

УДК 621.3.001.57; 621.311.1; 621.311:621.316.9

КП

№ держреєстрації 0110U002161

Інв. № _____

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України

Вінницький національний технічний університет

(ВНТУ)

21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95 тел. (0432) 51-15-81

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи,

д.т.н., проф.

С. Павлов

ЗВІТ

ПРО НАУКОВО-ДОСЛІДНУ РОБОТУ

**ОПТИМІЗАЦІЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ
ЕНЕРГОСИСТЕМ В УМОВАХ ЗРОСТАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ
СПОЖИВАЧІВ ТА ДЕЦЕНТРАЛІЗАЦІЇ ЇХ ЖИВЛЕННЯ**

(21–Д–315)

(заключний)

Начальник НДЧ, к.т.н., доц.

В. Богачук

Завідувач кафедрою електричних
станцій і систем, науковий
керівник, д.т.н., проф.

П. Лежнюк

Завідувач науково-організаційним
відділом НДЧ

М. Пашенко

2012

Рукопис закінчений 05 грудня 2012 р.

Результати цієї роботи розглянуті Науково-технічною радою ВНТУ, протокол від 26.12.2012 р. № 7.

СПИСОК АВТОРІВ

- 1 Науковий керівник,
головний наук. співробітник,
д.т.н. – П. Д. Лежнюк
(наукове керівництво темою,
вступ, розділи 1 - 3, підсумок)
- 2 Відповідальний виконавець,
старший наук. співробітник, к.т.н. – В. В. Кулик
(розділи 1.2, 2.3)
- 3 Старший наук. співробітник,
к.т.н. – В. М. Лагутін
(розділи 3.2)
- 4 Наук. співробітник, к.т.н. – О. Б. Бурикін
(розділи 2.5, 3.1, оформлення)
- 5 Наук. співробітник, к.т.н. – В. О. Комар
(розділи 1.1, 2.4, оформлення)
- 6 Наук. співробітник, к.т.н. – О. Є. Рубаненко
(розділи 1.4, 2.4, оформлення)
- 7 Молодший наук. співробітник – О. А. Ковальчук
(розділи 2.2, 2.3)
- 8 Молодший наук. співробітник – В. В. Нетребський
(розділ 2.6, оформлення)
- 9 Молодший наук. співробітник – В. А. Видмиш
(розділ 1.3, оформлення)
- 10 Молодший наук. співробітник – О. І. Казьмірук
(розділ 2.4, оформлення)
- 11 Молодший наук. співробітник – О. О. Рубаненко
(розділ 2.5, оформлення)
- 12 Молодший наук. співробітник – В. В. Тептя
(розділи 2.1, 2.4)
- 13 Молодший наук. співробітник – Ю. А. Шулле
(розділ 2.4, оформлення)
- 14 Молодший наук. співробітник – С. Я. Веремієнко
(розділ 2.5, оформлення)
- 15 Технік – О. Ю. Петрушенко
(розділ 3.1, оформлення)
- 16 Технік – М. В. Кутіна
(розділ 3.2, оформлення)
- 17 Технік – О. В. Лонська
(розділ 3.2, оформлення)
- 18 Технік – О. В. Кузьмик
(розділ 3.2, оформлення)
- 19 Технік – Ю. Ю. Півнюк
(розділ 3.1, оформлення)
- 20 Технік – С. В. Кравчук
(розділ 3.2, оформлення)
- 21 Технік – С. В. Гуцол
(розділ 3.3, оформлення)

РЕФЕРАТ

Звіт про НДР: 203 с., 79 рис., 154 джерела.

Об'єкт дослідження – нормальні режими розподільних електричних мереж (ЕМ) з відновлюваними джерелами електроенергії (ВДЕ).

Предмет дослідження – методи і засоби аналізу та оптимізації функціонування ЕМ з відновлюваними джерелами електроенергії.

Мета роботи – розроблення методів і засобів оптимізації функціонування електричних мереж з урахуванням перспективного зростання навантаження, транзитних перетікань та часткової децентралізації генерування електроенергії відновлюваними джерелами.

Методи дослідження – методи теорії подібності й моделювання, елементи теорії ймовірності, критеріальний метод, теорія Марковських процесів, методи теорії чутливості, статистичні методи.

З метою оцінювання потенційних можливостей електричних мереж щодо транспортування та розподілу електричної енергії з забезпеченням її належної якості, надійності та економічної ефективності електропостачання було запропоновано використовувати комплексні характеристики у вигляді показників якості функціонування, перевагою яких є однозначність співставлення технічних рішень щодо реконструкції та експлуатації ЕМ.

Використовуючи критеріальний метод та теорію Марковських процесів, а також елементи теорії ймовірності було розроблено метод формування показника якості функціонування ЕМ у відносних одиницях.

Використовуючи показник якості функціонування, як критерій оптимальності було сформовано математичне представлення проектних задач оптимальної реконструкції та розвитку ЕМ.

Сформовано умови оптимальності режимів сумісної роботи сукупності ВДЕ (на прикладі каскаду малих ГЕС та сонячної електростанції) з урахуванням електричних та гідравлічних зв'язків, що можуть бути використані для формування диспетчерських графіків або законів керування для окремих ВДЕ.

Використовуючи апарат аналізу чутливості, розроблено метод оцінки впливу ВДЕ з генераторами різного типу на втрати потужності у розподільних електричних мережах, що дає можливість більш обґрунтовано вибирати схему приєднання станції до електричних мереж.

Запропоновано трирівневу ієрархічну автоматизовану систему керування ВДЕ та розроблено алгоритми її функціонування з використанням локальних САК, що дозволяє забезпечити децентралізацію функцій керування за спільним критерієм оптимальності.

Результати НДР можуть бути використані Науково-дослідним проектним інститутом “Укрсіленергопроект” для підвищення ефективності проектування та реконструкції розподільних електричних мереж, а також експлуатуючими організаціями ЕМ для формування схем приєднання РДЕ.

В результаті впровадження методів та засобів оптимізації функціонування ВДЕ в ЕМ, може бути забезпечено зниження технологічних витрат електроенергії в ЕМ на 3-5%, а також підвищено прибуток від експлуатації ВДЕ на 5-15% за рахунок більш ефективного їх використання.

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ПОКАЗНИК ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ, ЛОКАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ, ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1 ОЦІНЮВАННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	12
1.1 Розроблення засобів математичного моделювання показників якості функціонування електричних мереж, як комплексної характеристики для формування умов оптимальності їх станів	12
1.1.1 Математичне моделювання якості функціонування електричних мереж	13
1.1.2 Математичне моделювання показника якості функціонування	15
1.1.3 Критеріальна модель якості функціонування розподільної електричної мережі	22
1.1.3.1 Оцінювання інтенсивності відмов та відновлень елементів ЕМ.....	22
1.1.3.2 Оцінювання показників якості електричної енергії.....	26
1.1.4 Оцінювання якості функціонування розподільної електричної мережі	33
1.2 Дослідження потенційних можливостей розподільних електричних мереж щодо підвищення навантажень споживачів та транспортування електроенергії, яка виробляється нетрадиційними джерелами.....	39
1.2.1 Застосування показника якості функціонування для аналізу потенційних можливостей розподільних електричних мереж з транспортування та розподілу електроенергії.....	39
1.2.2 Оптимізація режимів роботи малих ГЕС в системі розосередженого генерування за енергетичним критерієм	44
1.2.3 Вплив малих ГЕС на роботу розподільних електричних мереж	46
1.2.4 Економіка надійності. Затрати і віддача	48
1.2.5 Розрахунок і аналіз якості функціонування різних варіантів живлення споживачів під час реконструкції ЕМ	52
1.3 Розроблення методів та алгоритмів прийняття оптимальних рішень в задачах проектування розвитку та реконструкції ЕМ. Перевірка адекватності методів та алгоритмів	57
1.3.1 Комплексне оцінювання якості схем розподільних електричних мереж та визначення місць їх секціонування	57
1.4 Розроблення методів підвищення ефективності функціонування ЕМ режимними заходами з використанням інтегральних показників якості функціонування. Перевірка адекватності методів	63
1.4.1 Узагальнене техніко-економічне оцінювання ефективності реконструкції розподільних електричних мереж	63
1.4.2 Методика техніко-економічного оцінювання	65
Висновки до розділу 1	68
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВДЕ НА РЕЖИМИ РОБОТИ	

ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ФОРМУВАННЯ ЗАКОНІВ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ЇХ РЕЖИМАМИ РОБОТИ	69
2.1 Дослідження потенційних можливостей використання нетрадиційних джерел енергії, зокрема малих ГЕС, з метою підвищення якості функціонування розподільних електричних мереж в умовах поступового зростання їх навантаження	69
2.1.1 Аналіз впливу РДЕ на режими роботи ЕМ	70
2.2 Дослідження впливу нетрадиційних джерел енергії, зокрема малих ГЕС, на надійність електропостачання споживачів в умовах часткової децентралізації генерування	74
2.2.1 Математичне моделювання якості функціонування локальних електричних систем	74
2.2.1.2 Моделювання вартісної характеристики якості функціонування локальної електричної системи	81
2.2.2 Перевірка адекватності вартісної моделі якості функціонування ЛЕС. Граничні стани системи	84
2.3 Розроблення методів формування законів оптимального керування режимами ВДЕ (на прикладі малих ГЕС), з метою забезпечення їх техніко-економічної ефективності	86
2.3.1 Задачі оптимального керування режимами ВДЕ у розподільних електричних мережах	86
2.3.1.1 Формування умов оптимального функціонування каскадів малих ГЕС без урахування електричних зв'язків	88
2.3.1.2 Формування умов оптимальності режимів сукупності ВДЕ з огляду на отримання максимального прибутку від їх експлуатації в ЕМ	91
2.3.1.3 Формування умов оптимальності режимів сукупності ВДЕ з огляду на мінімізацію впливу локальної системи на основний центр живлення	96
2.3.1.4 Формування умов оптимальності режимів сукупності ВДЕ з огляду на мінімізацію відхилення від заданого графіку видачі потужності	100
2.4 Формування законів оптимального керування режимами ВДЕ (на прикладі малих ГЕС), з метою підвищення якості функціонування електричних мереж в умовах поступового зростання навантаження	102
2.4.1 Критеріальна модель оптимізації режимів роботи каскаду ГЕС	102
2.4.2 Комплексна автоматизація процесу функціонування ВДЕ у розподільних електричних мережах	106
2.4.3 Ієрархічна структура керування комплексом ВДЕ	109
2.4.3.1 Основні функції та структурна схема АСК відновлюваних джерел енергії на прикладі малих ГЕС	111
Висновки до розділу 2	113
3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ВЗАЄМНИХ І ТРАНЗИТНИХ ПЕРЕТОКІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВДЕ ТА	

АВТОМАТИЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ВДЕ В ЕМ	114
3.1 Аналіз методів розрахунку втрат електроенергії від взаємних і транзитних перетоків в розподільних електричних мережах та розроблення методу, адаптованого до застосування в задачах аналізу впливу ВДЕ на режими ЕМ	114
3.1.1 Визначення складових втрат потужності, зумовлених функціонуванням РДЕ в електромережах	114
3.1.2 Алгоритми розрахунку складової втрат потужності в розподільних мережах від впливу розосередженого генерування	116
3.1.2.1 Розрахунок транзитних та адресних втрат потужності РДЕ у розімкнених електричних мережах 10(6) кВ	116
3.1.2.2 Розрахунок транзитних та адресних втрат потужності РДЕ в розподільних мережах довільної конфігурації	117
3.1.2.3 Аналіз чутливості додаткових втрат потужності в ЕМ до генерації відновлюваних джерел енергії	121
3.1.3 Практичне оцінювання впливу ВДЕ на режими роботи електричних мереж	124
3.1.3.1 Втрати електроенергії в електричних мережах з ВДЕ, що приєднані безпосередньо	124
3.1.3.2 Втрати електроенергії в електричних мережах з ВДЕ, що приєднані до шин понижувальних підстанцій	127
3.1.3.3 Вплив ВДЕ з асинхронними генераторами на режим мережі по реактивній потужності	128
3.1.3.4 Визначення втрат потужності та електроенергії від адресних перетікань	131
3.1.3.5 Визначення втрат потужності від адресних перетікань для малих ГЕС з асинхронними генераторами	131
3.1.3.6 Втрати потужності від адресних перетікань для малих ГЕС з синхронними генераторами	136
3.2 Розроблення методів та алгоритмів формування доцільних схем приєднання ВДЕ (зокрема, малих ГЕС) до електричних мереж з урахуванням їх взаємовпливу	139
3.2.1 Визначення сукупності потенційних місць приєднання РДЕ до розподільних електричних мереж	140
3.2.2 Визначення місць приєднання РДЕ до електричних мереж на підставі аналізу чутливості	145
3.3 Формування концепції автоматизації оптимального керування режимами ВДЕ (на прикладі каскадів малих ГЕС) з урахуванням їх впливу на режими ЕМ	147
3.3.1 Особливості реалізації отриманих умов оптимальності функціонування РДЕ, режими яких є взаємозалежними за первинним енергоносієм	147
3.3.2 Структура автоматизованої системи керування РДЕ в розподільних електромережах та послідовність її реалізації	148

3.4 Розроблення способів координації керувальних впливів локальних САК групи взаємопов'язаних ВДЕ (каскадів малих ГЕС) з урахуванням їх реального регулювального ефекту	150
Висновки до розділу 3.....	153
ВИСНОВКИ	154
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	156
ДОДАТОК А Загальна інформація про потенціал малих ГЕС та його розподіл по областях України	168
ДОДАТОК Б Вихідні дані для аналізу впливу малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж.....	170
ДОДАТОК В Результати розрахунків з дослідження впливу Коржовської ГЕС на режими ЕМ 10 кВ Ф-26	174
ДОДАТОК Д Результати розрахунків з дослідження впливу Звенигородської ГЕС на режими фрагменту ЕМ 110/35 кВ «Черкасиобленерго».....	179
ДОДАТОК Е Програмна реалізація визначення оптимальних схем приєднання розосереджених джерел енергії до розподільних електромереж.....	185
Е.1. Введення вхідних даних щодо структури й параметрів електромереж та РДЕ.....	185
Е.2. Визначення ступеня спостережності електромереж засобами програмного комплексу «ВТРАТИ»	189
Е.3. Засоби розрахунку втрат електроенергії в електромережах та аналізу їх чутливості до генерування розосереджених джерел.....	192
Е.4. Модуль багатокритеріального аналізу ефективності схеми приєднання засобів розосередженого генерування до розподільних електромереж.....	195
Е.4.1. Алгоритмічна реалізація багатокритеріального аналізу схеми приєднання РДЕ до електромереж	195
Е.4.2. Структура модуля формування оптимальної схеми приєднання РДЕ	198
Е.4.3. Опис функціонування модуля формування оптимальних схем приєднання РДЕ до електромереж	199
ДОДАТОК Є Акти впровадження результатів досліджень.....	202

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АГ – асинхронний генератор;
АРН – автоматичне регулювання напруги;
АСДК – автоматизована система диспетчерського керування;
АСК – автоматизована система керування;
БД – база даних;
ВГС – водогосподарська система;
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВЕС – вітрові електростанції;
ВН – відхилення напруги;
ВР – використаний ресурс;
ГЕС – гідравлічна електростанція;
ГТУ – газотурбінні установки;
ДРП – джерело реактивної потужності;
е.р.с. – електрорушійна сила;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМ – електрична мережа;
ЕОМ – електронна обчислювальна машина;
КГУ – когенераційна установка;
КМ – критеріальне моделювання;
КП – критеріальне програмування;
МГЕС – малі гідроелектростанції;
НР – нормальний режим;
ОІКК – оперативний інформаційно-керуючий комплекс;
ПГУ – парогазові установки;
ПК – програмний комплекс;
ПКП – пункт контролю параметрів;
ППК – пристрій поздовжньої компенсації;
ПЯЕ – показники якості електроенергії;
РДЕ – розосереджені джерела енергії;
РП – регулювальний пристрій;
РПН – регулювання під навантаженням;
САК – система автоматичного керування;
СЕС – сонячна електростанція.

ВСТУП

Стабільне, якісне постачання електроенергією населення і промисловості є однією з визначальних умов економічного розвитку країни. На сьогодні техніко-економічні проблеми електроенергетики полягають у прогресуючому процесі старіння обладнання. Стан електроенергетики після тривалого періоду недостатнього інвестування характеризується серйозним зносом як генерувального, так і мережевого обладнання. Зокрема, в результаті експлуатації електричних мереж (ЕМ) за останні 15 років, коли розвиток, відновлення та модернізація відстали від процесу фізичного старіння, а коефіцієнт дефектності електромереж України досяг 13 %, відносно надійне постачання електроенергією може стати ненадійним і незадовільним щодо якості електроенергії [1].

В сучасних умовах безперервно підвищуються вимоги до надійності постачання електроенергії підприємств, житлових масивів тощо. Тому реконструкція існуючих ЕМ, прокладка нових ділянок є основними заходами для підвищення надійності електропостачання, особливо в умовах переходу до двухсторонніх договорів.

Ще одним фактором, який спонукає енергопостачальні компанії до реконструкції розподільних електричних мереж напругою 10 кВ, є широке впровадження в експлуатацію засобів індивідуального електроопалення [2]. Широке впровадження електроопалення значно підвищує рівень споживаної потужності. Кабельні розподільчі мережі 10 кВ, основна частина яких споруджена у 70-х – 90-х роках минулого століття, нерозраховані на такий рівень потужності. Тому, щоб забезпечити необхідний рівень якості електроенергії та надійності електропостачання, необхідно проводити реконструкцію, прокладати нові ділянки та будувати нові центри живлення.

Через обмеженість ресурсів електропостачальних компаній постає задача раціонального розподілу коштів з метою вибору пріоритетних ділянок реконструкції й модернізації обладнання. Прийняття рішень про заходи, що фінансуються, повинно базуватись на даних про якість функціонування електромережевого господарства. Тобто на оцінці проведених заходів, а саме на аналізі якості функціонування розподільних електричних мереж.

Сучасні ЕМ за своєю структурою, організацією і принципами управління відносяться до складних технічних комплексів (систем). Під час прийняття рішень з керування такою системою важливою є оцінка якості її функціонування.

Необхідність врахування значної кількості характеристик ЕМ для оцінки її якості ставить задачу визначення інтегрального показника. Як зазначалось в [3] загальні вимоги, яким має відповідати такий показник є: відображення об'єктивної реальності; оцінка ефективності, якості та оптимальності; можливість фізичного та абстрактного тлумачення; можливість обчислення, хоча б з використанням ЕОМ; нормування і відображення "крайніх" станів системи з урахуванням потенційно та реально можливих; повинен бути до певної міри узагальнюючим (характеризувати окремі підсистеми і системи в цілому

в усіх життєвих циклах); повинен легко розкладатись на часткові показники та об'єднуватись в узагальнені; повинен мати теоретичну основу і дозволяти розробляти нову теорію або розвивати стару; володіти евристичністю, дозволяти приймати рішення на підставі досвіду та інтуїції тощо.

Під якістю функціонування складної системи розуміють сукупність властивостей, які визначають здатність системи виконувати поставлені під час її створення задачі. До властивостей технічної системи, які визначають її якість функціонування, найбільш часто відносять [4 – 6] надійність, економічність і безпечність, а при певних вимогах до системи – живучість (рис. 1).

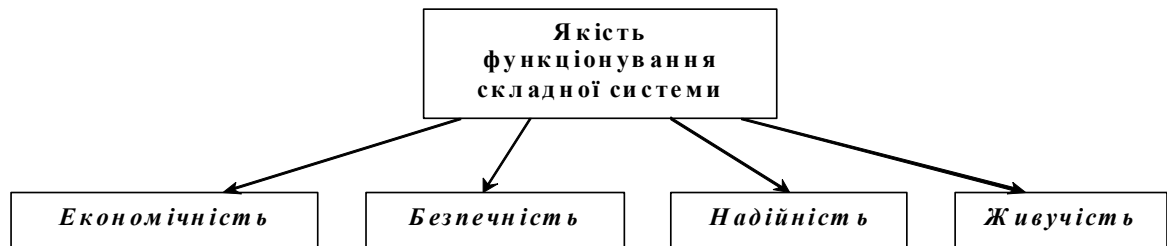


Рисунок 1 – Властивості, які визначають якість функціонування складної системи

Основною задачею електричної мережі є забезпечення надійного постачання якісною електроенергією споживачів, які під'єднані до неї. Тому основними властивостями, які повинен об'єднувати інтегральний показник якості функціонування, є надійність і якість електричної енергії, як складової економічності роботи ЕМ.

Останнім часом в Україні появилось розуміння необхідності відновлення існуючих та будівництва нових малих ГЕС, а також розбудови інших ВДЕ. Проте темпи розвитку на сьогодні стримуються цілим рядом факторів. Основними технічними проблемами в відновленні та експлуатації ВДЕ є:

- відсутність типових рішень щодо основного обладнання, виходячи з чого практично кожна така станція потребує індивідуального підходу та відповідно індивідуального замовлення обладнання, що призводить до підвищених капіталовкладень та експлуатаційних видатків;
- недослідженість питань використання ВДЕ в електричних системах з метою підвищення надійності та якості електропостачання споживачів;
- відсутність ефективних методів та засобів аналізу впливу ВДЕ та їх комплексів на режими роботи розподільних електричних мереж, а також методів оптимізації складової втрат електроенергії від адресних перетоків, що зумовлені роботою ВДЕ;
- відсутність єдиної концепції автоматизації керування комплексами ВДЕ в розподільних електричних системах для забезпечення їх оптимальної роботи у планових режимах, а також послідовності впровадження автоматизованих систем керування (АСК) для забезпечення їх максимальної техніко-економічної ефективності;
- відсутність методів і засобів контролю поточного стану та діагностуван-

ня основного обладнання малих ГЕС.

Відсутність рекомендацій щодо вибору схем приєднання до електричних мереж, структури, конструктивних та експлуатаційних параметрів основного обладнання ВДЕ, здатних забезпечити їх максимальну техніко-економічну ефективність, не дозволяє приймати обґрунтовані проектні рішення під час їх розбудови.

Сформувані обґрунтовані рекомендації можна за умови аналізу показників, які характеризують основні властивості ЕМ. Тому використання інтегрального показника якості функціонування, який їх об'єднує, дозволяє не лише спростити методи формування оптимальних рішень, але й зробити їх наочними.

З погляду на складність та особливості режимного характеру комплексів ВДЕ, в тому числі каскадів МГЕС, як об'єктів керування, очевидно, що визначення та своєчасна реалізація керувальних впливів для забезпечення оптимальних режимів їх роботи у відповідності зі змінами зовнішніх впливів можливі лише за допомогою автоматизованих систем керування (АСК) [7–10], з поступовим підвищенням міри автоматизації. Визначення оптимальних параметрів окремих ВДЕ у цьому випадку може здійснюватися за допомогою різноманітних методів оптимізації. Але найбільш адекватне розв'язання даної задачі забезпечують методи та підходи, які дозволяють отримати стійкі функціональні зв'язки між контрольованими параметрами та параметрами керування, що визначені базуючись на фізичних процесах перетворення енергії такими джерелами, а також передачі та розподілу електроенергії в ЕМ [8–11].

Такі узагальнення можуть бути ефективно отримані з використанням математичних моделей, побудованих на засадах теорії подібності, змінні яких пропорційні змінним оригіналу [12]. Найбільш важливим є те, що засобами теорії подібності можливо виявляти стійкі зв'язки між станами об'єкту керування та встановлювати закономірності, які пов'язують параметри його елементів у різних станах. Використання даних закономірностей дозволяє здійснювати керування комплексом ВДЕ за встановленим критерієм оптимальності шляхом спрямованого переведення об'єкту з поточного стану в оптимальний. Подібний підхід дозволяє у значній мірі спростити структуру та технічне забезпечення автоматизованої системи керування, а зменшення інформаційної та функціональної навантаженості АСК забезпечує додаткові передумови для аналізу ситуації та керування об'єднанням ВДЕ в темпі процесу.

Досвід розробки та експлуатації засобів АСК відновлюваними джерелами енергії [6, 7] підтверджує, що задачі автоматизації оптимального керування необхідно розв'язувати виходячи з системного підходу, а застосування програмованих мікропроцесорних систем істотно спрощує створення технічного забезпечення автоматизованих систем керування [13], оскільки вони надають можливість розвивати діючі системи керування і доповнювати їх необхідними функціональними задачами.

1 ОЦІНЮВАННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Розроблення засобів математичного моделювання показників якості функціонування електричних мереж, як комплексної характеристики для формування умов оптимальності їх станів

Розподільна електрична мережа – "складний" об'єкт, який складається з різних елементів – трансформаторних підстанцій, кабельних і повітряних ліній електропередач тощо. Якість функціонування такого "складного" об'єкта залежить від надійності кожного елемента мережі й структурних зв'язків між ними. Аналіз статистичних даних показаний на рис. 1.1 дозволяє зробити висновок щодо необхідності підвищеної уваги до розподільних електричних мереж 6-10 кВ.

Певна функціональна надлишковість у структурі розподільних електричних мереж призводить до того, що поява відмови окремих елементів або незначна зміна тих або інших робочих параметрів можуть призвести не до повної відмови системи електропостачання, а лише до певного погіршення якості функціонування й зниження ефективності її в цілому. Тому для оцінки якості функціонування електричної мережі доцільним є введення кількісного показника, який враховував би вплив таких відмов.

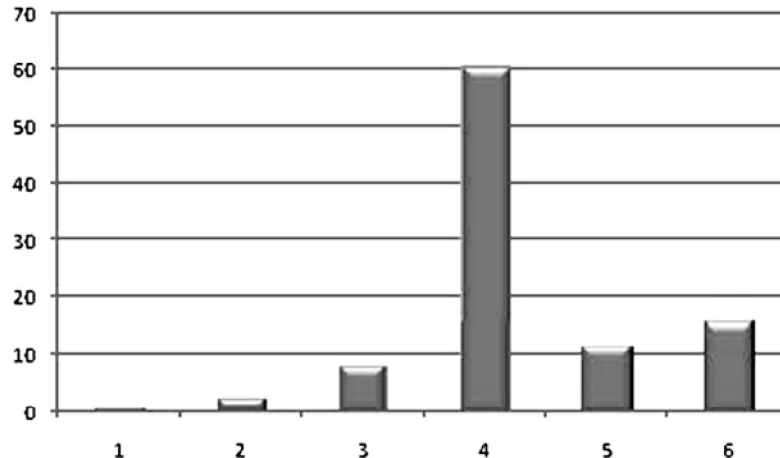


Рисунок 1.1 – Статистика тривалості перерви електропостачання для одного споживача

- 1 – система генерації та передачі;
- 2 – мережі 110 кВ;
- 3 – мережі 35 кВ;
- 4 – мережі 6-10 кВ;
- 5 – мережі 0,4 кВ;
- 6 – відмови, що самоусуваються.

1.1.1 Математичне моделювання якості функціонування електричних мереж

Для визначення показників надійності, як основного фактора, що впливає на якість функціонування розподільних електричних мереж, будуються математичні моделі використовуючи різні методи та підходи.

Всі методи теорії надійності можна поділити таким чином [5, 7, 8]:

- аналітичні методи, до їх переваг можна віднести можливість отримати математичну модель, яка може врахувати вплив різних факторів на показники надійності системи. Але для побудови таких моделей необхідний значний об'єм початкових даних, які не завжди можна отримати. Це в свою чергу відбивається на адекватності моделі.

- методи статистичного моделювання, надають можливість отримати числові характеристики об'єкту. До недоліків належить: складні алгоритми, значні витрати машинного часу, неможливість визначення впливу на надійність системи конкретних факторів.

- експериментальні методи, надають можливість визначити надійнісні характеристики шляхом безпосереднього дослідження об'єкту. До недоліків належить досить значна вартість.

- окрему групу складають комбіновані методи (поєднання можливостей аналітичних та експериментальних методів).

Кожен з цих методів має свої переваги та недоліки. Тому отримати необхідні результати з відповідною похибкою, використовуючи лише методи одної групи, досить важко. Для цього необхідно комбінувати методи таким чином, щоб отримати максимальний ефект. Перспективним є поєднання методів аналітичної та експериментальної груп. Пояснюється це можливістю отримати під час експлуатації необхідні параметри системи, статистичні дані, не ставлячи перед собою за мету досліджувати об'єкт. Це дозволить уточнювати математичні співвідношення отримані аналітичним способом.

До аналітичних методів дослідження і оцінки надійності автоматичних систем ставляться вимоги простоти та невеликих затрат часу, що в свою чергу призводить до зниження точності розрахунків. В зв'язку з цим не припиняються пошуки аналітичних методів, які дозволяють отримати більш точні оцінки показників і характеристик надійності складних систем при прийнятних витратах часу і праці. Недоцільно вимагати від цих методів абсолютної точності, оскільки вихідні дані, що використовуються в розрахунках, мають, як правило, обмежену точність і достовірність. В той же час приблизні методи повинні вносити до результату принципові риси розподілу випадкової величини x системи, що досліджується, які дозволяють відповісти на практичні питання, такі як вплив структурної надлишковості, ефективність профілактичного обслуговування, тощо. В зв'язку з цим можна говорити щодо доцільності удосконалення, розробки ряду методів, які розрізняються за трудомісткістю обчислень і точністю розрахунків.

На різних етапах розвитку теорії надійності для оцінки показників безвідмовності і ремонтпридатності систем використовувався різний математичний апарат. Сформульовані таким чином методи можуть бути зведені в такі

групи [5, 7]:

- методи, що базуються на апараті класичної теорії ймовірностей;
- методи, що використовують апарат теорії марковських процесів;
- методи, які базуються на апараті функцій випадкових аргументів.

Апарат класичної теорії ймовірностей дозволяє визначати як числові показники, так і характеристики (функції розподілу) безвідмовності і ремонтно-придатності системи в цілому і окремих її функцій [5, 7, 8]. Однак складності виникають з ростом числа елементів системи і сеансів профілактичного обслуговування в інтервалі часу, що розглядається, з введенням позапланових відновлень, з збільшенням різновиду використовуваних законів розподілу величини x .

Марковські процеси, завдяки простоті залежності між ймовірностями станів і вихідними характеристиками системи, успішно використовуються для розв'язання різних задач, які виникають в теорії і практиці надійності [5, 7, 8]. Однак не дивлячись на те, що задача розрахунку показників надійності з допомогою апарату марковських процесів в літературі розв'язана, практично користуватись отриманими розв'язками часто не можливо. Це пояснюється неспроможністю отримати явні формули для деяких характеристик (наприклад, функції часу безвідмовної роботи), складності розв'язання диференціальних рівнянь високого порядку, а також необхідності прийняття припущень про експоненціальний закон розподілу вихідних випадкових величин, які часто не виконуються на практиці [9].

Методи побудовані на основі апарату функції випадкового аргументу мають за мету досягнення високої швидкодії та не вимагають від інженера додаткових знань [5, 7, 8]. Але це призводить до зростання похибки розрахунків.

Огляд методів моделювання надійності, дозволяє зробити висновок про необхідність розробки метода, використовуючи принципи вже існуючих підходів, для отримання математичних моделей якості функціонування, який надав би можливість врахувати рівень надійності регулюючих пристроїв в критерії управління.

Найбільший інтерес під час досягнення поставленої мети представляє теорія марковських процесів [10]. Методи, побудовані на її основі, дозволяють врахувати поетапність відновлення ліній електропередач, що необхідно для даної роботи. Допущення, які приймаються для моделювання марковських процесів, не вносять значної похибки. Це дозволяє використовувати теорію марковських процесів під час розв'язання практичних задач в системах електропостачання.

З плином часу електричні мережі, як складний об'єкт, переходять із стану в стан через зміну стану елементів, з яких вони складається (відмови елементів, їх відновлення, різні зовнішні впливи тощо). Кожний конкретний стан системи може бути охарактеризований певним умовним показником якості функціонування. Цей показник характеризує результат виконання функцій системою, яка перебуває саме в цьому стані.

Якщо позначити через p_i імовірність того, що система в момент часу t пе-

ребує в i -му стані, а через Φ_i – коефіцієнт цього стану (умовний показник якості функціонування системи в i -му стані), то показник якості функціонування системи може бути визначений за формулою [4, 5]

$$E(t) = \sum_{i=1}^m p_i(t) \Phi_i, \quad (1.1)$$

де додавання виконується за всіма станами системи.

Найбільш трудомістким і принципово складним питанням під час оцінки ефективності систем є визначення коефіцієнтів ефективності конкретних станів системи. До основних методів отримання необхідних коефіцієнтів належать [4]:

1. Аналітичний метод. У ряді випадків коефіцієнти можна визначити аналітичним шляхом. Наприклад, коефіцієнт може бути явною функцією кількості працюючих елементів певного типу. Певні труднощі виникають з визначенням коефіцієнтів для траєкторії. Однак і тут іноді можливі відносно прості вирази.

2. Метод моделювання. Для визначення коефіцієнтів може бути застосований метод фізичного і математичного моделювання станів та траєкторій. Цей метод може мати самостійне значення під час дослідження принципів функціонування систем, а також застосовуватись для уточнення і коригування коефіцієнтів якості, які отримані наближено аналітичним методом.

Для визначення коефіцієнтів якості (особливо для класів траєкторій) може бути застосований і метод статистичного моделювання.

3. Метод безпосереднього експерименту з використанням дослідного зразка. Цей метод фактично представляє собою фізичне моделювання на реальному об'єкті. Стани й траєкторії системи імітуються відключенням у відповідні моменти часу певних елементів. Цей метод зазвичай використовується для перевірки якості системи.

Коефіцієнт ефективності стану може мати будь-який фізичний зміст, наприклад, умовна ймовірність, абсолютна або відносна похибка, збиток, потужність тощо.

1.1.2 Математичне моделювання показника якості функціонування

В моделі якості функціонування розподільних електричних систем має враховуватись зміна фізико-хімічних характеристик їх елементів. Це можна зробити, якщо використати для побудови математичних моделей методи теорії марковських процесів. Такі моделі дозволять уникнути знеособлення елементів ЕМ під час визначення рівня їх надійності. Крім цього модель має бути придатною для використання її під час отримання та реалізації результатів оптимальних розрахунків. Як зазначалось в [11, 12] таку можливість надають моделі побудовані за критеріальним методом.

Методи побудовані на теорії марковських процесів надають можливість отримати нескладні математичні моделі. Це досягається завдяки основному припущенню – процес є марковським, якщо для кожного моменту часу імовірність будь-якого стану системи в майбутньому залежить тільки від стану, в

якому система знаходиться зараз, і не залежить від того, яким чином система потрапила в цей стан [10]. Припущення, які ставляться під час побудови моделей, не ведуть до значних похибок, а тому є прийнятними для розв'язання практичних задач в таких динамічних системах як електроенергетична. За допомогою методів теорії марковських процесів можна моделювати лише період нормального режиму роботи елементів електричної мережі (ділянка 2 рис. 1.2) [13].

Період нормальної роботи ЕМ можна розбити на окремі стани. Ці стани є робочими, але параметри системи погіршуються від стану до стану наближаючись до повної відмови. Поетапне відновлення також переводить систему керування зі стану в стан, але в зворотному напрямку. Якщо прийняти, що зміна станів підпадає під експоненціальний закон розподілу, то виконується головний принцип теорії марковських процесів – зміна станів відбувається без післядії. Інформацію для визначення таких станів дозволяють отримати сучасні системи діагностики. Визначення проміжних станів дозволяє оцінити готовність елементів електричної мережі в довільний момент її експлуатації. Це дозволяє визначити рівень надійності ЕМ і надати рекомендації ремонтному персоналу для побудови стратегії етапів відновлення.

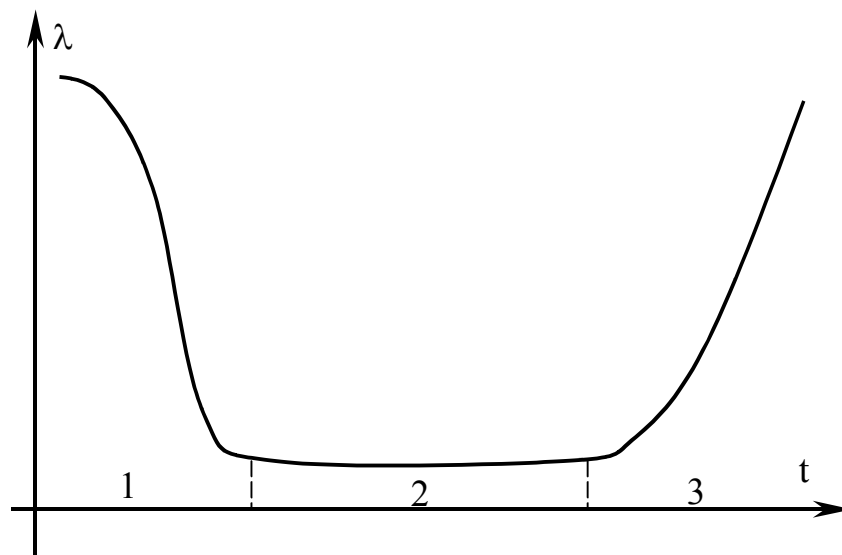


Рисунок 1.2 – Залежність інтенсивності відмов від часу експлуатації

Отже, для динамічних систем подібних до електричної, можливе використання теорії марковських процесів, якщо прийняти припущення: відсутність післядії та вибір станів, в яких виконується експоненціальний закон розподілу випадкової величини; відмови елементів системи не залежні; відновлена система має такі ж характеристики, як і нова; інтенсивність відмов та інтенсивність відновлень постійна [13]. Тому для побудови критеріальних моделей якості функціонування необхідно показати можливість перетворення матриці коефіцієнтів Колмогорова, використовуючи принципи критеріального програмування.

Поєднання принципів теорії марковських процесів та теорії подібності до-

зволить побудувати математичні моделі, які поєднують імовірнісний підхід під час визначення якості функціонування розподільних електричних мереж і зміну фізико-хімічних характеристик в процесі їх поетапного відновлення [14].

Для опису процесу функціонування розподільної мережі використаємо теорію марковських процесів. Принципове допущення, зроблене при моделюванні, – це експоненційний закон розподілу виникнення подій, пов'язаних з відмовами та відновленнями елементів системи електропостачання. Є відомості [9, 13], які свідчать про більш складний характер закону розподілу часу виникнення відмов і часу відновлень, ніж експоненційний, однак використання саме експоненційного розподілу під час розрахунку ймовірності безвідмовної роботи цих елементів можна вважати загальноприйнятим. Пояснити це можна тим, що:

– поки немає єдиного погляду щодо дійсного закону розподілу часу відмов та відновлень;

– застосування експоненційного закону розподілу часу між відмовами призводить до похибок у сторону певного заниження розрахункової ймовірності безвідмовної роботи порівняно з фактичною, тобто не може бути причиною створення ненадійної системи;

– існують праці, наприклад [15], у яких розглянуті системи, які мають елементи, час відмов і відновлень яких є комбінацією експоненційного, вейбулівського і нормально-логарифмічного розподілу, і де показано, що на досить значному проміжку часу ці системи поведуться так, ніби всі їх елементи мали експоненційний розподіл часу відмов та відновлень.

Процес функціонування можна зобразити у вигляді графу (рис. 1.3), за яким можна скласти систему диференціальних рівнянь Колмогорова [10]. Взявши до уваги допущення про неврахування динаміки перехідних процесів між окремими станами ($\frac{dp_i}{dt} = 0$), система диференціальних рівнянь матиме

вид:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^m v_{ji} p_i = 0, \quad j = \overline{2, n} \\ \sum_{i=1}^m p_i = 1, \end{aligned} \right\} \quad (1.2)$$

де p_i – вектор ймовірностей станів досліджуваної системи; v_{ij} – елементи матриці v , яка є матрицею інтенсивностей переходів з одного стану в інший; m – кількість можливих станів досліджуваної системи; n – кількість напрямків зміни станів, що виходять з робочого стану 1 (див. рис. 1.4).

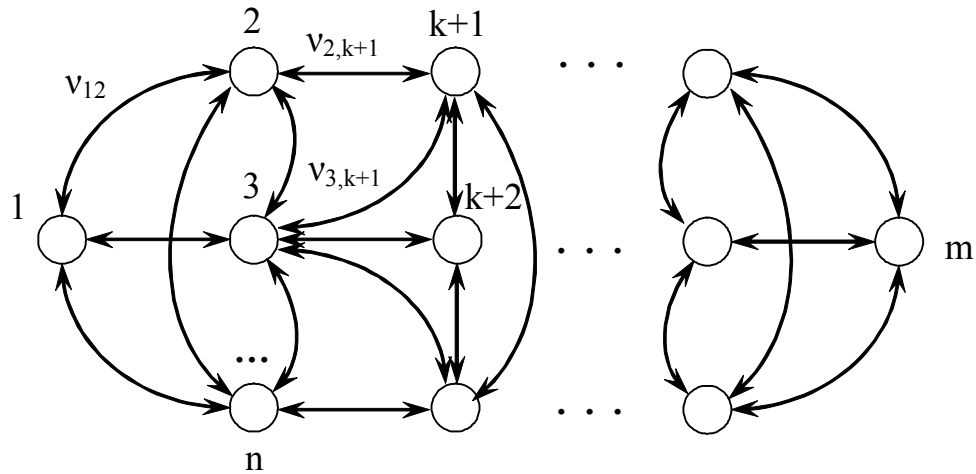


Рисунок 1.3 – Граф зміни станів системи

Для визначення ймовірностей робочих станів і оцінки якості функціонування досліджуваної системи необхідно розв'язати алгебраїчну систему рівнянь (1.2), яка в більш загальному вигляді записується

$$\mathbf{v} \cdot \mathbf{p} = \mathbf{b}. \quad (1.3)$$

$$\text{де } \mathbf{v} = \begin{vmatrix} v_{11} & v_{12} & v_{13} & \dots & v_{1m} \\ v_{21} & v_{22} & v_{23} & \dots & v_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ v_{n1} & v_{n2} & v_{n3} & \dots & v_{nm} \\ 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \end{vmatrix}; \mathbf{p} = \begin{vmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ \dots \\ p_m \end{vmatrix}; \mathbf{b} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ 1 \end{vmatrix}.$$

У критеріальному програмуванні систему рівнянь ортогональності та нормування можна записати [11]

$$\mathbf{\alpha} \cdot \boldsymbol{\pi} = \mathbf{b}, \quad (1.4)$$

$$\text{де } \boldsymbol{\alpha} = \begin{vmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \alpha_{13} & \dots & \alpha_{1m} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \alpha_{23} & \dots & \alpha_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \alpha_{n3} & \dots & \alpha_{nm} \\ 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \end{vmatrix}; \boldsymbol{\pi} = \begin{vmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \dots \\ \pi_m \end{vmatrix}; \mathbf{b} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ 1 \end{vmatrix},$$

а $\boldsymbol{\alpha}$ – матриця показників; $\boldsymbol{\pi}$ – вектор критеріїв подібності.

Проаналізувавши системи рівнянь (1.3) та (1.4), можна відзначити, що матриця коефіцієнтів \mathbf{v} системи рівнянь (1.3) є аналогічною до матриці розмірностей $\boldsymbol{\alpha}$ системи рівнянь (1.4), що застосовується в теорії подібності [10, 11, 16], а вектор \mathbf{p} , компоненти якого є по суті ваговими коефіцієнтами станів досліджуваного процесу, за своїм змістом відповідає вектору критеріїв подібності $\boldsymbol{\pi}$, елементи якого є безрозмірними співвідношеннями параметрів системи і в тому випадку, коли вони визначаються методом інтегральних аналогів, також є ваговими коефіцієнтами складових цільової функції (пронормовані до одиниці) [11]. Отже, можна провести аналогію між системою рівнянь

(1.3) та (1.4).

Система рівнянь (1.4) в критеріальному програмуванні відповідає прямій задачі [11]

$$\min \left\{ y(x) = \sum_{i=1}^m a_i \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \right\}, \quad (1.5)$$

де $y(x)$ – деякий узагальнюючий техніко-економічний показник, який характеризує процес, що досліджується; x_j – змінні параметри системи, значення яких оптимізуються; a_i, α_{ji} – постійні коефіцієнти, значення яких визначаються властивостями системи; m – кількість членів цільової функції; n – кількість змінних.

Графічно пряма задача проілюстрована на рис. 1.4.

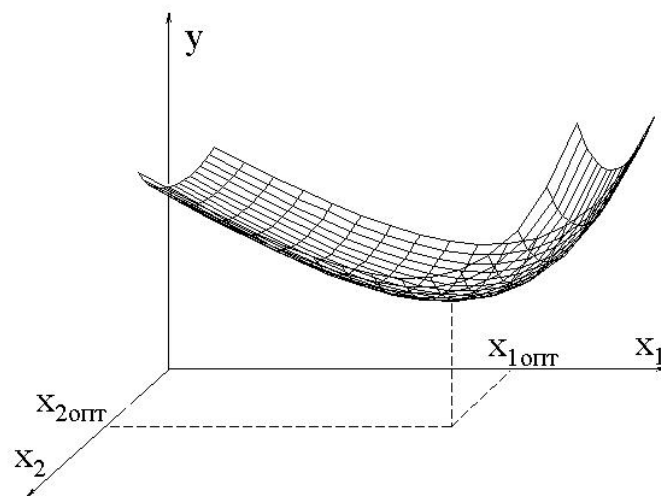


Рисунок 1.4 – Пряма задача критеріального програмування

Для підтвердження аналогії (одного з видів подібності) між системою рівнянь ортогональності нормування та системою рівнянь Колмогорова використаємо теореми теорії подібності. Для цього побудуємо багаточлени від матриць α та ν .

Якщо скористатись інтерполяційним багаточленом [17], то матрицю α системи рівнянь ортогональності (1.3) критеріального програмування і матрицю переходів ν системи рівнянь (1.4) можна привести до матричного багаточлена. Використаємо для цього експоненційну функцію $f(z) = e^{zt}$. Якщо мінімальний багаточлен (у даному випадку це характеристичний багаточлен $\Delta(z)$) складається тільки з лінійних множників $(z - z_k)$, то достатньо визначити функцію $f(z)$ в характеристичних точках z_1, z_2, \dots, z_m . При цьому система рівнянь для коефіцієнтів інтерполяційного багаточлену має вигляд:

$$f(z_k) = a_0 + a_1 z_k + \dots + a_{m-1} z_k^{m-1}, \quad (1.6)$$

або в матричній формі

$$\begin{bmatrix} f(z_1) \\ f(z_2) \\ \dots \\ f(z_m) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & z_1 & z_1^2 & \dots & z_1^{m-1} \\ 1 & z_2 & z_2^2 & \dots & z_2^{m-1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & z_m & z_m^2 & \dots & z_m^{m-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ \dots \\ a_{m-1} \end{bmatrix}.$$

Розв'язавши цю систему відносно a_0, a_1, \dots, a_{m-1} , отримаємо

$$f(A) = \sum_{i=0}^{m-1} a_i A^i.$$

Отже, в загальному вигляді матриця α матиме багаточлен виду:

$$f(\alpha) = \sum_{i=0}^{m-1} a_i \alpha^i. \quad (1.7)$$

А матриця \mathbf{v} :

$$f(\mathbf{v}) = \sum_{i=0}^{m-1} a_i \mathbf{v}^i. \quad (1.8)$$

Зробивши таке перетворення, можна використовувати всі властивості скалярних багаточленів, в тому числі й наслідки теорем теорії подібності.

Відомо [18], що для встановлення подібності між оригіналом і моделлю замість умов

$$\pi_i = \frac{a_i \prod_{j=1}^n u_j^{\alpha_{ji}}}{f} = \text{idem} \quad (1.9)$$

можуть використовуватися рівнозначні їм вирази

$$\mu_i = \frac{\mu_{a_i} \prod_{j=1}^n \mu_{u_j}^{\alpha_{ji}}}{\mu_f} = 1, \quad (1.10)$$

де π_i – критерії подібності, визначені способом інтегральних аналогів; μ_i – індикатори подібності, які визначаються масштабами відповідних коефіцієнтів та параметрів моделі.

Використавши ці умови, можна довести подібність матричних багаточленів і відповідних їм матриць.

Для матричних багаточленів (1.7) та (1.8) умову (1.10) можна записати:

$$\frac{\mu_{a_1}}{\mu_f} = 1; \quad \frac{\mu_{a_2} \mu_{\alpha/v}}{\mu_f} = 1; \quad \frac{\mu_{a_3} \mu_{\alpha/v}}{\mu_f} = 1 \text{ і т. д.},$$

$$\text{де } \mu_{a_i} = \frac{a_{i\alpha}}{a_{i\nu}}; \quad \mu_{\alpha/v} = \alpha \cdot v^{-1}; \quad \mu_f = \frac{e^{|\alpha|t}}{e^{|\nu|t}}.$$

У теорії матриць є розділ матричних перетворень [17]. Згідно з ним еквівалентне перетворення можна розглядати як переходи до нових координатних

базисів для вектора x та y , тобто $x' = Q^{-1}x$ і $y' = Py$. Тобто перетворення $\tilde{A} = PAQ$ відповідає незалежним перетворенням координат, які визначаються матрицями Q^{-1} та P (неособливі квадратні матриці).

Якщо вектори x та y перетворюються до одного координатного базису, то можна записати $P = Q^{-1}$. Тобто переходимо до перетворення подібності $\tilde{A} = Q^{-1}AQ$. Важливою властивістю перетворення подібності є те, що визначник матриці інваріантний відносно цього перетворення:

$$\det \tilde{A} = \det A.$$

Отже, таке перетворення не змінює власних значень матриці, тому можна записати

$$\det[zE - \tilde{A}] = \det[zE - A].$$

Результат розв'язку системи рівнянь (1.6) для матриць \tilde{A} і A буде однако-вим.

У ролі перетворювальної матриці Q виступає модальна матриця H [17], тобто $\tilde{A} = H^{-1}AH$. Вона може бути визначена як сукупність стовпців $h^{(i)}$, які є розв'язком однорідних рівнянь:

$$(z_i E - A)h^{(i)} = 0 \quad i = \overline{1, n}, \quad (1.11)$$

де n – ранг матриці A .

За побудовою матриць α та v можна відшукати таку матрицю H , яка задовольняла б систему однорідних рівнянь (1.11). Отже, $\mu_{a_i} = \frac{a_{ia}}{a_{iv}} = 1$;

$$\mu_{\alpha/v} = \alpha \cdot v^{-1} = 1; \quad \mu_f = \frac{e^{|\alpha^t|}}{e^{|\mathbf{v}^t|}} = 1, \text{ а тому виконуються умови (1.10), які підтвер-}$$

джують подібність матриць ортогональності критеріального програмування та переходів системи рівнянь Колмогорова.

Подібність моделювання марковських процесів та критеріального моделювання дозволяє застосувати до системи рівнянь (1.3) принципи критеріального програмування [11].

У результаті можна отримати функцію, що являє собою пряму задачу критеріального програмування (1.5), за якою можна оцінювати якість функціонування розподільної мережі. У критеріальній формі вона матиме вигляд [11]:

$$f(x_*) = \sum_{i=1}^m P_i \prod_{j=1}^n x_{*j}^{v_{ij}}. \quad (1.11)$$

де P_i – критерій подібності, який у даному випадку є ймовірністю перебування системи в стані i ; $\prod_{j=1}^n x_{*j}^{v_{ij}}$ – показник якості функціонування стану i ;

x_{*j} – незалежні параметри, що характеризують основні властивості системи у відповідних станах.

За базове значення приймається якість функціонування "ідеальної" розподільної електричної мережі, яка забезпечує абсолютно надійне електропостачання з максимальною якістю електричної енергії.

1.1.3 Критеріальна модель якості функціонування розподільної електричної мережі

Запропонована критеріальну модель (1.11), отримана під час поєднання теорії марковських процесів та критеріального методу, складається з P_i – ймовірностей перебування системи в стані i (складова, яка враховує надійність системи);

$\prod_{j=1}^n x_{*j}^{v_{ji}}$ – показника ефективності стану i (складова, яка враховує якість електроенергії); x_{*j} – незалежні параметри, що характеризують основні властивості системи (імовірності відповідності показників якості електроенергії нормативним документам).

Для оцінки якості функціонування розподільної електричної мережі критеріальна модель матиме такий вид:

$$E = \sum_{i=1}^n P_i \prod_{j=1}^n P_j [A_{\min} \leq A \leq A_{\max}]^{v_{ji}} - \sum_{i=n+1}^m P_i \prod_{j=1}^n P_j [A_{\min} \leq A \leq A_{\max}]^{v_{ji}}, \quad (1.12)$$

де m – загальна кількість можливих станів розподільної електричної мережі, $m=n+k$; n – кількість робочих станів; k – кількість неробочих станів; $P_j [A_{\min} \leq A \leq A_{\max}]$ – імовірність того, що показник якості електричної енергії A в допустимих межах при тому, що система перебуває в стані j ; A – значення показника якості електричної енергії; v_{ji} – елементи матриці переходів, які є алгебраїчними сумами інтенсивностей відмов λ та інтенсивностей відновлень μ .

1.1.3.1 Оцінювання інтенсивності відмов та відновлень елементів ЕМ

До основних елементів ЕМ відносяться, як парвило, серійні вироби, які випускаються спеціалізованими підприємствами. До таких об'єктів застосовуються ГОСТ 27.002-89 [19], який встановлює основні поняття, терміни й показники надійності.

Елементи ЕМ є відновлюваними об'єктами, для характеристики яких використовують показники: параметр потоку відмов і середній наробіток на відмову.

З позиції теорії випадкових процесів параметр потоку відмов збігається з поняттям інтенсивності потоку подій $\lambda(t)$.

На практиці потік відмов часто приймається стаціонарним [15, 20] (вико-

нується рівність $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$, при цьому алгоритм статистичної оцінки параметра (інтенсивності) потоку відмов зводиться до такого.

Нехай від моменту початку спостережень t_1 до моменту часу t_2 (час спостереження $T_{\text{спост}} = t_2 - t_1$) мало місце N відмов. Тоді параметр (інтенсивність) потоку відмов рівний:

$$\lambda = \frac{N}{T_{\text{спост}}}. \quad (1.13)$$

У загальному випадку під спостереженням може перебувати група з n одиниць однотипних об'єктів, які експлуатуються приблизно в однакових умовах. У цьому випадку параметр потоку відмов для досліджуваного типу об'єктів обчислюється за формулою:

$$\lambda_0 = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{n \cdot T_{\text{набл}}}, \quad (1.14)$$

де N_i – число відмов i -го об'єкта ($N_i = 0, 1, 2, \dots$).

Ремонтопридатність об'єкта в ГОСТ 27.002-89 визначається як його здатність до підтримки й відновленню працездатного стану шляхом технічного обслуговування й ремонту. Для оцінки ремонтпридатності найбільше застосування одержав показник – середній час відновлення після відмови.

Статистична оцінка середнього часу відновлення може бути отримана за результатами спостереження за n однотипними елементами ЕМ об'єктами із приблизно однаковими умовами експлуатації й ремонту.

Введемо такі позначення: N_i – число відмов з наступним виконанням ремонтно-відбудовчих робіт на i -ому об'єкті, ($N_i = 0, 1, 2, \dots$); t_{vij} – час, витрачений на проведення ремонтно-відбудовчих робіт на i -ому об'єкті при j -ій його відмові ($j = 0, 1, 2, \dots, N_i$; $i = 1, 2, \dots, n$).

На базі статистичних даних спостереження за n об'єктами протягом певного періоду експлуатації обчислюється середній час відновлення за формулою:

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=0}^{N_i} t_{vij}}{\sum_{i=1}^n N_i}. \quad (1.15)$$

Усі розглянуті показники надійності встановлюються для конкретного виду й типу устаткування, апаратури й конструкцій за допомогою проведення заводських випробувань за певними програмами або на основі статистичних даних про відмови, що мали місце за певний період експлуатації об'єктів і обчислення статистичних оцінок. Останнє дає найбільш реальні оцінки для електричної мережі з обліком існуючої в ній організацією й умовами експлуатації. У цьому зв'язку слід зазначити значимість якісного розслідування й обліку технологічних порушень в елементах електричної мережі, що дозволяють сформулювати повну багаторічну базу даних по аварійності для одер-

жання статистичних оцінок надійності.

Слід особливо виділити те, що потрібну надійність об'єктів можна забезпечити декількома способами: по-перше, застосуванням надійних елементів у їхній структурі; по-друге, використанням принципів надлишковості й резервування для деяких елементів і, по-третє, використанням перевантажувальних здатностей елементів для порівняно невеликих інтервалів часу в окремих режимах роботи.

Наприклад, надлишковість у лініях електропередачі проявляється в тому, що можливість передачі по лінії необхідної потужності розглядається не тільки стосовно до нормальної схеми роботи електричної мережі, але й для випадків зміни режиму роботи лінії в аварійних ситуаціях і при проведенні ремонтних робіт у мережі. Виходячи із цього, лінії нерідко виконуються у двохколовому і більше виконанні для того, щоб під час відключення одного кола не вносити істотних обмежень на виконання лінією своїх функцій з передачі електроенергії.

Надлишковість для електропідстанцій означає дублювання деяких елементів, застосування найбільш раціональної схеми збірних шин і схем електричних з'єднань для того, щоб звести до мінімуму небезпеку несприятливих змін у функціонуванні електропідстанції у всіх можливих сценаріях аварійних ситуацій і при виконанні ремонтних і профілактичних робіт.

Вимоги до оцінки безвідмовності об'єкта суттєво різняться залежно від ступеня відповідальності об'єкта і його ролі в електричній мережі, а також можливих наслідків його відмов. У табл. 1.1 приводяться рекомендовані Міжнародної електротехнічною комісією (Комітет 11) рівні (або класи) надійності для повітряних ліній електропередачі з позицій безвідмовності від впливів зовнішніх кліматичних навантажень.

Таблиця 1.1 – Рівні й показники надійності ліній електропередачі

Рівні надійності	1	2	3
Період повторюваності розрахункових навантажень (середній час між відмовами) [число років]	50	150	500
Інтенсивність потоку відмов [відкл/рік]	0,02	0,0067	0,002
Імовірність безвідмовної роботи протягом року [в.о.]	0,98	0,993	0,998
Імовірність безвідмовної роботи протягом терміну служби лінії, рівному 50 років, [в.о.]	0,368	0,716	0,905

В технологічному ланцюгу роботи ЕМ елементи з'єднуються або можуть бути зведені шляхом перетворень до двом характерним випадкам: послідовного й паралельного з'єднання (рис. 1.5).

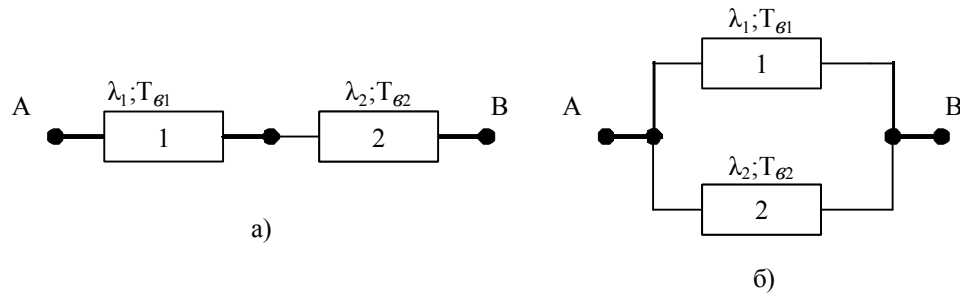


Рисунок 1.5 – Послідовне (а) і паралельне (б) з'єднання елементів

Наприклад, по кінцях лінії електропередачі, як правило послідовно приєднана комутаційна апаратура (роз'єднувачі, вимикачі). У свою чергу, два кола лінії за допомогою збірних шин розподільних пристроїв утворюють паралельне з'єднання.

У випадку послідовного з'єднання 2-х елементів і при критерії – вихід з роботи будь-якого елемента порушує технологічний зв'язок між входом А и виходом В (випадок відмови) – еквівалентні показники надійності розраховуються за формулою:

– інтенсивність (параметр) потоку відмов:

$$\lambda = \lambda_1 + \lambda_2; \quad (1.16)$$

– середній час відновлення:

$$T_B = \frac{\lambda_1 \cdot T_{e1} + \lambda_2 \cdot T_{e2}}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (1.17)$$

При паралельному з'єднанні елементів і критерії – випадок відмови має місце тільки при виході з роботи обох елементів – еквівалентні показники надійності за умови $\lambda_i \cdot T_{B_i} \ll 1$ ($i=1, 2$) розраховуються за формулами [21]:

– інтенсивність (параметр) потоку відмов:

$$\lambda = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot (T_{e1} + T_{e2}); \quad (1.18)$$

– середній час відновлення:

$$T_B = \frac{T_{e1} \cdot T_{e2}}{T_{e1} + T_{e2}}. \quad (1.19)$$

Розрахункові формули (1.16 – 1.19) можуть бути використані в проектній практиці для об'єктів, що складаються із відносно невеликого числа елементів, при зазначених критеріях відмови.

Для одержання статистичної оцінки надійності об'єктів за даними експлуатації необхідно мати у своєму розпорядженні базу даних по аварійності в електричній мережі за період спостереження, що забезпечує репрезентативність вибірок. База даних по аварійності формується на основі актів розслідування аварій і інцидентів в електричній мережі. Для одержання надійнісних показників об'єкта спостереження за даними про аварійність необхідно мати такі відомості:

– місце, дата, час і причини технологічного порушення;

– наслідки технологічного порушення, на підставі яких за прийнятим критерієм відмови об'єкта можна зробити висновок – чи привело дане технологі-

чне порушення до стану відмови об'єкта;

– час, витрачений на переведення об'єкта зі стану відмови в стан роботи, тобто час відновлення.

Для одержання більш достовірних оцінок надійності корисно об'єднати інформацію про аварійність декількох однотипних об'єктів, що перебувають приблизно в однакових умовах експлуатації й ремонту.

Алгоритм одержання надійнісних показників за даними експлуатації за час спостереження ($T_{\text{спост}}$) такий:

1. За числом зафіксованих відмов із загального числа технологічних порушень за формулою (1.13) або (1.14) розраховується інтенсивність (параметр) потоку відмов; для ліній електропередачі зазначений показник визначається виходячи з 100 км лінії.

2. По формулі (1.15) визначається середній час відновлення після відмови.

1.1.3.2 Оцінювання показників якості електричної енергії

Під час практичних розрахунків якості функціонування Е суттєвим є вирішення питання щодо тих показників якості електричної енергії, які повинні й можуть бути враховані у (1.12).

Імовірність відхилення напруги визначається режимами роботи споживачів, які мають імовірнісний характер. Тому врахування цього показника під час визначення якості функціонування розподільної електричної мережі є обов'язковим.

Процес зміни параметрів робочого режиму в ЕЕС є, як правило, випадковим. Це зв'язане насамперед з випадковим характером зміни навантажень і відповідним випадковим характером зміни показників якості електроенергії. У цих умовах для оцінки відповідності ПЯЕ вимогам ГОСТ 13109–97 застосовують ймовірно-статистичний метод контролю ЯЕ.

Дійсна змінна, яка приймає різні значення залежно від випадку, називають випадковою величиною. Дискретні значення ПЯЕ вимірюють на кінцевому інтервалі часу (одна доба) і в такий спосіб одержують кінцеве число таких вимірів n , кожне з яких розглядається як випадкова величина k_i . Якщо із загальної кількості n вимірів було отримано m раз так, що $k_{i1} \leq k_i \leq k_{i2}$, то ймовірність такої події (або частота випадкової події):

$$P(K_i) = \frac{m}{n}.$$

При оцінці ПЯЕ ймовірність можна розрахувати у відсотках. Тоді

$$P(K_i) = \frac{m}{n} 100\%.$$

Дискретна випадкова величина k_i приймає тільки кінцеву множину значень, які можуть бути розділені по інтервалах $k_{i1}-k_{i2}$, $k_{i2}-k_{i3}$, $k_{i3}-k_{i4}$ і т.д. Кількість вимірів, отриманих у кожному інтервалі, визначає ймовірність їх існування так, що сума ймовірностей

$$\sum_i P(k_i) = 1.$$

Випадкова величина характеризується функцією розподілу $F(X)$, тобто, може розглядатися як задана, якщо задана її функція розподілу. Значення функції розподілу дорівнює ймовірності того, що випадкова величина приймає значення менше X_0 . За допомогою функції розподілу можна вказати ймовірність того, що випадкова величина попадає в заданий проміжок $P(a \leq x \leq b) = F(b) - F(a)$.

У математичній статистиці на основі властивостей множин, установлених теорією ймовірностей, оперують із так званими вибірками. Вибірки являють собою випадкові величини, обрані за певною ознакою. Наприклад, з множини вимірів напруги можна зробити вибірку тільки тих, які характеризують відхилення напруги або тільки її несинусоїдність.

Вибірку (x_1, x_2, \dots, x_n) представляють у вигляді таблиці спостережень.

Якщо розподіл значень невідомо, то, щоб одержати перше представлення й виявити в такий спосіб кількісні ознаки, будують так звану гістограму. Для цього роблять розбивку дійсної осі на кінцеве число інтервалів $\Delta_1, \dots, \Delta_k$, що межують один з одним. Потім підраховують число m_i вибірових значень, що лежать у кожному інтервалі Δ_i . Над Δ_i малюють прямокутник висотою m_i/n_i (імовірність попадання значень x_i в інтервал Δ_i). Отриманий у такий спосіб ступінчастий графік називається гістограмою вибірки.

Приклад. У табл. 1.2 наведені значення коефіцієнта викривлення синусоїдності K_U , вимірювану протягом 24 год, у формі гістограми на 16 інтервалах у діапазоні ($5 \leq K_U \leq 10$) %, так, що для кожного інтервалу $\Delta_i = 0,625\%$.

Таблиця 1.2 – Гістограми результатів вимірювання K_U

№ ін-тервалу	0	1	2	3	4	5
$K_U, \%$	0-0.625	0.625-1.250	1.250-1.875	1.875-2.5	2.5-3.125	3.125-3.750
$P, \%$	32	21.5	17.2	6.3	4.4	3.1

№ інтер-валу	6	7	8	9	10
$K_U, \%$	3.740-4.375	4.375-5.000	5.000-5.625	5.625-6.265	6.250-6.875
$P, \%$	2.7	2.8	1.3	1.7	0.8

№ інтер-валу	11	12	13	14	15
$K_U, \%$	6.875-7.500	7.500-8.125	8.125-8.750	8.750-9.375	9.375-10.000
$P, \%$	1.1	2.1	1.4	1.6	0

Помітимо, що в цій таблиці сума всіх імовірностей $\sum P = 1$. Ця умова по-

винна виконуватися для будь-якої гістограми, і ним часто користуються для перевірки правильності отриманих розрахунків p_i . Гістограма (рис. 1.6) має розподіл, близький до експонентного. У результаті можна визначити математичне очікування:

$$MX = \sum_i K_{Ui} P_{KU_i} = 22\%$$

і середньоквадратичне відхилення

$$\sigma_x = \sqrt{DX} = \sum_i (K_{Ui} - MX)^2 P_{KU_i} = 2,13$$

Для визначення відповідності значень ПЯЕ вимогам ГОСТ 13109–97 проводять їх вимірювання й статистичну обробку. Для всіх нормованих ПЯЕ мінімальний розрахунковий період становить 24 год. Рекомендована загальна тривалість безперервних вимірів становить 7 діб. Оцінку ненормованих ПЯЕ (провали напруги, перенапруги, імпульси) проводять за результатами тривалих спостережень і їх реєстрації за допомогою спеціалізованих засобів вимірювання.

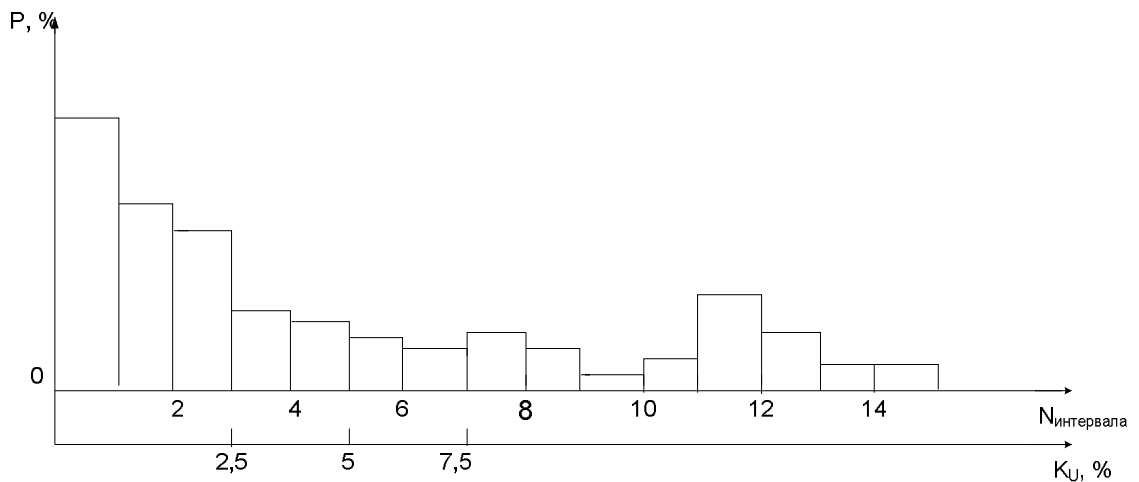


Рисунок 1.6 – Гістограма розподілу ймовірностей K_U

Статистична обробка результатів вимірювання нормованих ПЯЕ полягає в побудові функцій розподілу ПЯЕ [23]. Засоби вимірювань дозволяють виміряти частоту потрапляння значень ПЯЕ в певний інтервал на всьому діапазоні можливих значень. Така добова функція розподілу у формі гістограми наведено на рис. 1.7. Гістограма виміряних K_U , K_{2U} , K_{0U} , $K_{U(n)}$ (перша група) показано на рис. 1.7, а, для δU і Δf (друга група) – на рис. 1.7, б.

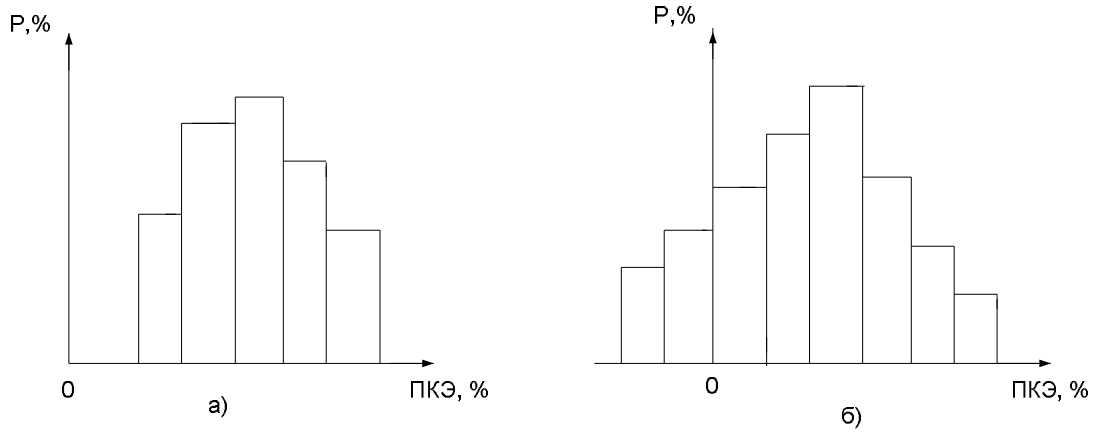


Рисунок 1.7 – Приблизний вид гістограм розподілу ПЯЕ на добовому інтервалі вимірювань

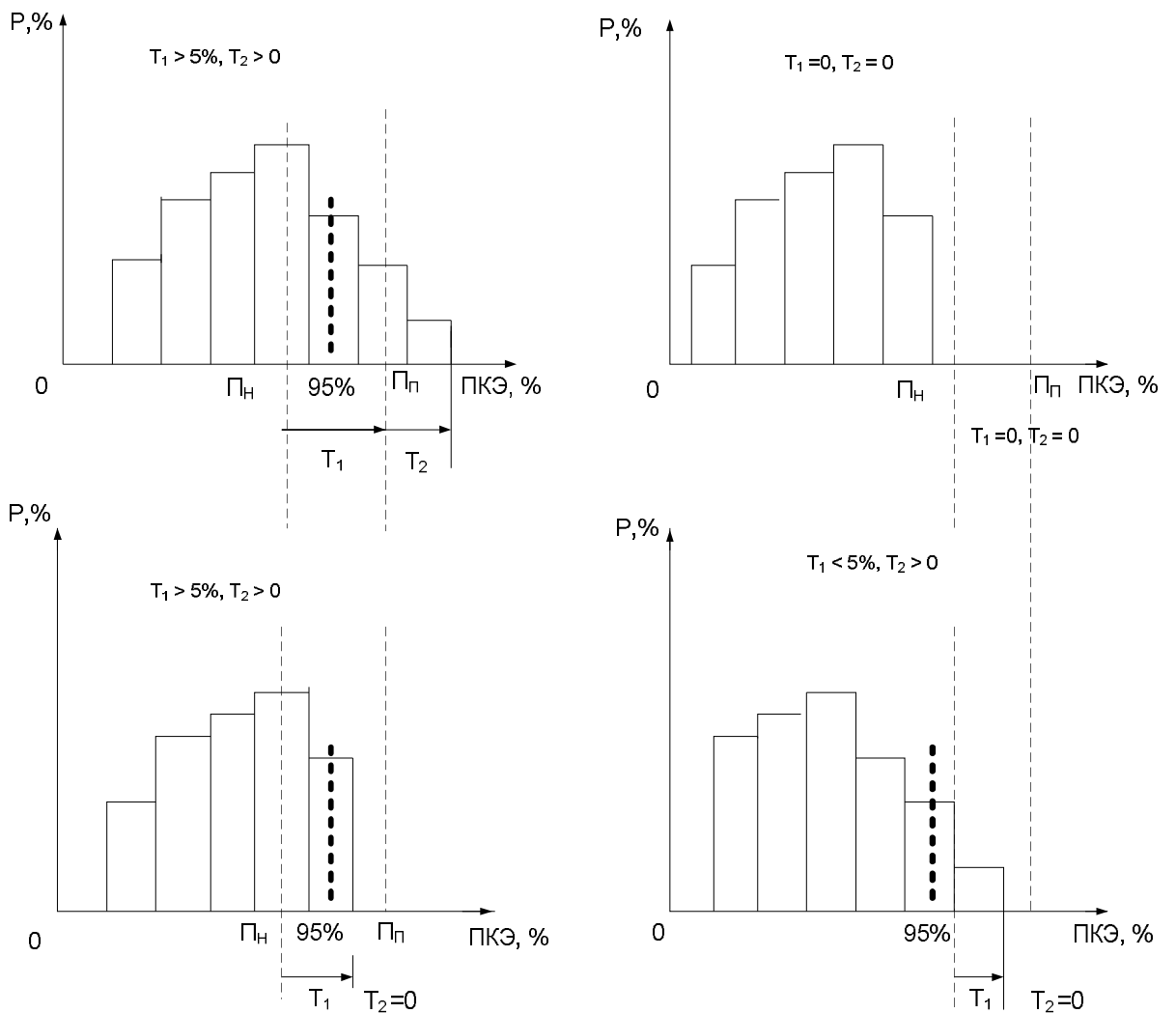


Рисунок 1.8 – Оцінка відповідності значень ПЯЕ вимогам ГОСТ 13109–97:
 а – не відповідає; б – не відповідає; в – відповідає; г – відповідає;
 ---- – границя нормально $\Pi_{нор}$ і гранично $\Pi_{прип}$ припустимих значень ПЯЕ;
 – границя, лівище якої розташовуються 95 % вимірних значень

ПЯЕ.

Для кожного нормованого ПЯЕ ГОСТ 13109–97 встановлює нормально припустимі Π_H і гранично припустимі Π_{Γ} значення. Оцінку ЯЕ проводять за найбільшими значенням $\Pi_{H\delta}$ для ПЯЕ першої групи й по найбільших і найменших значенням ПЯЕ для другої групи.

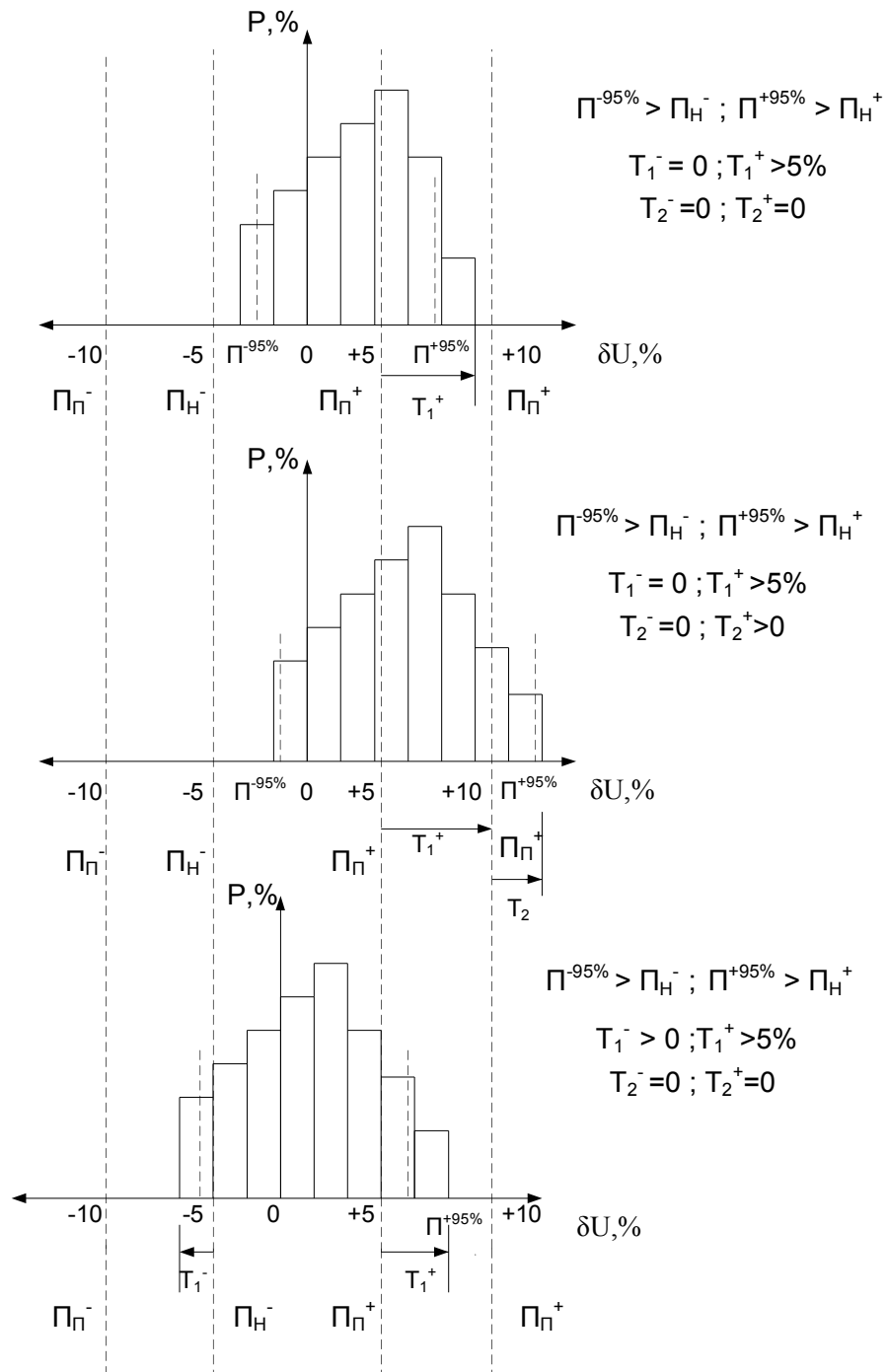


Рисунок 1.9 – Оцінка відповідності значень ПЯЕ вимогам ГОСТ 13109–97;
 а – не відповідає; б – не відповідає; в – не відповідає;
 - межа нормальних Π_H і граничноприпустимих Π_{Γ} значень ПЯЕ;
 - нижнє $\Pi^{-95\%}$ і верхнє $\Pi^{+95\%}$ значення, у границях яких перебувають 95 %
 виміряних значень ПЯЕ

Для ПЯЕ першої групи найбільші значення, вимірюються протягом 24 год, не повинні перевищувати гранично припустимі значення, встановлені ГОСТ 13109–97, а 95 % виміряних за той же час значень не повинні перевищувати нормально припустимі. При зазначених умовах вимоги ГОСТ 13109–97 виконуються. На рис. 1.8 наведені результати вимірювань ПЯЕ, на підставі яких можна стверджувати, що ці результати відповідають або не відповідають вимогам ГОСТ 13109–97.

Для ПЯЕ другої групи, для яких встановлені позитивні й негативні припустимі значення, найбільші виміряні протягом 24 год значення не повинні перевищувати, з врахуванням їх знака, гранично припустимі, а верхнє (+) і нижнє (-) значення цих ПЯЕ, у границях яких перебувають 95 % виміряних значень, не повинні перевищувати відповідно позитивні й негативні нормально припустимі значення. При цих умовах ГОСТ 13109–97 виконується. На рис. 1.9 наведені приклади випадків, коли обмірювані ПЯЕ не відповідають вимогам ГОСТ 13109–97.

Під час вимірювань застосовують різні критерії оцінки ПЯЕ на відповідність встановленим вимогам. Застосування таких критеріїв допускається ГОСТ 13109–97 стосовно всіх нормованих ПЯЕ, крім розмахів коливань напруги й дози флікера. Принцип оцінки при цьому нічим не відрізняється від наведеного вище, однак його алгоритмічне представлення в засобах вимірювання значно простіше.

Дійсно, для кожного ПЯЕ встановлений інтервал усереднення, в межах якого формується середньоквадратичне значення ПЯЕ. Назвемо це значення відліком. Тривалість інтервалів усереднення становить для δU_y 60 с, для Δf 20 с, для інших ПЯЕ 3 с. Отже, за 24 год безперервних вимірювань у масиві результатів вимірювань зберігається строго певне число відліків. Наприклад, по δU_y число відліків становить 1440. Це дозволяє підрахувати так званий відносний час перевищення припустимих значень за числом відліків:

$$T_1 = \frac{n}{k} 100\%; \quad T_2 = \frac{m}{k} 100\%.$$

де k – загальне число вимірювань за 24 год; n – число вимірювань, які перевершують нормально припустимі значення; m – число вимірювань, які перевищують гранично допустимі значення. При вимірах необхідно підраховувати число (k , n , m) відповідних відліків.

Такий підрахунок проводиться в реальному часі в процесі вимірювань, що дозволяє не тільки контролювати виконання вимог ГОСТ 13109–97, але й оцінювати ЯЕ в темпі процесі.

Вимоги ГОСТ 13109–97, оцінювані за цими критеріями, виконуються, якщо протягом 24 годинних вимірювань $T_1 \leq 5\%$ і $T_2 = 0$, при цьому 5 % від 24 год відповідають 72 хв. У всіх інших випадках вимоги ГОСТ 13109–97 не виконуються.

Для дози флікера встановлені тільки гранично допустимі значення. Вимірювання дози флікера проводяться також протягом 24 год, але на інтервалах рівних 10 хв для короткочасної дози P_{St} і 120 хв для тривалої дози P_{Lt} . Якість

електроенергії по дозі флікера вважають відповідним до вимог ГОСТ 13109–97, якщо кожна короткочасна й тривала дози флікера, визначені шляхом вимірювання протягом 24 год, не перевищують гранично допустимих значень. При оцінці допустимих значень коливань напруги встановлені короткочасна (P_{St}) і тривала (P_{Lt}) дози флікера. Індокси являють собою аббревіатуру від англійських слів short і long times. Установлені ГОСТ 13109–97 гранично допустимі значення коливань напруги довільної форми не повинні перевищувати $P_{St} = 1,38$; $P_{Lt} = 1,0$, а в точці загального приєднання.

Викладений алгоритм визначення імовірностей відповідності якості електричної енергії ГОСТ 13109–97 можна реалізувати за умови встановлення відповідної системи обліку ПЯЕ хоча б в ключових точках мережі. Нажаль незначна кількість РЕМ можуть собі це дозволити.

Як зазначалось вище найбільш вагомим показником якості електричної енергії, в розв'язуваній задачі, є відхилення напруги. Оцінити імовірність відповідності якості напруги нормативам можна виконуючі аналіз усталених режимів за даними ОІК.

Для визначення імовірності відповідності відхилень напруги ГОСТ $P_j[V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]$ необхідно побудувати залежність $V_{\Pi}(t)$ [15]. Графік зміни відхилень напруги можна побудувати за таким співвідношенням:

$$V_{\Pi} = \frac{U_{*\Pi} U_{\delta} - U_{\Pi}}{U_{\Pi}}$$

де U_{Π} – номінальна напруга мережі, яка розглядається; U_{δ} – базове значення напруги; $U_{*\Pi}$ – відносне значення напруги пункту споживання, визначене за кривою $U_{*\Pi} = f(S)$.

Оскільки повний опір лінії z_{Π} і відношення активного та реактивного опорів лінії r_{Π}/x_{Π} різні для кожного з станів системи $i = 0, 1, 2$, то для кожного з них повинен бути побудований графік $V_{\Pi}(t)$ (рис. 1.10). На цьому ж рисунку зображується область допустимих значень відхилення напруги в місці приєднання навантаження (заштрихована смуга). Ділянки кривих $V_{\Pi}(t)$, які знаходяться в межах допустимих відхилень, є ділянками ефективними, з огляду на забезпечення режиму напруги. Тоді

$$P[V_{\min} \leq V \leq V_{\max}] = \frac{T_e}{T}, \quad (1.20)$$

де T_e – проміжок часу, протягом якого дотримується умова $V_{\min} \leq V \leq V_{\max}$; T – число годин роботи системи електропостачання протягом року.

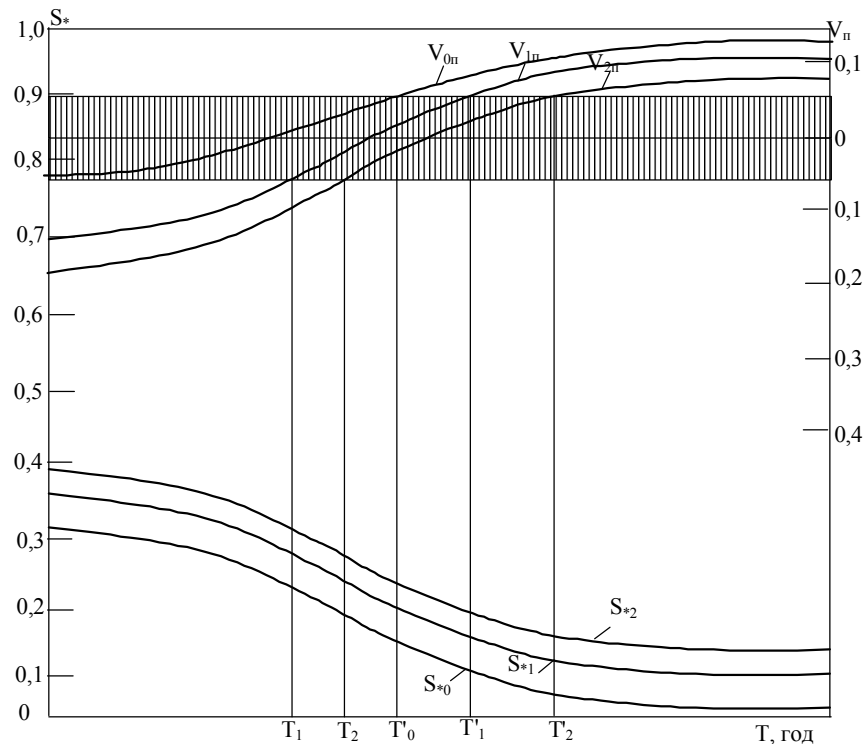


Рисунок 1.10 – Залежність відхилень напруги в часі від графіка навантаження

1.1.4 Оцінювання якості функціонування розподільної електричної мережі

Проілюструємо кількісну оцінку якості функціонування мережі на прикладі схеми, наведеної на рис. 1.11. Оцінку якості цієї системи будемо проводити з урахуванням відхилення напруги у вузлі живлення.

Для цієї схеми граф зміни станів матиме вигляд, наведений на рис. 1.12. Пояснення станів такі:

- стан 1 – обидві лінії працюють;
- стан 2 – лінія Л1 відмовила, Л2 працює;
- стан 3 – лінія Л2 відмовила, Л1 працює;
- стан 4 – обидві лінії відмовили.

Під час побудови графу прийнято допущення щодо ідеальної надійності автоматики та релейного захисту застосованого в цій системі.

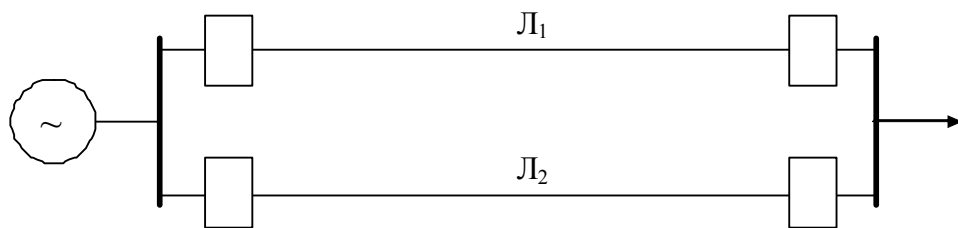


Рисунок 1.11 – Розподільна електрична мережа

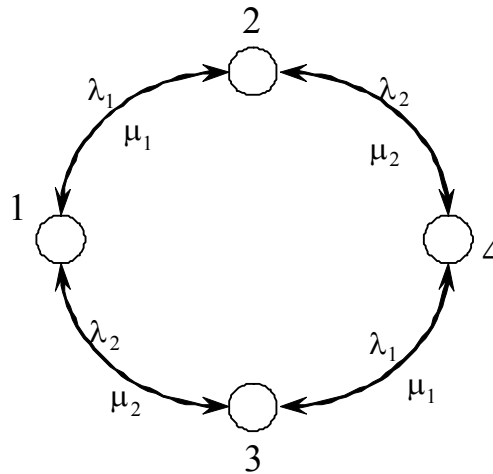


Рисунок 1.12 – Граф станів системи

За графом (рис. 1.12) складається система рівнянь (1.21), яка в загальному має такий вигляд:

$$\mathbf{v} \cdot \mathbf{p} = \mathbf{b},$$

$$\text{де } \mathbf{v} = \begin{vmatrix} -(\lambda_1 + \lambda_2) & \mu_1 & \mu_2 & 0 \\ \lambda_1 & -(\mu_1 + \lambda_2) & 0 & \mu_1 \\ \lambda_2 & 0 & -(\mu_2 + \lambda_1) & \mu_2 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}; \mathbf{p} = \begin{vmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{vmatrix}; \mathbf{b} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{vmatrix}.$$

$$\begin{cases} v_{11}P_1 + v_{12}P_2 + v_{13}P_3 = 0, \\ v_{21}P_1 + v_{22}P_2 + v_{24}P_4 = 0, \\ v_{31}P_1 + v_{33}P_3 + v_{34}P_4 = 0, \\ P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 1. \end{cases} \quad (1.21)$$

Розв'язавши систему рівнянь (1.21) відносно P_i , можна визначити ймовірності перебування системи у відповідних станах.

Для розглянутої розподільної мережі критеріальна модель матиме вигляд

$$\begin{aligned} E = & P_1 \cdot P_1 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{11}} P_2 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{21}} P_3 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{31}} + \\ & + P_2 \cdot P_1 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{12}} P_2 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{22}} P_3 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{32}} + \\ & + P_3 \cdot P_1 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{13}} P_2 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{23}} P_3 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{33}} - \\ & - P_4 \cdot P_1 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{14}} P_2 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{24}} P_3 [V_{\min} \leq V \leq V_{\max}]^{v_{34}}. \end{aligned} \quad (1.22)$$

З урахуванням (1.20), перепишемо (1.22)

$$E = P_1 \cdot \left(\frac{T'_1}{T}\right)^{|v_{11}|} \left(\frac{T'_2 - T_2}{T}\right)^{|v_{21}|} \left(\frac{T'_3 - T_3}{T}\right)^{|v_{31}|} + P_2 \cdot \left(\frac{T'_1}{T}\right)^{|v_{12}|} \left(\frac{T'_2 - T_2}{T}\right)^{|v_{22}|} \left(\frac{T'_3 - T_3}{T}\right)^{|v_{32}|} +$$

$$+ P_3 \cdot \left(\frac{T'_1}{T}\right)^{|v_{13}|} \left(\frac{T'_2 - T_2}{T}\right)^{|v_{23}|} \left(\frac{T'_3 - T_3}{T}\right)^{|v_{33}|} - P_4 \cdot \left(\frac{T'_1}{T}\right)^{|v_{14}|} \left(\frac{T'_2 - T_2}{T}\right)^{|v_{24}|} \left(\frac{T'_3 - T_3}{T}\right)^{|v_{34}|}.$$

Необхідно зазначити, що під час розв'язання практичних задач необхідно наносити не одну, а дві області допустимих значень відхилення напруги: одну для стану $i=1$ й іншу для стану $i \neq 1$, при цьому друга область буде більша за першу, оскільки чинне нормативне положення допускає збільшення меж відхилення напруги в післяаварійних режимах.

Вихідні дані для розрахунку якості функціонування наведені в табл. 1.3. Дані наведені для трьох ситуацій: розподільна мережа тільки введена в експлуатацію; проведено реконструкцію мережі; мережа потребує повної заміни.

Таблиця 1.3 – Вихідні дані

	Параметри надійності	Кабельна лінія Л1	Кабельна лінія Л2
1. Обидві лінії на початку експлуатації	λ (1/рік)	0,02	0,02
	μ (1/рік)	292	292
2. Перша лінія після певного терміну експлуатації	λ (1/рік)	10	0,02
	μ (1/рік)	292	292
3. Лінії потребують повної заміни	λ (1/рік)	100	100
	μ (1/рік)	100	100

Результати розрахунків з урахуванням зміни ймовірності відхилення напруги в стані 1 наведені на рис. 1.13. Проаналізувавши його, можна зробити висновок, що при надійній системі зміна якості електроенергії практично не впливає на якість функціонування (випадок 1). Аналогічний висновок можна зробити і при ненадійній системі (випадок 3). Для проміжного варіанта за надійністю (варіант 2) якість функціонування системи електропостачання визначається не лише надійністю, але й якістю електроенергії.

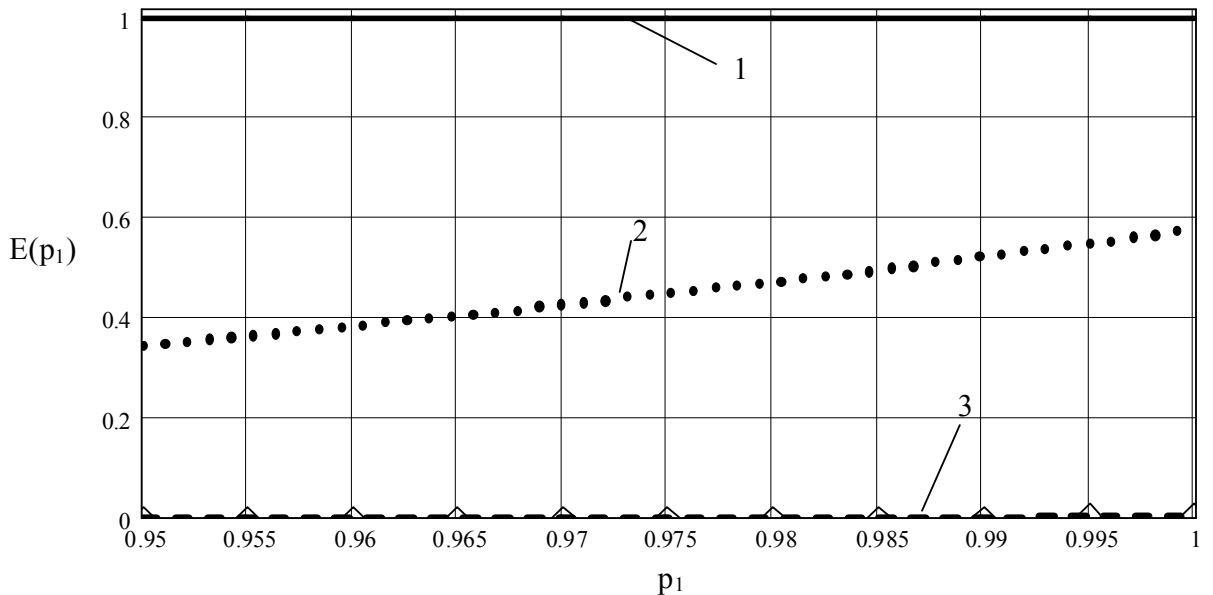


Рисунок 1.13 – Залежність показника якості функціонування від якості електроенергії

За результатами розрахунку, наведеними на рис. 1.14, можна зробити висновки щодо зміни якості функціонування в залежності від зміни інтенсивності відмов λ_1 кабельної лінії Л1. При цьому розглянуто три випадки, які відрізняються якістю електроенергії:

1 – імовірність відповідності відхилення напруги ГОСТ в стані 1, 2 та 3 відповідно 1; 0,98; 0,98;

2 – імовірність відповідності відхилення напруги ГОСТ в стані 1, 2 та 3 відповідно 0,98; 0,97; 0,97;

3 – імовірність відповідності відхилення напруги ГОСТ в стані 1, 2 та 3 відповідно 0,98; 0,95; 0,95.

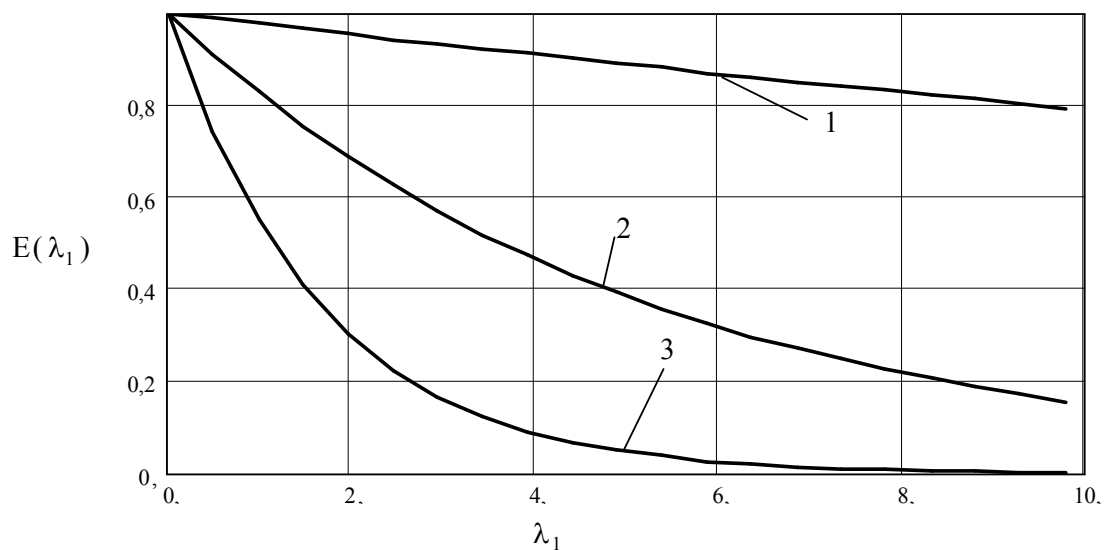


Рисунок 1.14 – Залежність показника якості функціонування від зміни інтенсивності відмов лінії Л1

На рис. 1.15 зображено результати аналізу впливу на показник якості фун-

кціонування модернізації схеми 1 (рис. 1.16) шляхом додаткового встановлення запобіжників і відокремлювачів.

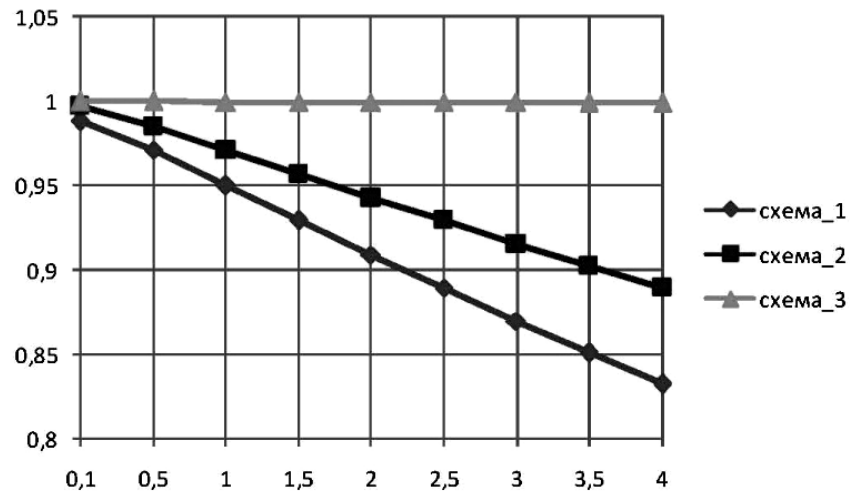


Рисунок 1.15 – Оцінка якості функціонування варіантів схем без врахування якості електроенергії ($P(A)=1$)

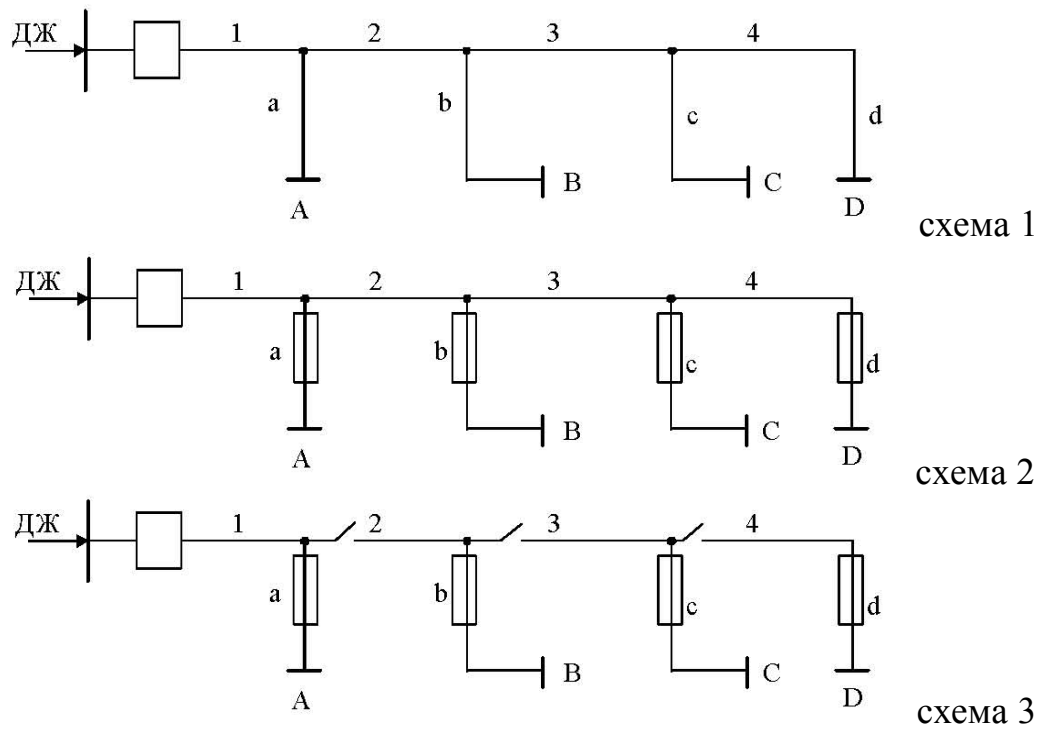
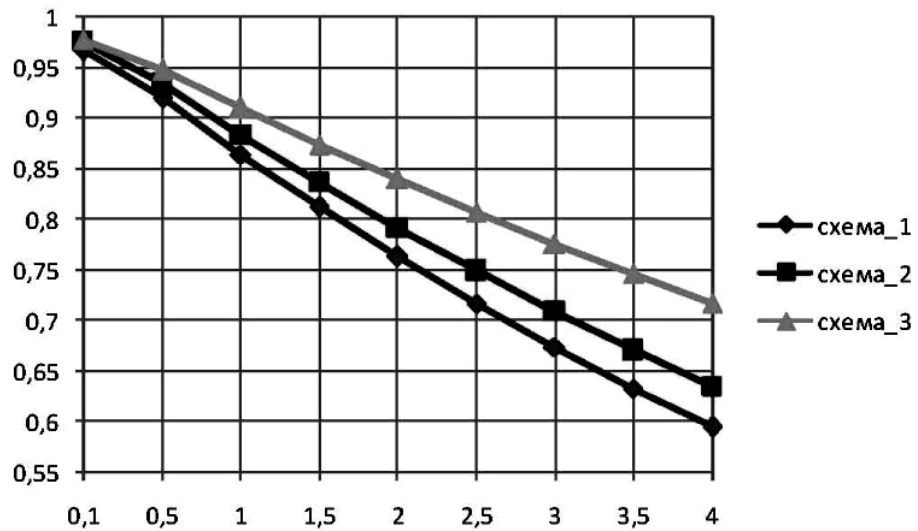
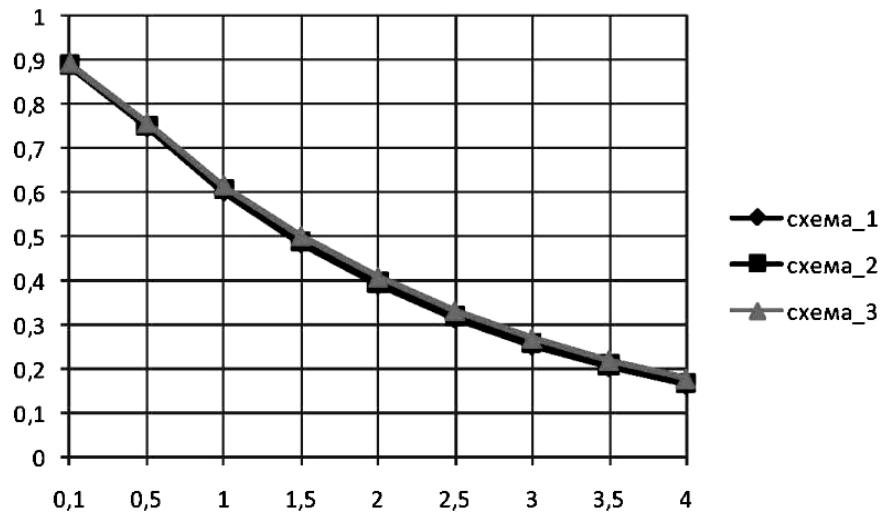
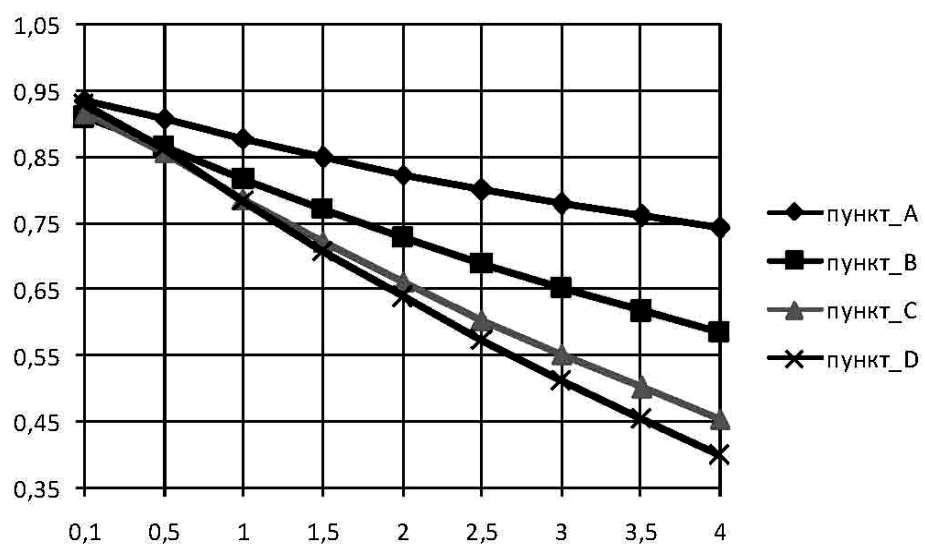


Рисунок 1.16 – Варіанти модернізації схеми живлення споживачів пунктів A, B, C, D

На рисунках 18, 19 та 20 ілюструється залежність показника якості функціонування ЕМ від зміни якості напруги в мережі і по відношенню до конкретних підстанцій.

Рисунок 1.17 – Оцінка якості функціонування варіантів схем для $P(A)=0,98$ Рисунок 1.18 – Оцінка якості функціонування варіантів схем для $P(A)=0,95$ Рисунок 1.19 – Оцінка якості функціонування пунктів А, В, С, D схеми 3 для $P(A)=0,98$

1.2 Дослідження потенційних можливостей розподільних електричних мереж щодо підвищення навантажень споживачів та транспортування електроенергії, яка виробляється нетрадиційними джерелами

Наявність надлишковості й резервування в ЕМ призводить до того, що не всі технологічні порушення в її елементах приводять до стану відмови. У загальному підході показник якості функціонування, у першу чергу, визначає ступень зниження виконання ЕМ своїх функцій, за перевищення якої ЕМ переходить в стан відмови.

1.2.1 Застосування показника якості функціонування для аналізу потенційних можливостей розподільних електричних мереж з транспортування та розподілу електроенергії

Мінімізація затрат на реконструкцію і експлуатацію розподільної мережі. Ця задача розв'язується під час вибору оптимального варіанту електропостачання споживача за умовами двостороннього договору. Формулюється задача таким чином: необхідно забезпечити заданий рівень якості функціонування розподільної електричної мережі при мінімальних приведених затратах на її реконструкцію та експлуатацію.

Споживач повинен отримувати живлення від вказаного у двосторонньому договорі джерела по n варіантам схеми розподільної мережі. Необхідно забезпечити заданий рівень якості функціонування $E'_{\text{зад}}$ таким чином, щоб приведені затрати на реконструкцію були найменші. Отже, задача зводиться до мінімізації

$$Z = \sum_{i=1}^n Z_i(E'_i) \quad (1.23)$$

за обмеження

$$1 - E'_{\text{зад}} = \prod_{i=1}^n (1 - E'_i), \text{ або } \ln(1 - E'_{\text{зад}}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - E'_i), \quad (1.24)$$

де $Z_i(E'_i)$ – затрати на реконструкцію i -тої схеми розподільної мережі; E'_i – показник якості функціонування розподільної мережі з абсолютною якістю електричної енергії по відношенню до конкретного споживача.

$$Z_i(E'_i) = Z_{pi} + Z_{ei},$$

де Z_{pi} і Z_{ei} – затрати відповідно на реконструкцію та експлуатацію; i – варіант схеми електропостачання конкретного споживача.

Оскільки дослідження відносної зміни величини затрат має ряд переваг над дослідженням абсолютних значень [24] перейдемо до

$$\delta Z_i(E'_i) = \frac{Z_i(E'_i) - Z_{i0}(E'_{i0})}{Z_{i0}(E'_{i0})} = \frac{Z_i(E'_i)}{Z_{i0}(E'_{i0})} - 1 = \bar{Z}_i - 1.$$

Використовуючи метод базової точки [24] переходимо від (1.23) до критеріального рівняння виду:

$$y = \sum_{i=1}^n y_i(E'_i), \quad (1.25)$$

де $y_i(E'_i) = \Theta'_{pi} F_{pi}(E'_i) + F_{ei}(E'_i)$ – безрозмірна функція, що підлягає мінімізації, рівна $\frac{\delta Z_i(E'_i)}{A_{ei} \bar{Z}_{ei}}$; $\Theta'_{pi} = \frac{A_{pi} \bar{Z}_{pi}}{A_{ei} \bar{Z}_{ei}}$ – критерії подібності; $F_{pi}(E'_i)$, $F_{ei}(E'_i)$ – функції, які визначають фізичні зв'язки в об'єкті відповідно для реконструкції та експлуатації; A_{pi} , A_{ei} – функції, які включають в себе вихідні питомі вартісні показники відповідно реконструкції та експлуатації.

Рівняння (1.25) інваріантне по відношенню до будь-яких змін вартості і технічних показників, що не змінюють значення Θ'_{pi} . Це дозволяє розв'язок узагальнити для ряду інших випадків.

З врахуванням (1.25) задача переписеться мінімізувати

$$y = \sum_{i=1}^n y_i(E'_i)$$

за обмеження

$$1 - E'_{\text{зад}} = \prod_{i=1}^n (1 - E'_i), \text{ або } \ln(1 - E'_{\text{зад}}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - E'_i),$$

Для розв'язання задачі використаємо метод невизначених множників Лагранжа. Функцію Лагранжа представимо у вигляді

$$\partial L(E'_1, \dots, E'_n) = \sum_{i=1}^n y_i + \lambda \sum_{i=1}^n \ln(1 - E'_i)$$

де λ – множник Лагранжа.

Для визначення λ розв'яжемо систему рівнянь:

$$\begin{cases} \frac{\partial L(E'_1, \dots, E'_n)}{\partial E'_i} = 0 \\ \ln(1 - E'_{\text{зад}}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - E'_i) \end{cases}$$

$$\frac{\partial}{\partial E'_i} \left[\sum_{i=1}^n y_i(E'_i) + \lambda \sum_{i=1}^n \ln(1 - E'_i) \right] = \frac{\partial y_i}{\partial E'_i} - \lambda \frac{1}{1 - E'_i} = 0.$$

Тоді

$$\partial y_i(E'_i) = \lambda \frac{\partial E'_i}{1 - E'_i}; \quad y_i(E'_i) = -\lambda \ln(1 - E'_i) + C_i.$$

Постійну інтегрування C_i визначаємо з граничних умов: для $E'_i = E'_{i0}$, $y_i = y_{i0} = 1$, де E'_{i0} і y_{i0} – показник якості функціонування вихідної схеми і відносний приріст затрат на цю схему відповідно.

$$C_i = 1 + \lambda \ln(1 - E'_{i0});$$

$$y_i = 1 - \lambda \ln(1 - E'_i) + \lambda \ln(1 - E'_{i0});$$

$$\ln(1 - E'_i) = \frac{1 - y_i}{\lambda} + \ln(1 - E'_{i0}). \quad (1.26)$$

Підставимо (1.26) в (1.24), отримаємо

$$\frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^n (1 - y_i) + \sum_{i=1}^n \ln(1 - E'_{i0}) = \ln(1 - E'_{\text{зад}}).$$

Звідки

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^n (1 - y_i)}{\ln \frac{(1 - E'_{\text{зад}})^n}{\prod_{i=1}^n (1 - E'_{i0})}}. \quad (1.27)$$

Після підстановки (1.27) у вираз (1.26) приходимо до системи з n рівнянь з невідомими E'_i .

$$\ln(1 - E'_i) = \frac{1 - y_i}{\sum_{i=1}^n (1 - y_i)} \ln \frac{(1 - E'_{\text{зад}})^n}{\prod_{i=1}^n (1 - E'_{i0})} + \ln(1 - E'_{i0}).$$

Після встановлення схеми розподільної електричної мережі з найменшими приведеними затратами необхідно встановити межі відхилення показників якості електричної енергії, для яких буде забезпечене значення показника якості функціонування з врахуванням якості електричної енергії $E''_{\text{зад}}$.

Визначення граничних відхилень показників якості електричної енергії. Для розв'язання цієї задачі скористаємось методикою еліпсоїдів рівної точності викладеної в [12].

Суть методики полягає в тому, що критеріальне рівняння, яке в геометричній інтерпретації представляє собою поверхню в $(n + 1)$ -вимірному просторі, можна апроксимувати, використовуючи розкладання функції в ряд Тейлора, так званим дотичним параболоїдом рис. 1.20.

Перетинаючи параболоїд площиною якості функціонування, отримаємо n -вимірну поверхню, яка називається еліпсоїдом. Якщо відносна зміна параметрів знаходиться всередині цього еліпсоїда, то можна вважати, що якість функціонування не будуть нижче $E''_{\text{зад}}$, тобто еліпсоїд характеризує допустиму з точки зору заданого значення якості функціонування, область відносного відхилення показників якості електричної енергії від їх оптимального значення (рис. 1.21).

Зі зміною у відносинах між електропостачальними компаніями та споживачами на значно вищій рівень вийшли вимоги з надійності та якості електропостачання. Тому врахування якості функціонування, як показника, за яким оцінюється надійність і якість електропостачання, під час оцінювання шляхів реконструкції розподільних електричних мереж є необхідним, і відносно легко реалізується.

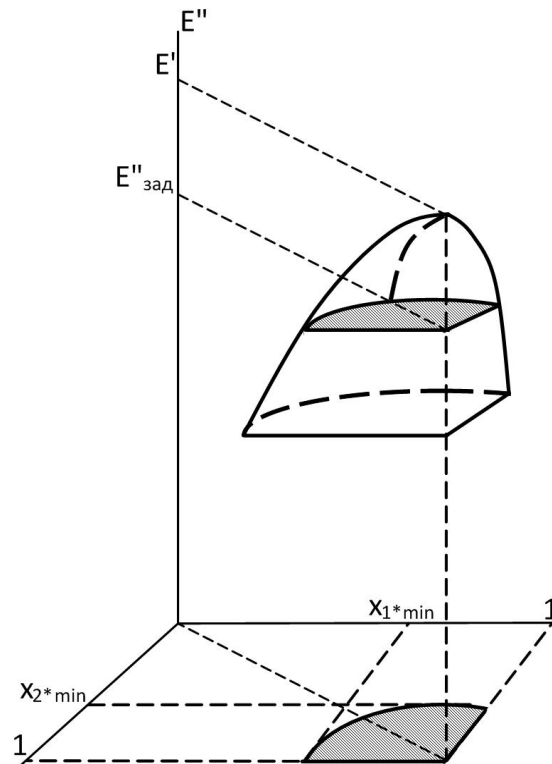


Рисунок 1.20 – Параболоїд отриманий в результаті апроксимації

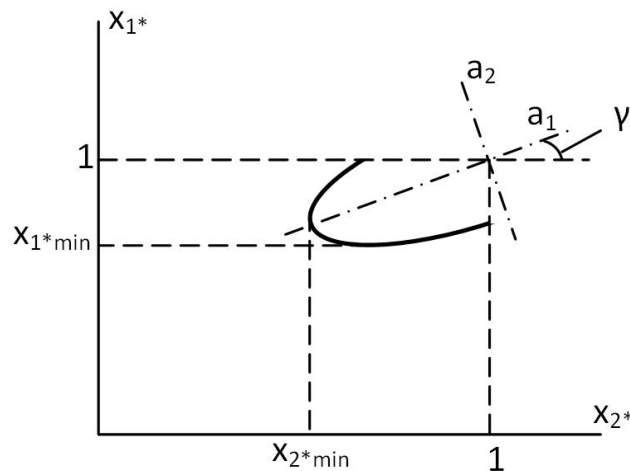


Рисунок 1.21 – Еліпсоїд рівної точності

В Україні, як і у світовій практиці зростає кількість місцевих джерел електроенергії. Як альтернатива традиційним розвиваються відновлювані джерела електроенергії (ВДЕ) (вітрові електростанції (ВЕС) та малі гідроелектростанції (МГЕС)), когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та ін. [40, 41]. Тобто, наряду з традиційним централізованим електропостачанням розбудовуються розосереджені джерела електроенергії (РДЕ). Причому частка розосередженого генерування електроенергії стає помітною в енергобалансі енергосистем. В перспективі локальні енергосистеми з РДЕ, які зв'язані з потужними електростанціями, мають зайняти чільне місце в системі надійного й економічного електропостачання [42].

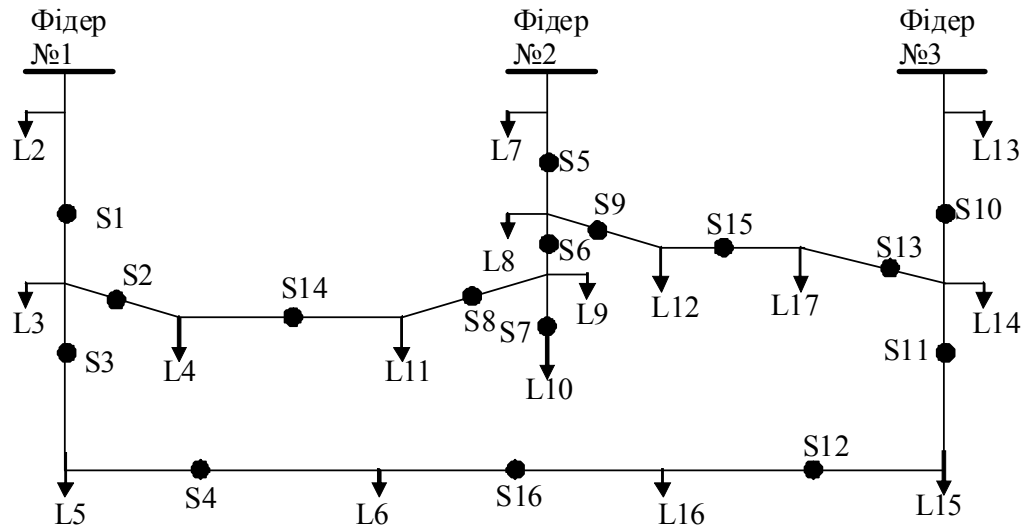


Рисунок 1.22 – Фрагмент схема мережі

Малі ГЕС є важливим елементом розосередженого генерування. Вони впливають на режими роботи електричних мереж. Окрім як джерела електроенергії вони можуть використовуватися для регулювання напруги та керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії та покращання її якості [43]. Виходячи зі своїх природних особливостей і системних завдань, малі ГЕС працюють переважно у змінній частині графіка навантажень. Проте в локальній системі вони, враховуючи склад РДЕ і умови водостоку, можуть працювати і у базовій частині графіка навантажень. Як в першому, так і в другому випадку постає задача оптимізації їх роботи.

При виборі критерію оптимальності і формуванні відповідної математичної моделі слід враховувати, що одночасно з розвитком розосередженого генерування змінюються також економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема перехід від оптового ринку електроенергії до балансуєчого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами.

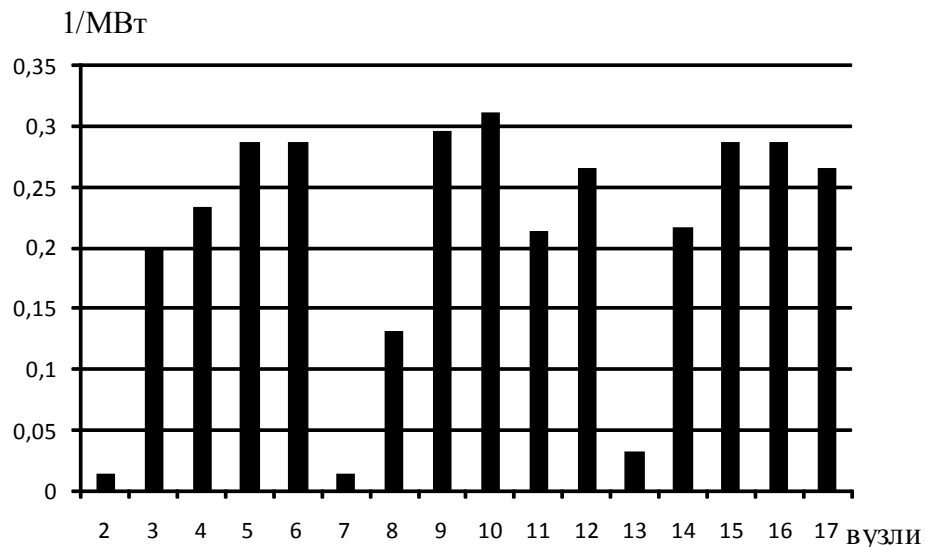


Рисунок 1.23 – Чутливість показника якості функціонування до зміни навантаження у вузлах схеми

1.2.2 Оптимізація режимів роботи малих ГЕС в системі розосередженого генерування за енергетичним критерієм

Оптимізація роботи малих ГЕС в локальній енергосистемі зводиться до створення умов, коли вони отримують максимальний прибуток від виробництва та реалізації електроенергії з виконанням всіх обмежень технологічного й електричного характеру. Такій задачі, за певних умов, може бути поставлена у відповідність інша задача – зменшення впливу локальної електричної системи на режими ЕЕС, тобто мінімізації відхилення між плановим та фактичним графіками електропостачання локальної системи з боку ЕЕС, або мінімізації кількості електроенергії, що береться з ЕЕС протягом часу T (див. рис. 1.24).

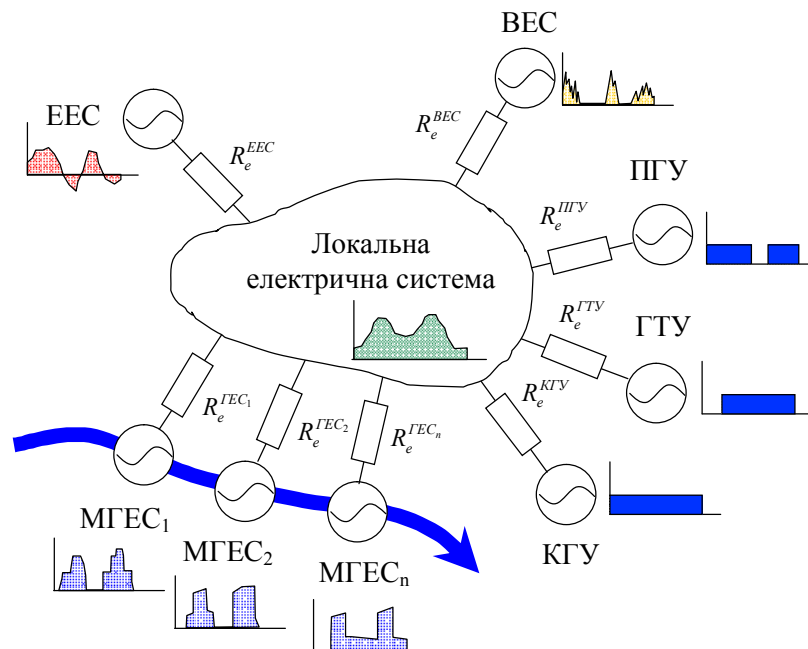


Рисунок 1.24 – Локальна енергосистема з РДЕ

Для каскаду з n малих ГЕС, що працюють у локальній електричній системі на забезпечення заданого її споживання $P_{СП}(t)$, задачу оптимізації видачі потужності на проміжку часу T можна записати як задачу мінімізації небалансу (непередбаченого відхилення) потужності $P_{HB}(t) = \sum_{i=1}^n P_{HB,i}(t)$, що покривається за рахунок ЕЕС за багатоступеневим тарифом $\psi(t)$:

$$\int_{t_0}^{t_k} \psi(t) \sum_{i=1}^n P_{HB,i}(t) dt \rightarrow \min, \quad (1.28)$$

за умови балансу активних потужностей

$$\varphi(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{i=1}^n P_{HB,i}(t) + \sum_{i=1}^m P_{HD,i}(t) + \sum_{i=1}^k P_{ПД,i}(t) - P_{СП}(t) - \Pi(t) = 0$$

та заданого стоку на кожній МГЕС протягом T

$$W_i - \int_{t_0}^{t_k} V_i(t) dt = 0,$$

де $P_i(t)$ – планова активна потужність, що має бути генерована окремою ГЕС; $P_{HB.i}$ – непередбачене відхилення (неповідпуск) потужності i -ою ГЕС каскаду; $P_{HD.i}$ – потужність, генерована i -м джерелом зі стохастичним графіком (ВЕС, СЕС); $P_{ПД.i}$ – потужність, генерована i -м джерелом з найбільш прогнозованим графіком (КГУ, ПГУ, ГТУ); $\Pi(t)$ – втрати активної потужності в електричній мережі локальної електричної системи, серед яких, зумовлені роботою ГЕС; $V_i(t)$ – витрати води на окремій ГЕС каскаду.

Задачу (1.28) з урахуванням залежності генерування окремої ГЕС від витрат води:

$$\int_{t_0}^{t_k} \sum_{i=1}^n u_{V_i}(t) V_{HB.i}(t) dt \rightarrow \min, \quad (1.29)$$

де $u_{V_i}(t) = u(t) \frac{P_i(t)}{V_i(i)} \approx u(t)(6.8 \div 7.4) H_{ndi}(t)$ – вартість витрат води для i -ої ГЕС;

$H_{ndi}(t)$ – підведений напір i -ої ГЕС; $V_{HB.i}$ – неефективно використані витрати води для i -ої ГЕС (перетікання через гідроспороди, переливи, зумовлені недосконалістю керування режимом каскаду, тощо).

У випадку роботи окремих ГЕС каскаду з умовно-постійним навантаженням протягом проміжку часу Δt задачу (1.29) можна переписати таким чином:

$$\sum_{i=1}^n u_{V_i}(t) V_{HB.i}(t) \Delta t \rightarrow \min. \quad (1.30)$$

По аналогії з [45] збитки від зменшення корисного відпуску електроенергії можна подати через вартість втрат у активному опорі:

$$Z_{Ri} = u \Pi_{ei} \Delta t = u_{V_i} V_{HB.i} \Delta t, \quad (1.31)$$

де u – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії; Π_{ei} – втрати активної потужності на елементі R_{ei} від перетоків $P_i / \cos \varphi_i$, тобто

$$\Pi_{ei} = \frac{P_i^2}{U_i^2 (\cos \varphi_i)^2} \cdot R_{ei}. \quad (1.32)$$

З (1.31) та (1.32), отримаємо значення активних опорів, вартість втрат електроенергії на яких еквівалентна збитку від неповідпуску електроенергії на кожній ГЕС:

$$R_{ei} = \frac{u_{V_i} V_{HB.i} U_i^2 (\cos \varphi_i)^2}{P_i^2 u}. \quad (1.33)$$

Представлені в такому вигляді економічні характеристики малих ГЕС відповідають моделі оптимізації режиму їх сумісної роботи з використанням принципу найменшої дії (ПНД) [45]. Покажемо, що за умов представлення малих ГЕС економічними опорами, визначеними таким чином забезпечується оптимальний режим, за критерієм сумарних затрат на генерування і транспортування активної потужності в електричних мережах локальної енергоси-

стеми.

Задачу оптимізації сформулюємо таким чином:

$$P_{e\Sigma} = \sum_{i=1}^s 3R_{ei}I_i^2 \rightarrow \min \quad (1.34)$$

за умов балансу потужності в ЕЕС

$$\sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{i=1}^n P_{HB,i}(t) + \sum_{i=1}^m P_{HD,i}(t) + \sum_{i=1}^k P_{ПД,i}(t) - P_{СП}(t) - \Pi(t) = 0,$$

а також обмежень $P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max}$, $i = \overline{1, n}$.

Функція Лагранжа для (1.34) з урахуванням підстановки значень економічних опорів окремих ГЕС та їх струмових навантажень, зумовлених генеруванням:

$$L = \sum_{i=1}^n \frac{u_{Vi} V_{HB,i}}{u} + \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{i=1}^n P_{HB,i}(t) + \sum_{i=1}^m P_{HD,i}(t) + \sum_{i=1}^k P_{ПД,i}(t) - P_{СП}(t) - \Pi(t) \right).$$

З умов $\partial L / \partial P_i = 0$, $i = \overline{1, n}$ отримуємо критерій найвигіднішого розподілу навантаження між малими ГЕС, який відповідає отриманим у [44] умовам оптимальності з використанням методу Понтрягіна:

$$\frac{\lambda_i q_i}{(1 - \sigma_i)} = -\lambda = idem, \quad (1.35)$$

де $\lambda_i = (6.8 \div 7.4) H_{ноі}$; $q_i = \frac{\partial V_{HB,i}}{\partial P_i}$ – відносний приріст неефективних витрат води на окремій ГЕС; $\sigma_i = \frac{\partial \Pi_i}{\partial P_i}$ – відносний приріст витрат потужності, зумовлений змінами видачі потужності i -ю ГЕС.

Таким чином, розрахунок усталеного режиму електричної мережі (для заступної R -схеми), у якій малі ГЕС представлені економічними опорами R_{ei} , приводить до того ж результату, що й мінімізація (1.35) за методом Понтрягіна або, наприклад, градієнтним методом.

1.2.3 Вплив малих ГЕС на роботу розподільних електричних мереж

Важливим напрямком обґрунтування ефективності РДЕ, особливо каскаду МГЕС, є дослідження їх впливу на втрати електроенергії в розподільних мережах. Очевидно, що на значення втрат впливають як параметри МГЕС, так і схема їх приєднання, а також значення та графік споживання суміжних навантажень.

Оцінити вплив джерел енергії на втрати потужності у вітках електричної мережі (ЕМ) можливо за результатами розрахунків усталених режимів. Проте виділити в цих втратах складову від окремих МГЕС є проблематично. Складність задачі оцінювання впливу режимів роботи МГЕС на втрати потужності в мережах полягає в тому, що втрати потужності залежать від перетоків у вітках схеми мережі нелінійно. В інженерній практиці використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат як

з однозначно заданою інформацією, так і з імовірно-статистичним оцінюванням втрат. Використання даних методів в розімкнених розподільних мережах, як правило, призводить до виникнення припустимих похибок. Однак, у замкнених розподільних ЕМ збільшується вплив нелінійності втрат потужності, що може викликати суттєві помилки обчислення додаткових втрат електроенергії в них.

В [44] показано, що втрати потужності у вітках ЕМ визначаються як

$$\Delta \dot{S}_g = \dot{\mu} \dot{S}, \quad (1.36)$$

де $\Delta \dot{S}_g$ – вектор втрат потужності у вітках схеми; $\dot{\mu}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми ЕМ в залежності від потужностей у її вузлах \dot{S} .

В (1.36) втрати потужності в i -й вітці визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{gi} = \mu_i \dot{S}, \quad (1.37)$$

де $\mu_i = (\dot{U}_i \mathbf{M}_{\Sigma i}) \dot{\mathbf{C}}_i \dot{U}_0^{-1}$; \dot{U}_i , $\dot{\mathbf{C}}_i$ – транспонований вектор та діагональна матриця напруг у вузлах включаючи i базисний; $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – вектор-стовпець матриці з'єднань віток у вузлах включаючи i балансуючий; $\dot{\mathbf{C}}_i$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах по вітках схеми.

Вектор-рядок μ_i складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах i -ої вітки викликає протікання по ній потужності від кожного вузла, в тому числі й від МГЕС.

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів заступної схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах ЕМ, які визначаються навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат потужності в ЕМ від параметрів її режиму враховується. Визначення коефіцієнтів матриці $\dot{\mu}$ через поточні значення вузлових напруг по суті означає лінеаризацію режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях у вузлах.

З наведеного вище, для випадку, коли зміна потужностей у вузлах ЕМ є незначною, тобто не викликає істотних (більше 1%) відхилень напруги у вузлах, залежність втрат потужності в ЕМ від потужностей у її вузлах можна вважати лінійною. Отже, для дослідження впливу МГЕС на втрати потужності в розподільних мережах з прийнятною точністю можна використовувати метод накладання згідно (1.37).

В умовах електропостачання за двосторонніми договорами виникає задача визначення втрат потужності та електроенергії, що викликаються передачею електроенергії від джерела енергії (в тому числі і МГЕС). Виділити цю складову втрат з сумарних технічних втрат електроенергії в електричній мережі можна, скориставшись виразами для визначення втрат потужності у вітках (1.36) та (1.37).

Сумарні втрати потужності в ЕМ від МГЕС визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{ГЕС} = \dot{\mu}_j \dot{S}_j, \quad j \in \mathbf{M}_{ГЕС}, \quad (1.38)$$

де \dot{S}_j – вектор потужностей МГЕС; $\mathbf{M}_{ГЕС}$ – множина вузлів з МГЕС.

Втрати у вітках, через які здійснюються потоки електроенергії від j -го МГЕС до k -го споживача, визначаються на підставі (1.37):

$$\Delta \dot{S}_{ei} = \mu_i \dot{S}_j, \quad i \in \mathbf{M}_{kj}, \quad (1.39)$$

де \dot{S}_j – вектор потужностей вузлів, у якому тільки в j -му вузлі задана потужність, а в решті нулі; \mathbf{M}_{kj} – множина віток, що безпосередньо зв'язують вузли j -й і k -й.

Наведений метод дозволяє визначити втрати потужності, зумовлені передачею електроенергії електричними мережами від окремих МГЕС (в тому числі каскаду) до заданого споживача, а за наявності відповідного інформаційного забезпечення перейти до оперативного контролю вказаної складової втрат електроенергії в ЕМ. Зауважимо, що згідно виразів (1.38) і (1.39) втрати потужності від роботи ГЕС в ЕМ визначаються як від генерування активної потужності, так і від генерування або споживання реактивної потужності (в залежності від того, які генератори, – синхронні або асинхронні, встановлені на ГЕС).

Ефект роботи ГЕС щодо впливу на сумарні втрати активної потужності в ЕМ, оцінюється величиною їх зміни δP , яка відповідно до (1.36):

$$\delta P = \mathbf{n}_t \operatorname{Re}(\dot{\boldsymbol{\mu}}' \dot{\mathbf{S}} - \dot{\boldsymbol{\mu}} \dot{\mathbf{S}}),$$

де $\dot{\boldsymbol{\mu}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми ЕМ в залежності від потужностей $\dot{\mathbf{S}}$ у її вузлах без ГЕС; \mathbf{n}_t – транспонований одиничний вектор.

Якщо режим локальної системи з ГЕС оптимізується згідно задачі (1.28), то δP приймає максимальне значення. Тобто досягається і максимальний ефект від роботи ГЕС в системі щодо зменшення в ній втрат електроенергії під час її транспортування.

1.2.4 Економіка надійності. Затрати і віддача

Коли приймається рішення про те, який рівень надійності планується для системи на майбутнє, необхідно враховувати додаткові витрати, необхідні для підвищення надійності, вигоди, які можуть бути від цього отримані, і оптимально визначати ті частини системи, на підвищення надійності яких повинні бути спрямовані додаткові капіталовкладення. Ціль полягає в тому, щоб забезпечити деякий оптимальний баланс між ефектом від підвищення надійності й витратами на це підвищення. Розглянемо деякі міркування, якими можна керуватися при такому підході до задачі.

По-перше, труднощі при визначенні економічного ефекту пов'язані з тим, що цей ефект різний для кожного споживача, для різних частин системи й для системи в цілому. Тому при будь-якому економічному аналізі необхідно точно вказувати, для якої системи або для якого вузла навантаження шукається оптимум. По-друге, надійність системи або надійність електропостачання споживача часто може змінюватися в результаті всіляких заходів, кожна з яких вимагає своїх специфічних витрат. Наприклад, надійність електропостачання деякого вузла навантаження може змінитися в результаті змін,

зроблених у системі генерування, у системі передачі електроенергії або в розподільній мережі. Визначити, у які частини системи найбільше доцільно вкладати додаткові кошти, нелегко, але, звичайно, ясно, що саме від рішення цього питання в чималому залежить ефективність капіталовкладень.

Електропостачальна організація повинна намагатися досягнути мінімуму функції:

$$\delta Z = \delta Z_{\text{доо}} + \delta Z_c, \quad (1.40)$$

де δZ – мінімізуюча функція, яка визначає ефективність функціонування системи; $\delta Z_{\text{доо}}$ – додаткові втрати на відновлення і реконструкцію елементів ЕМ; δZ_c – очікувана величина компенсацій споживачам за ненадійне електропостачання або електропостачання неякісною електричною енергією.

Отже, ефективність роботи ЕМ буде визначатись, з одного боку, величиною додаткових витрат від невідповідного рівня електропостачання δZ_c , а з іншого, витратами на відновлення і реконструкцію ЕМ.

При повній надійності елементів електричної мережі додаткові втрати в системі дорівнюють нулю. З іншого боку, якщо система працює по схемі, яка продиктована лише міркування будь-що надати споживачу електрику не дивлячись на відхилення з якості електроенергії, то додаткові втрати максимальні.

Приведені міркування свідчать про необхідність знаходження компромісу між зростанням додаткових витрат і якості функціонування системи, оскільки ці фактори взаємно суперечливі (рис. 1.25).

Для аналізу результатів оптимальних розрахунків і оцінки необхідних дій і їх наслідків доцільно цільову функцію (1.40) привести до критеріального виду:

$$\delta Z_* = \frac{\delta Z}{\delta Z_{\text{min}}} = \delta Z_{\text{доо}*} + \delta Z_{c*}, \quad (1.41)$$

де δZ_{min} – мінімальні втрати, які відповідають оптимальному стану системи.

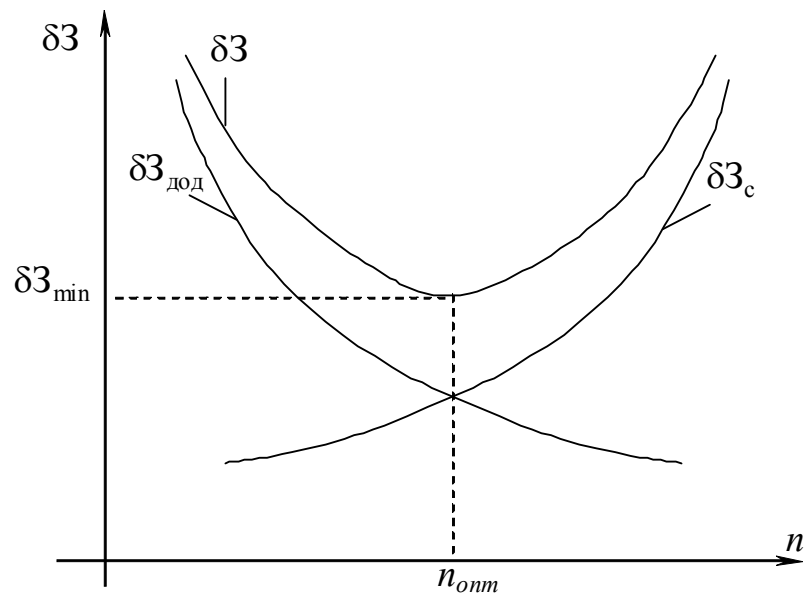


Рисунок 1.25 – Конкуруючий ефект між $\delta z_{\text{дод}}$ та δz_c

Згідно теорії двоїстості до (1.11) можна поставити у відповідність двоїсту задачу (в даному випадку критерій відмов). Для оптимальних значень p_o (двоїста змінна) та $p_o(A)$ (пряма змінна)

$$d(p_o) = E(p_o(A))$$

де $d(p_o)$ – мінімальне значення двоїстої функції $d(p)$.

Сформулюємо двоїсту функцію. Оскільки: $\sum_{i=1}^m p_{oi} = 1$ і $\sum_{i=1}^m v_{ji} \cdot p_{oi} = 0$ то можна записати

$$d(p_o) = E(p_o(A))^{\sum_{i=1}^m p_{oi}} \cdot \frac{1}{\prod_{j=1}^n p_{oj}(A)^{\sum_{i=1}^m v_{ji} \cdot p_{oi}}}. \quad (1.42)$$

Прологарифмувавши (1.42) отримаємо

$$\ln d(p_o) = \ln \frac{E(p_o)^{\sum_{i=1}^m p_{oi}}}{\prod_{j=1}^n p_{oj}(A)^{\sum_{i=1}^m v_{ji} \cdot p_{oi}}} = \sum_{i=1}^m p_{oi} \cdot \ln \frac{E(p_o) \cdot a_i}{\prod_{j=1}^n p_{oj}(A)^{v_{ji}} \cdot a_i} = \sum_{i=1}^m \ln \left(\frac{a_i}{p_{oi}} \right)^{p_{oi}}. \quad (1.43)$$

Пропотенціювавши (1.43) отримаємо двоїсту функцію