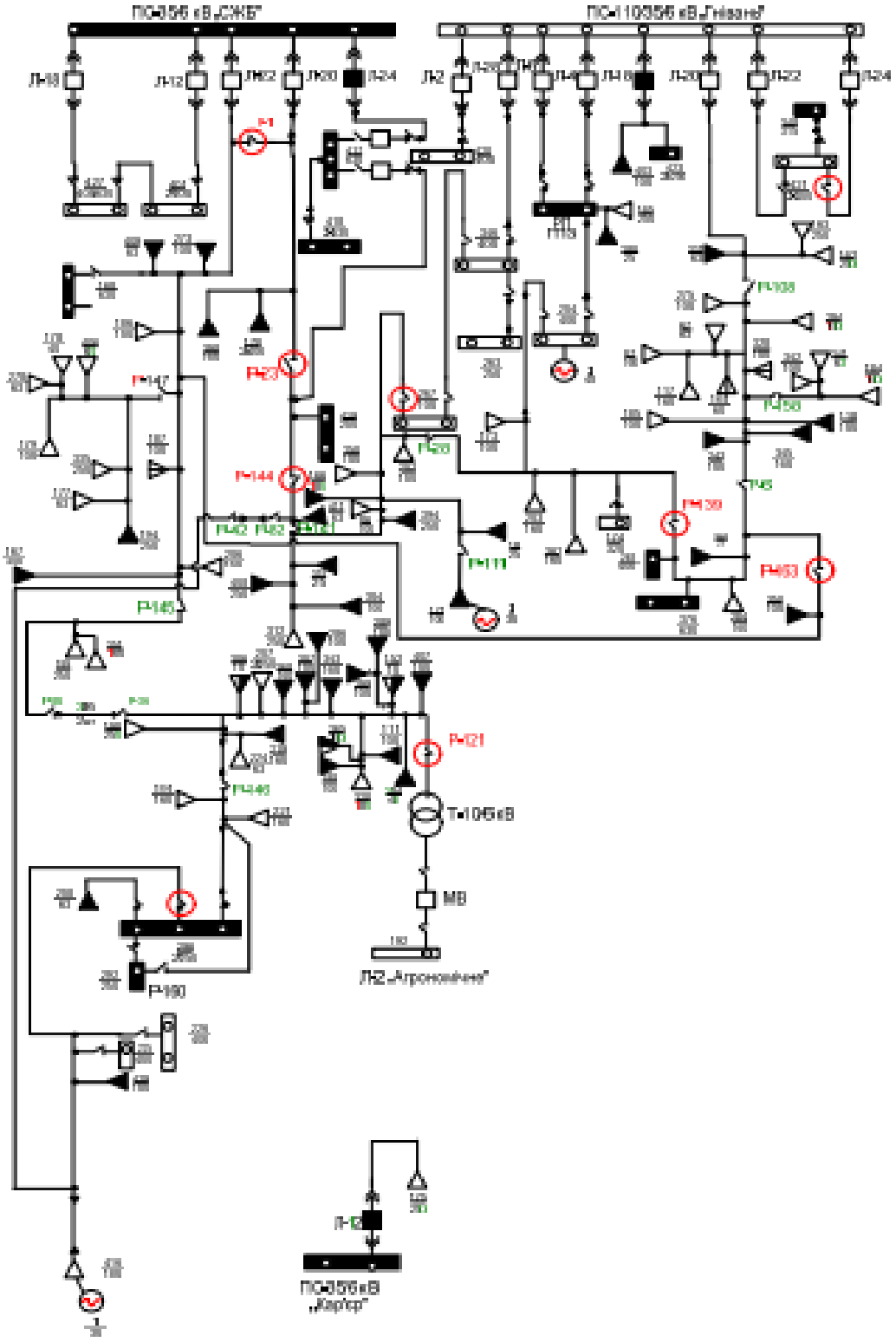


Рис. 4.2. Схема електричної мережі Гніванського вузла Тиврівських ЕМ

Таблиця 4.1. Основні параметри та характеристики ПС 110 та 35 кВ

Підстанція	Рік введення в експлуатацію	Потужності трансформаторів, МВА		Завантаження трансформа- торів, МВА (%)	
		Т1	Т2	Т1	Т2
ПС 110/35/6 кВ «Гнівань»	1967	16	25	8 (50)	2 (8)
ПС 110/10 кВ «Агрономічне»	1984	6,3	–	4 (63)	–
ПС 35/6 кВ «СЗБ»		6,3	6,3	4,36 (69,2)	0
ПС 35/6 кВ «Кар'єр»		6,3	–		–

Таблиця 4.2. Стан елементів електричних мереж

ЛЕП	Рік введення в експлуатацію	Загальна довжина, км	Довжина ПЛ, км	Довжина КЛ, км	Стан згідно з СОУ [23]
ПЛ 6 кВ СЗБ (ф22)	1973	32,218	30,590	1,628	задовільний
ПЛ 6 кВ Гнівань (ф20)	1976	12,510	12,36	0,15	задовільний
ПЛ 6 кВ СЗБ (ф20)	1968	3,230	3,11	0,12	задовільний
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф24)	1968	1,150	–	1,150	непридатний
ПЛ 6 кВ Гнівань (ф4)	1968	14,322	11,714	2,608	добрий
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф2)	1987	0,580	–	0,580	непридатний
КЛ-6 кВ ПС «СЗБ» «Гнівань» (ф12)	1997	1,890	–	1,890	добрий
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф 22)	1992	1,200	–	1,200	добрий
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф28)	1992	3,770	–	3,770	добрий
КЛ-6 кВ ПС «СЗБ» «Гнівань» (ф18)	1992	0,705	–	0,705	добрий

Таблиця 4.3.Технічний стан елементів розподільних ЕМ 6 кВ

Об’єкти ЕМ	Показники, %			
	добрий	підлягають:		
		капітальному ремонту	реконструкції	повній заміні (не придатні для подальшої експлуатації)
ПЛ 6-10 кВ	20,28	79,72	-	-
КЛ 6-10 кВ	73,72	-	13,76	12,54
ЗТП-6(10)/0,4 кВ	-	50,0	33,34	16,67
КТП-6(10)/0,4 кВ	65,63	28,13	6,25	-
ЩТП-6(10)/0,4 кВ	100,0	-	-	-

На устаткуванні розподільних мереж 6 кВ Гніванського вузла, за винятком абонентських ТП, у 2018 році відзначено 31 інцидент цехового обліку електроенергії з недовідпуском обсягу 36,69 тис. кВт•год. У 2015 році було отримано вісім скарг від споживачів щодо низького рівня напруги та одне звернення із скаргою на вихід із ладу електроприладів.

Поточний стан розподільних та живлячих електричних мереж Гніванського вузла, так само як і у всій Україні, належить вдосконалити ключові техніко-економічні показники та виконати роботи з реконструкції, модернізації або технічного переоснащення з наступних причин:

- високий ступінь фізичного і морального старіння (зношення) електрообладнання, з терміном експлуатації 45 років і більше;
- значні втрати електроенергії, як технічні, так і комерційні;
- низький рівень автоматизації об'єктів електричних мереж.

У мережах 6(10) кВ відзначається обмежений розвиток та інтеграція автоматизованих систем оперативно-технологічного управління та моніторингу, у відміну від мереж 110 кВ та вище. Всі перемикання та реконфігурація схеми виконуються вручну оперативним персоналом. Вказані недоліки в стані мережі 6 кВ погіршують показники індексів середньої тривалості відключень (SAIDI) та середньої частоти відключень у системі (SAIFI) — міжнародних показників надійності електропостачання споживачів.

Застаріле устаткування, прості схеми та аналогічне конструктивне виконання розподільних мереж є основними причинами великих втрат електричної енергії, недостатньої надійності електропостачання, високих витрат на аварійно-відновлювальні роботи та компенсацію збитків для споживачів від аварійного недовідпуску електроенергії, а також низького рівня безпеки експлуатації електричної мережі, передусім для населення.

Електричні мережі, їх схеми та обладнання в їх поточному стані концептуально не відповідають вимогам, які висуваються до галузі енергозабезпечення. За інформацією «Держенергонагляду», для зниження рівня аварійності в електричних мережах 0,4…110 кВ, з метою уникнення виникнення та повторення технологічних порушень, електропередавальні організації змушені здійснювати значні обсяги моніторингу власних електричних мереж для виявлення «вузьких» місць та розробляти протиаварійні заходи на підставі квартального аналізу технологічних порушень.

Моделювання стійкого режиму розглянутої розподільної електричної системи виконано у програмному середовищі DlgSILENT PowerFactory 15.1. Конфігурація розподільної мережі відповідає даним карти-схеми існуючих мереж 6 кВ Гніванського вузла Тиврівських ЕМ. Стан відкритих резервних перемичок визначено згідно із Схемою нормального режиму розподільних мереж 6(10) кВ на 2016 рік.

Розрахункова конфігурація досліджуваної електричної мережі включає 188 ділянок ліній передачі електроенергії, які працюють у повітряному та кабельному виконанні, та 115 термінальних вузлів. Мережа живить 98 ТП 6/0,4 кВ. Загальна потужність електричної системи становить 5,81 МВт.

В табл. 4.4 узагальнена інформація щодо режимних параметрів по фідерам живлення вивченої системи. Аналіз поданої у табл. 4.4 інформації свідчить про перевищення струмів на ділянках фідера Ф-22 ПС «СЗБ». Наприклад, перевищення гранично допустимого струму на ділянці 1-4 Ф-22 ПС «СЗБ» становить 40,6%. Збільшені робочі струми на ділянках схеми призводять

до зниження напругового профілю на шинах споживацьких ТП та збільшення втрат потужності при передачі електроенергії.

Таблиця 4.4. Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 6 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП	Втрати напруги	
	А	%	кВ	кВ	%
ПС Гнівань					
Л-2	10	5,5	6,29	0,01	0,17
Л-28	20	8,7	6,26	0,04	0,67
Л-4	200	77,9	3,69	2,61	43,5
Л-20	160	74,2	5,37	0,93	15,5
Л-22	20	10,4	6,28	0,02	0,33
ПС «СЗБ»					
Л-18	10	6,9	6,29	0,01	0,17
Л-12	10	4,4	6,29	0,01	0,17
Л-22	250	140,6	3,69	2,61	43,5
Л-20	40	17,6	6,14	0,16	2,67

Аналіз стійкого режиму електричної системи вказує на надто низький рівень напруги в мережі. Зокрема, на шинах 18 ТП 6/0,4 кВ відхилення напруги перевищує -5%, а на шинах 40 ТП – -10%. Максимальне відхилення напруги від номінального значення на шинах ТП складає 38,5% (КТП 208, 209 та 296), при цьому втрати напруги досягають 43,5%.

Розрахунок втрат енергії в зазначеній електричній мережі представлено в табл. 4.5 (час максимальних втрат становить 1574,8 годин на рік).

Оцінка результатів моделювання стійкого режиму електричної системи показує, що мережа досягла своєї пропускної спроможності, не здатна забезпечити стандартну якість електроенергії на шинах споживацьких підстанцій, і виявляє збільшені втрати активної потужності при передачі електроенергії. За умови подальшого зростання навантаження очікується значне погіршення якості електропостачання, що наголошує на необхідності кардинальної перебудови розподільної електричної мережі.

Таблиця 4.5. Втрати активної потужності та енергії в електричній мережі 6 кВ

Місце локалізації втрат	Втрати активної потужності		Втрати енергії, кВт·год/рік
	кВт	%	
Навантажувальні втрати в лініях електропередавання	1250	21,5	1968500
Навантажувальні втрати в трансформаторах	59,3	1,02	93375,4
Втрати неробочого ходу в трансформаторах	71,2	1,23	623974
Сумарні втрати в трансформаторах	130,5	2,25	717350,4
Сумарні втрати	1380,5	23,8	2685850,4

Досліджено варіант переведення розподільної електромережі на номінальну напругу 10 кВ для наявної конфігурації мережі Гніванського вузла, за винятком КТП-175, живлення якої переключено з ПС "Кар'єр" на ЗТП-263 від фідера Ф-28 РУ 10 кВ "Гнівань". Також з розрахункової схеми виключено фідер Ф-24 від РУ 10 кВ ПС "СЗБ", котрий живить ЗТП-417, ЗТП-418 та ЗТП-419, що належать ПрАТ "Гніванський завод спецзалізобетон" і не підлягають переведенню на вищу номінальну напругу.

Відповідно до вимог ПУЕ [34], мінімальний переріз сталеалюмінієвих дротів повітряної лінії для Вінницької області (3-й район за ожеледдю) - АС 50/8. Для повітряних ліній електропередачі умовно обрано тип опори П 10-26.

Навантаження ТП 10/0,4 кВ взято на 15-річну перспективу з урахуванням щорічного 2% зростання потужності, тобто на 30% більше за навантаження існуючої 6 кВ мережі. Встановлена потужність досліджуваної електросистеми - 10,38 МВт. У табл. 4.6 узагальнено інформацію про режимні параметри по фідерах живлення системи.

Аналіз даних табл. 4.6 вказує на перевантаження за струмом ділянок фідера Ф-22 ПС "СЗБ"-1-4-6-10-11-12-14-30-32-35-70-37. Наприклад,

перевищення гранично допустимого струму на ділянці 1-4 становить 52,6%. Це зумовлює потребу збільшення перерізу проводів на цих ділянках:

- до кабелю марки ААБП 3×150 на ділянці РП "СЗБ"-1;
- до АС-95/16 на ділянках 1-4-6-10-11-12-14;
- до АС-70/11 на ділянках 14-30-30-35-70-37.

Таблиця 4.6. Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 10 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП	Втрати напруги	
	А	%	кВ	кВ	%
ПС «Гнівань»					
Л-2	10	4,3	10,5	0,001	0,01
Л-28	10	6,5	10,47	0,03	0,3
Л-4	140	53,5	10,1	0,4	4
Л-20	110	51,7	9,99	0,6	6
Л-22	20	7,9	10,49	0,01	0,1
ПС «СЗБ»					
Л-18	10	5,2	10,49	0,01	0,1
Л-12	10	3,2	10,5	0,001	0,1
Л-22	330	152,6	7,92	2,58	25,8
Л-20	60	23,9	10,34	0,16	1,6

Збільшений робочий струм на ділянках фідера Ф-22 ПС "СЗБ" спричинив знижений профіль напруги на шинах КТП, котрі живляться від цього фідера. На шинах 9 ТП 6/0,4 кВ відхилення напруги перевищує -5%, а на шинах 27 ТП – -10%. Максимальне відхилення напруги на шинах ТП дорівнює 20,8% (КТП 208, 292 та 296), а найбільші втрати напруги – 25,8% від номінальної напруги електросистеми.

Втрати активної потужності в лініях електропередачі становлять 1,11 МВт, втрати в трансформаторах – 197,8 кВт, сумарні втрати – 1307,8 кВт, що складає 12,6% встановленої потужності електросистеми та зумовлює загальні річні втрати енергії 2313805 кВт·год/рік.

Контроль допустимості параметрів усталених режимів розподільної електромережі здійснено також для післяаварійних (ремонтних) режимів за різних можливих варіантів вимкнення головних ділянок живлячих фідерів:

1. вимкнення фідерів Ф4 та Ф6 ПС "Гнівань" і переведення на резервне живлення від фідера Ф20 ПС "СЗБ" увімкненням перемички Р-23-144;
2. вимкнення фідерів Ф4 та Ф6 ПС "Гнівань" і переведення на резервне живлення від фідера Ф20 ПС "Гнівань" увімкненням перемички Р-139;
3. вимкнення фідерів Ф4 та Ф6 ПС "Гнівань" і переведення на резервне живлення від фідера Ф28 ПС "Гнівань" увімкненням перемички ВН Ф4-24;
4. вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС "Гнівань" та переведення на резервне живлення від РП ГРЗ увімкненням перемички Р-139;
5. вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС "Гнівань" та переведення на резервне живлення від фідера Ф-22 ПС "СЗБ" увімкненням перемички Р-163
6. вимкнення фідера Ф22 ПС "Гнівань" і переведення живлення на фідер Ф24 ПС "Гнівань" увімкненням перемички ВН Ф22-24;
7. вимкнення головної ділянки фідера Ф28 ПС "Гнівань" та переведення на резервне живлення від РП ГПЗ увімкненням перемички ВН Ф4-24;
8. вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС "СЗБ" і переведення на резервне живлення від фідера Ф22 ПС "СЗБ" увімкненням перемички Р-1;
9. вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС "СЗБ" та переведення на резервне живлення від РП ГРЗ увімкненням перемички Р-23-144;
10. вимкнення головної ділянки фідера Ф22 ПС "СЗБ" і переведення на резервне живлення від фідера Ф20 ПС "СЗБ" увімкненням перемички Р-1;
11. вимкнення головної ділянки фідера Ф22 ПС "СЗБ" та переведення на резервне живлення від ПС "Агрономічне" увімкненням перемички Р-221;
12. вимкнення головної ділянки фідера Ф22 ПС "СЗБ" та переведення на резервне живлення від ГП ГПЗ увімкненням перемички ВН ТП-296;
13. вимкнення фідера Ф12 ПС "СЗБ" і переведення на резервне живлення від фідера Ф18 ПС "СЗБ";

14. вимкнення фідера Ф18 ПС "СЗБ" і переведення на резервне живлення від фідера Ф12 ПС "СЗБ".

Аналіз результатів моделювання вказує на перевищення допустимих робочих струмів на деяких ділянках досліджуваної схеми за умовами термічної стійкості, що зумовлює збільшення перерізу проводів ліній електропередачі на таких ділянках:

- АС-70/11 на ділянці 1-2 фідера Ф20 ПС "СЗБ";

- кабелю марки АСБ 3×95 на ділянці РП "Гнівань"-1 фідера Ф20;

- АС-70/11 на ділянках 1-2-6-8-10-34-18-20-22-35-37 фідера Ф20 ПС "Гнівань";

- кабелю марки ААБП 3×150 на ділянці РП ГПЗ – КТП204;

- АС-120/27 на ділянках 1-4-6 фідера Ф22 ПС "СЗБ";

- кабелю марки ААБП 3150 на ділянці РП "СЗБ"-1 фідера Ф20;

- кабелю марки ААБП 3×150 на ділянках РП "Гнівань"-РП ГПЗ фідерів Ф4 та Ф6;

- АС-120/27 на всіх ділянках між РП ГПЗ та ТП 296;

- АС-70/11 на ділянках 55-74-87-37 фідера Ф-22 ПС "СЗБ";

- АС-95/16 на ділянках 55-83-59-ЗТП "Горбонівка" фідера Ф-22 ПС "СЗБ".

Досліджено варіант переведення розподільної електромережі на номінальну напругу 20 кВ для тієї ж розрахункової схеми та за тих самих навантажень, що й у разі застосування номінальної напруги 10 кВ. Тип, переріз, марки кабельних ліній прийнято аналогічними існуючим для номінальної напруги 20 кВ. Для виконання повітряних ліній електропередачі умовно обрано тип опори П 20-16.

У табл. 4.7 узагальнено інформацію щодо режимних параметрів по фідерах живлення досліджуваної системи.

Таблиця 4.7. Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 20 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП	Втрати напруги	
	А	%	кВ	кВ	%
ПС «Гнівань»					
Л-2	4	2,1	21	0,001	0,005
Л-28	10	3,1	20,99	0,01	0,05
Л-4	70	25,7	20,81	0,19	0,95
Л-20	50	25,0	20,75	0,25	1,25
Л-22	10	3,9	20,99	0,01	0,05
ПС «СЗБ»					
Л-18	10	2,6	21	0,001	0,005
Л-12	3	1,5	21	0,001	0,005
Л-22	130	63,8	19,95	1,05	5,25
Л-20	30	11,8	20,92	0,08	0,4

Аналіз даних, наведених у табл. 4.7, свідчить, що робочі струми на ділянках розрахункової схеми не перевищують гранично допустимих значень за умовами термічної стійкості. Максимальне завантаження лінії становить 63,8%. Щільність робочих струмів ЛЕП не перевищує економічні показники, що зумовлює припустимі втрати активної потужності в досліджуваній електромережі.

Профіль робочої напруги є допустимим. Найбільше відхилення напруги на шинах ТП дорівнює -0,3% (КТП 208 та 296), а максимальні втрати напруги – 5,25% від номінальної напруги електросистеми.

Загальні втрати активної потужності на ділянках розрахункової схеми становлять 190 кВт, втрати в трансформаторах – 197,8 кВт, сумарні втрати – 387,8 кВт, що складає 3,7% встановленої потужності електросистеми та зумовлює загальні річні втрати енергії 864990 кВт×год/рік.

Дослідження можливих післяаварійних (ремонтних) режимів досліджуваної електромережі підтвердили припустимість режиму напруги (втрати напруги в межах 10%) та робочих струмів за умовами термічної стійкості.

4.3. Практична реалізація методів оптимальної реконфігурації розподільних мереж під час зміни рівня напруги

Розглянемо підсистему досліджуваної електромережі, утворювану фідерами Л-4 + Л-18 ПС "Гнівань", Л-20 ПС "Гнівань" та Л-22 ПС "СЗБ", представлену на рис. 4.5. Розімкнені роз’єднувачі Р-139, Р-163 та роз’єднувач на КТП 396 секціонують цю мережу на три частини, поділяючи споживачів між трьома живильними лініями. Нерівномірний розподіл навантаження між живильними фідерами (табл. 4.7) свідчить про неоптимальність конфігурації робочої схеми електромережі. Очевидно, що зміна місць розміщення розімкнених роз’єднувачів призведе до зміни сумарних втрат активної потужності в мережі. Розглянемо вирішення задачі оптимальної реконфігурації розподільної електромережі на підставі розробленого методу з використанням апарату генетичних алгоритмів.

На першому етапі застосування методу у складі розрахункової схеми слід виділити зони безумовних атракторів для кожного фідеру та "пограничну" зону пошуку місця розміщення резервної перемички.

Для виділення безумовних атракторів джерел живлення розподільної електромережі доцільно застосувати мінімаксний підхід. Для цього визначають електричні центри ділянок між можливими парами джерел живлення, збільшуючи навантаження до максимуму з одного боку відповідної лінії з двобічним живленням та знижуючи до мінімуму навантаження з іншого боку (до прогнозованої перемички між фідерами). Вважатимемо, що в режимі мінімальних навантажень потужності споживачів дорівнюють 50% своїх максимальних значень, що характерно для графіків навантажень типових споживачів сільських електромереж.

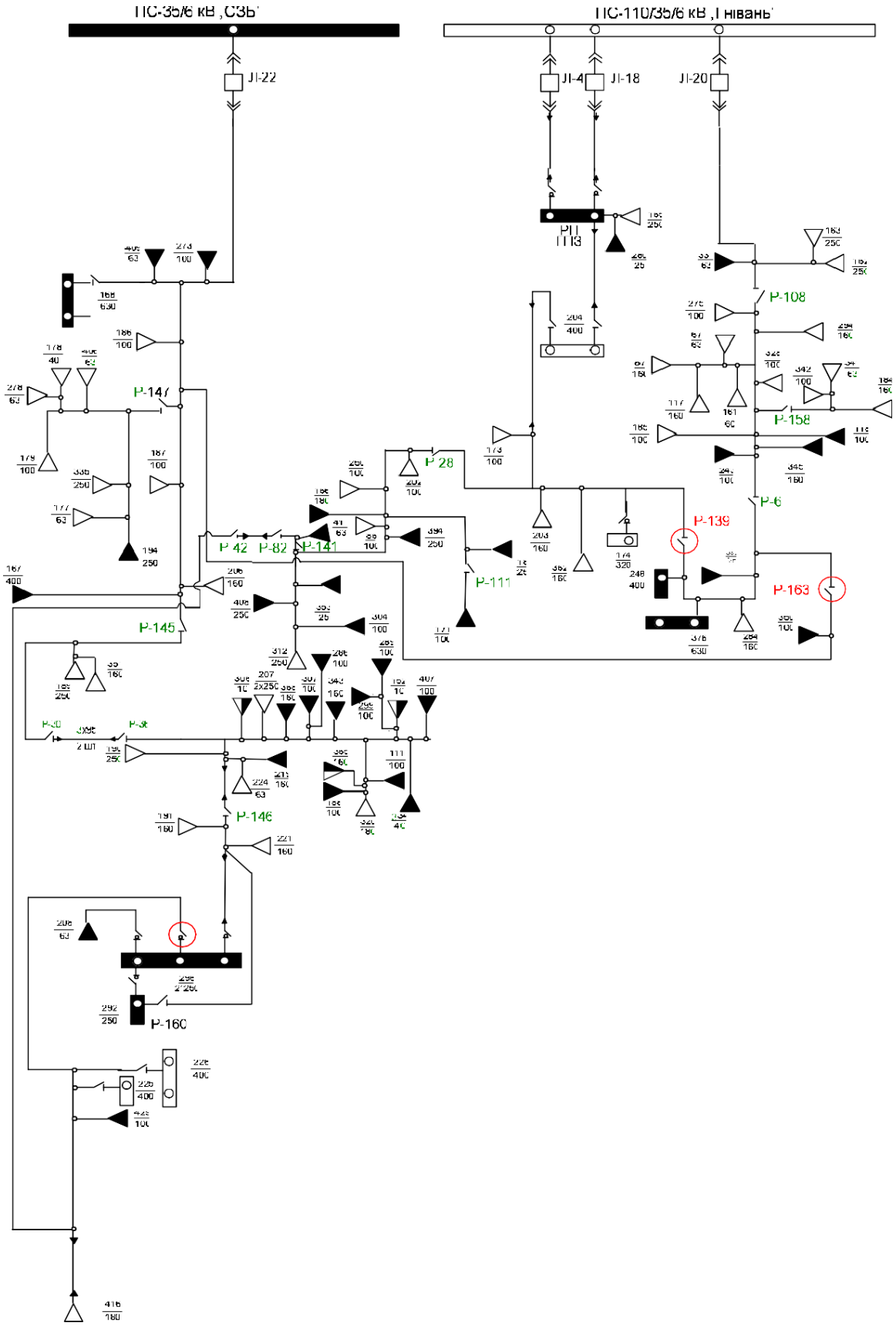


Рис. 4.5. СЕП 6 кВ ПС «СЗБ» та ПС «Гнівань»

Виділення безумовних атракторів у підсистемі, утвореній лінією з двобічним живленням фідерів ПС "Гнівань", показано на рис. 4.6. Тут Se позначено еквівалентне навантаження споживачів на ділянках між ТП-202 та ТП-296, які отримують живлення від окремого відгалуження лінії з двобічним живленням.

Для визначення безумовного атрактора фідерів Л-4+Л-18 потрібно збільшити до максимуму потужності навантажень найближчих до шин ПС "Гнівань" з боку даних фідерів споживачів, тобто навантаження ТП 165, 173, 174, 203, 204, 280, 362 та Se. Водночас зменшити до мінімуму навантаження споживачів, найближчих до шин ПС "Гнівань" з боку фідера Л-20, тобто навантаження ТП 67, 87 і так далі.

Для такої розрахункової схеми електричний центр лінії з двобічним живленням належить ділянці між ТП-173 та ТП-203, визначаючи зону безумовного атрактора фідера Л-4+Л-18. Аналогічно визначають електричний центр лінії для максимізованих потужностей навантажень з боку фідера Л-20 та мінімізованих потужностей з боку фідерів Л-4+Л-18. У цьому разі електричний центр належить ділянці між ТП-342 та ТП-185, визначаючи зону безумовного атрактора фідера Л-20.

Аналогічно знаходять електричні центри інших ліній з двобічним живленням досліджуваної електромережі. Результати розрахунків у табл. 4.12.

Поєднання результатів визначення електричних центрів усіх можливих ліній з двобічним живленням задає зони безумовних атракторів усіх джерел живлення та "пограничної" зони, показаних на рис. 4.7.

Таблиця 4.12. Розрахунок сумарних зведених дисконтованих витрат

Фідер	Лінія з двобічним живленням	Ділянка, якій належить електричний центр навантажень
Л-4 + Л-18 (Гнівань)	Л-4+Л-18 (Гнівань) – Л-20 (Гнівань)	ТП-173– ТП-203
	Л-4+Л-18 (Гнівань) – Л-22 (СЗБ)	ТП-225 – ТП-226
Л-20 (Гнівань)	Л-20 (Гнівань) – Л-4+Л-18 (Гнівань)	ТП-342 – ТП-185
	Л-20 (Гнівань) – Л-22 (СЗБ)	Роз’єднувач Р-6
Л-22 (СЗБ)	Л-22 (СЗБ)– Л-4+Л-18 (Гнівань)	Роз’єднувач Р-145
	Л-22 (СЗБ)– Л-20 (Гнівань)	ТП-186 – ТП-150

На рис. 4.8 виокремлено "пограничну" зону атракторів, в якій відбуватиметься пошук місць розміщення розімкнених резервних перемичок, що оптимально секціонуватимуть розподільну мережу з метою мінімізації втрат активної потужності на передачу електроенергії до споживачів.

"Пограничная" зона містить 52 ділянки ліній електропередавання повітряного та кабельного виконання, які забезпечують живлення 38 ТП. На рис. 4.8 показано розташування розімкнених резервних перемичок, що відповідають вихідній схемі розподільної мережі та зумовлюють сумарні навантажувальні втрати активної потужності в мережі 190 кВт.

Для розв'язування задачі оптимізації схеми розподільної електромережі в "пограничній" зоні будемо розглядати 8 можливих місць розміщення резервних перемичок. Це дозволить сформувати достатнє число варіантів топології мережі для пошуку оптимального рішення і водночас не призведе до зайвої ускладненості оптимізаційної процедури. Перемички позначено на рисунку цифрами в колах.

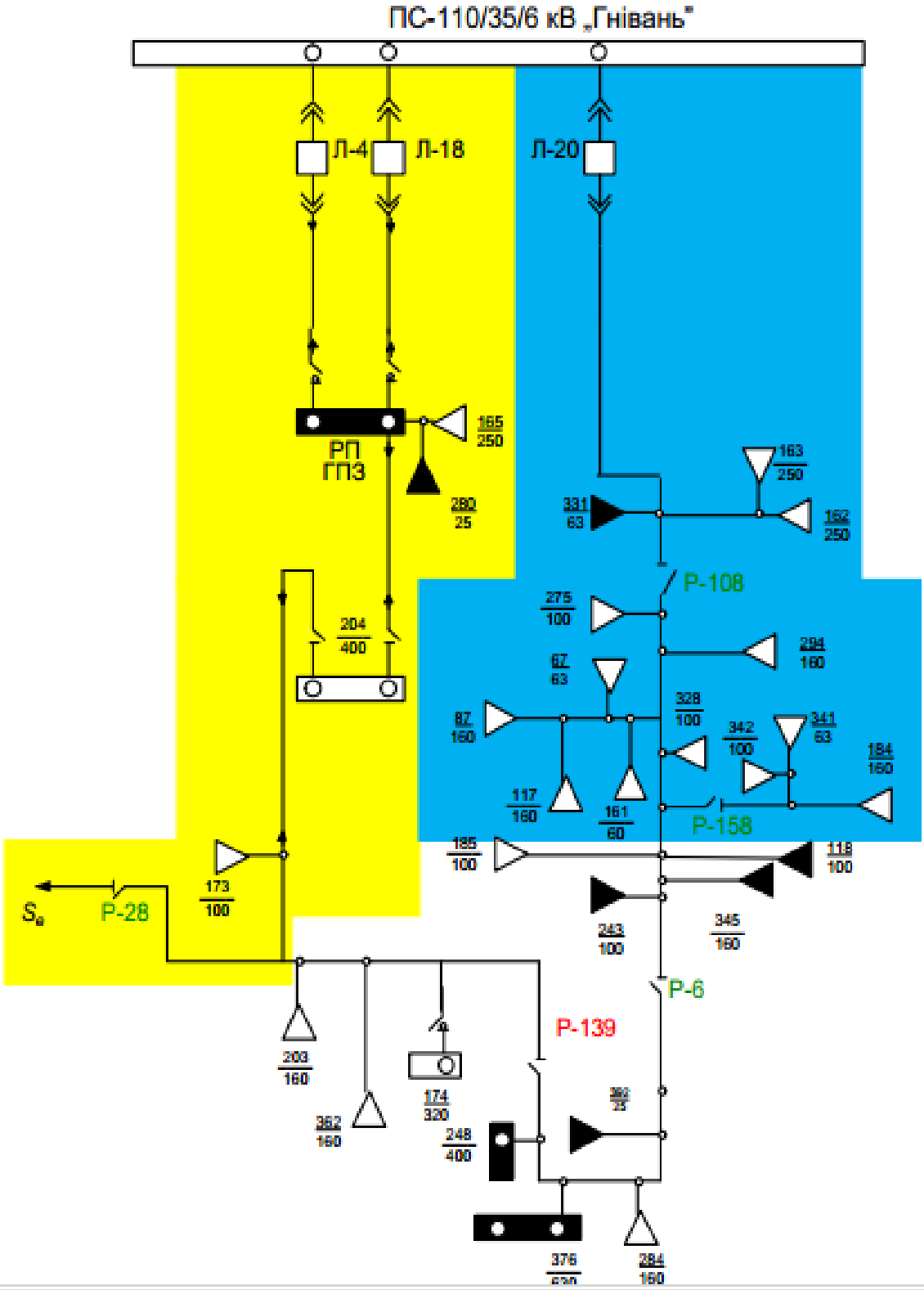


Рис. 4.6. Виділення безумовних атракторів фідерів ПС "Гнівань"

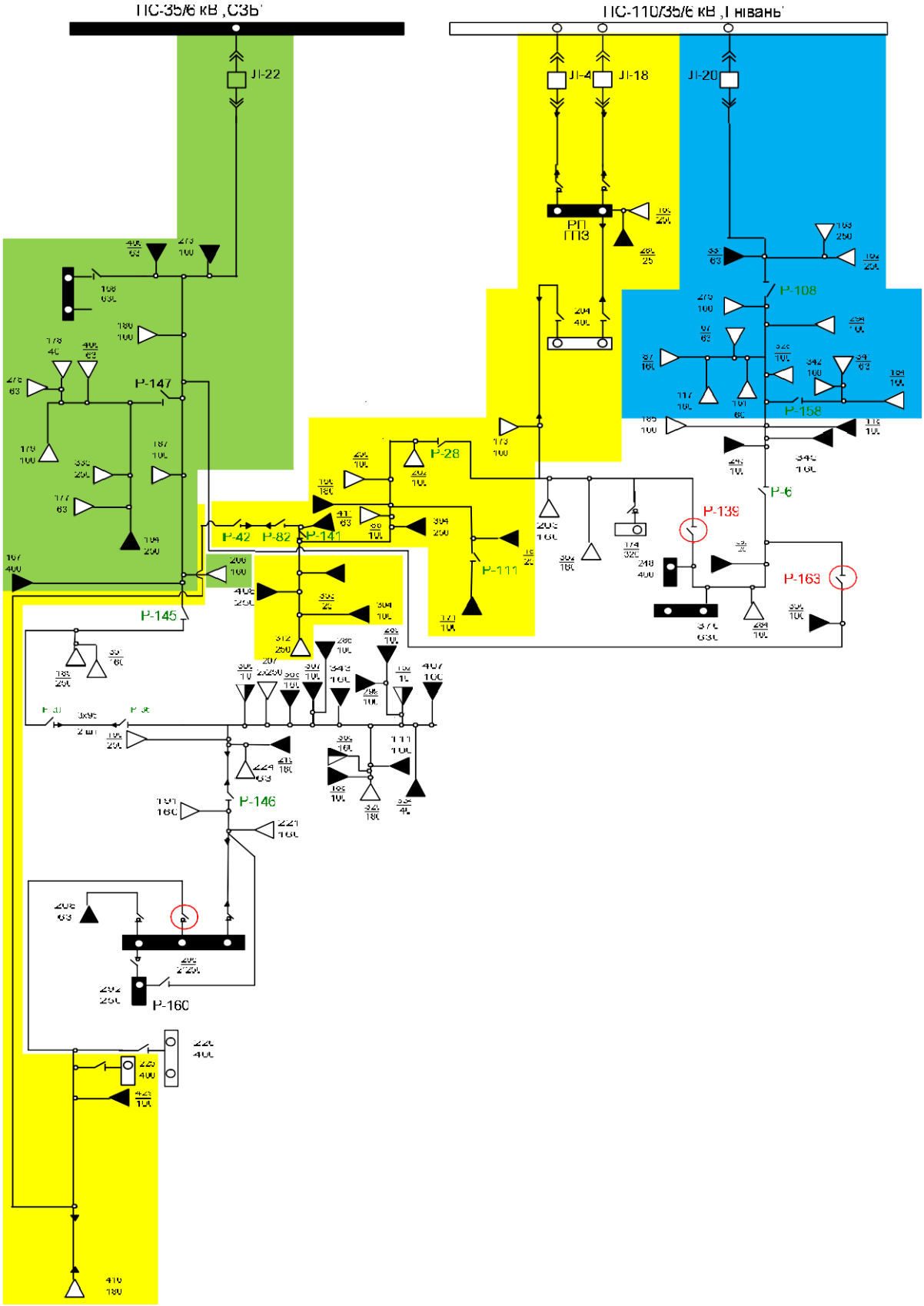


Рис.4.7. Виділення безумовних атракторів фідерів та «пограничної» зони розподільної електричної мережі

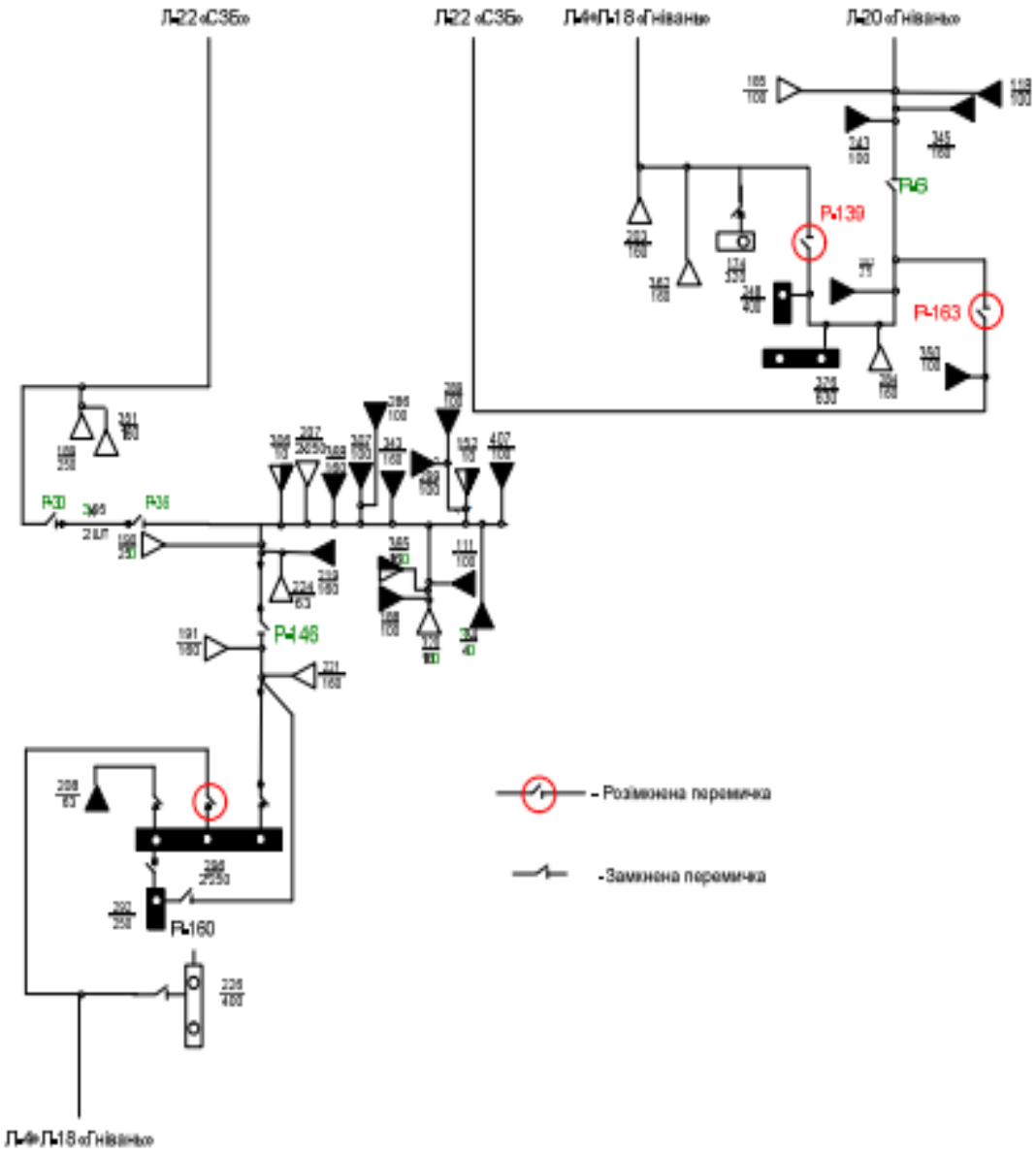


Рис. 4.8.«Пограничная» зона розподільної електричної мережі за поточного положення розімкнених резервних перемичок

Мета оптимізації конфігурації робочої схеми розподільної електромережі - визначити таке розташування резервних перемичок, щоб втрати активної потужності на передачу електроенергії були мінімальними за умови дотримання обмежень щодо мінімальної зв’язності робочої схеми, забезпечення нормованої якості електроенергії в точках приєднання абонентів, вимог щодо надійності схеми тощо.

Реконфігурація робочої схеми розподільної електромережі полягає у зміні розташування розімкненої перемички. Формально стан кожної ділянки робочої схеми можна подати за допомогою двійкового коду:

"0" – якщо ділянка є розімкненою перемичкою та не входить до складу тракту покриття навантажень під'єднаних абонентів;

"1" – якщо ділянка перебуває в роботі.

Отже, конфігурацію "пограничної" зони атракторів джерел живлення досліджуваної електромережі, яка містить 52 ділянки, можна подати за допомогою 52-бітного ланцюга, кожен біт якого містить інформацію про стан відповідної ділянки схеми. Загальний простір пошуку становить 252 можливих станів. Для подання генетичної інформації обрано 52-бітну структуру, що дозволяє використовувати шістнадцяткову систему для кодування конфігурації можливої схеми електромережі.

Таким чином, поточну схему досліджуваної мережі за положення розімкнених резервних перемичок закодовано таким рядком:

"FFFEFFDFFFF7F".

Тут червоним кольором позначено символи, коди яких містять нульові біти, що відповідають місцям розташування розімкнених роз'єднувачів, які секціонують електромережу між трьома джерелами живлення.

Для оцінки ефективності можливих рішень як цільову функцію застосовано функцію оптимальності (2.7), де сумарні втрати активної потужності розраховують за виразом (2.8). Очевидно, що така форма цільової функції відповідає задачі мінімізації, тобто кращим рішенням є менші значення функції. Це слід врахувати під час формування батьківських пар методом рулетки та вибору рішення, яке замістить породжуване дочірнє.

Обмеження у вигляді нерівності (2.9) щодо якості електроенергії та зв'язності схеми враховано на етапі формування початкової популяції та створення нових дочірніх особин.

Початкова популяція генетичного алгоритму складається з 20 особин, одна з яких відповідає поточній конфігурації робочої схеми, генотипи решти заповнено за допомогою генератора випадкових чисел. Виконання генетичного алгоритму проілюстровано на діаграмі рис. 4.9.

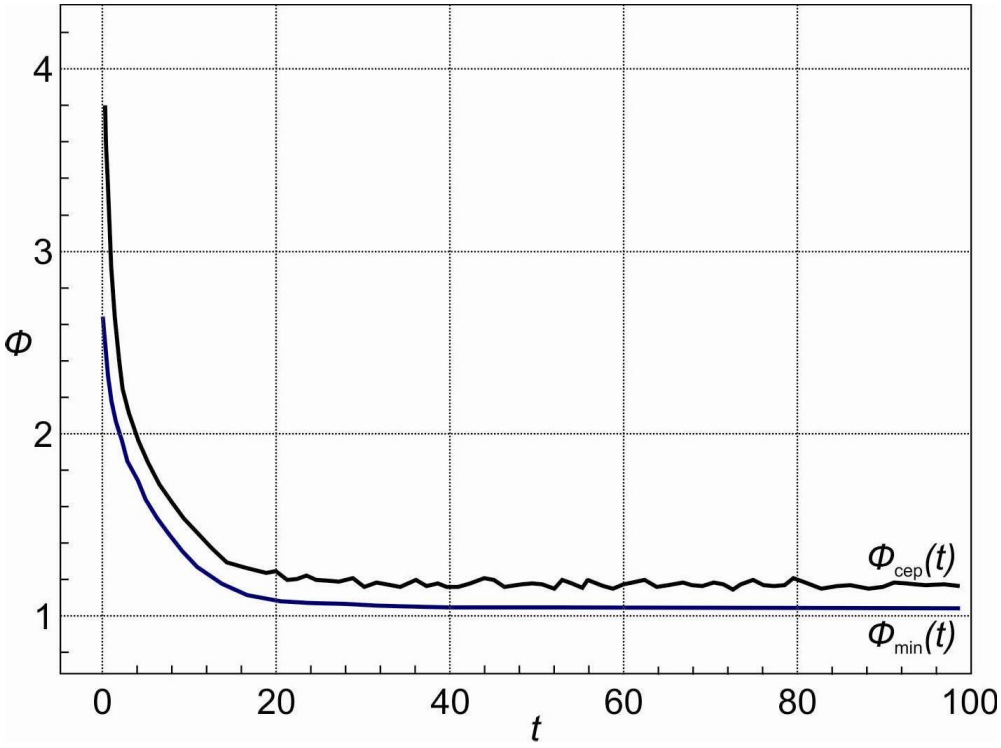


Рис.4.9. Ілюстрація виконання генетичного алгоритму

Тут крива Фmin(t) відображає динаміку зміни значення оціночної функції оптимальності в поколіннях для найкращого технічного рішення; Фсер(t) – динаміку зміни усередненого значення оціночної функції для усього покоління в цілому.

З аналізу рис. 4.9 видно, що після виконання 30 повних циклів генетичного алгоритму значення цільової функції для найкращої особини перестало змінюватися, що свідчить про досягнення збіжності процесу пошуку. Оптимальна конфігурація досліджуваної електромережі представлена на схемі рис. 4.10. Така схема характеризується сумарними втратами активної потужності 0,17 МВт.

Застосування розробленого методу дозволило підвищити ефективність функціонування розподільної електромережі за рахунок зниження в 10,5%

навантажувальних втрат електроенергії, що свідчить про доцільність використання генетичних алгоритмів для вирішення задач оптимальної реконфігурації схем електричних мереж.

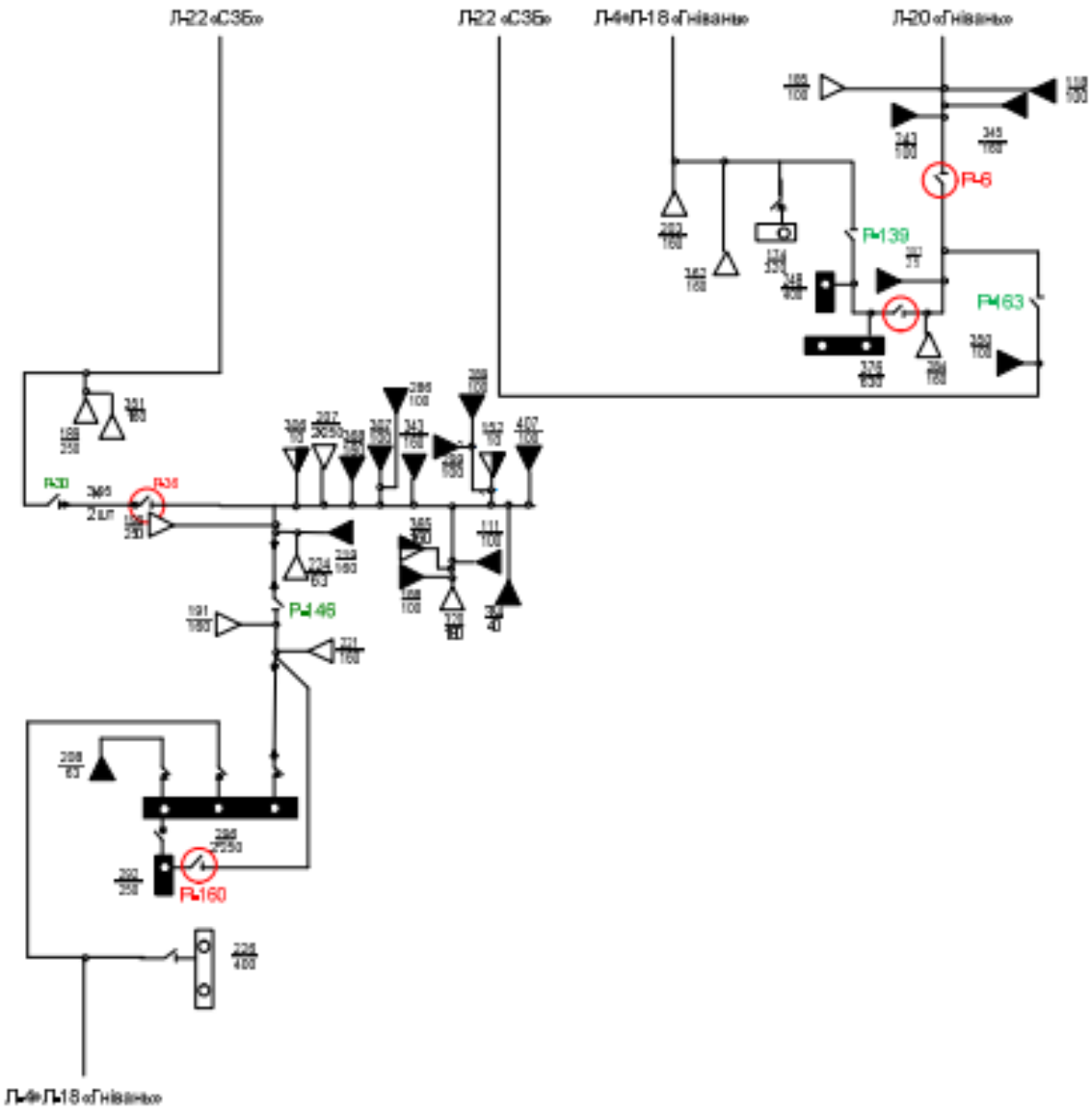


Рис. 4.10. Фрагмент оптимальної схеми електричної мережі

Отже, для вирівнювання навантаження між окремими фідерами та зниження втрат активної потужності пропонується реконфігурація нормальної схеми мережі:

1. живлення КТП No 248, 376, 392 перенести з фідера Л-20 ПС "Гнівань" на фідер Л-4 ПС "Гнівань". Для цього перемичку Р-139 перенести з ділянки між КТП-174 та КТП-245 на ділянку між КТП-376 та КТП-284;

2. живлення КТП No 175, 284 перенести з фідера Л-20 ПС "Гнівань" на фідер Л-22 "СЗБ". Для цього роз'єднувач Р-163 в нормальному режимі замкнути, а Р-6 розімкнути;

3. живлення КТП No 208, 296 і так далі перенести з фідера Л-22 ПС "СЗБ" на фідер Л-4 ПС "Гнівань".

Отже, проведені розрахунки з оптимізації конфігурації розподільних електромереж Гніванського вузла підтвердили ефективність запропонованого методу оптимальної реконфігурації з використанням генетичних алгоритмів. Зокрема, оптимальна реконфігурація дозволила знизити сумарні втрати активної потужності на близько 10% при забезпеченні належної якості та надійності електропостачання. Під час реалізації алгоритму розглянуто до 600 варіантів конфігурацій, що становить менше 0,01% загального простору пошуку.

Висновки до розділу 4

1. Дослідження усталеного режиму електромережі напругою 6 кВ свідчить про неприпустимо низький профіль напруги. На шинах 18 ТП 6/0,4 кВ відхилення напруги перевищує -5%, на шинах 40 ТП – -10%, а на шинах двох ТП сягає 38,5% та 43,5% від номінального значення.

2. Аналіз результатів моделювання розподільної мережі при підвищенні її класу напруги до 10 кВ вказує на перевищення допустимих робочих струмів на деяких ділянках за умов термічної стійкості. Це потребує збільшення перерізу проводів ЛЕП та додаткових витрат.

3. Дослідження усталеного режиму електромережі напругою 20 кВ свідчить, що робочі струми на ділянках розрахункової схеми не перевищують граничних значень за умов термічної стійкості. Максимальне завантаження лінії - 63,8%. Щільність робочих струмів ЛЕП у межах економічних значень.

4. Порівняльний аналіз режимів роботи мережі на 10 та 20 кВ показує кращі техніко-економічні показники для 10 кВ. Водночас різниця у витратах для порівнюваних варіантів складає 4,03%, що менше 10%. Тому згідно з чинними вимогами пріоритет віддається 20 кВ мережі.

5. Розроблені методи визначення оптимальної реконфігурації електромереж у нормальних та післяаварійних режимах з використанням інтелектуальних алгоритмів дали змогу визначати місця розміщення резервних перемичок та секціонувати розподільну електромережу за умов мінімальних втрат електроенергії та забезпечення її якості.

6. Розрахунки з оптимізації конфігурації розподільних електромереж Гніванського вузла підтвердили ефективність запропонованого методу оптимальної реконфігурації з використанням генетичних алгоритмів. Застосування запропонованого підходу дало змогу скоротити простір пошуку з 188 до 52 ділянок та час прийняття рішення з 90 с до 5 с. Оптимальна реконфігурація дозволила знизити втрати активної потужності на 10% при забезпеченні якості та надійності електропостачання.

7. Для пришвидшення прийняття рішення щодо конфігурації схеми запропоновано штучно обмежувати кількість конфігурацій шляхом виділення зон безумовних атракторів джерел живлення та "пограничної" зони, в якій безпосередньо здійснюється пошук місць розміщення резервних перемичок для оптимального секціонування розподільної мережі.

ВИСНОВКИ

Робота присвячена розв’язанню актуальної науково-прикладної задачі підвищення рівня ефективності роботи розподільчих мереж 6(10) кВ за рахунок їх переведення на напругу 20 кВ. Основні результати дослідження:

1) Проведені розрахунки з оптимізації конфігурації розподільних електромереж Гніванського вузла підтвердили ефективність запропонованого методу оптимальної реконфігурації на основі генетичних алгоритмів. Зокрема, оптимальна реконфігурація дозволила знизити сумарні втрати активної потужності на близько 10% за умови забезпечення належної якості та надійності електропостачання. Під час реалізації алгоритму розглянуто до 600 варіантів конфігурацій, що становить менше 0,01% усього простору пошуку.

2) Аналізом розвитку розподільних мереж у розвинених країнах підтверджено, що основним напрямком підвищення ефективності високовольтних розподільних мереж є комплексна їх реконструкція, яка включає не лише підвищення класу напруги, а й формування науково обґрунтованих методів зміни конфігурації мережі. Узагальнення світового досвіду побудови 20 кВ мереж та особливостей функціонування 6(10) кВ мереж в Україні дало змогу розробити концепцію 20 кВ розподільних мереж для впровадження новітніх підходів до підвищення ефективності роботи розподільних мереж у 25 обленерго України.

3) Удоскоалено метод реконфігурації розподільної електромережі в нормальному режимі на основі генетичних алгоритмів, який дає змогу визначити оптимальну конфігурацію схеми для мінімізації втрат електроенергії на транспортування за умови забезпечення нормативної якості електроенергії та мінімальних економічних збитків від недовідпуску.

4) Швидкість прийняття рішення щодо конфігурації схеми мережі забезпечується шляхом штучного обмеження простору пошуку конфігурації за рахунок виділення зон безумовних атракторів джерел живлення та “пограничної” зони, де безпосередньо здійснюється пошук місць розміщення резервних перемичок. Такий підхід дозволяє суттєво скоротити простір пошуку

оптимального рішення та підвищити ефективність застосування генетичних алгоритмів.

5) Запропоновано цільову функцію реконфігурації розподільної електромережі, яка за чотирма критеріями дозволяє забезпечити формування оптимальної конфігурації електричної мережі. Удосконалено метод реконфігурації схеми розподільної мережі для визначення місць установки або активації резервних комутаційних перемичок в аварійних режимах. Метод базується на формуванні рейтингів вимикачів резервних перемичок з використанням апарату нечітких множин та забезпечує мінімальні втрати електроенергії у післяаварійних режимах.

6) Удосконалено модель для критерію переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ на основі нечіткої логіки. Модель дозволяє шляхом аналізу параметрів мереж, визначених для реконструкції, встановити пріоритет кожної з них для переведення на 20 кВ. Це надасть можливість визначити черговість фінансування проектів та забезпечити оптимальне використання коштів.

7) Встановлено критерій переведення 6(10) кВ мереж на напругу 20 кВ для всіх варіацій значень параметрів аналізу стану мережі. Зокрема, мережа не підлягає переведенню на 20 кВ при пріоритеті від 0 до 2,3; підлягає переведенню за пріоритету 2,3-4,7 за умови обґрунтування; та однозначно підлягає переведенню на 20 кВ при пріоритеті понад 4,7.

8) Застосування розроблених методів, що реалізують інтелектуальні підходи до реконфігурації розподільних електромереж, дозволяє оптимально виконати реконфігурацію схеми при переведенні на 20 кВ та знизити втрати електроенергії приблизно на 10% порівняно з вихідною схемою.

ПеРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ефективне використання електроенергії в системах енергоспоживання : метод. рекомендації до виконання курс. проекту / [уклад. : П. Г. Плєшков, К. Г. Петрова, О. І. Сіріков та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 128 с. Режим доступу: http://dspace.kntu.kr.ua/jspui/handle/123456789/12661

2. Кваліфікаційна робота магістра: метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плєшков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с. Режим доступу: https://dspace.kntu.kr.ua/handle/123456789/13066

3. Техніко-економічне обґрунтування ТЕО «Реконструкція електричних мереж Південного РЕМ ПАТ «Одесаобленерго» з переведенням класу напруги 6 (10) кВ на клас напруги 20 кВ у м. Одеса» 2017р.

4. Циганенко Б.В. Перспективи переведення розподільних мереж україни на номінальну напругу 20 кВ [Електронний ресурс] / Б.В. Циганенко // Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. – 2016. - №1. – С. 1-4. Режим доступу: https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/464/462

5. Borscevskis, O. 20 kV Voltage Adaptation Problems in Urban Electrical Networks / O. Borscevskis. [Електронний ресурс]. - Режим доступу:: http://egdk.ttu.ee

6. 5. Baricevic T. AHP method in prioritizing investments in transition of MV network to 20 kV / T. Baricevic, A. Tunjic, E. Mihalek, K. Ugarkovic // Electricity Distribution – Part 2, 2009. CIRED 2009. The 20th International Conference and Exhibition on, 2009. Режим доступу: http://cdn.intechopen.com/pdfs/37988/InTechAutomatic_restoration_of_power_supply_in_distribution_systems_by_computer_aided_technologies.pdf.

7. Hone, Stefan; Hentschel, Klaus. Definition of criteria to operate 20 kV networks with arc suppression coils according to standards // Electricity Distribution

– Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on, 2009.

8. Ахромкін А. О. Сучасні характеристики електричних мереж України: регіональний аспект / А. О. Ахромкін // Вісник східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля. – 2015. – № 6 (223). – С. 7-10.

9. Буйний Р. О. Застосування роз'єднувачів нового покоління у схемах автоматизованого секціонування розподільних мереж напругою 6–10 кВ / Р. О. Буйний, І. В. Діхтярук, В. В. Зорін // Технічна електродинаміка. – 2014. – № 3. – С. 70-75.

10. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику / Методика. Загальні методичні положення. Затверджені наказом Міненерго України від 23.02.95. №1ПС та введені в дію з 01.03.95. – 51 с.

11. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику / Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міненерго України від 20.01.97 №1ПС та введені в дію з 01.01.97. – 54 с.

12. Гончар М.І. Деякі аспекти вибору напруги 20 кВ для сільських розподільних мереж / М.І. Гончар, С.А. Попадченко // Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. П. Василенка. Вип. 130. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України" /ХНТУСГ. – Х., 2012. – С. 6 – 8.

13. Яндульський О. С. Моделювання і аналіз впливу сонячних електростанцій на режими роботи електричної мережі / О. С. Яндульський, О. В. Хоменко, А. А. Марченко // Наукові праці ДонНТУ. Серія: "Електротехніка і енергетика. – 2013. – № 1 (14). – С. 324-329

14. Ванько В. М. Організація вимірювання, аналізу та поліпшення якості електроенергії в мережах [Основні методи контролю якості електроенергії в мережі] / В. М. Ванько // Вісник Національного університету "Львівська політехніка" "Теплоенергетика.Інженерія довкілля. Автоматизація".

– 2009. – 659. – С. 101-108

15. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проектів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу [Електронний ресурс]: презентація. –НКРЕКП. – Київ, 2016. – Режим доступу: http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669 – URL.

16. Закон України від 16.10.1997 № 575/97- ВР «Про електроенергетику» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80. – Назва з екрана.

17. Звіт про результати діяльності у 2021 році [Електронний ресурс] // Затверджено постановою НКРЕКП від 31.03.2021 № 515. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/?id=19733. – URL.

18. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж. = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks: навч. посіб. / В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – Київ: НТУУ «КПІ», 2015. – 256 с. – ISBN 978-966-622-737-2.

19. Козирський В.В. Підхід щодо розміщення реклоузерів у розподільних мережах / В.В.Козирський, О.В.Гай, В.А. Костюк // Енергетика та електрифікація. – 2012. – №6. – С.6–011.

20. Комар В.О. Комплексна оцінка місць секціонування розподільної електричної мережі / В.О. Комар, Ю.В. Петрушенко // Технічна електродинаміка.Тематичний випуск. – 2016.– Том.1. – №6. – С.67–70.

21. План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки // Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officia l category?cat_id=244972812.

22. Кузьмін І.В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем / І. В. Кузьмін // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – Вінниця: ВПІ, 1994. – № 1(2). – С. 5 – 9.

23. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного

стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі [Текст] : СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005: На заміну РД 34.20.573; РД 34.20.583-91 / розроб. О. А. Потребич [та ін.]; Міністерство палива та енергетики України. - Офіц. вид. - К. : ОЕП "ГРІФРЕ", 2005. - VI, 92 с.

24. Підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6(10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільчої мережі та систем обліку електричної енергії [Електронний ресурс]: протокол наради №45/4-16 від 18.07.2016, м. Київ. – Режим доступу:http://www.nerc.gov.ua/data/filearch//Pr_narada_pidvyschen_energoefektyvnosti roboty_energomerezh_18.07.2016.pdf. – URL.

25. Правила улаштування електроустановок. – Мінпаливенерго України, 2015. – 736 с.

26. Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання [Електронний ресурс]: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики №1009 від 23 липня 2013 року; із змінами і доповненнями, внесеними постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 5 листопада 2013 року N 1405; постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 8 жовтня 2015 року N 2561. – Київ: НКРЕКП, 2015. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=17840.

27. Стандарт операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика (УДК 621.311.4; 621.315): Затверджено наказом Міненерго України від 08.02.2016 №64. – К.: Нормативний документ Міненерговугілля України, 2015. – Ч.1, 111 с. – Ч.2, 79 с. – (Національний стандарт України).

28. AHP method in prioritizing investments in transition of MV network to

20 kV: 20th International Conference and Exhibition on, Prague, Czech Republic, 2009 / T. Baricevic, A. Tunjic, E. Mihalek, K. Ugarkovic // Electricity Distribution – Part 1, 2009. – CIRED, 2009. – P.1–4.

29. An Improved Genetic Algorithm for Generation Expansion Planning / J.-B. Park, Y.-M. Park, J.-R. Won, K.Y. Lee // IEEE Transactions on Power Systems. – 2000. – Vol. 15. – № 3. – P. 916– 922.

30. Aoki K. An Efficient Algorithm for Load Balancing of Transformers and Feeders by Switch Operation in Large Scale Distribution Systems / K.Aoki, H.Kuwabara, T.Satoh, M.Kanezashi // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1988. – №3(4). – P. 1865 – 1872.

31. Bush F. Stephen. Smart Grid: Communication-Enabled Intelligence for the Electric Power Grid /Stephen F. Bush. –Wiley and Sons Publishers,2014. –570 p.

32. Civanlar S. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction / S. Civanlar, J.J. Grainger, H. Yin, S.S.H. Lee // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1988. – №3(3). – P.1217–1223.

33. Dehnavi H. D. A new multiobjective fuzzy shuffled frog-leaping algorithm for optimal reconfiguration of radial distribution systems in the presence of reactive power compensators / H. D. Dehnavi, S. Esmaeili // Turk J Elec Eng & Comp Sci. – 2013. – Vol.21. – P.864 – 881.

34. Goldberg D. E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning / D. E. Goldberg. – Reading, MA: Addison-Wesley, 1989. – 386 p.

35. Krishans Z. Fundamentals of power engineering enterprises managment / Z. Krishans . – Riga:Riga Techical University,1997. – 122 p. – (in Latvian).

36. Kumar K. FDR Particle Swarm Algorithm For Network Reconfiguration Of Distribution Systems / K. Kumar, N. Ramana, S. Kamakshaiah // Journal of Theoretical and Applied Information Technology. – 2012. – Vol. 36. – №2. – P.174–180.

37. Lai L.L. Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning - Comparison with Nonlinear Programming Approach / L.L. Lai, J.T. Ma //

IEEE Trans-actions on Power Systems. – 1997. –Vol. 12. – № 1. – P. 198–206.

38. Merlin A., Back H. Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration in Urban Power Distribution Systems / Proc. of5 th Power Systems Comp. Con., Cambridge, U.K., Sept. 1-5,1975. – Cambridge, 1975.

39. Muller H. Optimal network concept for an existing distribution network / H.Muller, T.Connor, M.Muller // Int`l Congress on Electricity Distribution. – Buenos Aires, 2010. – 242 p.

40. Standard voltages: IEC 60038 – 2002-07, (Edition 6.2). – International Electrotechnical Commission, 2002. – 18 p. – (International Standard).

ДОДАТКИ

Додаток А. Вихідні дані для моделювання

Таблиця А.1. Початкова база знань НЛК

№ правила	Вхідні змінні									Вихідна змінна	Вага правила
	line_6kV	time_net	length_net	load	tengency	dencityMW/km2	SAIDI	SAIFI	populat.	priority	
	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	
1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1
2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1
3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	1
4	0	2	0	0	0	0	0	0	0	6	1
5	0	3	0	0	0	0	0	0	0	8	1
6	0	0	1	0	0	0	0	0	0	4	1
7	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5	1
8	0	0	3	0	0	0	0	0	0	6	1
9	0	0	0	1	0	0	0	0	0	3	1
10	0	0	0	2	0	0	0	0	0	6	1
11	0	0	0	3	0	0	0	0	0	6	1
12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1
13	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	1
14	0	0	0	0	3	0	0	0	0	5	1
15	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	1
16	0	0	0	0	0	2	0	0	0	7	1
17	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	1
18	0	0	0	0	0	0	2	0	0	3	1
19	0	0	0	0	0	0	3	0	0	6	1
20	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	1
21	0	0	0	0	0	0	0	2	0	6	1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	1
23	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5	1
24	2	3	3	3	3	2	3	2	0	11	1
25	2	2	2	2	2	2	2	2	2	10	1
26	2	2	1	2	2	2	2	2	2	9	1
27	1	1	1	1	2	1	1	2	1	8	1
28	0	2	2	2	0	0	0	0	1	8	1
29	0	0	0	0	0	2	3	2	0	10	1
30	0	3	0	0	0	0	0	0	1	9	1

Таблиця А.2. Етапи логічного рішення та відповідні оператори

Етап логічного рішення	Оператор
1. Об’єднання вхідних змінних в умовах правил	
оператор “ I ”	Мінімум
2. Активація висновку правил	
Перетворення “ЯКЩО – ТОДІ висновок $\mu(p)$”	Мінімум
3. Накопичення результату активованих правил	Максимум

Таблиця А.3. Оптимізована база знань НЛК

№ правила	Вхідні змінні									Вихідна змінна	Вага правила
	line_6kV	time_net	length_net	load	tengency	dencityMW/km2	SAIDI	SAIFI	populat.	priority	
	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	№ mf	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1
2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1
3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	1
4	0	2	0	0	0	0	0	0	0	6	1
5	0	3	0	0	0	0	0	0	0	8	1
6	0	0	1	0	0	0	0	0	0	4	1
7	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5	1
8	0	0	3	0	0	0	0	0	0	6	1
9	0	0	0	1	0	0	0	0	0	3	1
10	0	0	0	2	0	0	0	0	0	5	1
11	0	0	0	3	0	0	0	0	0	9	1
12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1
13	0	0	0	0	2	0	0	0	0	4	1
14	0	0	0	0	3	0	0	0	0	7	1
15	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	1
16	0	0	0	0	0	2	0	0	0	7	1
17	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	1
18	0	0	0	0	0	0	2	0	0	3	1
19	0	0	0	0	0	0	3	0	0	6	1
20	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	1
21	0	0	0	0	0	0	0	2	0	6	1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	1
23	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5	1
24	2	3	3	3	3	2	3	2	0	11	1
25	2	2	2	2	2	2	2	2	2	10	1
26	2	2	1	2	2	2	2	2	2	9	1
27	1	1	1	1	2	1	1	2	1	8	1
28	0	2	2	2	0	0	0	0	1	8	1
29	0	0	0	0	0	2	3	2	0	10	1
30	0	3	0	0	0	0	0	0	1	9	1
31	2	3	0	0	0	0	0	0	0	9	1
32	2	1	0	0	0	0	0	0	0	6	1
33	1	3	0	0	0	0	0	0	0	4	1
34	2	0	3	0	0	0	0	0	0	10	1
35	2	0	0	1	0	0	0	0	0	4	1
36	1	0	0	0	2	0	0	0	0	7	1
37	0	1	0	0	2	0	0	0	0	8	1

Продовження табл. 3.3. Оптимізована база знань НЛК

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
38	0	0	1	0	2	0	0	0	0	3	1
39	0	0	3	0	2	0	0	0	0	8	1
40	0	0	1	0	3	0	0	0	0	7	1
41	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0,3
42	0	0	2	3	0	0	0	0	0	8	1
43	0	0	1	1	0	0	0	0	0	2	1
44	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1
45	0	3	0	0	0	0	1	0	0	10	1
46	0	3	0	0	0	0	2	0	0	10	1
47	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1

Додаток Б. Охорона праці

Аналіз небезпечних чинників на трансформаторній підстанції

Наявність напруги є основним небезпечним чинником в процесі експлуатації силових трансформаторів, оскільки є велика небезпека включення людини у електричний ланцюг та ураження струмом.

Ураження людини електричним струмом можливе наступних випадках:

- дотик чи наближення на небезпечну відстань до струмоведучих частин під напругою без ізоляції чи з пошкодженою ізоляцією;

- дотик до корпусу силового трансформатора, який виявився під напругою внаслідок порушення ізоляції;

- потрапляння під крокову напругу під час перебування у зоні розтікання струму замикання на землю.

Первинні засоби пожежогасіння. Первинні засоби пожежогасіння розміщують на спеціальних щитах. Щити встановлюють так, щоб до найвіддаленіших будівель було не більше 100 м, а від сховищ з вогненебезпечними матеріалами — не більше 50 м, з розрахунку — один щит на 5000 м^2. Засоби пожежогасіння фарбують у сигнальний червоний колір, а написи на них та на щитах роблять контрастним білим кольором.

Встановлення на насосній електродвигунів. Якщо робота на електродвигуні або приводиться ним у рух, пов'язана з дотиком до струмоведучих і обертових частин, електродвигун повинен бути відімкнений з виконанням передбачених Правилами технічних заходів, що запобігають його помилкове включення. У такому разі у двохшвидкісний електродвигунах повинні бути відімкнені і розібрані обидві ланцюги живлення обмоток статора. Робота, не пов'язана з дотиком до струмовідних або обертових частин електродвигуна і вони приводять у рух механізму, може проводитися на працюючому електродвигуні. Не допускається знімати огородження обертових частин працюючих електродвигуна і механізму.

Пил. Пил шкідливо впливає здебільшого на верхні дихальні шляхи, а

також на легені працівників. Під його впливом виникає таке тяжке професійне захворювання, як силікоз (за незначних концентрацій — через 6—10 років, а у випадку великих доз — через 2—3 роки).

Значення освітлення та основні світлотехнічні величини. Організація раціонального природного освітлення на робочих місцях - одна з умов забезпечення нормальної виробничої діяльності людини. Освітлення, що відповідає гігієнічним вимогам, сприяє підвищенню продуктивності праці, створює гарний психологічний тонус, відповідний настрій і самопочуття, запобігає загальній втомі організму, знижує кількість аварійних випадків. Недостатня освітленість робочого місця може спричинити професійне захворювання або виробничий травматизм.

Коефіцієнт природної освітленості – процентне відношення природної освітленості у будь-якій точці всередині приміщення до виміряної одночасно на тому ж рівні освітленості зовнішньої горизонтальної площини рівномірно розсіяним світлом.

Заземлюючі пристрої. Заземлення - це попередньо спеціально виконуване з′єднання частин електроустановки із землею.

Є різні за призначенням та конструкцією заземлюючи пристрої:

Робоче заземлення - забезпечує нормальні умови роботи апаратів або електроустановок. До числа робочих заземлень відноситься заземлення нейтралі трансформаторів, заземлення дугогасних котушок, розрядників, блискавковідводів, нульових точок первинних обмоток трансформаторів напруги. Для повітряних ліній (ПЛ) електропередач змінного струму практикувалось заземлення однієї фази в системі ДПЗ (два проводи - земля), для ПЛ постійного струму заземлення одного проводу, елементи тягової мережі.

Захисне заземлення, яке має за мету захист обслуговуючого персоналу від небезпечних напруг дотику, передбачає заземлення всіх частин електроустановок, які нормально не знаходяться під напругою, але можуть опинитись під напругою через пошкодження ізоляції.

Згідно з ПУЕ захисне заземлення обов′язково потрібне для електроустановок змінного струму U≥380 В, для електроустановок постійного струму U≥400 В.

В електричних установках заземлюються: корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, каркаси пультів, шаф, металічні корпуси кабельних муфт, розподільчих пристроїв та інші металеві конструкції, які пов′язані зі встановленням обладнання.

Заходи щодо усунення небезпечних та шкідливих факторів

Заходи щодо небезпечної експлуатації на трансформаторній підстанції. Організаційні та технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт на трансформаторній підстанції.

Підготовка робочих місць для проведення ремонтних робіт.

Якщо роботи проводяться без зняття напруги поблизу струмоведучих частин, що знаходяться під напругою виконуються заходи перешкоджають наближенню працюючих осіб до цих струмоведучих частин.

До числа таких заходів належать:

- безпечне розташування працюючих осіб по відношенню до що під напругою струмоведучих частин;
- організація безперервного нагляду за працюючим персоналом;
- застосування основних і додаткових ізолюючих захисних засобів.

Роботи поблизу і на струмоведучих частинах, що знаходяться під напругою, повинні проводитися за нарядом.

Особа яка проводить роботи вона має розташовуватися так, щоб струмоведучі частини були перед нею і тільки з однієї сторони, забороняється працювати у зігнутому положенні.

Роботи на струмоведучих частинах, що знаходяться під напругою виробляються із застосуванням основних і додаткових засобів захисту.

Для підготовки робочого місця при роботах з частковим або повним

зняттям напруги повинні бути виконані у зазначеній нижче послідовності наступні технічні заходи:

- виробництво необхідних відключень та вжиття заходів, що перешкоджають подачі напруги до місця роботи внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційної апаратури;

- вивішування плакатів: «Не вмикати – працюють люди» і при необхідності установка огороджень;

- приєднання до «землі», переносних заземлень. Перевірка відсутності напруги на струмоведучих частинах, на які повинно бути нанесене заземлення;

- накладення заземлень (безпосередньо після перевірки відсутності напруги), тобто включення заземлювальних ножів або там, де вони відсутні, накладення переносних заземлень;

- огородження робочого місця та вивішування плакатів: «Стій - висока напруга», «Не влізай - уб'є», «Працювати тут», «Влазити тут». При необхідності проводиться огорожу залишилися під напругою струмоведучих частин.

Протипожежна безпека. Відповідно до Основних правил пожежної безпеки RTDSE 1.01-2005, на підприємстві розроблені інструкції про заходи пожежної безпеки, в яких вказані для окремих ділянок виробництва заходи щодо протипожежного режиму, граничні показання контрольно-вимірювальних приладів, порядок і норми зберігання вибухо- і пожежонебезпечних речовин. По кожній інструкції призначена відповідальна особа з числа інженерно-технічних працівників.

Для гасіння пожеж на підприємстві існує пожежна охорона, всі виробничі цехи і приміщення обладнані пожежною сигналізацією. Основними первинними засобами пожежогасіння є:

- вогнегасники хімічні пінні ОХП-10;

- вогнегасники повітрянопінні ОВП-10;

- вогнегасники вуглекислотні ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, ОУ-20;

- вогнегасники порошкові ОПС-6, ОПС-10;

- ящики з піском;

- пожежні щити з інвентарем;

- пожежні водопроводи.

З метою попередження пожеж та створення безпечних умов праці на підприємстві проведені наступні заходи:

- встановлено достатні розриви між будівлями, спорудами, складами, забороняється зберігання горючих матеріалів в розривах між будівлями;

- забезпечення умов для організації евакуації з приміщень у разі виникнення пожежі;

- впровадження у виробництво системи автоматичного контролю і сигналізації за виникненням небезпечних чинників.

Заходи щодо роботи з електродвигунами. Під час виконання робіт на електродвигуні допускається встановлення заземлення на будь-якій ділянці кабельної лінії, що з'єднує електродвигун з секцією РП, щитом, складанням. Якщо роботи на електродвигуні розраховані на тривалий термін, не виконуються або перервані на кілька днів, то від'єднана від нього кабельна лінія має бути заземлена також з боку електродвигуна.

У тих випадках, коли перетин жил кабелю не дозволяє застосовувати переносні заземлення, у електродвигунів напругою до 1000 В допускається заземлювати кабельну лінію мідним провідником перерізом не менше перетину жили кабелю, чи з'єднувати між собою жили кабелю та ізолювати їх. Таке заземлення або з'єднання жил кабелю слід враховувати в оперативній документації нарівні з переносним заземленням.

Перед допуском до робіт на електродвигунах, здатних до обертання за рахунок з'єднаних з ними механізмів (димососи, вентилятори, насоси та ін), штурвали запірної арматури (засувок, вентилів, шиберів тощо) повинні бути замкнені на замок. Крім того, вжити заходів щодо гальмування роторів електродвигунів або відчеплення з'єднувальних муфт.

Захист персоналу від дії пилу. До заходів, завдяки яким скорочується утворення пилу, належать: раціоналізація технологічних процесів, мокрі способи обдирання та шліфування виливок, зволоження переробних матеріалів

і підтримання чистоти приміщень та устаткування. Знижує пилоутворення і використання прогресивних технологічних процесів та устаткування (формування методом пресування, термомеханічні й механічні види зварювання, електрохімічне очищення).

Заходами, які ліквідують пилоутворення та обмежують поширення пилу у приміщенні, є герметизація устаткування, влаштування місцевої вентиляції.

Якщо санітарно-технічні заходи щодо зниження пилу у робочій зоні не дають достатнього ефекту, необхідно застосовувати індивідуальні засоби захисту. Важливе значення у профілактиці профзахворюваності мають медичні огляди працівників.

Основні вимоги до виробничого освітлення. Основним завданням виробничого освітлення є підтримання на робочому місці освітленості, що відповідає характеру зорової роботи. Збільшення освітленості робочої поверхні покращує видимість об'єктів за рахунок підвищення їх яскравості, збільшує швидкість розрізнення деталей, що позначається на зростанні продуктивності праці. Так, при виконанні окремих операцій на головному конвеєрі складання автомобілів при підвищенні освітленості з 30 до 75лк продуктивність праці зросла на 8%. При подальшому підвищенні до 100 лк - на 28% за даними [23]. Подальше підвищення освітленості не дає зростання продуктивності. При організації виробничого освітлення необхідно забезпечити рівномірний розподіл яскравості на робочій поверхні і навколишніх предметах. Для підвищення рівномірності природного освітлення великих цехів здійснюється комбіноване освітлення. Світле фарбування стелі, стін і устаткування сприяє рівномірному розподілу яскравостей у поле зору працюючого.

Виробниче освітлення повинно забезпечувати відсутність у поле зору працюючого різких тіней. Наявність різких тіней спотворює розміри і форми об'єктів, їх розрізнення, і тим самим підвищує стомлюваність, знижує продуктивність праці. Особливо шкідливі рухомі тіні, які можуть призвести до травм. Тіні необхідно пом'якшувати, застосовуючи, наприклад, світильники зі

светорассеивающими молочними стеклами, при природному освітленні, використовуючи сонцезахисні пристрої (жалюзі, козирки та ін.)

Для поліпшення видимості об'єктів у полі зору працюючого має бути відсутня пряма і відбита блескость. Блескость - це підвищена яскравість світяться поверхонь, що викликає порушення зорових функцій (засліпленість), тобто погіршення видимості об'єктів. Блескость обмежують зменшенням яскравості джерела світла, правильним вибором захисного кута світильника, збільшенням висоти підвісу світильників, правильним напрямком світлового потоку на робочу поверхню, а також зміною кута нахилу робочої поверхні. Там, де це можливо, блискучі поверхні слід замінювати матовими.

Коливання освітленості на робочому місці, викликані, наприклад, різкою зміною напруги в мережі, обумовлюють переадаптацію очей, приводячи до значного стомлення. Сталість освітленості в часі досягається стабілізацією плаваючого напруги, жорстким кріпленням світильників, застосуванням спеціальних схем включення газорозрядних ламп.

Під час організації виробничого освітлення слід вибирати необхідний спектральний склад світлового потоку. Ця вимога особливо важливо для забезпечення правильної передачі кольору, а в окремих випадках для посилення колірних контрастів. Оптимальний спектральний склад забезпечує природне освітлення. Для створення правильної передачі кольору застосовують монохроматичне світло, що підсилює одні кольори і послабляє інші. Освітлювальні установки повинні бути зручні і прості в експлуатації, довговічні, відповідати вимогам естетики, електробезпеки, а також не повинні бути причиною виникнення вибуху або пожежі. Забезпечення зазначених вимог досягається застосуванням захисного занулення або заземлення, обмеженням напруги живлення переносних і місцевих світильників, захистом елементів освітлювальних мереж від механічних ушкоджень тощо.

Призначення заземлюючих пристроїв. Заземлення - це попередньо спеціально виконуване з′єднання частин електроустановки із землею.

Є різні за призначенням та конструкцією заземлюючи пристрої:

Робоче заземлення - забезпечує нормальні умови роботи апаратів або електроустановок. До числа робочих заземлень відноситься заземлення нейтралі трансформаторів, заземлення дугогасних котушок, розрядників, блискавковідводів, нульових точок первинних обмоток трансформаторів напруги.

Для повітряних ліній (ПЛ) електропередач змінного струму практикувалось заземлення однієї фази в системі ДПЗ (два проводи - земля), для ПЛ постійного струму заземлення одного проводу, елементи тягової мережі.

Захисне заземлення, яке має за мету захист обслуговуючого персоналу від небезпечних напруг дотику, передбачає заземлення всіх частин електроустановок, які нормально не знаходяться під напругою, але можуть опинитись під напругою через пошкодження ізоляції.

Згідно ПУЕ захисне заземлення обов′язково потрібне для електроустановок змінного струму U≥380 В, для електроустановок постійного струму U≥400 В.

В електричних установках заземлюються: корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, каркаси пультів, шкафів, металічні корпуси кабельних муфт, розподільчих пристроїв та інші металеві конструкції, які пов′язані зі встановленням обладнання.

Терміни, визначення та норми. Земля - місце (точки) ґрунту, потенціал якого дорівнює нулю. На рівні приблизно 20 м від заземлення потенціал ґрунту практично рівний нулю. Заземлювач - металевий провідник, поміщений в грунт або на дно водоймища. Опір заземлення - опір ґрунту від заземлення до землі. Також зустрічається інша назва - опір розтікання струму в ґрунті $R_З$.

Напруга дотику - різниця потенціалів між двома точками в системі заземлення, до яких одночасно дотикаються людина (наприклад - між точками дотику рукою та ногою). Напруга кроку - різниця потенціалів між двома точками в системі заземлення, на яких можуть опинитись ноги людини (крок ≈0,8 м).

Розрізняють штучні та природні заземлювачі, до останніх відносяться

електропровідні частини будівель, які знаходяться в дотику з землею. До основного нормованого показника відноситься опір заземлення $R_З$. Величина $R_З$ нормується в залежності від робочої напруги електроустановки струму замкнення на землю $I_З$. Найбільш жорсткі вимоги для електроустановок вище 1000 В з більшим струмом замкненням на землю ($I_З \geq 500$ А) $R_З \geq 0.5$ Ом.

Загальні вимоги до проектування та розрахунку захисного заземлення

Оптимальні розрахунки системи захисного заземлення є досить тяжкою задачею, так як необхідно враховувати місцеві умови реальних установок та багато чисельні різнохарактерні фактори. Необхідно враховувати наступне:

Схеми та параметри електричних установок та мереж, режими нейтралей, опори та конструктивне виконання систем заземлення завжди різні;

При імпульсних струмах при пробої ізоляції сумарний заземлювач веде себе як складний комплекс активних опорів, індуктивностей та ємностей, ефективний опір якого спочатку збільшено, але з перебігом замикання на землю - знижується.

Питомий опір ґрунту не може бути визначено точно через не однократності ґрунту по площині та глибині.

Великі імпульсні струми супроводжуються великою напруженістю електричного поля, при якій можливі іскрові пробої ділянок ґрунту біля заземлювачів.

Визначене значення опору заземлювача не повинно перевищувати норму 4 Ом.

Різкий вплив кліматичних умов на провідність ґрунту. В результаті, використовують ряд наближень та припущень. В перший період експлуатації обов′язкові більш частіші випробування захисних заземлень.

Конструктивні рішення

Для стаціонарних електроустановок використовують контур заземлення, який складається з неметалевих полос з привареними заземлювачами, які розкладаються в групі по периметру об′єкту.

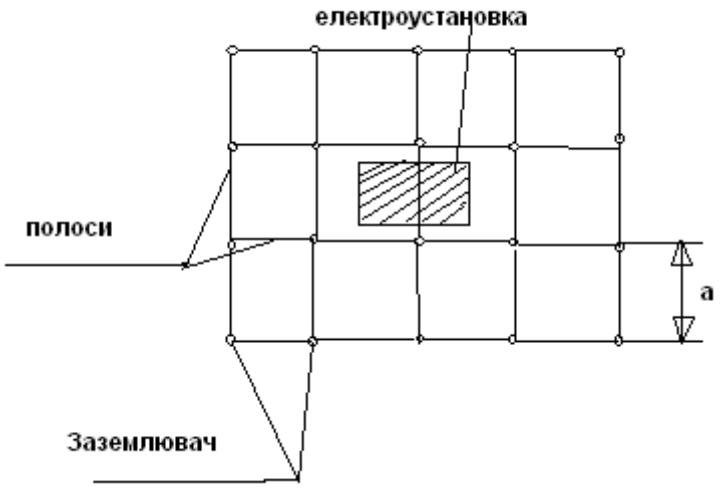


Рис. Б.1. - План контуру

Кількість заземлювачів визначається розрахунком, в залежності від необхідного R_3. Пристрій сітки із з′єднувальних полос забезпечує не лише електричне з′єднання заземлювачів, але й рівномірний розподіл потенціалів по всій захисній території. Крок згідно ПУЕ а<6 м. Глибина закладки 0.8 м. Найменші розміри поперечних перетинів елементів контуру S≥48мм^2.

Розрахунок захисного заземлення стаціонарної установки

Умови: установка, яку захищаємо - трансформатор ТМ-630/10/0,4, 6.3 МВА, первинна напруга - 10 кВ, струм замкнення на землю - 4 кА, допоміжні агрегати - 380 В, кола захисту - 220 В, грунт - чорнозем.

Згідно ПУЕ питомий опір ґрунту Р=0,08-0,7 Ом·см·10^4. Приймаємо Р=0,55 Ом·см·10^4. Крок сітки приймаємо 5 м. Розмір трансформатора 1.02м×1.63м.

Визначимо опір вирівнюваних полос сітки. Спочатку визначимо опір одної полоси :

$$R_{по}=\frac{0.366\cdot p_n}{l}\lg\frac{2l^2}{b\cdot t}, \qquad (Б.1)$$

де $R_{по}$ - опір продольної полоси, Ом.

p_n - приведений питомий опір грунту.

$$p_n = К_1 \cdot р, \qquad (Б.2)$$

де $К_1$ - коефіцієнт, який враховує просихання та промерзання грунту. При глибині 0,8 м $К_1$=1,6.

p_n =1,6·0,55=0,88·10^4 Ом·см

l=10·10^2 см - довжина полоси; $b \cdot t$ =4·0,5=2 $см^2$ - поперечний переріз металевої полоси.

$$R_{по} = \frac{0.366 \cdot 0.88 \cdot 10^4}{10 \cdot 10^2} \lg \frac{2 \cdot 10^6}{2} = 0.366 \cdot 0.88 \cdot 10 \cdot 5 = 16.104 \text{ Ом}$$

Опір трьох повздовжніх полос (n=3):

$$R_{пп} = \frac{R_{по}}{n \cdot \eta}, \qquad (Б.3)$$

де η=0,52 - коефіцієнт використання .

$$R_{пп1} = \frac{16.104}{3 \cdot 0.52} = 10.28 \text{ Ом}$$

Аналогічно при кроці поперечних полос 5м та кількості полос 3 здобудемо опір поперечних полос таким же $R_{пп2}$=10,28 Ом.

Загальний опір сітки полос:

$$R_с = \frac{R_{пп1} \cdot R_{пп2}}{2 \cdot R_{пп}} \cdot \frac{1}{\eta} = \frac{R_{пп}}{2} \cdot \frac{1}{\eta}, \qquad (Б.4)$$

де η=0,8 - коефіцієнт використання.

$$R_с = \frac{10.28}{2} \cdot \frac{1}{0.8} = 6.42 \text{ Ом}$$

Попередні висновки: прийняті нами розміри сітки заземлюючих полос, площа, яка захищається 10×10м=100 $м^2$ трьома повздовжніми та трьома поперечними полосами недостатніх для захисного заземлення $R_с$=6,42> $R_з$≤0,5 Ом.

Тому, підсилимо заземлення стержневими заземлювачами. Виходячи з розмірів сітки, оберемо кількість заземлювачів $n_п$=8 шт (рис. Б.2).

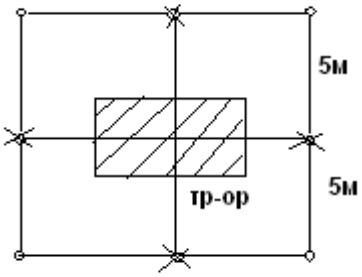


Рис Б.2. Розташування та кількість заземлювачів.

Опір одно стрижневого заземлювача:

$$R_{c,o}=\frac{0.366\cdot p_{cm}}{l}\cdot\left(\lg\frac{2l}{d}+\frac{1}{2}\lg\frac{4t+l}{4t-l}\right)\ \text{Ом},\qquad (Б.5)$$

де $p_{cm}=p_o\cdot K_2$, K_2 - коефіцієнт, який враховує промерзання та просихання ґрунту, l=3 м - довжина заземлювача, d=1,2 см - діаметр стрижня, t - глибина поверхні ґрунту до середини довжини стрижня.

t=0,8+1,25=2,05 м

$$R_{c,o}=\frac{0.366\cdot 0.55\cdot 1.4}{3}\left(\lg\frac{5}{1.2}+\frac{1}{2}\lg\frac{4\cdot 2.05+3}{4\cdot 2.05-3}\right)=65\ \text{Ом}$$

Опір 8-стрижневого заземлювача: $R_{стр}=\frac{R_{co}}{n}\cdot\frac{1}{\eta}=\frac{65}{8}\cdot\frac{1}{0.77}=10.5$ Ом

Опір прийнятого заземлювача:

$$R_з=\frac{R_c\cdot R_{стр}}{R_c+R_{стр}}=\frac{6{,}42\cdot 10.5}{6{,}42+10.5}=3{,}9Ом\approx 4Ом$$

Отже, для забезпечення надійної роботи захисного заземлення, достатньо чотирьох заземлювачів по вузлах захисної території.

Додаток В. Апробація результатів кваліфікаційної роботи



СЕРТИФІКАТ

Кімак С. С.

виступав(ла) із доповіддю

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ 6(10) КВ ЗА РАХУНОК ЇХ ПЕРЕВЕДЕННЯ НА НАПРУГУ 20 КВ

на Міжнародній науково-практичній конференції

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА ТА ТЕХНОЛОГІЇ В АПК

9 листопада 2023 р.

(on-line)

м. Харків

Секція №1

В.о.ректора Андрій КУДРЯШОВ