

Лесько В. О., Кулик В. В., Нетребський В. В.

Вінницький національний технічний університет  
ФЕЕМ  
Кафедра ЕСС

*Конспект лекцій:*

**«Оптимізація режимів  
електроенергетичних систем»**

Вінниця 2020

## ЗМІСТ

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА ЇХ РЕЖИМИ.....	9
1.1 Основні визначення.....	9
1.2 Структура енергосистеми. ....	10
1.3 Експлуатаційні властивості електростанцій .....	12
1.4 Характеристики електростанцій.....	15
1.5 Режими енергосистеми.....	19
1.6 Графіки навантажень.....	20
1.7 Баланси потужності та енергії .....	23
1.8 Резерви потужності .....	27
1.9 Найвигідніший розподіл навантаження в енергосистемі.....	29
1.10 Ієрархічні принципи побудови та управління енергетикою.....	32
1.11 Метод Лагранжа .....	35
2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ УМОВ САМООПТИМІЗАЦІЇ НОРМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ ЕЕС .....	38
2.1 Математичне моделювання умов оптимальності струморозподілу в ЕЕС.....	38
2.1.1 Варіаційний метод пошуку оптимальних рішень на основі принципу найменшої дії.....	38
2.1.2 Оптимальний струморозподіл в замкнутій електричній мережі .....	40
2.1.3 Оптимальний струморозподіл в електроенергетичній системі.....	46
2.1.3.1 Оптимальний струморозподіл при заданих струмах у всіх вузлах крім балансуючого .....	46

2.1.3.2 Оптимальний струморозподіл, коли на струми у генеруючих вузлах не накладені обмеження .....	48
2.2 Математичне моделювання умов оптимальності потоків потужності в ЕЕС .....	50
2.3 Оптимальний розподіл навантаження між джерелами електроенергії .....	53
2.3.1 Математична модель електричної станції в оптимальному керуванні режимами ЕЕС на засадах ПНД .....	53
2.3.2 Оптимізація режиму ЕЕС по реактивній потужності і напрузі .....	58
2.3.3 Комплексна оптимізація режимів ЕЕС .....	62
3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ПІДСТАВІ ПРИНЦИПУ НАЙМЕНШОЇ ДІЇ .....	68
3.1 Математичне моделювання витратних характеристик ЕС .....	70
3.2 Критерії оптимальності найвигіднішого розподілу навантаження між джерелами електроенергії за різних умов експлуатації .....	76
3.2.1 Критерій оптимальності розподілу навантаження в умовах ринку двосторонніх договорів .....	76
3.2.2 Критерій оптимальності розподілу навантаження в системі, що містить розосереджені джерела електроенергії .....	81
3.3 Аналіз чутливості втрат потужності, зумовлених експлуатацією джерел енергії в електроенергетичній системі .....	82
3.3.1 Аналіз чутливості взаємних та транзитних втрат потужності в ЕЕС .....	63
3.3.3.1 Визначення оптимальних е.р.с. від незбалансованих коефіцієнтів трансформації .....	72
3.3.3.2 Визначення оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку .....	74

Висновки.....	76
4 АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ .....	78
4.1 Загальна характеристика детермінованих методів розрахунку втрат електроенергії. ....	78
4.2 Розрахунок втрат електроенергії за графіками електричних навантажень.....	79
4.3 Розрахунок втрат електроенергії за часом найбільших втрат .....	82
4.4 Розрахунок втрат електроенергії за середнім струмом навантаження.....	84
4.5 Розрахунок втрат за середньоквадратичним струмом .....	85
4.6 Розрахунок втрат електроенергії за даними фактичного споживання електроенергії.....	88
4.6.1 Розрахунок втрат електроенергії в лініях.....	88
4.6.2 Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах .....	92
4.7 Розрахунок втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах.....	97
4.8 Вплив несиметрії навантаження фаз лінії на величину втрат потужності .....	103
5 ОРГАНІЗАЦІЙНІ ТА РЕЖИМНІ ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ .....	109
5.1 Аналіз структури втрат електроенергії в розподільчій мережі .....	109
5.2 Організаційні й технічні заходи щодо зниження втрат потужності та енергії.....	114
5.3. Методика оптимального керування електроспоживанням .....	116
5.4 Економічні аспекти регулювання максимуму навантаження.....	120

6 ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАНЧАЛЬНИХ СИСТЕМ ТА КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ .....	124
6.1 Вибір місць оптимального розташування головних розподільчих підстанцій (розподільчих пунктів) .....	124
6.2 Особливості компенсації реактивної потужності .....	127
6.2.1 Засоби компенсації реактивної потужності .....	128
6.2.2 Особливості компенсації реактивної потужності в електроустановках 6-10 кВ .....	130
6.3 Оптимальний розподіл компенсуювальних пристроїв в розподільних електричних мережах .....	134
6.3.1 Оптимальний розподіл конденсаторів у радіальній мережі .....	134
6.3.2 Розподіл конденсаторів у магістральній мережі .....	136

## ВСТУП

Енергетика будь-якої країни є тією галуззю промисловості, від розвитку якої залежить благополуччя держави в цілому. Успішний її розвиток свідчить і про загальний розвиток держави, і про її місце у світовому співтоваристві.

Сучасна енергетична система розвинутої країни являє собою складну кібернетичну систему, яка відноситься до класу великих систем, тобто ця система містить не тільки величезну кількість різноманітних елементів з багатоконтурними зворотними зв'язками, а й має цілий ряд специфічних ознак: ієрархічність побудови, необхідність розв'язання різноманітних оптимізаційних задач з різними ступенями деталізації та спрощень, обов'язкова участь людини у розв'язанні цілого ряду задач, тощо. Поскільки велика система має нові, більш складні властивості порівняно з її окремими компонентами, то розв'язування оптимізаційних задач у такій системі наштовхується на значні труднощі. Тут необхідно враховувати великі територіальні масштаби системи, необхідність розгляду як довготривалих, так і короткочасних періодів її роботи, складність та нелінійність взаємозв'язків між окремими її компонентами, труднощі в отриманні достовірної інформації тощо.

У загальному випадку слово "оптимізація" може мати як дуже глибокий зміст, так і може не мати ніякого конкретного змісту, коли його вживають в якості еквіваленту слова "кращий". "Оптимальний" об'єкт чи процес означає, що вони є кращі за інші за певними ознаками (критеріями), тобто поняття оптимальності є відносним - порівнюються між собою за тими чи іншими показниками певні об'єкти чи процеси. І тут дуже важливим є вибір таких критеріїв (їх

числових значень), які б могли показати наскільки (або в скільки разів) один процес (об'єкт) кращий за інші. У кінцевому результаті метою розв'язання таких задач є забезпечення найбільшої народногосподарської ефективності для країни в цілому або досягнення найкращих показників в окремих часткових випадках. Наприклад, стосовно до енергетичних задач - це зменшення витрат палива до можливо допустимої межі на виробництво необхідної кількості електроенергії, зменшення до мінімуму втрат активної потужності в електричних мережах при передаванні її до споживачів, забезпечення нормованої якості електроенергії тощо.

У загальному випадку, показників (критеріїв) оптимальності є багато, ряд з яких не можна характеризувати чисто кількісними значеннями (наприклад, вплив на екологію енергетичних установок, вплив високих та надвисоких напруг на здоров'я людей, тощо). У таких випадках приходиться користуватись деякими загальними якісними характеристиками, рекомендаціями спеціалістів-експертів і т.п.

Оптимізація режимів роботи енергосистем - процесу виробництва, передачі та розподілу електроенергії - почалася з перших кроків появи енергоустановок, а з розвитком та розширенням енергосистем потреба в оптимізації режимів ставала щораз гострішою. Для цього розроблялись та вдосконалювались методи оптимізації, їх алгоритмічна та програмна реалізація. Одним із широковідомих є метод Лагранжа (так званий варіаційний метод), що дозволяє відшукати умовний (відносний) екстремум неперервної функції. Тобто відшукується мінімум чи максимум функції при виконанні додаткових умов у вигляді рівностей. В даний час для розв'язання все складніших оптимізаційних задач використовуються

математичні методи, що базуються на лінійному та нелінійному, динамічному та стохастичному програмуванні, причому їх застосування в своїй основі містить т. зв. системний підхід. Тобто, розглядаються у комплексі всі частини та функції енергосистем в їх гармонійному поєднанні, часткові інтереси підпорядковуються загальним.

Поява сучасних швидкодіючих електронних обчислювальних машин практично не обмежених по пам'яті, дозволяє розв'язувати ефективно будь-які оптимізаційні задачі сучасної енергетики під загальним керівництвом спеціально навченої людини-диспетчера. Це також дало змогу створювати ефективні автоматизовані системи керування як окремими об'єктами енергетики, так і об'єднаннями енергосистем у цілому в масштабах всієї країни.

Окремі аспекти цих проблем і будуть висвітлені нами в дальнішому.



# 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА ЇХ РЕЖИМИ

## 1.1 Основні визначення

Згідно ПУЕ *енергетичною системою* (енергосистемою) називається сукупність електростанцій, електричних та теплових мереж, з'єднаних між собою та пов'язаних спільністю режиму у неперервному процесі виробництва, перетворення та розподілу електричної енергії та теплоти при загальному керуванні цим режимом.

Наша основна увага приділятиметься в даній дисципліні розгляду питань, пов'язаних з виробництвом, передачею та розподілом електричної енергії (без теплоти), тобто *електроенергетичній системі*.

*Електроенергетичною системою* називається електрична частина енергосистем та приймачі електроенергії, що від неї живляться, об'єднані спільністю процесу виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії.

*Електричною мережею* називається сукупність електроустановок для передачі та розподілу електричної енергії, що складається із підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних та кабельних ліній електропередач, що працюють на певній території.

Таким чином, невід'ємними складовими енергосистем є електричні станції, електричні та теплові мережі, споживачі електричної та теплової енергії, які у різних співвідношеннях та

формах об'єднані між собою і становлять власне енергосистему.

## 1.2 Структура енергосистеми.

Енергосистеми (до речі в Україні їх є 8) суттєво відрізняються між собою, в першу чергу, наявністю різних типів електростанцій. Розрізняють встановлену (номінальну), наявну та робочі потужності електростанцій.

**Встановлена (номінальна) потужність електростанції (ЕС)** дорівнює сумі номінальних потужностей усіх генераторів, що працюють на ЕС. Так, наприклад, номінальна потужність Бурштинської ДРЕС - 2400 МВт (12 агрегатів по 200 МВт кожний).

**Наявна потужність ЕС** - дорівнює встановленій потужності мінус розриви та обмеження. Розриви потужності виникають до певної міри з вини обслуговуючого персоналу (наприклад, заноси поверхонь нагріву котлів із-за неякісного очищення води, неможливість видачі всієї потужності електростанції із-за несправності ліній чи трансформаторів, тощо). Обмеження настають не з вини персоналу, наприклад, підвищення понад розрахункову температури охолоджуючої води у басейні. Тобто, наявна потужність менша встановленої і для БудРЕС ( $P_{наявна} = 1900$  МВт).

**Робоча потужність** - це наявна потужність з врахуванням її зниження за рахунок виводу в ремонт певної частини обладнання. Таким чином, робоча потужність електростанції може суттєво відрізнитись від встановленої. Так, робоча потужність Бурштинської ДРЕС у 1994 році була всього 1500 МВт.

Як ми сказали вище, встановлена потужність енергосистеми  $P_{вст}$  дорівнює сумі встановлених потужностей електростанцій різних

типів:

$$P_{BCT} = P_{KEC} + P_{TEC} + P_{AEC} + P_{ГЕС} + P_{ГАЕС} + P_{ГТС} + P_{ПГУ} + P_{ІНШІ} \quad (1.1)$$

Якщо розділимо ліву та праві частини рівняння (1.1) на  $P_{BCT}$  та позначимо  $P_{KEC} + P_{TEC} = P_{TEC}$ , уведемо позначення  $P_i^*$  то отримаємо співвідношення, що визначає структуру енергосистеми.

$$1 = P_{TEC}^* + P_{AEC}^* + P_{ГЕС}^* + P_{ГАЕС}^* + P_{ГТС}^* + P_{ПГУ}^* + P_{ІНШІ}^*. \quad (1.2)$$

У 1994 році в Україні встановлена потужність електростанцій становила трохи більше  $50,0$  млн. кВт з приблизним розподілом,  $P_{TEC} = 70\%$ ;  $P_{AEC} = 20\%$ ;  $P_{ГЕС} + P_{ГАЕС} = 10\%$ ,  $P_{ГТС} + P_{ПГУ} + P_{ІНШІ} < 1\%$ .

Слід відзначити, що під "іншими" розуміються електростанції - приливні, геотермальні, сонячні, вітрові, дизельні, тощо. Питома вага їх незначна і зважаючи на природні умови географічного розміщення України суттєвого збільшення їх ваги бути не може. Окрім того, ці так звані "екологічно чисті" (нетрадиційні) джерела енергії не є вже й такими "чистими". Наприклад, велика кількість вітряків призводить до виникнення шумів, що небезпечно впливають на обслуговуючий персонал, сонячні електростанції займають значні території та створюють суттєву радіаційну небезпеку і т.п. І це все при тому, що коефіцієнт корисної дії їх становить заледве одиниці відсотків у кращих випадках. Разом з тим, для живлення малопотужних, віддалених споживачів доцільно використовувати окремі види таких ЕС.

Враховуючи обмежені запаси органічного палива в Україні, практично повну зарегульованість всіх рік (хіба що деякі ГЕС можна доповнити ГАЕС), основні надії повинні бути покладені на будівництво та розширення АЕС, що й робиться в останні роки. Так, збільшуються потужності Рівненської, Хмельницької, Запорізької та Південноукраїнської АЕС, розглядаються можливості будівництва нових АЕС, тощо. Залишається також надія, що за межами 2000 року людство здійснить термоядерний синтез, що гарантувало б практично повне забезпечення потреб в енергії. Слід також сказати, що зараз велика увага приділяється створенню "космічної" енергетики, суть якої полягає в тому, що сонячні батареї з землі "переносяться" у космос, а вже звідти за допомогою проміжних станцій передбачається передавати електроенергію (отриману з сонячної) на землю.

Для характеристики ефективності використання встановленої потужності електростанцій (енергосистем) користуються коефіцієнтом

$$K_{ef} = P_{роб}/P_{вст}. \quad (1.3)$$

З одного боку максимізація його покращує енергопостачання народного господарства та підвищує надійність електропостачання. Однак, з другого боку ріст  $K_{ef}$  веде до погіршення показників роботи самої енергетики, знижує її рентабельність (наприклад, можна збільшити виробіток електроенергії на ТЕЦ за рахунок зменшення теплової потужності, а це приведе до зростання питомих витрат палива, собівартості електроенергії та зниження прибутків енергопідприємств).

### 1.3 Експлуатаційні властивості електростанцій

З точки зору експлуатації енергетичних об'єктів енергосистеми ставлять певні вимоги до електростанцій. Серед них наступні:

- можливість довготривалої роботи при номінальній та мінімальній потужностях за будь-яких умов експлуатації;
- можливість перевантаження у сприятливих умовах;
- можливість швидкого набору навантаження та його зміни з невеликою втратою *ККД* при регулюванні;
- висока надійність роботи на протязі всього періоду експлуатації. Зрозуміло, що різні типи електростанцій по різному задовільняють ці вимоги.

Експлуатаційні властивості конденсаційних електростанцій (*КЕС*) залежать від наступних основних елементів: парогенератора (котла), турбіни та електричного генератора.

Умови отримання номінальної потужності від котла залежать в основному від стану палива, поверхонь нагріву котла та допоміжного обладнання (вугільних млинів, димососів, живильних насосів, тощо).

Максимальна потужність турбіни залежить від температури та тиску пари, рівня вакууму у конденсаторі, стану поверхонь конденсатора, тощо.

Максимальна потужність генератора обмежена граничними значеннями струмів ротора чи статора, на які впливає температура навколишнього середовища. Слід сказати, що генератор є найбільш надійним елементом у цьому блоці і обмеження по максимальній потужності енергоблоку в літній період найбільше ймовірні по турбіні (із-за високої температури охолоджувальної води), а зимою по котлу (із-за підвищеної вологості вугілля).

Час пуску та зупинки блоку лімітується в основному турбіною

(допустимими температурними перепадами в її корпусі).

Теплоелектроцентралі (*ТЕЦ*) призначені в основному для виробітку тепла (електроенергія виробляється як додатковий продукт) і її режимні можливості обмежені та залежать від типів використовуваних турбін, параметрів гострої пари та тиску пари в регульованих відборах.

Атомні електростанції (*АЕС*) є найменшим маневреними елементами енергосистем, повинні працювати практично без регулювання їх потужностей, що пов'язано з умовами роботи, в першу чергу, ядерного реактора. Обслуговування електростанцій ускладнює наявність радіоактивності, зате потужність *АЕС* практично не залежить від зовнішнього середовища та паливостачання.

Найбільш зручними та доцільними з токи зору можливостей ведення оптимальних режимів енергосистеми є гідроелектростанції (*ГЕС*). Вони характеризуються високою маневреністю, простотою в експлуатації та при регулюванні, високими ККД та малими втратами при регулюванні, малим часом пуску та зупинки, тощо. Енергетична ефективність *ГЕС* залежить тільки від наявної величини енергоресурсу (води), яка використовується не тільки для виробітку електроенергії, а й для інших галузей народного господарства (рибне, сільське, комунально-побутове господарство, тощо).

Інші типи електростанцій становлять незначний відсоток і їхні режими роботи практично не впливають на режими роботи  $E_n C$ .

Деякі основні технічні характеристики електростанцій наведені в табл.1.1.

Таблиця 1.1 - Деякі показники основних типів електростанцій

Показники	Тип електростанції				
	КЕС	ТЕЦ	АЕС	ГЕС	ГАЕС
Коефіцієнт корисної дії, %	30-35	40	30-33	90-92	60-70
Максимальне допустиме зниження навантаження, %	20-50	10-15	20-30	70	70
Час пуску з гарячого стану, хв.	200-300	-	-	1-2	2-3

Що стосується парогазових установок (ПГУ) та газотурбінних станцій (ГТС), то їх передбачається використовувати в основному для зняття пікових навантажень. Їхніми перевагами є значні можливості в регулюванні потужності (практично від 100% до 0%), невеликого часу пуску від (15 хв. до 180 хв.), правда, з невисоким ККД ( від 20% до 42%). Однак поки що таких електростанцій в Україні нема.

Останнім часом у 1993 р. у пресі з'явилися публікації, що О.Калиною запропоновано суттєве підвищення коефіцієнта корисної дії теплових електростанцій (в середньому на 25%), за рахунок використання рідкого аміаку, що дає змогу перетворювати воду у пару при більш низьких температурах на вході та сильніше охолоджувати її в конденсаторі. У 1992 році в США збудована перша дослідна електростанція, яка проходить зараз промислові випробування. Тобто, якщо теоретичні розробки О. Калини підтвердяться, то ККД теплових станцій становитиме приблизно 38-43%.

#### 1.4 Характеристики електростанцій

Для розв'язання режимних задач та задач оптимізації необхідно

знати характеристики обладнання електростанцій, що виражаються абсолютними, відносними та диференційними показниками.

Основні **абсолютні показники**: корисна потужність  $P$ , підведена потужність  $P_{II}$ , витрати енергоресурсів: палива  $B$ , води  $Q$ , пари  $D$ , теплоти  $Q_{ТЕС}$ . Підведена потужність прямо пропорційна витратам енергоресурсу. Так, для ГЕС (при постійності напору  $H$ ) підведена потужність рівна

$$P_{II ГЕС} = 9,81Q \cdot H = Q. \quad (1.4)$$

Для ТЕС

$$P_{II ТЕС} = 8,14B = B. \quad (1.5)$$

Основні **відносні показники** - коефіцієнт корисної дії ( $\eta$ ) та питомі витрати енергоресурсу  $b_{пит}$

$$\eta = P / P_{II}; \quad (1.6)$$

$$b_{пит} = P_{II} / P; \quad (1.7)$$

Основним **диференційним показником** є відносний приріст, який показує зміну підведеної потужності при зміні корисної, тобто

$$b = \Delta P_{II} / \Delta P; \quad (1.8)$$

На базі цих показників будуються різноманітні характеристики агрегатів. Вкажемо основні з них.

**Витратні характеристики агрегатів**:  $P_{II}(P)$ ,  $B(P)$ ,  $Q(P)$  та інші. Як правило, витратні характеристики мають вигляд слабо випуклих вниз кривих, на яких можуть бути стрибки, рис. 1.1.1 (для парових турбін із-за дроселюючої дії регулюючих клапанів, для гідротурбін - явища кавітації, тощо).

**Робочі характеристики**:  $\eta(P)$ ,  $\eta(P_{II})$ ,  $\eta(B)$ . Характеристики



ККД у більшості випадків мають вигляд однокстремальних кривих. Інколи на характеристиках гідротурбін спостерігаються два екстремуми (рис. 1.1.2).

**Питомі характеристики:**  $q_{num}(P)$ ,  $b_{num}(P)$ . Тут  $q_{num} = Q/P$ ;  $b_{num} = V/P$  (рис. 1.1.2). Як видно з рис. 1.2. точка мінімуму питомих витрат енергоресурсу відповідає точці максимуму ККД.

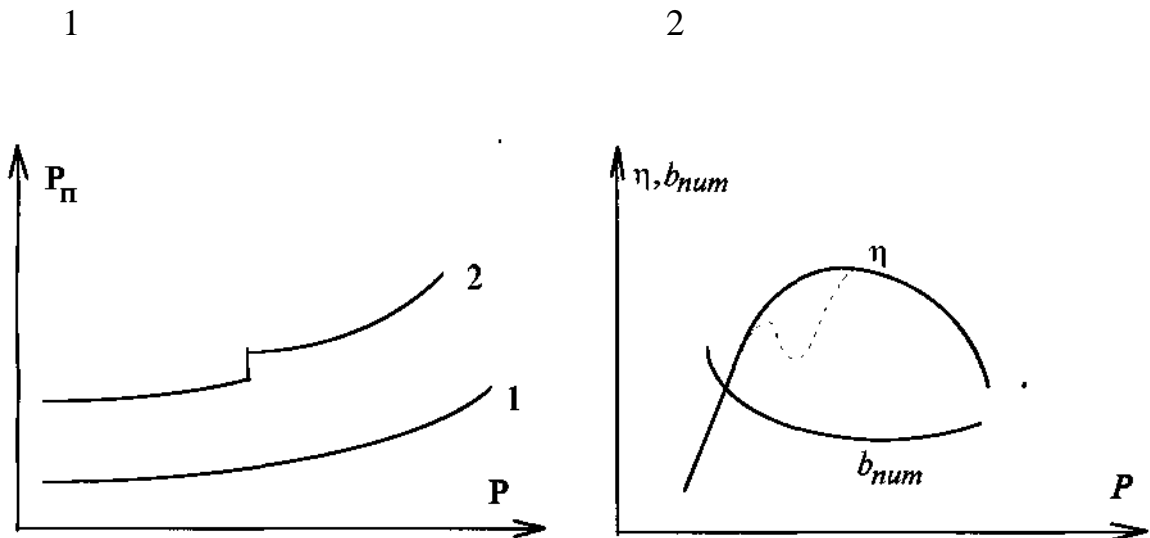


Рис. 1.1. - Витратні характеристики

**Диференційні характеристики:**  $q(P)$ ,  $b(P)$  та інші. Тут  $q = \Delta Q/\Delta P$ ,  $b = \Delta V/\Delta P$ . Ці характеристики називаються ще характеристиками відносних приростів.

На базі характеристик окремих агрегатів будуються характеристики енергоблоків (наприклад, для ТЕС: котел-турбіна-генератор), а потім і електростанцій у цілому. Останні характеристики використовуються у розрахунках режимів роботи енергосистем та їх оптимізації.

В даний час в енергосистемах, де практично нема

гідроелектростанцій (а це більшість енергосистем України) участь у регулюванні навантаження та перетоків потужності приймають і теплові електростанції. А ступінь такої участі залежить від маневреності обладнання, яка визначається навантажувальним та регулювальним діапазонами.

*Навантажувальний діапазон.* Якщо  $P_{ном}$  та  $P_{мін}$  тривало допустимі номінальне та мінімальне навантаження електростанції, то навантажувальний діапазон визначається, в %

$$d_n = (P_{ном} - P_{мін}) / P_{ном} \cdot 100\%. \quad (1.9)$$

Прийнявши  $P_{мін}^* = P_{мін} / P_{ном}$ , його можна визначити як

$$d_n = (1 - P_{мін}^*) \cdot 100\%.$$

(1.10)

У залежності від виду палива, на якому працюють блоки (газ, мазут, вугілля) та способу шлаковидалення мінімальна потужність їх становить від 50% до 80% від номінальної і відповідно  $d_n = (50 \div 20)\%$ .

*Регулювальний діапазон* - це інтервал навантажень, всередині якого потужності можуть змінюватись автоматично без зміни складу основного та допоміжного обладнання. Наприклад, для трьох блоків по 100 МВт кожний, з  $d_n = 50\%$ , регулювальний діапазон навантаження становитиме: (300÷150)МВт.

Важливою характеристикою мобільності агрегату є *тривалість пуску*. Вона суттєво залежить від його попереднього стану блока та в меншій мірі від його типу і потужності. Так з холодного стану блоки запускаються за 8-9 годин, з яких 5-6 годин припадають на його поступове завантаження. При невеликих попередніх простоях (6÷10) год, блок запускається за 3 години, з яких приблизно половина

тратиться на завантаження.

Доцільність зупинки блока і наступного його пуску визначається можливою економією палива, яка може бути при цьому досягнута.

Вважається, що пускові витрати палива для котлів при невеликому часі простою (до 16÷18 год.) пропорційні часу простою, тобто

$$B_{\Pi} = b_{\Pi} \cdot T_{\Pi}, \quad (1.11)$$

де  $b_{\Pi}$  - постійний множник, який залежить від технічних характеристик обладнання.  $T_{\Pi}$  - час попереднього простою.

Для тривалих відрізків часу простою слід користуватись залежністю

$$B_{\Pi} = B_{н.х} \cdot (1 - e^{-\alpha t}), \quad (1.12)$$

де  $B_{н.х}$  - витрати палива неробочого ходу;  $\alpha$  - коефіцієнт, що залежить від потужності котла,  $t$  - час простою блоку.

Зупинки блоків на електростанціях системи плануються з менш потужних блоків. Вважається, що часті пуски та зупинки негативно впливають на надійність роботи блоків. З іншого ж боку підвищується кваліфікація персоналу електростанцій. Під час зупинок є можливість провести профілактику та дрібний ремонт обладнання, що повинно сприяти підвищенню надійності його роботи.

## 1.5 Режими енергосистеми

У будь-який час енергосистема знаходиться в певному стані, який можна характеризувати множиною параметрів та координат. Вони приймають певні числові значення. Розрізняють параметри стану і координати (параметри) режиму.

*Параметри стану* - це параметри елементів енергетичної системи (номінальні потужності та напруги генераторів, трансформаторів, компенсаційних пристроїв (СК, СТК, БСК), перерізи та довжини ЛЕП, тощо). Параметри стану є незмінними (некерованими), коли мова йде про існуючі системи (ті, що експлуатуються). Вони стають керованими, коли мова йтиме про проектування та розвиток енергосистем.

*Координати режиму* - це поточні значення показників режиму  $E_nC$ , зафіксовані в даний момент часу. Вони розділяються на технологічні (рівні води на ГЕС, витрати пари та охолоджувальної води на ТЕС) та електричні (напруги, активні та реактивні потужності вузлів, струми по лініях, коефіцієнти трансформації (а)трансформаторів, тощо).

Перехід з одного стану в інший називається *процесом*. Він може відбуватись під дією сигналів керування або якихось зовнішніх збурень. При цьому розрізняють нормальні та аварійні процеси.

Таким чином, *режими енергосистеми* - це сукупність станів та процесів переходу з одного стану в інший. Розрізняють такі характерні стани  $E_nC$ : нормальний робочий день, максимальний, мінімальний, післяаварійний режим, тощо. Тобто, неперервне функціонування системи

може бути представлене з достатньою точністю у вигляді набору характерних режимів і далі використовуватись для керування нею чи для проектування нових енергосистем.

## 1.6 Графіки навантажень

Навантаження енергосистеми змінюється у відповідності з потребами споживачів. Розрізняють добову, тижневу та річну

нерівномірності навантаження. На протязі доби активне та реактивне навантаження залежить від дня тижня. Як правило розрізняють чотири характерних типи графіків навантажень - нормальний робочий день (вівторок, середа, четвер, п'ятниця), субота, неділя і понеділок.

У більшості випадків добовий графік навантаження має два піки -ранковий та вечірній і відповідно дві западини - денну та нічну (рис. 1.3).

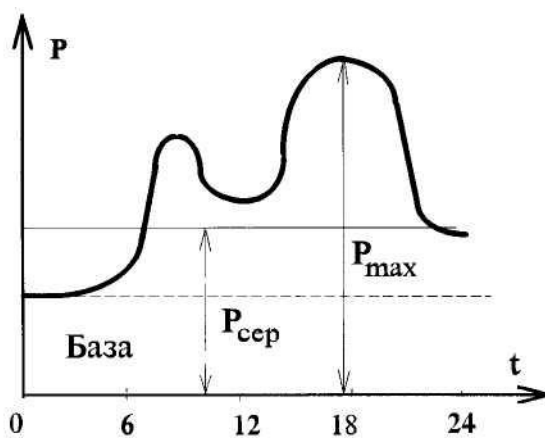


Рис. 1.3. Добовий графік навантаження

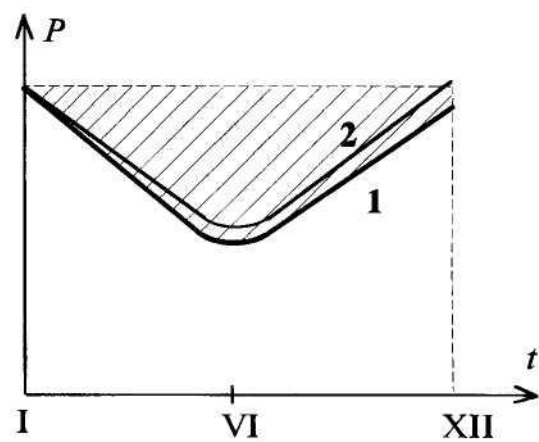


Рис. 1.4. Річний графік:  
1 - без приросту навантажень;  
2 - з приростом навантажень.

Добовий графік навантаження характеризується коефіцієнтом  $\gamma$ , який вказує на його густину

$$\gamma = P_{сер} / P_{max} \quad (1.13)$$

*Тижнева нерівномірність* навантаження проявляється в тому, що воно падає з п'ятниці до неділі, а потім суттєво починає зростати у понеділок. Слід відзначити, що адміністративні органи держави на прохання енергетиків вживають різні заходи, щоб не було різких піків навантажень на протязі доби та тижня (зміщуються початок та кінець роботи різних підприємств та організацій, стимулюється створення робочих нічних змін, обмежується максимальна потужність підприємств у пікові години, тощо).

*Річна нерівномірність* навантажень показана на рис. 1.4. Середньостатистичне мінімальне навантаження всіх енергосистем України становить приблизно  $0,5P_{max}$ , хоча в окремих енергосистемах це співвідношення може бути іншим. Так, в Крименерго, де велика частка сільськогосподарських споживачів (з поливом полів), курортів, літнього мінімуму майже нема. Разом з тим зона літньої западини провалу є корисною, адже в цей час можна проводити ремонт обладнання, тому й цю зону часто називають ремонтною площадкою (виділена штриховими лініями на рис. 1.4).

Важливим узагальненим показником режиму  $E_{НС} \in T_{max}$  - річне число використання максимального навантаження. Його можна визначити, розділивши річний виробіток електроенергії  $E_{річна}$  на  $P_{max}$  (максимальне навантаження, яке заміряється в період з 20 по 25 грудня кожного року), тобто

$$T_{max} = E_{річна} / P_{max} \quad (1.14)$$

За значеннями  $T_{max}$  системи ділять на 3 групи:

- з малою густиною навантаження  $T_{max} \leq 4000$  год.
- зі середньою густиною навантаження  $4000 < T_{max} \leq 7000$  год.
- з високою густиною навантаження  $7000 < T_{max} \leq 8760$  год.

До речі, для енергосистем України в середньому  $T_{max} \approx 5000$  год.

Для цих трьох видів енергосистем розроблені типові графіки навантажень, за якими і можна аналізувати їх режими роботи, якщо відсутні точніші дані.

Добові графіки навантажень для розрахунку оптимальних режимів можуть задаватися у двох формах:

1. Графік навантажень включає в себе втрати активної та реактивної потужностей в мережах. Втрати визначаються у вигляді частки навантаження вузла та додаються до його корисного навантаження.

2. Графік навантажень будується як сума корисних навантажень без врахування втрат потужності в електричних мережах.

Зрозуміло, що різна форма задання графіків, у певній мірі впливає на результати оптимізації. Якщо потрібно точно врахувати втрати в мережі, то використовується друга форма, однак це більш трудомістка задача. При першій же формі графіка, втрати визначаються до оптимального розподілу навантаження і від нього не залежать. Тут втрати не враховуються у балансі потужностей і врахування їх здійснюється поправками до диференціальних характеристик самих електростанцій.

## 1.7 Баланси потужності та енергії

Розглянемо баланс активної потужності. У будь-який момент

часу в енергосистемі повинен витримуватись баланс між активною потужністю, виробленою на електростанціях і спожитою навантаженням, з урахуванням власних потреб і втрат у мережах. Таким чином:

$$\sum_{i=1}^n P_{ген_{i,t}} = \sum_{i=1}^m P_{j,t} + \sum_{i=1}^k P_{l,t}. \quad (1.15)$$

Тут,  $\sum_{i=1}^n P_{ген_{i,t}}$  - сумарна потужність генераторів  $n$  -

електростанцій;

$\sum_{i=1}^m P_{j,t}$  - сумарне навантаження  $m$  - споживачів

електроенергії;

$\sum_{i=1}^k P_{l,t}$  - потужність втрат у мережі та споживання

власними потребами *ЕС*.

Порушення балансу в ту чи іншу сторону приводить до відхилення частоти, тобто до погіршення якості електроенергії. Баланс потужності енергосистеми складається за наведеною табл. 1.2.

Таблиця 1.2 - Баланс потужності енергосистеми

№ п/п	Зміст
	Потреба
1	Суміщений максимум навантаження енергосистеми
2	Передача потужності в інші системи



3	Необхідний резерв
4	Втрати потужності
5	Всього необхідно потужності від електростанцій ( $1+2+3+4$ ).
	Покриття (виробіток)
6	Сумарна встановлена потужність електростанцій
7	Зв'язана потужність ("розриви" потужності чи системні обмеження).
8	Наявна потужність $ЕС$ (6-7).
9	Отримання потужності з інших систем.
10	Сумарне покриття (8+9).
11	Надлишок (+) чи дефіцит (-) потужності (10-5).

Баланс потужності складається для періоду проходження річного максимуму навантаження (як правило, це один з днів останньої декади грудня кожного року).

Крім балансу потужності в енергосистемі складається і баланс енергії, який визначає майбутні витрати палива в системі, у вигляді

$$\sum_i E_{ген_i} = \sum_j E_j + \sum_I E_I. \quad (1.16)$$

В принципі енергосистемі легше забезпечити баланс енергії, ніж потужності, правда тільки при умові наявності необхідної кількості палива, якого в останні роки явно не вистарчає.

*Баланс реактивної потужності.* Аналогічно до балансу активної потужності в енергосистемах повинен зберігатись і баланс реактивних потужностей.

$$\sum_i Q_{ген_{i,t}} + \sum_j Q_{кп_{j,t}} + \sum_I Q_{зп_{I,t}} = \sum Q_t + \sum q_t. \quad (1.17)$$

Тут  $\sum_i Q_{ген,t}$  - сумарна генерована реактивна потужність електростанцій енергосистеми;  $\sum_j Q_{кпj,t}$  - сумарна потужність, генерована компенсаційними і пристроями (*СК, СТК, БСК*);  $\sum_I Q_{зл,t}$  - сумарна зарядна потужність ліній електропередач;  $\sum Q_t$  - реактивна потужність споживачів;  $\sum q_t$  - втрати реактивної потужності.

Якщо генерована частина реактивної потужності менша споживаної, у вузлах енергосистеми знижуються напруги, що веде, як правило, до зростання втрат активної потужності та порушення її балансу. Тому баланс реактивної потужності складається так, щоб забезпечити у всіх вузлах допустимі рівні напруги. Крім цього, перевіряється економічна доцільність встановлення у мережах додаткових компенсаційних пристроїв.

Специфікою балансу реактивної потужності є два аспекти: а) він складається не для всієї енергосистеми в цілому, а для окремих її частин; б) якщо генерація активної потужності відбувається на електростанціях і до найвіддаленішого споживача вона тече від генераторів ЕС, то реактивна потужність генерується і додатковими компенсаційними пристроями, і лініями електропередач (особливо високовольтними - надвисокої та ультрависокої напруги). Тому надлишок реактивної потужності в одній частині енергосистеми (наприклад, на підстанціях *ЕП-750 кВ*) не може бути використаний в інших частинах (на розподільних підстанціях *6÷35 кВ*, що живлять споживачів). Це пояснюється тим, що передача реактивної потужності на великі відстані, а особливо через декілька трансформаторів, технічно і економічно неможлива - веде до значного росту чи

зниження рівнів напруг у вузлах та суттєвого збільшення втрат активної потужності. Тому на підстанціях *ЕП-750 кВ* приходится встановлювати шунтуючі реактори для споживання реактивної потужності, генерованої лініями, а на підстанціях *6÷35 кВ* розподільних мереж встановлювати батареї статичних конденсаторів, статичні чи синхронні компенсатори.

Враховуючи високі коефіцієнти потужності сучасних генераторів електростанцій, високий рівень втрат реактивної потужності в лініях та трансформаторах, необхідно встановити у мережах додаткові джерела реактивної потужності, в середньому по *0,9÷1,2 квар* на кожен кВт заново уведеної потужності.

## 1.8 Резерви потужності

Для надійного та якісного електропостачання споживачів в енергосистемах повинні передбачатись резерви потужності. Загальний резерв потужності складається з таких видів: навантажувального, народногосподарського, аварійного та ремонтного.

$$P_{рез} = P_{нав} + P_{нг} + P_{ав} + P_{пр} + P_{кр}. \quad (1.18)$$

**Ремонтний** - резерв повинен забезпечити можливість проведення поточних та капітальних ремонтів.

**Навантажувальний резерв**  $(1÷3)\% P_{вст}$  потрібен для покриття короточасних непланованих підвищень чи випадкових поштовхів навантажень. Для цієї мети і виділяється резервна потужність на

електростанції, яка сприймає всі поштовхи навантаження. При значному зростанні навантаження може виникнути необхідність у регулюванні частоти, яке під час малої води здійснюється ГЕС. Якщо води багато, ТЕС працюють з повним навантаженням, а частоту регулюють ТЕС. Правда, при роботі з різкозмінними навантаженнями виникають додаткові втрати при регулюванні.

Народногосподарський резерв передбачається для покриття можливого зростання електроспоживання відносно планового рівня. Він становить  $1 \div 2\%$  від максимального навантаження.

**Аварійний резерв** потужності (до  $10+12\%$   $P_{вст}$ ) потрібен для заміщення обладнання, що аварійно вимкнулось. Цей резерв розраховується ймовірнісними методами і він повинен бути не меншим від потужності найпотужнішого агрегата у системі. Як правило,  $40-60\%$  аварійного резерву розміщується на ГЕС, а решта на ТЕС. Аварійний резерв приводить до порушення оптимального складу працюючих агрегатів та деяких перевитрат палива.

Резерв потужності на *капітальні ремонти* встановлюється у тому випадку, коли ремонтна площадка енергосистеми не може забезпечити проведення їх у повному обсязі.

Резерв на *поточні ремонти* для різних типів ЕС встановлюється різним. Так для КЕС -  $6\%$ , для ТЕС і КЕС з поперечними зв'язками без резервних котлів -  $3\%$   $P_{вст}$  агрегатів даного типу. Гідрогенератори ремонтуються у періоди вимушеного маловоддя і для їх ремонтів резерв не передбачається.

Таким чином, для підтримання балансу потужності в енергосистемі повинна витримуватись умова

$$P_{роб} + P_{рез} > P_n + P_{вп}, \quad (1.19)$$

а для цього потужність резерву повинна становити ( $12-$

15%) $P_{вст}$ . Однак, із-за значної зношеності великої частини обладнання електростанцій (до 30% вимагає негайної заміни), відсутності введів нових потужностей, тощо, у 1992 році резерв по енергосистемах України становив близько 2%. А враховуючи також хронічний тривалий дефіцит палива на електростанціях, частота у мережі становить всього 49,2-49,3 Гц при нормі в 50 Гц, у нічні ж години (різкі провали навантаження) - 50,4 Гц. Як вказувалось вище, це викликане невеликою встановленою потужністю ГЕС і труднощами зупинки на невеликий час потужних теплових блоків (300 МВт і більше).

Крім того, із-за сильної зношеності обладнання значної частини електростанцій України, пошкодження та несправності окремих елементів турбогенераторів, більшість їх перемаркована в сторону зменшення встановленої потужності. Так, станом на 01.01.95 року встановлена потужність Бурштинської ДРЕС - 2300 МВт, а не 2400 МВт (за паспортними даними генераторів). Аналогічно зменшена встановлена потужність інших ЕС України.

## **1.9 Найвигідніший розподіл навантаження в енергосистемі**

Однією з найважливіших проблем оптимального керування енергосистемою у нормальних умовах експлуатації є задача оптимального розподілу навантаження між електростанціями (генераторами) системи. (При цьому повинне бути забезпечене найбільш ефективне використання енергетичних, трудових та грошових ресурсів системи, надійне та безперебійне енергопостачання якісною енергією споживачів. Повинні бути також

враховані вимоги інших галузей народного господарства - комунально-побутової, рибної, сільськогосподарської, тощо. Особливу увагу слід звертати на забезпечення екологічної чистоти та безпеки.

Як видно, вказана задача досить складна та об'ємна. Це викликано великими масштабами енергетики, великою різноманітністю технічних, економічних та режимних характеристик окремих елементів енергосистем (різні типи електростанцій, повітряних та кабельних ліній, трансформаторів та автотрансформаторів, тощо). Розв'язання задачі повинно проводитись на різних часових інтервалах і т.п. Тому успішне практичне розв'язання цієї задачі стало можливим лише при використанні сучасних засобів обчислювальної техніки, створенні ефективних автоматизованих систем керування (*АСК*) енергетикою. Разом з тим, навіть при наявності *АСК* успішне розв'язання задачі можливе лише при її декомпозиції, тобто розділенні на ряд простіших взаємопов'язаних задач.

Сучасні енергетичні системи мають властивості великих штучних систем кібернетичного типу. А для них забезпечення надійності та економічності повинно проводитись з народногосподарської точки зору. При цьому задача стає багатоцільовою та багатокритеріальною, має велику кількість розв'язків. І хоча останнім часом розроблено та впроваджуються в практику оптимізації рішень задач, в тому числі й задач енергетики, методи багатоцільової та багатокритеріальної оптимізації, однак в дійсності у більшості випадків задача оптимізації розв'язується як одноцільова, з врахуванням прийнятої ієрархії управління енергетикою.

Розподіл навантажень споживачів системи у загальному випадку має комплексний характер. Так генерація активних та реактивних потужностей це взаємопов'язаний процес. Від розподілу реактивних потужностей у системі залежать напруги у вузлах системи, а також втрати активної потужності. Це у свою чергу впливає на перетоки активних потужностей і витрати палива на електростанціях. Тобто, в єдиному алгоритмі потрібно розглядати режими агрегатів окремих станцій, розподілу потоків активних та реактивних потужностей, завантаження синхронних та статичних компенсаторів, тощо. Враховуючи складність системи можна побачити, що задача у такій постановці може бути і нерозв'язною.

Тому часто розв'язують дві простіші підзадачі: найвигідніший розподіл активних навантажень системи при постійності напруг у вузлах з наближеним врахуванням втрат активної потужності; розрахунок розподілу реактивних навантажень електричних мереж при фіксованих активних потужностях генераторних вузлів. При такому підході спочатку визначаються активні потужності генераторних вузлів з наближеним врахуванням режиму і втрат потужності в електричних мережах. Потім в окремій підзадачі розрахунку режиму електричних мереж фіксуються активні потужності у генераторних вузлах, а реактивні визначаються за критерієм мінімуму втрат активної потужності в мережах. Таким чином, по суті окремо розглядаються та розв'язуються задачі оптимального розподілу активних і реактивних навантажень системи.

Таке розділення задачі суттєво знижує її розмірність, спрощує алгоритм та зменшує час розв'язання. Другим дуже важливим фактором роздільного розгляду цих підзадач є те, що планування розподілу активних навантажень проводиться щоденно на наступну

добу, а реактивних - проводиться рідко і лише для характерних режимів роботи мережі. Крім того, зараз ще нема задовільних методів прогнозування реактивних навантажень. Суттєво спрощує розв'язання задачі використання ієрархічних принципів побудови та управління енергетикою.

### **1.10 Ієрархічні принципи побудови та управління енергетикою**

Декомпозиція задачі найвигіднішого розподілу навантаження між електростанціями енергосистем проводиться з врахуванням ієрархії в просторі та часі, а також ситуативної ієрархії.

*Ієрархія в просторі* має 3 рівні (при існуванні СРСР було 4 рівні) і відповідно є 3 модифікації цієї задачі.

Перший рівень - найвигідніший розподіл навантажень між енергосистемами національного диспетчерського центру (НАК «Укренерго») України та великими електростанціями з визначенням графіків навантажень  $E_{нС}$  та режимів електропередач. Тут застосовується еквівалентування енергетичних мереж, генераторних та навантажувальних вузлів. Енергосистеми чи групи електростанцій представляються еквівалентними характеристиками, наприклад, характеристикою сумарних витрат палива системи від потужності групи  $ТЕС$ .  $ГЕС$  представляються окремими характеристиками і для групи їх не можна побудувати еквівалентну характеристику із-за різних напорів та витрат води.

*Другий рівень* - найвигідніший розподіл навантаження між станціями  $E_{нС}$ , розрахунок режиму електричних мереж. Застосовується еквівалентування агрегатів електростанцій та



електричної мережі. Окремі електростанції чи великі агрегати можуть представляти своїми енергетичними характеристиками.

*Третій рівень* - розподіл навантажень між агрегатами електростанцій. Тут вже еквівалентування не застосовується, визначаються потужності агрегатів з врахуванням споживання енергії на власні потреби станції.

Зрозуміло, що всі рівні взаємозв'язані між собою і рішення, пов'язані з просторовою декомпозицією можуть ітеративно уточнюватись (уточнюються) шляхом використання зворотних зв'язків між усіма рівнями. Наприклад, еквівалентування агрегатів та електричних мереж на вищих рівнях проводиться з врахуванням технічних характеристик та параметрів окремих елементів, визначених на нижчих рівнях. Для будь-якого нижчого рівня навантаження станцій, перетоки по *ЛЕП* визначаються з умов, що формуються на більш високих рівнях, тощо.

*Ієрархія в часі* - також має в умовах експлуатації 3 рівні, де розрізняються такі задачі:

1. Складання довготривалих планів (від місяця до року заздалегідь) з визначенням прогнозованих характеристик графіків навантажень об'єднань енергосистем ( $OE_nC$ ),  $E_nC$  та окремих  $EC$ . Оскільки вся (більшість) вихідна інформація прогнозується, то багато деталей властивостей системи або не враховується, або враховується наближено. Метою цих розрахунків є визначення тих режимів, які необхідні для планування технічних та господарських заходів у системі.

2. Складання короткотермінових планів від доби до місяця заздалегідь з визначенням планових графіків навантажень  $OE_nC$ ,  $E_nC$  та окремих електростанцій. На цьому рівні в повній мірі

враховуються всі властивості та характеристики системи. Отримані графіки навантажень в умовах нормальної експлуатації головним чином і забезпечують економічність режиму системи. Все ж таки із-за імовірнісного характеру навантажень плановий режим коректується, причому фактор надійності при корекції вагоміший факторів економічності. Корекція режиму якраз і здійснюється на третьому рівні.

3. Регулювання потужностей електростанцій у темпі протікання в енергосистемі процесів. При цьому вирішальну роль відіграють автоматичні пристрої, що регулюють частоту та активну потужність, перетоки по лініях зв'язку. Проводяться також оперативне керування режимом  $E_n C$ , комутація елементів, вивід обладнання в ремонт, маневрування резервами, тощо. Тобто, метою всіх цих дій є корекція планового режиму енергосистеми.

*Ситуативна ієрархія* дає змогу окремо розглядати задачі розподілу навантажень у нормальних, аварійних та післяаварійних умовах роботи системи. Основна увага приділяється нормальним режимам роботи. Під час аварій всі зусилля оперативного персоналу скеровуються на найшвидшу ліквідацію аварій, недопущення "розвалу" системи, забезпечення можливо більшого рівня надійності електропостачання енергією нормованої якості (або близькою до норми). У довготривалих післяаварійних режимах частково вже розв'язуються задачі найвигіднішого розподілу навантажень.

Слід однак відзначити, що декомпозиція на основі ієрархії також не знімає всі труднощі у розв'язанні задачі розподілу навантаження в системі, оскільки у загальному випадку задача все рівно дуже складна. Тому приходиться йти по шляху її спрощення,

наприклад, в теплових енергосистемах не враховуються обмеження по паливопостачанню, для *ТЕС* розрахунковий інтервал оптимізації приймають меншим від всього періоду оптимізації, відмовляються від точного врахування втрат потужності в мережах, впливу потоків активної потужності на рівні напруг у вузлах, тощо.

### 1.11 Метод Лагранжа

Розв'язання оптимізаційних задач на сучасному етапі, здійснюється різними методами з використанням потужних обчислювальних машин (комплексів), у тому числі персональних комп'ютерів серії *IBM*. Для цього розроблені ефективні алгоритми та програми. Одним із найбільш поширених та простих є метод невизначених множників Лагранжа. Суть його полягає у наступному.

Нехай  $\epsilon$  (сформовано) цільова функція, екстремум якої необхідно визначити

$$F(x_1, x_2, \dots, x_n) \Rightarrow \text{extr.} \quad (1.20)$$

Змінні  $x_1, x_2, \dots, x_n$  пов'язані між собою рівняннями зв'язку (у даному вигляді їх також називають рівняннями обмежень і в методі Лагранжа вони повинні бути задані тільки у вигляді рівностей)

$$\begin{aligned} W_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0; \\ W_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0; \\ \text{-----} & \\ W_m(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0. \end{aligned} \quad (1.21)$$

Для врахування рівнянь (1.21), при використанні методу множників Лагранжа, замість екстремуму функції  $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$  знаходять екстремум спеціально сформованої функції (Лагранжа), яка

включає рівняння (1.20) і (1.21). Тобто, функція Лагранжа має вигляд

$$\Phi = F + \sum_{i=1}^k \lambda_i \cdot W_i \Rightarrow \text{extr}, \quad (1.22)$$

де  $\lambda_i$  - називають невизначеними множниками Лагранжа (невизначеними вони будуть доти, поки не розглядатиметься конкретна задача).

Для знаходження екстремуму функції (1.22) її слід продиференціювати по незалежних змінних  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  та прирівняти до нуля часткові похідні, тобто:

$$\begin{aligned} \partial\Phi / \partial x_1 &= \partial F / \partial x_1 + \sum_{i=1}^k \lambda_i \cdot (\partial W_i / \partial x_1) = 0; \\ \partial\Phi / \partial x_2 &= \partial F / \partial x_2 + \sum_{i=1}^k \lambda_i \cdot (\partial W_i / \partial x_2) = 0; \end{aligned} \quad (1.23)$$

-----

$$\partial\Phi / \partial x_n = \partial F / \partial x_n + \sum_{i=1}^k \lambda_i \cdot (\partial W_i / \partial x_n) = 0.$$

Як бачимо тут є  $n$ - невідомих  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  та  $k$  - невідомих множників Лагранжа, тобто, всього невідомих  $n+k$ . А у нашому розпорядженні є також  $n+k$  рівнянь (1.23 та 1.21), звідки й можна знайти аргументи, що відповідають екстремуму функції Лагранжа  $\Phi$ , який у свою чергу відповідатиме екстремуму цільової функції  $F$ , оскільки  $\sum_{i=1}^k \lambda_i \cdot W_i$  в рівнянні (1.22) дорівнює нулю.

Для оцінки - мінімум чи максимум буде мати функція  $\Phi$  чи  $F$  при цих аргументах, слід взяти другу похідну, тобто  $\partial^2\Phi / \partial x^2$  ( $\partial^2\Phi / \partial x^2$ ).

Якщо друга похідна більша 0, то - мінімум, якщо менша 0, то - максимум. Якщо ж  $\partial^2\Phi/\partial x^2$  чи  $\partial^2\Phi/\partial x^2 = 0$ , то необхідно розкрити невизначеність (наприклад, брати похідні вищих порядків).

Якщо при розв'язанні системи рівнянь порушуються обмеження по граничних значеннях  $x_i$  (максимальну чи мінімальному), то відповідні  $x_i$  прирівнюються до граничних значень (здійснюється так звана *зрізка*).

### Контрольні запитання до розділу 1

1. Що називається енергетичною системою?
2. Що таке електроенергетична система?
3. Що таке електрична мережа?
4. Назвіть експлуатаційні властивості електростанцій.
5. Вкажіть структуру енергосистеми.
6. Прокоментуйте основні характеристики електростанцій.
7. Які існують режими енергосистеми?
8. Який має бути навантажувальний резерв для покриття короточасних перепадів навантаження.
9. Назвіть найвигідніший розподіл навантаження в енергосистемі.
10. Прокоментуйте ієрархічні принципи побудови та управління енергетикою.
11. В чому суть методу Лагранжа?
12. Яким має бути аварійний резерв для заміщення обладнання?
13. Що таке річна нерівномірність навантажень?
14. Намалюйте та прокоментуйте графіки навантажень енергосистеми.

## 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ УМОВ САМООПТИМІЗАЦІЇ НОРМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ ЕЕС

### 2.1 Математичне моделювання умов оптимальності струморозподілу в ЕЕС

#### 2.1.1 Варіаційний метод пошуку оптимальних рішень на основі принципу найменшої дії

Щоб отримати рівняння Ейлера для усталеного стану ЕЕС, запишемо функціонал енергії, що входить в інтегральний варіаційний принцип Гамільтона-Остроградського, у відповідності з п. 1.2.3:

$$S = \int_{t_1}^{t_2} L(q, \dot{q}, t) dt, \quad (2.1)$$

де  $L(q, \dot{q}, t) = W_L - W_C + W_R + W_e$  – лінійна густина модифікованої функції Лагранжа.

Функціонал енергії набуває стаціонарного значення у випадку рівності нулю його варіації. Тоді ж одержує стаціонарне значення і функціонал дії за Гамільтоном-Остроградським. Це можливо, коли модифікована функція Лагранжа задовольняє рівняння Ейлера (1.9).

В усталеному режимі ЕЕС, коли збалансоване генерування джерелами енергії і споживання її електроприймачами, з варіативною частиною є тільки енергія внутрішньої і зовнішньої дисипації, що розсіюється у вигляді тепла. Звести до нуля цю варіацію в складній системі з замкненими контурами можливо, перерозподіляючи потоки електроенергії від джерел до споживачів. Для цього функція енергії дисипації повинна досягнути стаціонарного (мінімального) значення. Оскільки підінтегральна функція в (2.1) адитивна, то стаціонарного

значення в цьому випадку набирає функціонал в цілому.

Відповідно функція Лагранжа, в яку входить тільки енергія дисипації, для досягнення стаціонарного значення функціоналу  $S$  має задовольняти таке рівняння Ейлера, що трансформується з (1.9):

$$-\frac{d}{dt}\left(\frac{\partial W_R}{\partial I}\right)=0, \quad (2.2)$$

де  $I$  – діюче значення струму, значення якого в часі змінюється у відповідності до графіка навантаження.

Рівняння (2.2) слід розглядати за умови, що на значення струмів у вітках схеми ЕЕС накладені обмеження. Це можуть бути обмеження щодо їх максимального значення, що зумовлено пропускнуою здатністю віток (ліній або трансформаторів), та інші. В нашому випадку, коли розглядається складна система, як обмеження є обов'язкова необхідність відповідності струмів першому закону Кірхгофа. Не врахування закону Кірхгофа, якщо діяти формально за (2.2), приводить до тривіального результату: мінімум енергії розсіювання (втрат енергії) буде за умови рівності струмів у вітках нулю. В цьому не складно переконатися на простому прикладі. Нехай у вітці з активним опором  $R$  протікає струм, що змінюється на часовому інтервалі  $t_1-t_2$  за законом  $I(t) = I t$ . Тоді згідно (2.2)

$$-\frac{d}{dt}\left(\frac{\partial(I^2 R)}{\partial I}\right)=0.$$

Звідки слідує  $4RI t = 0$ , що можливо тільки за умови  $I = 0$ .

Таким чином, задачу мінімізації втрат енергії необхідно розглядати як варіаційну задачу на умовний мінімум з використанням невизначених множників Лагранжа. Відповідним чином формується і система рівнянь Ейлера.

### 2.1.2 Оптимальний стуморозподіл в замкнутій електричній мережі

Дослідимо умови і принципи оптимального розподілу активних і реактивних потужностей в електричних мережах на прикладі простої замкнутої мережі, наведеної на рис. 2.1. Для даного прикладу знайдемо умови, при яких досягається мінімум сумарних втрат активної потужності.

У загальному випадку втрати активної потужності в електричній мережі можуть бути виражені безпосередньо через струми у вітках і їх активні опори:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n R_i (I_{ia}^2 + I_{ip}^2),$$

де  $I_{ia}, I_{ip}$  – активна й реактивна складові струму  $i$ -ої вітки;

$n$  – кількість віток мережі.

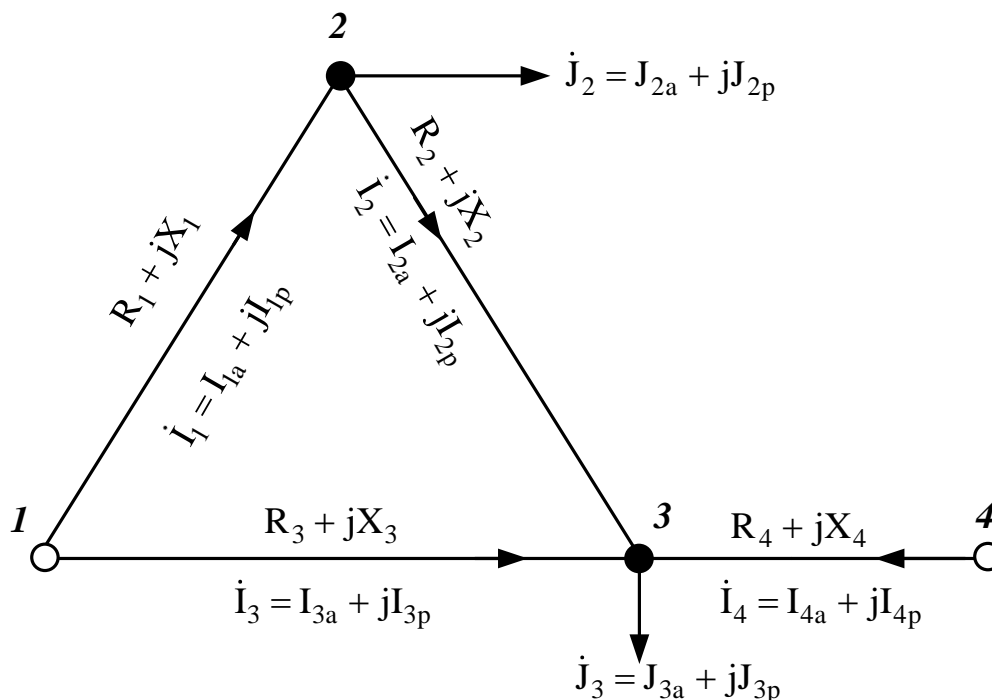




Рисунок 2.1 – Схема до розрахунку оптимального струморозподілу

Зауважимо, що струми у вітках мережі повинні відповідати першому закону Кірхгофа або умові балансу струмів у вузлах. Таким чином, для мережі, зображеної на рис. 2.1, задача мінімізації втрат активної потужності може бути сформульована в такий спосіб:

мінімізувати

$$\Delta P = \sum_{i=1}^4 R_i (I_{ia}^2 + I_{ip}^2), \quad (2.3)$$

за умови

$$\left. \begin{aligned} -I_{1a} + I_{2a} + J_{2a} &= 0; \\ -I_{2a} - I_{3a} - I_{4a} + J_{3a} &= 0; \\ -I_{1p} + I_{2p} + J_{2p} &= 0; \\ -I_{2p} - I_{3p} - I_{4p} + J_{3p} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

Задача (2.3)–(2.4) сформульована за допущення, що відсутні обмеження на задаючі (генеруючі) струми вузлів. Вона записана в дійсних координатах змінних, тому струми представлені своїми активними і реактивними складовими. До умови балансу (2.4) не віднесені вузли 1 і 4, оскільки вони є балансуєчими. Тобто, відповідно до побудованої моделі оптимізації, визначаються не тільки значення оптимальних струмів у вітках, але й оптимальні з позицій мінімуму  $\Delta P$  в мережі значення струмів, що задаються, джерелами живлення. При бажанні можливо залишити один балансуєчий вузол, задавши струми інших вузлів, включаючи й джерела живлення. У цьому випадку (2.4) повинно бути відповідним чином доповнено. Ефект від оптимізації з такою моделлю буде отриманий тільки в

результаті оптимального перерозподілу струмів у паралельних вітках мережі.

Для визначення оптимальних струмів у вітках, що забезпечують мінімум втрат активної потужності, скористаємося принципом найменшої дії. Функція Лагранжа для (2.3) з врахуванням рівнянь зв'язку (2.4) має вигляд:

$$L = \Delta P + \lambda_1(-I_{1a} + I_{2a} + J_{2a}) + \lambda_2(-I_{2a} - I_{3a} - I_{4a} + J_{3a}) + \lambda_3(-I_{1p} + I_{2p} + J_{2p}) + \lambda_4(-I_{2p} - I_{3p} - I_{4p} + J_{3p}). \quad (2.5)$$

Функція Лагранжа (2.5) задовольняє таку систему рівнянь Ейлера:

$$\dot{\mathbf{I}}_0 = \mathbf{C}_r \mathbf{J}_a + j \mathbf{C}_r \mathbf{J}_p, \quad (2.6)$$

де

$$\mathbf{C}_r = \frac{1}{R_\Sigma} \begin{pmatrix} -(R_2 R_3 + R_2 R_4 + R_3 R_4) & -R_3 R_4 \\ R_1 R_3 + R_1 R_4 & -R_3 R_4 \\ -R_1 R_4 & -(R_1 R_4 + R_2 R_4) \\ -R_1 R_3 & -(R_1 R_3 + R_2 R_3) \end{pmatrix}, \quad (2.7)$$

$$R_\Sigma = R_1 R_3 + R_1 R_4 + R_2 R_3 + R_2 R_4 + R_3 R_4 ;$$

$\mathbf{J}_a, \mathbf{J}_p$  – вектори активних й реактивних складових вузлових струмів навантаження.

Матриця  $\mathbf{C}_r$  є матрицею коефіцієнтів струморозподілу, яка отримана за умови, що електрична мережа представлена її заступною R-схемою (реактивні опори віток дорівнюють нулю). У цьому неважко переконатися, виконавши операції згідно відомого [71] виразу для матриці коефіцієнтів струморозподілу, у якій діагональну матрицю повних опорів віток  $\mathbf{Z}_e$  варто замінити на діагональну матрицю активних опорів віток:

$$\mathbf{C}_r = \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}_t (\mathbf{M} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}_t)^{-1}, \quad (2.8)$$

де  $\mathbf{R}$  – діагональна матриця активних опорів віток;

$\mathbf{M}$  – перша матриця інциденцій мережі;

$\mathbf{M}_t$  – транспонована перша матриця інциденцій мережі, у якій викреслені рядки, що відповідають балансуєчим вузлам.

В результаті можна зробити висновок, що в замкнутій мережі з декількома джерелами живлення мінімальні втрати активної потужності для випадку, коли на значення вузлових струмів не накладено ніяких обмежень, мають місце тоді, коли і активна, і реактивна складові струмів розподіляються в електричній мережі в залежності тільки від активних опорів, тобто відповідно заступній R-схемі мережі. Цей результат узгоджується з відомими висновками, зробленими в [68]. Покажемо, що ці ж висновки можна поширити й на випадки, коли на значення вузлових струмів накладені обмеження.

Припустимо, що при мінімізації (2.3) повинні виконуватися умови обмеження реактивного струму (потужності) у четвертому вузлі:

$$J_{4p} \leq \bar{J}_{4p}. \quad (2.9)$$

З урахуванням того, що  $J_{4p} = I_{4p}$ , умову (2.9) перепишемо наступним чином:

$$I_{4p} \leq \bar{J}_{4p}. \quad (2.10)$$

Функція Лагранжа для (2.3) тепер згідно теореми Куна-Такера буде мати вигляд:

$$\begin{aligned}
L = & \Delta P + \lambda_1(-I_{1a} + I_{2a} + J_{2a}) + \lambda_2(-I_{2a} - I_{3a} - I_{4a} + J_{3a}) + \\
& + \lambda_3(-I_{1p} + I_{2p} + J_{2p}) + \lambda_4(-I_{2p} - I_{3p} - I_{4p} + J_{3p}) + \\
& + \lambda_5(I_{4p} - \bar{J}_{4p}) ;
\end{aligned} \tag{2.11}$$

$$\lambda_5 \geq 0 .$$

Функція Лагранжа (2.11) задовольняє таку систему рівнянь Ейлера:

$$\dot{\mathbf{I}}_0 = \mathbf{C}_r \mathbf{J}_a + j(\mathbf{C}_r \mathbf{J}_p + \lambda_5 \Upsilon_1), \tag{2.12}$$

де

$$\lambda_5 = -\frac{2R_1R_3}{R_1 + R_2 + R_3} J_{2p} - \frac{2(R_1R_3 + R_2R_3)}{R_1 + R_2 + R_3} J_{3p} - \frac{2R_\Sigma}{R_1 + R_2 + R_3} \bar{J}_{4p} \geq 0;$$

$$\Upsilon_1 = \frac{1}{2R_\Sigma} \begin{vmatrix} R_3 \\ R_3 \\ R_1 + R_2 \\ R_1 + R_2 + R_3 \end{vmatrix} .$$

Діючи подібним чином, можна одержати розв'язок задачі мінімізації втрат потужності (2.3) за умови

$$J_{4p} \geq \underline{J}_{4p} . \tag{2.13}$$

Він запишеться як

$$\dot{\mathbf{I}}_0 = \mathbf{C}_r \mathbf{J}_a + j(\mathbf{C}_r \mathbf{J}_p + \lambda_6 \Upsilon_1), \tag{2.14}$$

де

$$\lambda_6 = -\frac{2R_1R_3}{R_1 + R_2 + R_3} J_{2p} - \frac{2(R_1R_3 + R_2R_3)}{R_1 + R_2 + R_3} J_{3p} - \frac{2R_\Sigma}{R_1 + R_2 + R_3} \underline{J}_{4p} \geq 0 .$$

У випадку мінімізації (2.3) з врахуванням (2.4) і спільному

накладанні умов (2.9) і (2.13) розв'язок має такий вигляд:

$$\dot{\mathbf{I}}_0 = \mathbf{C}_r \mathbf{J}_a + j \left[ \mathbf{C}_r \mathbf{J}_p + (\lambda_5 + \lambda_6) \mathbf{Y}_1 \right]. \quad (2.15)$$

Зіставляючи вирази (2.12), (2.14) і (2.15) з (2.6), бачимо, що наявність обмежень на реактивні струми ніяк не відбивається на тому, як повинні розподілятися активні струми при мінімізації втрат активної потужності. У будь-якому разі значення їх у вітках мережі повинні відповідати розподілу за розрахунковою R-схемою.

Оптимальні значення реактивних складових струмів у вітках і розподіл їх між джерелами реактивної потужності залежать, окрім параметрів мережі, ще й від мінімального та максимального значення допустимих меж зміни реактивних струмів у генеруючих вузлах. За виконання умов (2.10) та (2.13) розподіл реактивних складових струмів відповідає розрахунковій R-схемі ( $\lambda_5 = 0$ ,  $\lambda_6 = 0$ ). У випадку порушення одного із зазначених обмежень, значення реактивних струмів, розрахованих за R-схемою, повинні бути змінені на значення, пропорційне відповідному множнику  $\lambda$ . Тобто, для знаходження оптимального струморозподілу в мережі необхідно знати значення невизначених множників Лагранжа при обмежуючих умовах виду (2.10) і (2.13).

Скориставшись уже апробованим порядком визначення оптимального розподілу реактивних струмів при наявності обмежень у вигляді нерівностей, можна підтвердити ті ж висновки й для активних складових струмів.

Узагальнимо результати, отримані для простої замкненої електричної мережі, на електричні мережі будь-якої конфігурації і будь-якого розміру.

## 2.1.3 Оптимальний струморозподіл в електроенергетичній системі

### 2.1.3.1 Оптимальний струморозподіл при заданих струмах у всіх вузлах крім балансуючого

Задача визначення струморозподілу в ЕЕС, який забезпечує мінімум втрат електроенергії на її передачу, може бути сформульована таким чином [53]:

мінімізувати

$$W_R = \dot{\mathbf{I}}_t \mathbf{R} \hat{\mathbf{I}} \quad (2.16)$$

за умови

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{M} \mathbf{I}_a &= \mathbf{J}_a \\ \mathbf{M} \mathbf{I}_p &= \mathbf{J}_p \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

де  $\dot{\mathbf{I}}_t, \hat{\mathbf{I}}$  – транспонований і спряжений вектори струмів у вітках;

$\mathbf{I}_a, \mathbf{I}_p$  – вектори активних і реактивних складових струмів в вітках.

Задача (2.16)–(2.17) записана в дійсних координатах змінних, тому струми представлені своїми активними і реактивними складовими. Для надання їй узагальненого виду вибрана матрична форма запису.

Тоді відповідна функція Лагранжа для (2.16) з урахуванням рівнянь зв'язку (2.17) запишеться:

$$L = \dot{\mathbf{I}}_t \mathbf{R} \hat{\mathbf{I}} + \left[ \lambda_{at} \lambda_{pt} \right] \begin{bmatrix} \mathbf{M} \mathbf{I}_a - \mathbf{J}_a \\ \mathbf{M} \mathbf{I}_p - \mathbf{J}_p \end{bmatrix}, \quad (2.18)$$

де  $\left[ \lambda_{at} \lambda_{pt} \right]$  – транспонований вектор невизначених множників Лагранжа.

Функція Лагранжа (2.18) задовольняє таку систему рівнянь Ейлера:

$$\begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}_t & 0 \\ \hline 0 & 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}_t \\ \hline \mathbf{M} & 0 & & \\ \hline 0 & \mathbf{M} & & 0 \\ \hline \end{array}
\begin{array}{|c|} \hline \mathbf{I}_{a0} \\ \hline \mathbf{I}_{p0} \\ \hline \lambda_a \\ \hline \lambda_p \\ \hline \end{array}
=
\begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline 0 \\ \hline \mathbf{J}_a \\ \hline \mathbf{J}_p \\ \hline \end{array}
\cdot \quad (2.19)$$

З системи рівнянь (2.19) оптимальні струми у вітках і множники Лагранжа у загальному визначаються як

$$\begin{array}{|c|} \hline \mathbf{I}_{a0} \\ \hline \mathbf{I}_{p0} \\ \hline \lambda_a \\ \hline \lambda_p \\ \hline \end{array}
=
\left(
\begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}_t & 0 \\ \hline 0 & 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}_t \\ \hline \mathbf{M} & 0 & & \\ \hline 0 & \mathbf{M} & & 0 \\ \hline \end{array}
\right)^{-1}
\begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline 0 \\ \hline \mathbf{J}_a \\ \hline \mathbf{J}_p \\ \hline \end{array}
\cdot \quad (2.20)$$

Розбивши в (2.20) матрицю коефіцієнтів в дужках на блоки, як це показано жирними лініями, і застосувавши до неї формулу Фробеніуса [21], після нескладних перетворень одержимо розв'язок задачі визначення оптимальних струмів в вітках в такому вигляді:

$$\begin{array}{|c|} \hline \mathbf{I}_{a0} \\ \hline \mathbf{I}_{p0} \\ \hline \lambda_a \\ \hline \lambda_p \\ \hline \end{array}
=
\begin{array}{|c|c|} \hline \mathbf{C}_r & 0 \\ \hline 0 & \mathbf{C}_r \\ \hline -2\mathbf{R}_{ij} & 0 \\ \hline 0 & -2\mathbf{R}_{ij} \\ \hline \end{array}
\begin{array}{|c|} \hline \mathbf{J}_a \\ \hline \mathbf{J}_p \\ \hline \end{array}
, \quad (2.21)$$

де  $\mathbf{C}_r = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}_t(\mathbf{M}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}_t)^{-1}$  – матриця коефіцієнтів струморозподілу розрахункової схеми ЕЕС, в якій опори віток представлені тільки їх активними складовими (заступна R-схема ЕЕС);

$\mathbf{R}_{ij} = (\mathbf{M}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}_t)^{-1}$  – матриця вузлових опорів заступної R-схеми ЕЕС.

Таким чином, найменші втрати електроенергії, які можливі в ЕЕС при заданих навантаженнях у вузлах, в загальному будуть тоді, коли струморозподіл в ЕЕС буде відповідати струморозподілу, розрахованому за її заступною R-схемою. В [68] для окремого контура, а в [75] для більш загального випадку отримано подібний результат. Він отриманий, основувшись на законах електротехніки. Насправді, висновок щодо економічного струморозподілу в ЕЕС є більш глибоким і загальним. Як показано тут, такий результат ґрунтується на проявленні принципу найменшої дії, зокрема в електроенергетиці.

### 2.1.3.2 Оптимальний струморозподіл, коли на струми у генеруючих вузлах не накладені обмеження

Задача визначення оптимального струморозподілу в ЕЕС, коли задані тільки струми у вузлах навантаження, може бути записана:

мінімізувати

$$W_R = \mathbf{I}_t \mathbf{R} \hat{\mathbf{I}} \quad (2.22)$$

за умови

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{M}' \mathbf{I}_a &= \mathbf{J}_a \\ \mathbf{M}' \mathbf{I}_p &= \mathbf{J}_p \end{aligned} \right\} \quad (2.23)$$

де  $\mathbf{J}_a$ ,  $\mathbf{J}_p$  – вектори активних і реактивних складових струмів у вузлах навантаження;

$\mathbf{M}'$  – перша матриця інциденцій мережі, в якій, на відміну від  $\mathbf{M}$  як



в задачі (2.16)–(2.17), викреслені рядки, які відповідають вузлам генерування (це еквівалентно об'єднанню всіх джерел живлення в один розрахунковий балансуєчий вузол).

Задача (2.22)–(2.23) сформульована за допущення, що відсутні обмеження на задаючи (генеруючи) струми вузлів. Відповідна функція Лагранжа для (2.22) з урахуванням рівнянь зв'язку (2.23) запишеться:

$$L = \dot{\mathbf{I}}_t \mathbf{R} \hat{\mathbf{I}} + \left[ \lambda_{at} \lambda_{pt} \right] \begin{bmatrix} \mathbf{M}' \mathbf{I}_a - \mathbf{J}_a \\ \mathbf{M}' \mathbf{I}_p - \mathbf{J}_p \end{bmatrix}, \quad (2.24)$$

де  $\left[ \lambda_{at} \lambda_{pt} \right]$  – транспонований вектор невизначених множників Лагранжа.

Функція Лагранжа (2.24) задовольняє таку систему рівнянь Ейлера:

$$\begin{bmatrix} 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}'_t & 0 \\ 0 & 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}'_t \\ \mathbf{M}' & 0 & & \\ 0 & \mathbf{M}' & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{a0} \\ \mathbf{I}_{p0} \\ \lambda_a \\ \lambda_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \mathbf{J}_a \\ \mathbf{J}_p \end{bmatrix}. \quad (2.25)$$

З системи рівнянь (2.25) оптимальні струми у вітках і множники Лагранжа по аналогії як у п.2.1.3.1 визначаються як

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{a0} \\ \mathbf{I}_{p0} \\ \lambda_a \\ \lambda_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_r & 0 \\ 0 & \mathbf{C}_r \\ -2\mathbf{R}_{ij} & 0 \\ 0 & -2\mathbf{R}_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{J}_a \\ \mathbf{J}_p \end{bmatrix}, \quad (2.26)$$

де  $\mathbf{C}_r = \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}'_t (\mathbf{M}' \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}'_t)^{-1}$  – матриця коефіцієнтів струморозподілу розрахункової заступної R-схеми ЕЕС;

$\mathbf{R}_{ij} = (\mathbf{M}' \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}'_t)^{-1}$  – матриця вузлових опорів заступної R-схеми ЕЕС.

Тобто, як і в попередньому випадку, коли зафіксовані значення струмів у всіх вузлах крім балансуючого, економічний струморозподіл і при «розв'язаних» струмах у вузлах генерування відповідає такому, що розрахований за заступною R-схемою ЕЕС. Особливістю тут є те, що за постановки задачі як (2.2)–(2.3) вузли генерування об'єднані в еквівалентний балансуючий вузол. Якщо цей вузол призначити і базисним, то це означатиме, що у всіх генеруючи вузлах має бути значення напруги, рівне базисному.

## 2.2 Математичне моделювання умов оптимальності потоків потужності в ЕЕС

Задача визначення оптимального поточкорозподілу в ЕЕС, якому відповідає мінімум втрат електроенергії на її передачу, може бути сформульована таким чином [76]:

мінімізувати

$$W_R = \hat{\mathbf{S}}_{yt} \hat{\mathbf{U}}_{\partial}^{-1} \mathbf{R}_{ij} \hat{\mathbf{U}}_{\partial}^{-1} \hat{\mathbf{S}}_y \quad (2.27)$$

за умови

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{M}' \mathbf{P} &= \mathbf{P}_y \\ \mathbf{M}' \mathbf{Q} &= \mathbf{Q}_y \end{aligned} \right\}, \quad (2.28)$$

де  $\dot{\mathbf{S}}_y, \hat{\mathbf{S}}_{yt}$  – вектор повних потужностей у вузлах та транспонований і спряжений вектор вузлових потужностей;

$\dot{\mathbf{U}}_\delta$  – діагональна матриця напруг у вузлах (індекс -1 означає що матриця обернена, а « $\wedge$ » – що спряжена);

$\mathbf{R}_{ij}$  – матриця активних вузлових опорів;

$\mathbf{P}_y, \mathbf{Q}_y$  – вектори активних і реактивних потужностей у вузлах;

$\mathbf{P}, \mathbf{Q}$  – вектори активних і реактивних потужностей у вітках.

Задача (2.27) розв’язується за умови балансу потужностей у вузлах. Відповідна функція Лагранжа для (2.27) з урахуванням рівнянь зв’язку (2.28) запишеться:

$$W_R = \hat{\mathbf{S}}_{yt} \hat{\mathbf{U}}_\delta^{-1} \mathbf{R} \dot{\mathbf{U}}_\delta^{-1} \dot{\mathbf{S}}_y + [\lambda_{Pt} \lambda_{Qt}] \begin{bmatrix} \mathbf{M}' \mathbf{P} - \mathbf{P}_y \\ \mathbf{M}' \mathbf{Q} - \mathbf{Q}_y \end{bmatrix}, \quad (2.29)$$

Функція Лагранжа (2.29) задовольняє таку систему рівнянь Ейлера:

$2\mathbf{R}$	$0$	$\mathbf{M}'_t$	$0$	$\mathbf{U}^{-1}_{\delta a} \mathbf{P} - \mathbf{U}^{-1}_{\delta p} \mathbf{Q}$	$=$	$0$	$,$	(2.30)
$0$	$2\mathbf{R}$	$0$	$\mathbf{M}'_t$	$\mathbf{U}^{-1}_{\delta p} \mathbf{P} + \mathbf{U}^{-1}_{\delta a} \mathbf{Q}$		$0$		
$\mathbf{M}'$	$0$	$0$		$?_a$		$\mathbf{U}^{-1}_{\delta a} \mathbf{P}_y - \mathbf{U}^{-1}_{\delta p} \mathbf{Q}_y$		
$0$	$\mathbf{M}'$			$?_p$		$\mathbf{U}^{-1}_{\delta p} \mathbf{P}_y + \mathbf{U}^{-1}_{\delta a} \mathbf{Q}_y$		

де  $\mathbf{U}_{\delta a}, \mathbf{U}_{\delta p}$  – діагональні матриці активних і реактивних складових вузлових напруг.

З системи рівнянь (2.30) оптимальні потоки потужності у вітках і множники Лагранжа визначаються як:

$$\begin{array}{|c|} \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} \mathbf{P} - \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} \mathbf{Q} \\ \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} \mathbf{P} + \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} \mathbf{Q} \\ \hline ?_a \\ \hline ?_p \\ \hline \end{array} = \left( \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}'_t & 0 \\ \hline 0 & 2\mathbf{R} & 0 & \mathbf{M}'_t \\ \hline \mathbf{M}' & 0 & & \\ \hline 0 & \mathbf{M}' & & 0 \\ \hline \end{array} \right)^{-1} \cdot \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline 0 \\ \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} \mathbf{P}_y - \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} \mathbf{Q}_y \\ \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} \mathbf{P}_y + \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} \mathbf{Q}_y \\ \hline \end{array} \cdot (2.31)$$

За аналогією як в (2.1.3), розбивши матрицю коефіцієнтів на блоки і застосувавши формулу Фробеніуса, отримаємо розв'язок системи рівнянь (2.30):

$$\begin{array}{|c|} \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} \mathbf{P}_o - \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} \mathbf{Q}_o \\ \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} \mathbf{P}_o + \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} \mathbf{Q}_o \\ \hline \lambda_p \\ \hline \lambda_a \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline \mathbf{C}_r & 0 \\ \hline 0 & \mathbf{C}_r \\ \hline -2\mathbf{R}_\lambda & 0 \\ \hline 0 & -2\mathbf{R}_\lambda \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline \mathbf{P}_y \\ \hline \mathbf{P}_y \\ \hline \end{array}, \quad (2.32)$$

де  $\mathbf{R}_\lambda = (\mathbf{M}' \mathbf{R}_{ij}^{-1} \mathbf{M}'_t)^{-1}$ .

З (2.32) оптимальні значення потоків потужності у вітках ЕЕС можна визначити з умов:

$$\begin{array}{|c|c|c|} \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} & -\mathbf{U}^{-1}_{\partial p} & \mathbf{P}_o \\ \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} & \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} & \mathbf{Q}_o \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} & -\mathbf{U}^{-1}_{\partial p} & \mathbf{C}_r & 0 \\ \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} & \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} & 0 & \mathbf{C}_r \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline \mathbf{P}_y \\ \hline \mathbf{Q}_y \\ \hline \end{array}. \quad (2.33)$$

З (2.33) оптимальні значення потужностей у вітках визначаються як

$$\begin{array}{|c|} \hline \mathbf{P}_o \\ \hline \mathbf{Q}_o \\ \hline \end{array} = \left( \begin{array}{|c|c|} \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} & -\mathbf{U}^{-1}_{\partial p} \\ \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} & \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} \\ \hline \end{array} \right)^{-1} \cdot \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} & -\mathbf{U}^{-1}_{\partial p} & \mathbf{C}_r & 0 \\ \hline \mathbf{U}^{-1}_{\partial p} & \mathbf{U}^{-1}_{\partial a} & 0 & \mathbf{C}_r \\ \hline \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} \hline \mathbf{P}_y \\ \hline \mathbf{Q}_y \\ \hline \end{array}, \quad (2.34)$$

або з врахуванням, що добуток матриці і оберненої їй матриці є

одиничною матрицею,

$$\begin{array}{|c|} \hline \mathbf{P}_0 \\ \hline \mathbf{Q}_0 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline \mathbf{C}_r & 0 \\ \hline 0 & \mathbf{C}_r \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline \mathbf{P}_y \\ \hline \mathbf{Q}_y \\ \hline \end{array}. \quad (2.35)$$

З (2.35) слідує, що

$$\begin{array}{|c|} \hline \mathbf{P}_0 \\ \hline \mathbf{Q}_0 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \mathbf{C}_r \mathbf{P}_y \\ \hline \mathbf{C}_r \mathbf{Q}_y \\ \hline \end{array}. \quad (2.36)$$

Тобто, для забезпечення мінімуму втрат електроенергії під час її транспортування в ЕЕС потужності у вузлах повинні розподілятися по вітках у відповідності до поточкорозподілу, розрахованому за заступною R-схемою.

## 2.3 Оптимальний розподіл навантаження між джерелами електроенергії

### 2.3.1 Математична модель електричної станції в оптимальному керуванні режимами ЕЕС на засадах ПНД

Як елемент електроенергетичної системи електрична станція (ЕС) в рамках підходу щодо оптимального керування режимами ЕЕС з застосуванням ПНД повинна бути представлена відповідним чином. В пп. 2.1 і 2.2 показано, що задача визначення оптимальних параметрів режиму ЕЕС, яким відповідають найменші втрати потужності у вітках, може бути зведена до розрахунку режиму за заступною R-схемою. Виходячи з цього і дотримуючись засад ПНД, ЕС в моделі оптимального керування режимами ЕЕС повинна бути представлена активним опором. В [72] така можливість показана.

Задача найвигіднішого розподілу навантаження між ЕС, коли критерієм оптимальності є сумарні витрати на виробництво електроенергії в ЕЕС, формулюється так [5, 73]:

$$Z = \int_0^T \sum_{i=1}^S Z_i dt = \int_0^T \sum_{i=1}^S u_i B_i(P_i) dt \Rightarrow \min \quad (2.37)$$

за умов балансу потужностей в системі

$$\sum_{i=1}^S P_i - \sum_{j=1}^n P_j - V = 0, \quad (2.38)$$

де  $B_i(P_i)$  – витратна характеристика  $i$ -ої теплової станції;

$u_i$  – ціна тони умовного палива на  $i$ -й станції;

$P_j$  – потужність  $j$ -го вузла навантаження;

$n$  – кількість вузлів навантаження;

$V$  – втрати активної потужності в системі.

Паливну складову витрат на виробництво електроенергії на  $s$ -ій станції можна розглядати як вартість втрат електроенергії в активному опорі  $R_{ei}$  за такий же проміжок часу [70]. Тоді при роботі станції з постійним навантаженням на проміжку часу  $T$  можна записати:

$$Z_{Ri} = V_i T c = B_i(P_i) u_i T, \quad (2.39)$$

де  $c$  – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії;

$V_i$  - втрати активної потужності на елементі  $R_{ei}$  від перетоків  $P_i$ .

Враховуючи, що

$$V_i = \frac{P_i^2}{U_i^2} \cdot R_{ei}, \quad (2.40)$$

будемо мати

$$3_{Ri} = \frac{P_i^2}{U_i^2} \cdot R_{ei} \cdot T \cdot c. \quad (2.41)$$

Розв'язуючи спільно (2.39) і (2.41), отримаємо значення таких активних опорів, вартість втрат електроенергії на яких еквівалентна витратам на виробництво електроенергії на кожній із станцій,

$$R_{ei} = \frac{B_i(P_i)U_i^2\gamma_i}{P_i^2 \cdot c}. \quad (2.42)$$

Представлені в такому вигляді економічні характеристики станцій відповідають моделі оптимізації режиму ЕЕС з використанням ПНД. Як слідує з (2.42) опори  $R_{ei}$  є нелінійними функціями витратних характеристик та навантаження станції  $P_i$ . На рис. 2.2 показано залежності  $R_{ei} = f(P_i)$  для трьох станцій, витратні характеристики яких апроксимовано квадратичними поліномами.

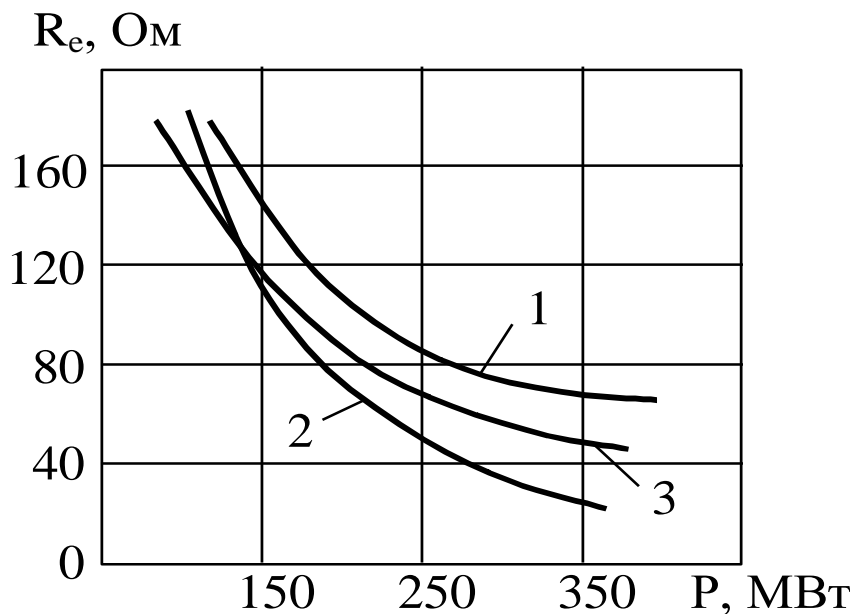


Рисунок 2.2 – Приклад залежностей економічних опорів від

потужності ЕС

Розмістивши джерела електричної енергії за розрахованими таким чином опорами (рис. 2.3), можна замінити визначення сумарних витрат на виробництво електроенергії розрахунком поточкорозподілу в заступній схемі, складеній тільки із активних опорів елементів мережі та економічних опорів електричних станцій. Розрахунок такого поточкорозподілу не викликає складнощів і може бути виконаний будь-яким відомим методом.

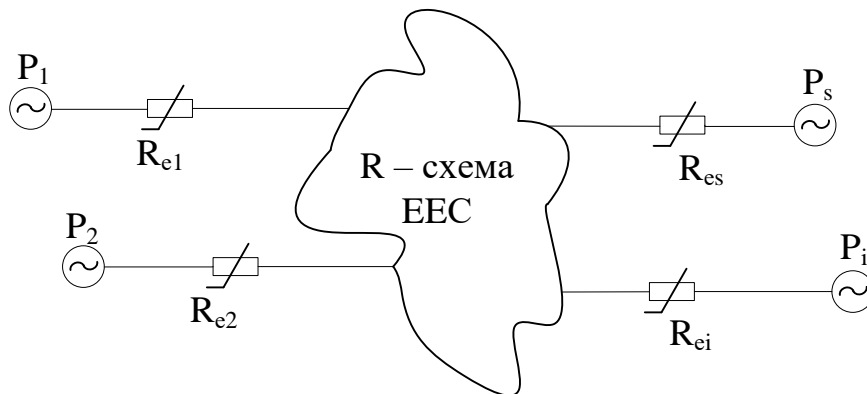


Рисунок 2.3 – Електрична схема ЕЕС з економічними опорами

Покажемо, що в цьому випадку забезпечується оптимальний режим ЕЕС, коли критерієм оптимальності прийнято сумарні витрати на генерування і транспортування активної потужності в ЕЕС. Задачу оптимізації сформулюємо таким чином:

$$V_{\Sigma} = \sum_{i=1}^s 3R_{ei}I_i^2 \rightarrow \min \quad (2.43)$$

за умов балансу потужності в ЕЕС



$$P_1 + P_2 + \dots + P_s - P_{nc} - V_c = 0$$

$$i \quad P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max}, \quad i = \overline{1, s},$$

де  $P_{nc}$  – сумарне навантаження ЕЕС;

$V_c$  – сумарні втрати активної потужності в системі.

Функція Лагранжа для (2.43) запишеться у вигляді:

$$L = \sum_{i=1}^s 3R_{ei} I_i^2 + \lambda \left( \sum_{i=1}^s P_i - P_{nc} - V_c \right).$$

Після підстановки значень економічних опорів з (2.42)

$$L = \sum_{i=1}^s B_i(P_i) \frac{u_i}{c} + \lambda \left( \sum_{i=1}^s P_i - P_{nc} - V_c \right).$$

З умов  $\partial L / \partial P_i = 0, \quad i = \overline{1, s}$  отримано критерій найвигіднішого розподілу навантаження між електричними станціями:

$$\frac{u_i b_i}{1 - \sigma_i} = idem, \quad i = \overline{1, s}, \quad (2.44)$$

де  $b_i = \partial B_i / \partial P_i$  – відносні прирости витрат палива на станціях;

$\sigma_i = \partial V_c / \partial P_i$  – відносні прирости втрат активної потужності в ЕЕС.

Тобто, прийшли до відомих [73] умов оптимального розподілу навантаження ЕЕС між станціями. Отже, розрахунок усталеного режиму ЕЕС, де станції представлені економічними опорами  $R_{ei}$ , приводить до того ж результату, що й мінімізація (2.37) методом Лагранжа або, наприклад, градієнтним методом.

Якщо станції, залишаючись елементами ЕЕС в електротехнічному сенсі, є предметом самостійного господарювання, то оптимізація режимів ЕЕС проводиться за критерієм мінімуму витрат на відпущену станціями енергію  $Z_E$ . Тоді на відміну від (2.37) задача найвигіднішого

розподілу навантаження між станціями формулюється:

$$Z_E = \int_0^T \sum_{i=1}^s P_i \beta_i dt \rightarrow \min, \quad (2.45)$$

де  $\beta_i$  – вартість 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин  $i$ -ої станції.

Провівши перетворення за аналогією як у попередньому випадку, коли мінімізуються витрати на паливо, за тих же допущень приходимо до тих же висновків. Різниця полягає тільки в тому, що економічні опори, за якими розміщаються станції, визначаються:

$$R_{ei} = \frac{U_i^2 \beta_i}{P_i c}. \quad (2.46)$$

Таким чином, задача найвигіднішого розподілу навантаження між станціями може бути зведена до розрахунку усталеного режиму ЕЕС з заступною R-схемою, в якій станції представляються нелінійними економічними опорами. Значення їх залежить від вибраного критерію оптимальності.

### 2.3.2 Оптимізація режиму ЕЕС по реактивній потужності і напрузі

За допущення, що генерування реактивної потужності не зв'язане з будь-якими витратами, метою оптимального розподілу реактивної потужності може бути зменшення втрат активної потужності в ЕЕС. Будемо вважати, що активні потужності задані і незмінні. Тоді втрати залежать тільки від реактивної потужності. Задача оптимізації режиму ЕЕС по реактивній потужності записується як задача мінімізації втрат активної потужності [76]:

$$V_Q = f(Q, U) \rightarrow \min, \quad (2.47)$$

за умов балансу реактивної потужності в системі

$$G = \sum_{i=1}^q Q_i - \sum Q_n - \Delta Q = 0, \quad (2.48)$$

де  $\sum_{i=1}^q Q_i$  – сумарне генерування реактивної потужності;  $q$  – кількість

джерел реактивної потужності (ДРП);

$\sum Q_n$  – сумарне навантаження, значення якого є постійним;

$\Delta Q$  – втрати реактивної потужності в елементах системи.

Оптимальні значення навантаження джерел реактивної потужності знаходяться методом Лагранжа:

$$L = V_Q + \lambda G \rightarrow \min.$$

Відповідно умови оптимального розподілу реактивної потужності будуть [76]:

$$\frac{\partial V_Q / \partial Q_i}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_i} = idem. \quad (2.49)$$

Витрати від втрат електроенергії, викликаних потоками реактивної потужності в елементі системи з опором  $R_e$  на відрізьку часу  $T$ , визначаються як

$$3_{Q_i} = V_{Q_i} Tc = \frac{Q_i^2}{U_i^2} R_{ei} Tc. \quad (2.50)$$

Електроенергія на покриття цих втрат виробляються на електричній станції. Витрати на її виробництво визначаються:

$$3(V_{Q_i}) = B_j(P_j) u_j T. \quad (2.51)$$

З (2.50) і (2.51) маємо, що економічний опір, вартість втрат

електроенергії в якому еквівалентна витратам на її виробництво на станції, розраховується за формулою:

$$R_{ei} = \frac{B_j(P_j) U_i^2 u_j}{Q_i^2 c}. \quad (2.52)$$

Якщо станція в ЕЕС задається не витратною характеристикою  $B_j(P_j)$ , а відпускною ціною електроенергії з її шин  $\beta_j$ , то відповідно економічний опір визначається як

$$R_{ei} = \frac{P_j U_i^2 \beta_j}{Q_i^2 c}, \quad (2.53)$$

де  $P_j$  – потужність, що відпускається з шин станції на покриття втрат в електричній мережі від потоків реактивної потужності;

$\beta_j$  – вартість 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин  $j$ -ої станції.

Якщо джерела реактивної потужності умовно розмістити за розрахованими таким чином опорами, то можна замінити визначення сумарних витрат на покриття втрат електроенергії від перетоків реактивної потужності розрахунком поточкорозподілу в заступній схемі ЕЕС, складеній тільки з активних опорів її елементів. Розрахований поточкорозподіл буде відповідати мінімуму витрат на генерування і транспортування реактивної потужності в ЕЕС. Покажемо це.

Задачу оптимізації режиму ЕЕС по реактивній потужності сформулюємо таким чином:

$$V_{Q\Sigma} = \sum_{i=1}^q 3R_{ei} I_i^2 \rightarrow \min \quad (2.54)$$

за умов балансу реактивної потужності в системі

$$\sum_{i=1}^s Q_i - \sum Q_n - \Delta Q = 0. \quad (2.55)$$

Запишемо функцію Лагранжа для (2.54)–(2.55):

$$L = \sum_{i=1}^q 3R_{ei} I_i^2 + \lambda (\sum_{i=1}^q Q_i - \sum Q_n - \Delta Q).$$

Після підстановки значень економічних опорів згідно (2.53) з врахуванням того, що в (2.53)  $P_j = V_{Qj}$ ,

$$L = \sum_{i=1}^q \frac{V_{Qj} \beta}{c} + \lambda (\sum_{i=1}^q Q_i - \sum Q_n - \Delta Q).$$

З умов  $\partial L / \partial Q_i = 0, i = \overline{1, q}$  отримаємо критерій оптимального навантаження джерел реактивної потужності:

$$\frac{\partial V_Q / \partial Q_i}{1 - \partial \Delta Q / \partial Q_i} \frac{\beta}{c} = idem. \quad (2.56)$$

Критерій оптимальності навантаження ДРП отриманий за умови, що вартість виробленої на станціях електроенергії, яка йде на покриття втрат в ЕЕС,  $\beta$  і вартість втрат електроенергії в системі  $c$  є постійними на інтервалі часу  $T$ , тобто,  $\beta/c = const$ . За таких умов дії за критеріями оптимальності (2.56) і (2.49) не відрізняються. Якщо ж вартості електроенергії  $\beta$  і  $c$  однакові, то в цьому випадку маємо повне співпадіння критеріїв оптимальності (2.56) і (2.49).

Таким чином, задача оптимального розподілу навантаження між джерелами реактивної потужності може бути зведена до розрахунку усталеного режиму ЕЕС з заступною R-схемою, в якій ДРП представляються нелінійними економічними опорами. Значення їх залежить від вибраного критерію оптимальності. Це можуть бути

відповідно значення  $R_e$ , визначені за формулами (2.52) або (2.53).

### 2.3.3 Комплексна оптимізація режимів ЕЕС

Розглянемо випадок роботи  $s$  джерел активної і реактивної потужності (це можуть бути електростанції або окремі агрегати) та  $q$  джерел реактивної потужності в ЕЕС з сумарним навантаженням  $\sum P_i$  і  $\sum Q_i$ . Цільову функцію представимо як суму витрат на виробництво активної потужності, в тому числі на покриття втрат потужності в електричних мережах. Тоді задача оптимізації формулюється [5]:

$$Z = \sum_{i=1}^s u_i B_i(P_i) \rightarrow \min \quad (2.57)$$

за умов балансу потужностей в системі

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^s P_i - \sum P_i - V &= 0, \\ \sum_{i=1}^s Q_i + \sum_{j=1}^q Q_j - \sum Q_i - \Delta Q &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (2.58)$$

Подамо витрати на виробництво електроенергії як вартість втрат електроенергії в активному опорі  $R_{ei}$  за такий же проміжок часу. Тоді при роботі станції з постійним навантаженням на проміжку часу  $T$  можна записати:

$$Z = \sum_{i=1}^s u_i B_i(P_i) = \sum_{i=1}^s V_i c + \sum_{j=1}^q V_{Qj} c \rightarrow \min \quad (2.59)$$

за умов балансу потужностей в системі

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^s P_i - \sum P_H - V &= 0, \\ \sum_{i=1}^s Q_i + \sum_{j=1}^q Q_j - \sum Q_H - \Delta Q &= 0. \end{aligned} \right\}$$

В (2.59) витрати, еквівалентні витратам на виробництво електроенергії на  $i$ -й станції, визначаються:

$$B_i(P_i)u_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \cdot R_{ei} c.$$

З останнього виразу визначається опір, вартість втрат в якому еквівалентна витратам на виробництво активної потужності на  $i$ -й станції, включаючи і активну потужність, що йде на покриття втрат від потоків реактивної потужності від  $i$ -ої станції  $Q_i$ :

$$R_{ei} = \frac{B_i(P_i)U_i^2 u_i}{(P_i^2 + Q_i^2)c}. \quad (2.60)$$

На відміну від попередніх випадків, розглянутих в пп. 2.3.1 і 2.3.2, якщо розмістити джерела електричної енергії за опорами, розрахованими за (2.60), то таким чином оптимізуються витрати на виробництво електроенергії для покриття навантаження ЕЕС  $\sum P_H$  і  $\sum Q_H$ , а також втрат активної потужності від перетоків активної і реактивної потужностей в системі. Якщо при цьому в розрахунковій моделі ЕЕС електричні мережі представлені заступною R-схемою (див. рис. 2.4), то оптимізуються також сумарні втрати потужності в ЕЕС. Тобто досягається комплексна оптимізація ЕЕС по активній і реактивній потужностях.

Задачі оптимізації нормальних режимів ЕЕС за напругою і реактивною потужністю (2.47) та комплексної оптимізації (2.57)

розглянуті без врахування вартості генерування реактивної потужності на станціях та джерелами реактивної потужності. В експлуатаційних задачах ця вартість визначається втратами активної потужності на станціях і в ДРП, яка витрачається на генерування реактивної потужності [77, 78].

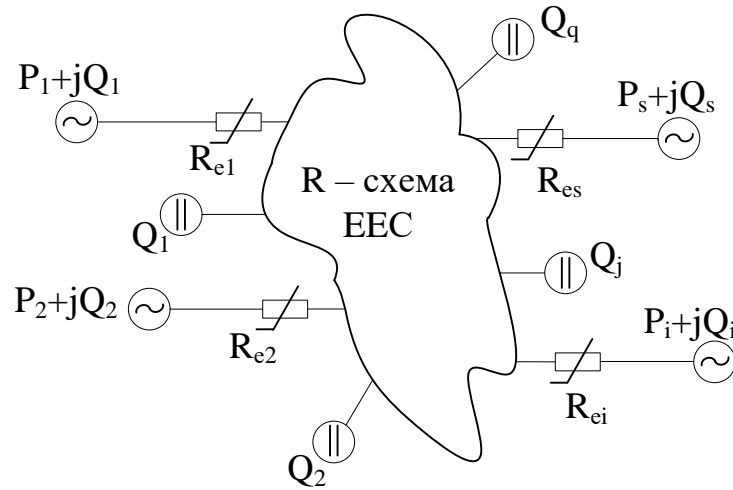


Рисунок 2.4 – Заступна схема ЕЕС з економічними опорами для комплексної оптимізації

Для врахування втрат на генерування реактивної потужності на відповідну величину збільшується  $R_e$  станції. Втрати активної потужності в генераторах станції визначаються за формулою [78]:

$$\Delta P_G = \frac{Q}{Q_{ном}} D_1 + \frac{Q^2}{Q_{ном}^2} D_2 ,$$

де  $D_1$  і  $D_2$  – постійні коефіцієнти, які залежать від типу і потужності генератора.

Отримані  $\Delta P_G$  додаються в (2.53) або (2.60) до потужності станції і, відповідно, збільшується  $R_e$ .



Якщо оптимізація режиму ЕЕС здійснюється з врахуванням втрат активної потужності в ДРП, то останні розраховуються за формулою [78]:

$$\Delta P_{дрп} = p_{num} Q,$$

де  $p_{num}$  – питомі втрати активної потужності в ДРП.

Для врахування цих втрат при оптимізації режиму ЕЕС ДРП розміщається за економічним опором, значення якого визначається за формулою:

$$R_{e\ drп\ i} = \frac{p_{num} U_i^2}{Q_i}.$$

Таким чином при оптимізації нормальних режимів ЕЕС враховуються втрати активної потужності на генерування реактивної потужності. Щодо решти обмежень, то балансні обмеження виду (2.58) і обмеження на значення  $P$  і  $Q$  станцій і ДРП враховуються в процесі розрахунку усталеного режиму.

## **Висновки**

1. Електроенергетичні системи як штучні системи не є оптимальними з точки зору втрат електроенергії під час її виробництва, транспортування і розподілу. Зокрема, струморозподіл в реальній ЕЕС через її неоднорідність не є оптимальним і супроводжується втратами електроенергії, які є більшими за технічно можливі і економічно доцільні. Для визначення умов оптимальності струморозподілу в ЕЕС з метою подальшого розроблення стратегії розвитку, реконструкції та експлуатації ЕЕС на єдиних методологічних засадах може бути використаний принцип найменшої

дії.

2. Показано, що найменші втрати електроенергії, які можливі в ЕЕС при заданих навантаженнях у вузлах, в загальному будуть тоді, коли струморозподіл в системі буде відповідати струморозподілу, розрахованому за її заступною R-схемою. Цей висновок щодо економічного струморозподілу в ЕЕС ґрунтується на проявленні в електроенергетиці принципу найменшої дії.

3. Процес оптимального розподілу навантаження між електростанціями в енергосистемі можливо моделювати з використанням принципу найменшої дії. При цьому станція в моделі представляється активним опором, вартість втрат електроенергії в якому дорівнює витратам на виробництво такої ж кількості електроенергії на станції. Визначення оптимального навантаження станцій зводиться до розрахунку усталеного режиму ЕЕС за її заступною R-схемою.

4. Задача оптимального розподілу навантаження між джерелами реактивної потужності може бути зведена до розрахунку усталеного режиму ЕЕС з заступною R-схемою, в якій ДРП представляються нелінійними економічними опорами. Значення їх залежить від того, як компенсуються на електростанціях втрати електроенергії в ЕЕС від потоків реактивної потужності. Критерій оптимальності ЕЕС по реактивній потужності міняється в залежності від того як представлені в розрахунковій моделі електростанції – витратними характеристиками чи вартістю відпущеної з шин електроенергії.

5. Метод роздільної оптимізації режимів ЕЕС по активній і реактивній потужності з використанням ПНД, що зводиться до розрахунків режимів за заступною R-схемою, може бути поширений і на комплексну оптимізацію ЕЕС по активній і реактивній

потужностях. В цьому випадку в економічних опорах станцій враховуються втрати активної потужності в ЕЕС від потоків реактивної потужності, яка генерується як електростанціями, так джерелами реактивної потужності.

6. Принцип найменшої дії поширюється в ЕЕС як на розподіл струмів, так і розподіл потоків потужності. Для забезпечення мінімуму втрат електроенергії під час її транспортування в ЕЕС потужності у вузлах повинні розподілятися по вітках у відповідності до поточкорозподілу, розрахованому за заступною R-схемою.

### **Контрольні запитання до розділу 2**

1. В чому заключається суть математичного моделювання струморозподілу ?
2. Поясніть варіаційний метод пошуку оптимальних рішень.
3. Намалюйте схему для розрахунку оптимального струморозподілу.
4. Як забезпечується збалансоване генерування ?
5. Що називається оптимальним потоком потужності в ЕЕС ?
6. Яким чином здійснюється оптимізація режиму ЕЕС по реактивній потужності і напрузі ?
7. Покажіть приклад залежностей економічних опорів від потужності ЕС.
8. Намалюйте електричну схему ЕЕС з економічними опорами.
9. Складіть систему рівнянь Ейлера для функції Лагранжа.
10. Який має бути оптимальний струморозподіл коли на струми у генеруючих вузлах не накладені обмеження ?
11. Прокоментуйте заступну схему ЕЕС з економічними опорами для комплексної оптимізації.

### **3 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ПІДСТАВІ ПРИНЦИПУ НАЙМЕНШОЇ ДІЇ**

Розглянувши методи оптимізації нормальних режимів роботи ЕЕС, можна сказати, що на сьогодні не існує досить точного та ефективного методу, на етапі оперативного керування виникають труднощі, пов'язані зі сходимістю ітераційних процесів або трудомісткістю обчислень, обмеженням часу обчислень і прийняття рішень щодо оптимізації режимів. Тому такі моделі і методи використовуються більше для довгострокового і короткострокового планування оптимальних режимів і не застосовуються при оперативному керуванні [29, 55, 56].

Отже, доцільним є подальше вдосконалення математичних моделей і методів оптимізації режимів роботи електричних станцій з застосуванням їх в оперативному керуванні. Це можливо при використанні адаптивних систем автоматичного керування та вдосконаленні автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДК) [57-63].

Більш високої швидкодії і сходимості ітераційних процесів можна досягнути при моделюванні режимів роботи ЕЕС на основі принципу найменшої дії (ПНД), який розглянуто в роботах [49, 64-66].

Задачі оптимізації режимів ЕЕС мають велике значення в роботі оперативно-диспетчерських служб в сучасних умовах керування режимами в електроенергетиці [67]. До останнього часу в якості основного критерію оптимальності використовували критерій

мінімуму змінних витрат за період, що розглядався [22]. Перехід до ринкового формування тарифів на електроенергію призвів до того, що для окремих суб'єктів ринку електроенергії критерії оптимальності функціонування є різними, причому часто суперечливими [20]. Розподіл єдиної енергосистеми на об'єднані енергосистеми окремих країн, а також на окремі енергокомпанії всередині країн призвів до структурних змін в енергетичних системах з використанням різних форм власності. Ці зміни не можуть не відобразитися в методах керування режимами ЕЕС. Для різних енергокомпаній визначальними стають критерії максимуму прибутку від продажу енергії або мінімуму витрат на виробництво, перетворення, транспортування та розподіл електричної та теплової енергії. Важливим також залишається критерій мінімуму ціни на електроенергію. Отже, постає необхідність пристосовуватись до різних умов оптимізації з використанням різних критеріїв оптимальності залежно від постановки задачі [23, 68-76]. Виходячи з цього в даному розділі сформовано нові умови і критерії оптимальності розподілу активного навантаження між електричними станціями в сучасних умовах і представлено математичні моделі оптимізації режимів роботи електричних станцій з використанням ПНД за різних критеріїв оптимальності.

На рис. 3.1 наведено критерії оптимальності, які формуються при розв'язанні задачі оптимального керування режимами ЕЕС за різних умов керування.



Рисунок 3.1 – Критерії оптимальності при оптимізації режимів роботи електроенергетичної системи

### 3.1 Математичне моделювання витратних характеристик ЕС

Задачу мінімізації втрат активної потужності в мережі можна розв’язувати, використовуючи принцип найменшої дії [77]. При цьому можна досліджувати схеми, які складаються тільки з активних опорів мережі (так звані заступні R-схеми). В цьому випадку струморозподіл з точки зору мінімуму втрат буде оптимальним.

Оскільки оптимальний розподіл потужностей співпадає з розподілом в заступній R-схемі, не виникає труднощів знайти оптимальний струморозподіл в схемі за допомогою будь-якого відомого методу, наприклад, Гауса, Зейделя. Такий струморозподіл

можна назвати економічним, оскільки він забезпечує мінімальні втрати активної потужності.

Задача визначення оптимального розподілу навантаження між генераторами ЕС досить складна. Це визначається великими розмірами енергосистем і різноманітністю технічних, економічних і режимних характеристик станцій. Крім того, потрібно враховувати ряд умов, таких як: баланс потужностей в системі, обмеження за потужностями джерел енергії, обмеження за напругами у вузлах, коефіцієнти трансформації трансформаторів і межі їх регулювання. Таким чином необхідно комплексно визначати оптимальні значення параметрів системи, які взаємопов'язані і впливають один на одного.

Використання методів невизначених множників Лагранжа, покоординатного спуску та ін. при комплексній оптимізації зустрічає труднощі, тому для оптимізації режимів ЕЕС використовують методи декомпозиції [78].

Декомпозиція виконується з урахуванням ієрархії в часі, просторі. При такому підході задача буде розв'язуватись у два етапи. На першому етапі визначається оптимальний розподіл активних навантажень станцій. Тут критерієм оптимальності є сумарні витрати умовного палива на станціях або витрати на паливо. На другому етапі за знайдених оптимальних значеннях потужностей станцій необхідно визначити параметри регулювальних пристроїв (коефіцієнти трансформації трансформаторів, величини навантажень джерел реактивної потужності), які будуть забезпечувати в реальній неоднорідній мережі струморозподіл, найбільше наближений до економічного [23, 79-81].

Розглянемо алгоритм з використанням спрощеної математичної моделі системи для оптимального керування режимом за мінімумом витрат палива [22, 23, 36].

Припустимо, що витрати на виробництво і розподіл електроенергії в даний час визначаються тільки вартістю витраченого палива на ТЕС. В цьому випадку задача оптимізації режиму ЕЕС полягає у визначенні активних потужностей станцій, при яких досягається мінімум сумарних витрат на електростанціях за період часу  $T$  [22, 24, 36].

Отже, цільова функція запишеться як:

$$C_{\Sigma} = \int_0^T \sum_{i=1}^S C_{\Sigma i}(t) dt = \int_0^T \sum_{i=1}^S \ddot{o}_i B_i [P_i(t)] dt \Rightarrow \min . \quad (3.1)$$

При цьому повинні враховуватись обмеження:

– рівняння балансу потужностей в системі:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^S P_i(t) - P_{\Sigma}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t) &= 0; \\ \sum_{i=1}^S Q_i(t) - Q_{\Sigma}(t) - \Delta Q_{\Sigma}(t) &= 0; \end{aligned} \quad (3.2)$$

– обмеження за потужностями окремих джерел:

$$\begin{aligned} P_{i \min} &\leq P_i(t) \leq P_{i \max}; \\ Q_{i \min} &\leq Q_i(t) \leq Q_{i \max}; \end{aligned} \quad (3.3)$$

– перетоки потужності по ЛЕП  $P_i(t)$  та навантаження трансформаторів  $S_j(t)$  не повинні перевищувати допустимих значень:

$$\begin{aligned} P_i(t) &\leq P_{i \text{ доп}}; \\ S_j(t) &\leq S_{j \text{ доп}}; \end{aligned} \quad (3.4)$$

– рівні напруг у вузлах повинні знаходитись в допустимих



межах (модулі і кути зсуву фаз):

$$\begin{aligned} U_{i \min} \leq U_i(t) \leq U_{i \max}; \\ \delta_{i \min} \leq \delta_i(t) \leq \delta_{i \max}. \end{aligned} \quad (3.5)$$

Крім цих обмежень можуть враховуватись і ряд інших, наприклад, обмеження на діапазони зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів, інші джерела потужності тощо.

Задачу (3.1) можна розв'язати, якщо електричну станцію змодельовати в схемі активним опором [36, 82]. Замінивши паливну складову витрат на виробництво електроенергії  $i$ -ої станції на заданому інтервалі часу (за класичної постановки задачі розподілу навантажень) активним опором  $R_{ei}$ , вартість втрат електричної енергії в якому відповідає вказаній складовій витрат на виробництво електроенергії за аналогічний проміжок часу  $T$ , можна записати:

$$Z_{Rei} = Z_{Bi};$$

$$Z_{Rec} = c_i \cdot \Delta P_i^{ек} \cdot T = c_i \cdot B_i(P_i) \cdot T, \quad (3.6)$$

де  $c_i$  – вартість втрат електроенергії для кожного джерела;

$\Delta P_i^{е\hat{e}}$  – втрати активної потужності в елементі  $R_{ei}$  від перетоків потужності, зумовлених  $i$ -им джерелом  $P_i / \cos \varphi_i$ .

Значення втрат активної потужності визначається за формулою:

$$\Delta P_i^{ек} = \frac{P_i^2}{\cos^2 \varphi_i \cdot U_i^2} \cdot R_{ei}, \quad (3.7)$$

виходячи з чого

$$Z_{Rei} = c_i \frac{P_i^2}{\cos^2 \varphi_i \cdot U_i^2} \cdot R_{ei} T. \quad (3.8)$$

Представивши таким чином джерела в заступній R-схемі, враховуються їх економічні характеристики.

З розв'язку (3.6) і (3.8) випливає, що величини економічних опорів станцій є нелінійними функціями їх витратних характеристик, генерованої потужності та вузлової напруги  $U_i$  і для задачі розподілу навантажень між джерелами електроенергії визначаються за формулою:

$$R_{ei} = \frac{B_i(P_i) \cdot U_i^2 \cdot \cos^2 \varphi_i \cdot \ddot{o}_i}{\tilde{n}_i \cdot P_i^2}. \quad (3.9)$$

Залежності витратних характеристик від генерованої потужності для 3-х станцій подано на рис. 3.2.

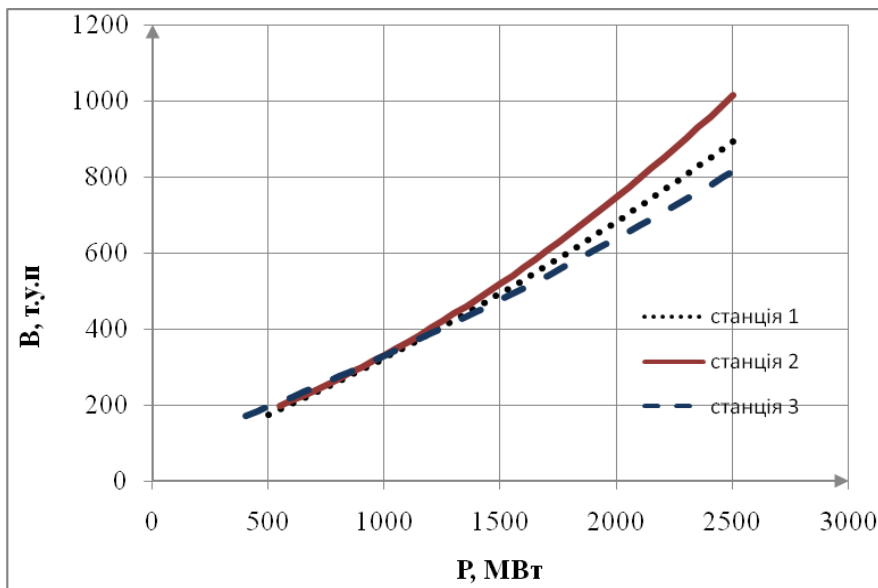


Рисунок 3.2 – Витратні характеристики трьох станцій

Якщо представити електричні станції у заступній схемі ЕЕС їх економічними опорами (3.9), тобто врахувати їх економічні характеристики, то задачу забезпечення економічності роботи системи буде зведено до задачі оптимізації потякорозподілу за

критерієм мінімуму втрат активної потужності для деякого моменту часу  $T$ :

$$\left. \begin{aligned} \Delta P^{e\hat{e}} &= \sum_{i=1}^s \Delta P_i^{e\hat{e}} = \sum_{i=1}^s 3R_{ei} I_i^2 \Rightarrow \min; \\ P_i &= \sqrt{3} \dot{U}_i \hat{J}_i - jQ_i; \\ \sum_{i=1}^s P_i - P_\Sigma - \Delta P_\Sigma &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (3.10)$$

де  $\Delta P_i^{e\hat{e}}$  – втрати активної потужності в елементі  $R_{ei}$  від протікання потужності  $P_i / \cos \varphi_i$ , зумовленої  $i$ -им джерелом;

$I_i$  – струм, що протікає віткою з економічним опором  $R_{ei}$ .

Задача (3.10), згідно [77], для ЕЕС довільної конфігурації розв'язується шляхом визначення струморозподілу в заступній  $R$ -схемі будь-яким відомим методом.

На першій ітерації задаються наближеними значеннями потужностей  $P_i$  джерел, які входять в допустимі межі, і розраховують економічні опори станцій. На наступних ітераціях уточнюють значення  $P_i$  з урахуванням навантажень, економічних опорів і напруг у вузлах. Розрахунок припиняють, якщо максимальна поправка до незалежних змінних (активної потужності  $P_i$ ) на останній ітерації менша за задане значення  $\epsilon$ .

Використання розрахунку за заступною  $R$ -схемою дозволяє створити алгоритми оптимального розподілу навантажень між джерелами електроенергії, які характеризуються швидкою збіжністю ітераційних процесів і надійністю отримання результатів. Такий підхід може використовуватись для оперативного керування в темпі процесу. Однак, для виконання оптимізаційних розрахунків необхідно

забезпечити відповідний обсяг вхідної інформації, яка дозволила б отримати результати з необхідною точністю.

Витратні характеристики станцій, які використовуються для їх представлення у методах та алгоритмах пошуку оптимальних режимів, в процесі експлуатації змінюються, а отже можуть враховуватись наближено. Крім того, вони можуть мати розриви, що негативно відображається на точності отримання умов оптимальності розподілу навантаження між джерелами електроенергії (оскільки це потребує диференційованості цільової функції) і ускладнює процес розрахунку [37, 40]. У зазначених характеристиках ЕС не враховуються інші витрати, наприклад, на транспортування палива, власні потреби, заробітну плату тощо. Таким чином математичні моделі та методи оптимізації розподілу навантаження між ЕС вимагають вдосконалення з метою адаптації до сучасних економічних умов.

## **3.2 Критерії оптимальності найвигіднішого розподілу навантаження між джерелами електроенергії за різних умов експлуатації**

### **3.2.1 Критерій оптимальності розподілу навантаження в умовах ринку двосторонніх договорів**

На даному етапі розвитку електроенергетики відбувається перехід від єдиного оптового РЕ до балансуєчого ринку електроенергії (БР)

та електропостачання за двосторонніми договорами [2-6, 68, 85]. Купівля-продаж електричної енергії на ринку двосторонніх договорів (РДД) має здійснюватись на підставі двосторонніх договорів між виробниками електричної енергії, як продавцями, та постачальниками електричної енергії кваліфікованим споживачам, як покупцями. Всі виробники та постачальники будуть сповна зазнавати ризиків небалансів, які містять в собі механізм балансування, що надаватиме суттєві цінові стимули для спонукання постачальників та виробників до мінімізації своїх небалансів. В результаті здійснення цього переходу оптовий ринок електроенергії України стане цілком конкурентним з моделлю ринку, яка переважає у багатьох європейських країнах [86].

При електропостачанні за двосторонніми договорами критерій оптимальності задачі має враховувати втрати від адресних перетоків потужності, тому функція мети має такий вигляд:

$$Z = \int_0^T \left( \sum_{j=1}^N \left[ \sum_{i \in M_j} P_{j,i}(t) \right] \rho_{\text{ЕГК}_j} + \sum_{k=1}^N \Delta P_{\text{вз}_k}(t) \rho_{\Delta P_{\text{вз}_k}} - \sum_{i=1}^K P_{\text{СП}_i}(t) \rho_{\text{СП}_i} \right) dt \Rightarrow \min, \quad (3.16)$$

за умови 
$$\sum_{k=1}^{N_{\text{ч}}} P_{\text{ч}_k}(t) + \sum_{j=1}^N P_j(t) - \sum_{i=1}^K P_{\text{СП}_i}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t) = 0, \quad (3.17)$$

де  $\Delta D_{\text{аф}_k}(t)$  – втрати від взаємних перетоків, зумовлених передачею електроенергії від джерел до споживачів за двосторонніми договорами;

$C_{\Delta P_{vz\_k}}$  – ціна 1 кВт·год втрат електроенергії від взаємних перетоків, зумовлених передачею електроенергії від джерел до споживачів за двосторонніми договорами;

$D_{x\_k}(t)$  – потужність станцій, які є опорними по частоті і не входять до переліку джерел, що підлягають оптимізації;

$N_{\text{ч}}$  – кількість станцій, опорних по частоті.

За наявності в переліку незалежних змінних цін на електроенергію, задача суттєво ускладнюється. Значення ціни на електроенергію можуть бути постійними протягом певного періоду часу, або змінними, відповідно до режимів роботи ЕЕС (багатозонні тарифи). Відновлювальні джерела енергії можуть продавати електроенергію за окремими тарифами (принцип «зеленого» тарифу). Ціни на електроенергію для споживачів також можуть змінюватись від мінімальної ціни, яку їм пропонує РЕ, до максимальної, яку вони згодні платити за електроенергію. Для формування показника ефективності (3.16) доцільно використовувати мінімально можливе з технічної точки зору значення втрат потужності  $\Delta P_{\Sigma}$  (втрати від власних, взаємних та транзитних перетоків).

Далі подано використання наведеного вище методу для оптимізації режиму ЕЕС за активною потужністю, коли станції є самостійними суб'єктами господарювання, однак залишаються елементами ЕЕС. При цьому враховується адресний характер постачання електроенергії від них до споживачів. За рахунок цього втрати потужності в електричних мережах представляються у вигляді складових

$$\sum_{j=1}^N \left\{ \sum_{i \in M_j} \Delta P [P_{j,i}(t)] \right\} = \Delta P_{\Sigma}(t).$$

За критерій оптимальності приймаємо мінімум витрат на закупівлю електроенергії на електричних станціях та компенсацію вартості втрат у мережах енергоринку. Задача оптимізації за відомої вартості електроенергії на станціях полягає у визначенні такого розподілу навантажень, який забезпечує мінімум сумарних експлуатаційних витрат [22, 23]:

$$Z = \int_0^T \left( \sum_{j=1}^N \left[ \sum_{i \in M_j} P_{j,i}(t) \beta_{j,i}(t) \right] + \sum_{j=1}^N \left[ \sum_{i \in M_j} \Delta P [P_{j,i}(t)] \right] c_{OP} \right) dt \rightarrow \min, \quad (3.18)$$

за умови 
$$\sum_{j=1}^N \left[ \sum_{i \in M_j} P_{j,i}(t) \right] - \sum_{i=1}^K P_{СП\_i}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t) = 0,$$

де  $\beta_{j,i}(t)$  – вартість 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин  $i$ -го джерела в заданий момент часу  $t$ .

Якщо розглядати задачу оптимізації по системі в цілому для періоду часу  $T$  з незмінним графіком навантаження, тоді загальні витрати на виробництво і транспортування електричної енергії складуть:

$$Z = \sum_{j=1}^N Z_j = \sum_{j=1}^N \left[ \sum_{i \in M_j} (P_{j,i} \beta_{j,i} T + \Delta P [P_{j,i}] c_{j,i} T) \right],$$

або для системи, яка містить  $S$  електростанцій

$$C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^S P_i \beta_i T + \sum_{i=1}^S \Delta P_i c_i T, \quad (3.19)$$

де  $\Delta P_i$  – втрати потужності в електромережі, зумовлені протіканням потужності від  $i$ -го джерела.

Представимо витрати, як вартість втрат електроенергії на активному опорі за такий же проміжок часу  $T$

$$C_{\text{Rai}} = c_i \cdot \Delta P_i^{\text{eê}} \cdot T. \quad (3.20)$$

Аналогічно (3.9) можна визначити активний економічний опір станції:

$$R_{\text{ei}} = \frac{U_i^2 \cdot \cos^2 \varphi_i \cdot \beta_i}{\tilde{n}_i \cdot P_i} + \frac{\Delta D_i \cdot U_i^2 \cdot \cos^2 \varphi_i}{P_i^2}. \quad (3.21)$$

Після нескладних перетворень вираз для економічного опору  $i$ -ої електричної станції набуде вигляду:

$$R_{\text{ei}} = R_{\text{âç}_i} (k_{\text{ö}_i} + k_{\Delta P_i}),$$

де  $R_{\text{âç}_i} = \frac{U_i^2 \cdot \cos^2 \varphi_i}{P_i}$  – економічний базовий опір  $i$ -ого джерела

електроенергії у заступній схемі ЕЕС;

$$k_{\text{ö}_i} = \frac{\beta_i}{\tilde{n}_i} \quad \text{– цінний коефіцієнт, що визначає співвідношення}$$

вартості електроенергії  $i$ -ої ЕС до вартості втрат електроенергії у електричних мережах (або оптової ціни енергоринку);

$$k_{\Delta P_i} = \frac{\Delta D_i}{P_i} \quad \text{– коефіцієнт адресних втрат, що визначається за}$$

параметрами режиму ЕЕС і є умовно постійним протягом періоду часу  $T$ .

Таким чином, оптимізація розподілу навантаження між джерелами електроенергії може виконуватися за суто технічними та режимними параметрами лише для випадку, коли вартість відпущеної електроенергії з шин усіх  $S$  станцій, а також вартість втрат електроенергії у електричних мережах РЕ відповідають оптовому тарифу на електроенергію  $\beta_i = c_i = c_{\text{ОР}}$ , оскільки тоді



$$R_{ei} = \frac{U_i^2 \cdot \cos^2 \varphi_i}{P_i}. \quad (3.22)$$

Виходячи з наведеного, для розв'язання задачі (3.11), (3.12) з урахуванням економічних важелів доцільно враховувати також результати аналізу чутливості втрат до умов, що змінюються [24, 84]. Певним чином, залежно від міри впливу на значення втрат від взаємних і транзитних перетоків, може коригуватися відповідна складова вартості електроенергії.

### **3.2.2 Критерій оптимальності розподілу навантаження в системі, що містить розосереджені джерела електроенергії**

Останнім часом в деяких регіонах, наприклад, в Криму, відновлювані джерела приймають все більшу участь у виробництві електроенергії. Вони працюють за «зеленим» тарифом і згідно нормативних документів на сьогодні енергоринок зобов'язаний закуповувати всю електроенергію, вироблену такими джерелами. Таким чином, задача оптимізації їх функціонування полягає у забезпеченні максимальних надходжень  $N$  від реалізації електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку  $c_i(t)$  та технічних обмежень з боку окремих джерел електроенергії. Така постановка задачі актуальна на сьогодні для розосереджених джерел.

В системі, що містить розосереджені джерела електроенергії, задача найвигіднішого розподілу навантаження формулюється так:

$$I = \int_0^T \sum_{i=1}^S \ddot{o}_i(t) P_i(t) dt \rightarrow \max \quad (3.23)$$

за умови 
$$\sum_{i=1}^S P_i(t) - P_{\Sigma}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t) = 0,$$

де  $H$  – надходження від реалізації електроенергії.

Однак, для узгодження інтересів їх власників з інтересами експлуатуючих організацій електромереж, в цільовій функції необхідно врахувати складову витрат, пов'язану з транспортуванням електроенергії розосереджених джерел.

Підсумовуючи вище зазначене, на рис. 3.4 наведено критерії оптимальності при оптимізації режимів роботи ЕЕС за різних умов функціонування.

### **3.3 Аналіз чутливості втрат потужності, зумовлених експлуатацією джерел енергії в електроенергетичній системі**

В умовах функціонування електропостачання за двосторонніми договорами потужність, що живить певне навантаження або потужного споживача може поступати від різних джерел електроенергії. Оскільки ці станції можуть бути різнотипними з різними витратами на виробництво, ціни на відпущену електроенергію в них відрізняються. Крім того, втрати електроенергії, зумовлені транспортуванням потужності від кожного джерела до споживача різні. Виходячи з частки участі кожного джерела в живленні споживача з урахуванням транзитних втрат в електричних мережах, визначається ціна для джерела або споживача на отриману електроенергію.

Приклад транзиту потужності від двох джерел електроенергії до  $k$ -го споживача мережами системи  $\ell$  наведено на рис. 3.5.

Заступну схему мережі умовно можна поділити на три частини: R-схема, яка складається з економічних опорів джерел електроенергії (частина А, рис. 3.5), заступна схема електричних мереж, що здійснюють транзит потужності від джерела до споживача (частина Б) і заступна схема електричних мереж споживачів, які знаходяться в межах їх балансової приналежності (частина В).

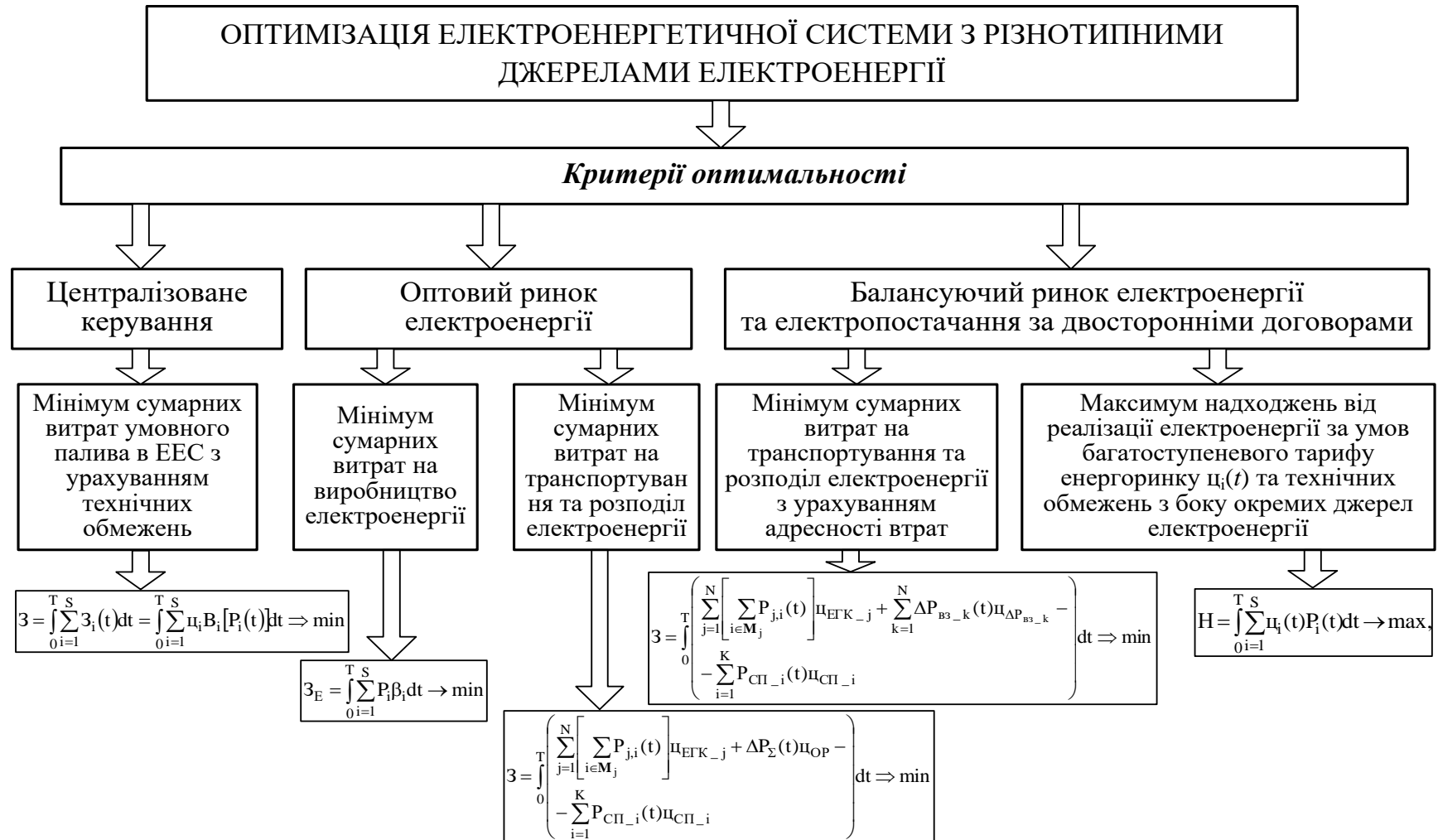


Рисунок 3.4 – Критерії оптимальності при оптимізації режимів роботи ЕЕС за різних умов функціонування

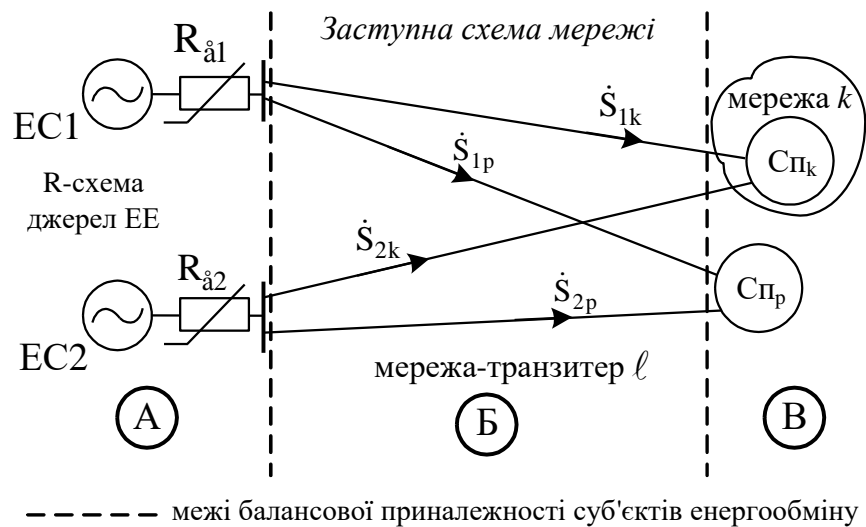


Рисунок 3.5 – Приклад транзиту потужності від двох джерел електроенергії до споживачів мережами системи  $\ell$

Будь-яку енергопостачальну компанію при укладанні двосторонніх договорів цікавлять витрати, які вона буде покривати від закупівлі та транспортування електричної енергії. Визначення втрат потужності при транспортуванні також впливає на вибір джерел електроенергії для споживачів. Тому необхідно виділяти і оцінювати із загальних втрати від транзитних перетоків у вітках електричних мереж, що здійснюють транзит потужності, зумовлені струмовим навантаженням окремого споживача.

### 3.3.1 Аналіз чутливості взаємних та транзитних втрат потужності в ЕЕС

Сумарні втрати потужності у вітках для заданого режиму роботи ЕЕС можуть бути визначені за формулою [20, 84]:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}} = \dot{\mathbf{T}}_k \dot{\mathbf{S}} + \Delta \dot{\mathbf{S}}_{i\dot{a}}, \quad (3.24)$$

де  $\dot{\mathbf{T}}_k$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках заступної схеми ЕЕС, що залежить від значень комплексних напруг у її вузлах та коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку;

$\dot{\mathbf{S}}$  – вектор-стовпець потужностей у вузлах ЕЕС;

$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{ia}$  – вектор-стовпець втрат потужності у вітках заступної схеми від протікання струмів, зумовлених незбалансованими коефіцієнтами трансформації трансформаторів зв'язку.

Кожний рядок матриці  $\dot{\mathbf{T}}_k$  визначається за виразом [20, 84]:

$$\dot{\mathbf{T}}_{ki} = (\dot{\mathbf{U}}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}, \quad (3.25)$$

а кожний елемент вектора  $\Delta\dot{\mathbf{S}}_{nb}$ :

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{nbi} = (\dot{\mathbf{U}}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{D}}_{bi} \widehat{\mathbf{U}}_b,$$

де  $\dot{\mathbf{U}}_t$  – транспонований вектор-стовпець напруг у вузлах ЕЕС (далі індекс  $t$  означає, що матриця або вектор є транспонованими);

$\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}$  –  $i$ -й вектор-рядок транспонованої матриці зв'язків віток у вузлах  $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma kt}$ , що за структурою подібна до першої матриці з'єднань  $\mathbf{M}_\Sigma$ , але замість значень “-1” для вузлів кінців віток з трансформаторами задаються їх коефіцієнти трансформації;

$\dot{\mathbf{C}}_{ki}$  –  $i$ -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах  $\widehat{\mathbf{J}}$  по вітках схеми з врахуванням коефіцієнтів трансформації;

$\dot{\mathbf{U}}_a$  – діагональна матриця напруг у вузлах без базисного;

$\widehat{\mathbf{D}}_{bi}$  –  $i$ -й вектор-рядок матриці відносних провідностей  $\widehat{\mathbf{D}}_a$ , що пов'язують заданий вузол з базисним;

$\widehat{\mathbf{U}}_b$  – вектор-стовпець, кожен елемент якого дорівнює напрузі базисного вузла [20, 84].

Згідно [84]

$$\dot{\mathbf{C}}_{ki} = \dot{\mathbf{z}}_a^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt} \left( \widehat{\mathbf{M}}_k \dot{\mathbf{z}}_a^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt} \right)^{-1};$$

$$\widehat{\mathbf{D}}_a = \dot{\mathbf{z}}_a^{-1} \left( \dot{\mathbf{M}}_{akt} - \dot{\mathbf{M}}_{kt} \left( \widehat{\mathbf{M}}_k \dot{\mathbf{z}}_a^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt} \right)^{-1} \mathbf{Y}_a \right),$$

де  $\dot{\mathbf{z}}_{\hat{a}}$  – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі;

$\widehat{\mathbf{M}}_k$  – комплексна матриця зв'язків віток у вузлах схеми, з урахуванням спряжених коефіцієнтів трансформації, що за структурою подібна до першої матриці з'єднань  $\mathbf{M}'$  (без врахування балансуєчих вузлів), але замість значень “-1” для вузлів кінця віток з трансформаторами містить їх спряжені коефіцієнти трансформації;

$\dot{\mathbf{M}}_{\hat{a}kt}$  – підматриця балансувальних вузлів виділена з матриці з'єднань  $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma kt}$ ;

$\dot{\mathbf{Y}}_{\hat{a}} = \widehat{\mathbf{M}}_k \dot{\mathbf{z}}_{\hat{a}}^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{\hat{a}kt}$  – фрагмент матриці вузлових провідностей, що вміщують стовпці, які відповідають балансувальним вузлам.

Остання складова виразу (3.24)  $\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$  неявно залежить від потужностей генерування та споживання (через значення напруг у вузлах) і являє собою «власні» втрати в електричних мережах ЕЕС, зумовлені регульовальними впливами на силові трансформатори, що необхідні для забезпечення технічних обмежень та забезпечення оптимального розподілу потоків активних та реактивних потужностей. Для отримання чисельного значення зазначеної складової втрат потужності необхідно домножити її зліва на одиничний рядок  $\mathbf{n}$  розмірності  $(m-1)$ , де  $m$  – кількість вузлів ЕЕС:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{a}\hat{e}} = \mathbf{n} \cdot \Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{a}\hat{a}} .$$

Інша складова  $\dot{\mathbf{T}}_k \dot{\mathbf{S}}$  для електричних мереж енергоринку, що, фактично, не мають власних навантажень, визначає величину втрат (по вітках) від взаємних та транзитних перетоків потужності.

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{a}\hat{c}} = \dot{\mathbf{T}}_k \cdot \dot{\mathbf{S}} . \quad (3.26)$$

Відповідно до фізичного змісту матриці розподілу втрат  $\dot{\mathbf{T}}_k$ , кожен її стовпець  $\dot{\mathbf{T}}_k^{(i)}$  є набором коефіцієнтів, які характеризують вплив потужності

окремого вузла  $\dot{S}_i$  на втрати у вітках заступної схеми ЕЕС, а отже, на взаємні втрати потужності в цілому.

Якщо допустити, що коефіцієнти матриці  $\dot{\mathbf{T}}_k$  є незмінними, то при зміні значення потужності  $i$ -го вузла на  $\delta\dot{S}_i$  зміняться і втрати потужності у вітках заступної схеми ЕЕС, які будуть рівними

$$\delta\Delta\dot{S}_{\hat{a}c_i} = \dot{\mathbf{T}}_k^{(i)} \cdot \delta\dot{S}_i. \quad (3.27)$$

Для випадку коригування потужності в  $i$ -му вузлі, зміна втрат потужності в ЕЕС буде визначатись за формулою

$$\delta\Delta\dot{S}_{\hat{a}c_i} = \dot{t}_i \cdot \delta\dot{S}_i, \quad (3.28)$$

де  $\dot{t}_i$  – коефіцієнт чутливості втрат від взаємних і транзитних перетоків в ЕЕС до зміни потужності в  $i$ -му вузлі

$$\dot{t}_i = \frac{\delta\Delta\dot{S}_{\hat{a}c_i}}{\delta\dot{S}_i} = \frac{\delta P_{\hat{a}c_i}}{\delta P_i} + j \frac{\delta Q_{\hat{a}c_i}}{\delta P_i} + \frac{\delta Q_{\hat{a}c_i}}{\delta Q_i} - j \frac{\delta P_{\hat{a}c_i}}{\delta Q_i}, \quad (3.29)$$

або, приймаючи до уваги (3.27), коефіцієнт чутливості  $\dot{t}_i$  можна визначити, помноживши вектор-стовпець  $\dot{\mathbf{T}}_k^{(i)}$  зліва на відповідний одиничний вектор-рядок  $\mathbf{n}_1$  розмірністю  $n$  (кількість віток заступної схеми ЕЕС):

$$\dot{t}_i = \mathbf{n}_1 \cdot \dot{\mathbf{T}}_k^{(i)}.$$

Вектор  $\dot{\mathbf{T}}$ , отриманий з коефіцієнтів чутливості втрат потужності  $\dot{t}_i$  до змін у  $i$ -му вузлі, є вектором чутливості, який встановлює зв'язок між приростами втрат потужності у вітках ЕЕС і змінами потужності у її вузлах. Оскільки критерієм оптимальності є мінімум втрат активної потужності, то, в першу чергу цікавими є коефіцієнти чутливості втрат активної потужності до змін складових потужностей у вузлах:

$$\delta\Delta P_{\hat{a}c\_D} = \mathbf{T}_P \cdot \delta\mathbf{P}, \quad \delta\Delta P_{\hat{a}c\_Q} = -\mathbf{T}_Q \cdot \delta\mathbf{Q}, \quad (3.30)$$



де  $\delta P$  і  $\delta Q$  – зміна відповідно активної і реактивної потужностей у вузлах системи;

$T_P, T_Q$  – відповідно, активна та реактивна складові вектора  $T$ .

Враховуючи, що  $\delta Q_i = \delta P_i \cdot \operatorname{tg}\varphi_i$ , можна записати (3.30) у вигляді

$$\delta \Delta P_{\text{ac}} = T_{\delta P} \cdot \delta P, \quad (3.31)$$

де  $T_{\delta P} = (T_{Pt} - K \cdot T_{Qt})_t$  – вектор чутливості взаємних і транзитних втрат активної потужності до зміни активних потужностей вузлів ЕЕС;

$K$  – діагональна матриця, елементами якої є значення  $\operatorname{tg}\varphi_i$  для окремих вузлів ЕЕС.

Основною перевагою (3.31) та вектора чутливості  $T_{\delta P}$  є той факт, що вплив потужності окремого вузла на взаємні і транзитні втрати потужності в ЕЕС визначаються лише одним дійсним коефіцієнтом. Разом з тим, останній визначається в припущенні, що при зміні  $P_i$  на величину  $\delta P_i$  значення  $\operatorname{tg}\varphi_i$  залишається незмінним, що вносить певну похибку у розрахунки і вимагає скорочення терміну перерахунку вектора чутливості  $T_{\delta P}$ .

### **3.3.2 Визначення втрат потужності при транспортуванні електроенергії за економічного і оптимального поточкорозподілу в ЕЕС**

Для визначення економічного струморозподілу в електричних мережах одного класу напруги, який забезпечує мінімум втрат електроенергії на її передачу, за умови відсутності обмежень на задаючі (генерувальні) струми вузлів, задача сформульована у п. 2.1.3.

Виходячи з (2.21), мінімальні втрати електроенергії, які можливі в ЕЕС при заданих навантаженнях у вузлах, незалежно від її схеми і розмірів будуть тоді, коли поточкорозподіл в ЕЕС відповідає економічному струморозподілу, розрахованому за її заступною R-схемою, приклад якої наведено на рис. 3.6, а. Всі джерела електроенергії, потужність яких оптимізується, представляються балансувальними вузлами.

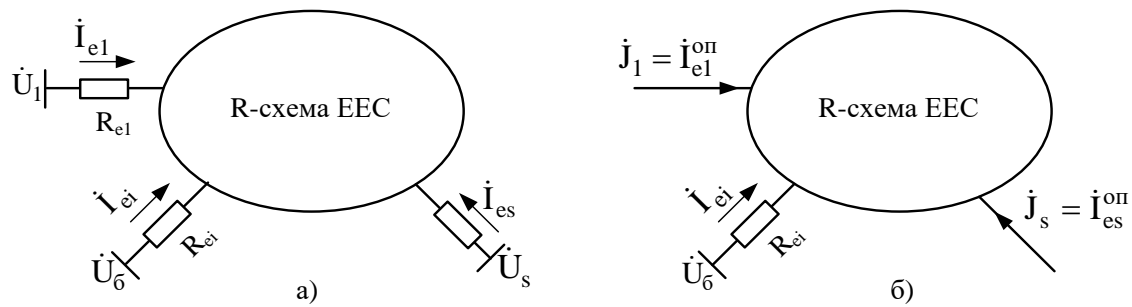


Рисунок 3.6 – Схема для визначення економічного (а) і оптимального (б) поточкорозподілу в ЕЕС з представленням джерел електроенергії їх економічними опорами

У [84] показано, що для електричних мереж з трансформаторами оптимальний струморозподіл може бути розрахований за виразом:

$$\dot{\mathbf{I}}_e = \dot{\mathbf{C}}_e \dot{\mathbf{J}}, \quad (3.35)$$

де  $\dot{\mathbf{C}}_e$  – матриця струморозподілу зі збалансованими коефіцієнтами трансформації, в якій опори віток представлені тільки їх активними складовими  $\dot{\mathbf{C}}_e = \mathbf{R}_{\hat{a}}^{-1} \mathbf{M}_{kt}^{\zeta \hat{a}} (\mathbf{M}_k^{\zeta \hat{a}} \mathbf{R}_{\hat{a}}^{-1} \mathbf{M}_{kt}^{\zeta \hat{a}})^{-1}$ ;

$\dot{\mathbf{J}}$  – вектор-стовпець задаючих струмів, кожний елемент якого знаходиться за відомих потужностей навантаження  $\dot{S}_i$  та напруг у вузлах  $\dot{U}_i$ :

$$\dot{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \hat{\mathbf{U}}_{\hat{a}}^{-1} \hat{\mathbf{S}};$$

$\mathbf{M}_k^{\zeta \hat{a}}$  – матриця  $\mathbf{M}_k$  зі збалансованими коефіцієнтами трансформації.

Таким чином, якщо струморозподіл в електричних мережах співпадає з струморозподілом, розрахованим за заступною R-схемою зі збалансованими коефіцієнтами трансформації, то він відповідає мінімуму втрат активної потужності в ЕЕС, зумовлених взаємними і транзитними перетоками потужності [84].

Оскільки на потужності генерувальних вузлів у практичних задачах накладаються обмеження типу (3.3), то їх необхідно враховувати. За рахунок цього відбувається перехід від економічного до умовно оптимального режиму. За порушення певного обмеження значення активної потужності у вузлі приймається рівним граничному. Задане джерло виводиться з переліку оптимізованих, а небаланс потужності розноситься між іншими генерувальними вузлами заступної R-схеми. В оптимальному режимі сумарні втрати активної потужності збільшуються порівняно з економічним, однак вони є мінімально можливими з урахуванням обмежень за потужністю генерування. Перерахувавши оптимальні потужності джерел крім базисного вузла у задаючі струми, отримуємо заступну схему (див. рис. 3.6, б), яка дає змогу відтворити оптимальний струморозподіл в електричній мережі, максимально наближений до економічного:

$$\dot{\mathbf{I}}^{\hat{\Pi}} = \dot{\mathbf{C}}^{\hat{\Pi}} \dot{\mathbf{J}}^{\hat{\Pi}}, \quad (3.36)$$

де  $\dot{\mathbf{C}}^{\hat{\Pi}}$  – матриця струморозподілу, яка на відміну від матриці  $\mathbf{C}_e$  містить рядки і стовпці, що відповідають генерувальним вузлам крім базисного,

$$\dot{\mathbf{C}}^{\hat{\Pi}} = \mathbf{R}_{\hat{a}}^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt}^{oi} \left( \widehat{\mathbf{M}}_k^{oi} \mathbf{R}_{\hat{a}}^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt}^{oi} \right)^{-1};$$

$$\dot{\mathbf{J}}^{\hat{\Pi}} \text{ – вектор-стовпець, утворений із блоків } \dot{\mathbf{J}} \text{ та } \dot{\mathbf{J}}_{\hat{a}\hat{a}} : \dot{\mathbf{J}}^{\hat{\Pi}} = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{J}} \\ \dot{\mathbf{J}}_{\hat{a}\hat{a}} \end{bmatrix};$$

$\dot{\mathbf{J}}_{\hat{a}\hat{a}}$  – вектор оптимальних задаючих струмів джерел електроенергії;

$\dot{\mathbf{M}}_k^{oi}$  – перша матриця з'єднань віток у вузлах, аналогічна до  $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k}$ , в якій викреслено рядок, що відповідає базисному вузлу.

Для отримання виразу, за яким можна визначати втрати потужності в електричних мережах, викликані оптимальним струморозподілом, втрати потужності в  $i$ -ій вітці заступної схеми мережі можна подати так [84]:

$$\Delta \dot{S}_{\hat{a}3} = \sqrt{3} (\dot{U}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k}^{(i)}) \hat{I}_i, \quad (3.37)$$

де  $\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma k}^{(i)}$  – спад напруги у і-ій вітці;

$\mathbf{M}_{\Sigma k}^{(i)}$  – і-ий стовпець матриці  $\mathbf{M}_{\Sigma k}$ ;

$\hat{I}_i$  – комплексно-спряжене значення струму в і-ій вітці схеми.

Підставивши (3.36) в (3.37), отримано вираз для визначення втрат потужності у і-ій вітці за умови оптимального струморозподілу, що відповідає мінімуму втрат від взаємних і транзитних перетоків в мережах

$$\Delta \dot{S}_{\hat{a}^3}^{\hat{i}i} = \sqrt{3} (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma k}^{(i)}) \hat{C}_i^{\hat{i}i} \hat{J}^{\hat{i}i} . \quad (3.38)$$

Якщо ввести позначення

$$d\dot{U}_{\hat{a}^3} = \sqrt{3} (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma k}^{(i)}) \hat{C}_i^{\hat{i}i} , \quad (3.39)$$

тоді вираз (3.38) набуває вигляду

$$\Delta \dot{S}_{\hat{a}^3}^{\hat{o}i} = d\dot{U}_{\hat{a}i} \hat{J}^{\hat{i}i} . \quad (3.40)$$

Враховуючи (3.40), втрати потужності за умови оптимального струморозподілу в мережах визначаються

$$\Delta \dot{S}_{\hat{a}}^{\hat{o}i} = d\dot{U}_{\hat{a}} \hat{J}^{\hat{i}i} . \quad (3.41)$$

Матриця  $d\dot{U}_{\hat{a}}$  складається з  $n$  векторів-рядків  $d\dot{U}_{\hat{a}i}$ , в яких кожен елемент має фізичний зміст складових спаду напруги в і-ій вітці, зумовленого протіканням струму окремого навантаження (генерування).

Використовуючи (3.41), можна визначити сумарні втрати потужності в електричних мережах від протікання струмів навантаження за оптимального режиму, а також виділити частку транзитних втрат потужності в умовах електропостачання за двосторонніми договорами (адресності перетоків). Визначення мінімально можливої величини транзитних втрат дозволить врахувати її в ціновій заявці блока, відповідно коригуючи тариф на електроенергію джерел для кожного споживача окремо. Таке уточнення ціни дозволяє створити конкурентне середовище для генерувальних компаній,

тому що споживачі можуть обирати виробників з урахуванням мінімальних витрат на транспортування.

### **3.3.3 Оптимальне керування потоками в неоднорідних електричних системах з урахуванням чутливості**

Ще одна задача оптимального керування режимами ЕЕС полягає в оптимізації режимів напруг та перетоків потужності в них для зниження втрат активної потужності в мережах. Для реалізації оптимальних рішень з керування потоками потужності та напругами в ЕЕС можуть використовуватися автотрансформатори з поздовжньо-поперечним регулюванням. Оскільки їхній вплив на режими ЕЕС є різним, то для виявлення доцільних керувальних впливів необхідно дослідити міру впливу зміни параметрів регулювальних пристроїв (РП) на критерій оптимальності (втрати активної потужності). Причому, регулювальні пристрої, що мають найменший вплив на перетоки потужності і, відповідно, втрати активної потужності в ЕЕС, доцільно використовувати для оптимізації режимів напруг у комплексі з використанням пристроїв компенсації реактивної потужності [25]. Пристрої регулювання, що мають значний вплив на перетікання в ЕЕС, доцільно використовувати для оптимального керування ними з метою зменшення втрат активної потужності. Кількість комбінацій задіяних пристроїв регулювання, за допомогою яких можна забезпечити оптимальний режим, є значною, тому необхідним є застосування принципів та підходів, що дозволяють на етапі формування моделі об'єкту керування забезпечити інваріантність розв'язку.

Пропонується використання відомого підходу оптимізації потоків потужності в складнозамкнених електричних мережах за допомогою уведення в замкнені контури зрівнювальних е.р.с. регулювальними пристроями силових трансформаторів [91]. На відміну від [91, 92] запропонована математична модель у матричній формі містить коефіцієнти трансформації в явному вигляді, що дозволяє отримувати вектор

оптимальних коефіцієнтів трансформації, базуючись лише на умовно постійних параметрах заступної схеми та інформації про зміни режиму навантаження.

### 3.3.3.1 Визначення оптимальних е.р.с. від незбалансованих коефіцієнтів трансформації

У [91-93] показано, що при роботі неоднорідної мережі з економічним струморозподілом рівняння другого закону кірхгофа в матричному вигляді має вигляд:

$$\mathbf{N} \cdot \mathbf{z}'_B \cdot \dot{\mathbf{I}}_e = \dot{\mathbf{E}}_{зр}, \quad (3.42)$$

де  $\mathbf{N}$  – матриця з'єднань віток у контурах заступної схеми;

$\dot{\mathbf{I}}_e$  – вектор економічних струмів у вітках заступної схеми;

$\dot{\mathbf{E}}_{зр}$  – вектор зрівнювальних е.р.с. у контурах схеми, уведення яких забезпечує перехід до економічного струморозподілу.

У контурах, що містять трансформаторні вітки, необхідно виконати приведення параметрів пасивних елементів до однієї напруги (напруги вузла початку контура – часто базисного вузла) та врахувати е.р.с. у даних вітках. Тоді робота неоднорідної мережі в режимі економічного струморозподілу може бути описана таким рівнянням у матричній формі:

$$\mathbf{N} \cdot \mathbf{z}'_B \cdot \dot{\mathbf{I}}_e = \dot{\mathbf{E}}_{зр} + \mathbf{N} \cdot \dot{\mathbf{E}}, \quad (3.43)$$

де  $\mathbf{z}'_B$  – діагональна матриця опорів віток з приведенням до напруги базисного вузла;

$\dot{\mathbf{E}}$  – е.р.с. у вітках схеми, викликані наявністю трансформаторних зв'язків.

Використовуючи метод урахування коефіцієнтів трансформації трансформаторів у контурній моделі ЕЕС, описаний в [94], праву частину рівняння (3.43) можна переписати:

$$\mathbf{N} \cdot \dot{\mathbf{z}}'_B \cdot \dot{\mathbf{I}}_e = \dot{\mathbf{N}}_{k_{зб}} \cdot \dot{\mathbf{z}}_B \cdot \dot{\mathbf{I}}_e, \quad (3.44)$$

де  $\dot{\mathbf{N}}_{k_{зб}}$  – матриця зв'язків віток у контурах заступної схеми ЕЕС з урахуванням комплексних збалансованих коефіцієнтів трансформації, що на відміну від матриці з'єднань віток у контурах схеми  $\mathbf{N}$  для віток, які входять в  $i$ -ий контур містить добутки коефіцієнтів трансформації трансформаторних віток у напрямку обходу цього контура [94].

Підставивши (3.44) у (3.43), отримаємо:

$$\dot{\mathbf{E}}_{зр} = \dot{\mathbf{N}}_{k_{зб}} \cdot \dot{\mathbf{z}}_B \cdot \dot{\mathbf{I}}_e - \dot{\mathbf{E}}_k, \quad (3.45)$$

де  $\dot{\mathbf{E}}_k = \mathbf{N} \cdot \dot{\mathbf{E}}$  – вектор контурних е.р.с., що викликані незбалансованими коефіцієнтами трансформації трансформаторних зв'язків.

Отже, задача оптимального керування потоками потужності в такій постановці полягає в коригуванні поточних коефіцієнтів трансформації регульовальних пристроїв з метою уведення в замкнені контури додаткових е.р.с. небалансу, рівних за значенням  $\dot{\mathbf{E}}_{зр}$ , але протилежних за напрямком.

Для переходу від поточного режиму до оптимального необхідно увести в контури схеми е.р.с. небалансу з урахуванням зрівнювальних е.р.с. та поточних коефіцієнтів трансформації:

$$\dot{\mathbf{E}}_{нб} = -(\dot{\mathbf{E}}_k - \dot{\mathbf{E}}_{зр}). \quad (3.46)$$

Підставивши (3.45) у (3.46), отримано вираз:

$$\dot{\mathbf{E}}_{іа} = -\dot{\mathbf{N}}_{k_{ца}} \cdot \dot{\mathbf{z}}_a \cdot \dot{\mathbf{C}}_e \cdot \dot{\mathbf{J}}. \quad (3.47)$$

Варто зазначити, що складова  $-\dot{\mathbf{N}}_{k_{зб}} \cdot \dot{\mathbf{z}}_B \cdot \dot{\mathbf{C}}_e$  виразу (3.47) постійна й не залежить від параметрів режиму, враховуючи такі розрахункові умови [25, 80, 94]:

- у схемі ЕЕС виділяється система базисних контурів;
- кількість регульованих трансформаторів приймається рівною кількості контурів  $i$ , відповідно, кількості контурних зрівнювальних е.р.с.;

– система базисних контурів формується так, щоб регульовані трансформатори знаходилися в її хордах.

### 3.3.3.2 Визначення оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку

Як відомо, е.р.с. небалансу у відносних одиницях визначається добутком коефіцієнтів трансформації, що входять у контур з урахуванням напрямку його обходу [25, 80, 91, 94]:

$$\dot{\mathbf{E}}_{\text{нб}^*} = 1 - \mathbf{k}, \quad (3.48)$$

де  $\dot{\mathbf{E}}_{\text{іа}^*} = \dot{\mathbf{E}}_{\text{іа}} \cdot \mathbf{U}_{\text{а}}^{-1}$ ;

$\mathbf{k}$  – вектор добутків коефіцієнтів трансформації, що входять у контур з урахуванням напрямку його обходу.

Для забезпечення однозначності розв'язання задачі оптимізації струморозподілу в ЕЕС [92, 94] кількість регульованих трансформаторів приймається рівною кількості контурів, тобто решта трансформаторів, що входять у контур є незмінними. Тоді кожен елемент виразу (3.48) визначається так:

$$\dot{\mathbf{E}}_{\text{нб}^*d} = 1 - \prod_d \dot{k}^{\text{дер}} \cdot \dot{k}_d^{\text{хор}}, \quad (3.49)$$

де  $\dot{k}_d^{\text{хор}}$  – коефіцієнт трансформації регульованого трансформатора, що знаходяться в хорді d-го контура заступної схеми;

$\prod_d \dot{k}^{\text{дер}}$  – добуток незмінних коефіцієнтів трансформації трансформаторів d-го контура заступної схеми, які входять у дерева графа.

Підставивши (3.47) у (3.49), отримаємо:

$$-\dot{\mathbf{N}}_{\text{к} \zeta \text{а}} \cdot \dot{\mathbf{z}}_{\text{а}} \cdot \dot{\mathbf{C}}_{\text{е}} \cdot \dot{\mathbf{J}} \cdot \mathbf{U}_{\text{а}}^{-1} = 1 - \mathbf{k}_{\text{а}^{\text{а} \delta} \text{а}^{\text{а} \delta} \text{а}^{\text{а} \delta}} \cdot \mathbf{k}^{\text{оі} \delta} \quad (3.50)$$

або, після перетворень



$$\dot{\mathbf{k}}^{\delta\delta} = \dot{\mathbf{k}}_{\ddot{a}\ddot{a}\ddot{a}}^{-1} \cdot \mathbf{n}_t + \dot{\mathbf{k}}_{\ddot{a}\ddot{a}\ddot{a}}^{-1} \cdot \dot{\mathbf{N}}_{\text{к}\dot{\zeta}\dot{\alpha}} \cdot \dot{\mathbf{z}}_{\hat{a}} \cdot \dot{\mathbf{C}}_e \cdot \mathbf{J} \cdot \mathbf{U}_a^{-1}, \quad (3.51)$$

де  $\dot{\mathbf{k}}^{\text{хор}}$  – вектор-стовпець коефіцієнтів трансформації регульованих трансформаторів, що є хордами контурів графа схеми;

$\dot{\mathbf{k}}_{\text{діаг}}^{\text{дер}}$  – діагональна матриця, кожен елемент якої є добутком коефіцієнтів трансформації трансформаторів, що входять у відповідний контур та належать до віток дерева графу;

$\mathbf{n}_t$  – одиничний транспонований вектор-рядок.

Вираз (3.51) складається з параметрів схеми, які не залежать від поточного режиму та за вказаних умов є незмінними.

Уведемо позначення:

$$\boldsymbol{\alpha} = \dot{\mathbf{k}}_{\text{діаг}}^{\text{дер}}^{-1} \cdot \dot{\mathbf{N}}_{\text{к}\dot{\zeta}\dot{\alpha}} \cdot \dot{\mathbf{z}}_v \cdot \dot{\mathbf{C}}_e. \quad (3.52)$$

Елементи матриці  $\boldsymbol{\alpha}$  мають зміст коефіцієнтів впливу потужностей вузлів на оптимальні коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку. Указані коефіцієнти впливу є незмінними й не залежать від параметрів режиму.

Враховуючи (3.52), вираз (3.51), як функція від часу набуде вигляду:

$$\dot{\mathbf{k}}^{\text{хор}}(t) = \dot{\mathbf{k}}_{\text{діаг}}^{\text{дер}}^{-1} \cdot \mathbf{n}_t + \boldsymbol{\alpha} \cdot \mathbf{J}(t) \cdot \mathbf{U}_6^{-1}(t). \quad (3.53)$$

Вираз (3.53) дозволяє визначати оптимальні за критерієм мінімуму втрат потужності коефіцієнти трансформації трансформаторів, які розташовані в хордах заступної схеми електричної мережі при зміні задаючих струмів вузлів без перерахунку матриці коефіцієнтів впливу  $\boldsymbol{\alpha}$ . Це дозволяє скоротити витрати часу на формування керувальних впливів та їх адаптацію.

Замінивши в (3.53)  $\mathbf{J}(t)$  виразом для його визначення  $\mathbf{J}(t) = \frac{1}{\sqrt{3}} \hat{\mathbf{S}}_{\hat{a}} \hat{\mathbf{U}}_{\hat{a}}^{-1} \mathbf{n}_t$ , отримаємо математичну модель оптимальних коефіцієнтів трансформації в координатах потужностей вузлів заступної схеми ЕС:

$$\dot{\mathbf{k}}^{\text{хор}}(t) = \dot{\mathbf{k}}_{\text{діаг}}^{\text{дер}}{}^{-1} \cdot \mathbf{n}_t + \alpha \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \hat{\mathbf{S}}_d(t) \cdot \hat{\mathbf{U}}_d^{-1}(t) \cdot \mathbf{n}_t \cdot \mathbf{U}_6^{-1}(t). \quad (3.54)$$

Враховуючи характер залежності вузлових напруг  $\dot{\mathbf{U}}_a$  від потужностей у вузлах  $\dot{\mathbf{S}}_a$ , задаючі струми  $\dot{\mathbf{J}}$  визначаються переважно саме потужностями у вузлах. Отже, коефіцієнти впливу  $\alpha$ , що характеризують вплив зміни задаючих струмів на оптимальні коефіцієнти трансформації, можуть використовуватися для аналізу їх чутливості до зміни потужностей у вузлах.

### **Висновки:**

1. Для визначення оптимального розподілу активного навантаження між джерелами електроенергії в ЕЕС можливо і доцільно використовувати підхід, побудований на застосуванні умов оптимальності, що отримані на підставі принципу найменшої дії. При цьому, окремі ЕС представляються у заступній схемі ЕЕС економічними опорами, методика визначення яких залежить від постановки задачі оптимізації, що розв'язується.

2. Розроблені критерії оптимальності найвигіднішого розподілу навантаження між джерелами електроенергії за різних умов експлуатації дозволяють розв'язувати задачу оптимального керування нормальними режимами ЕЕС окремо для кожного суб'єкта ринку електроенергії з урахуванням форм господарювання.

3. Запропонована методика аналізу чутливості оптимальних рішень до зміни потужностей ЕЕС дозволяє виявляти елементи ЕЕС, найбільш чутливі до відхилення параметрів режиму і визначати станції, за допомогою яких доцільно проводити корекцію режиму в першу чергу.

4. Розроблена математична модель для визначення втрат потужності в електричній мережі за умови оптимального поточкорозподілу в електроенергетичній системі дозволяє виділити мінімальні транзитні втрати в мережі та врахувати їх в ціні на електроенергію в умовах електропостачання за двосторонніми договорами.

5. Розроблено математичну модель для визначення оптимальних коефіцієнтів трансформації і для аналізу їх чутливості. Запропоновані коефіцієнти матриці впливу  $\alpha$  дають можливість кількісної оцінки чутливості оптимальних коефіцієнтів трансформації до зміни навантаження у вузлах та одночасно вказують на напрямок перемикачів.

### **Контрольні запитання до розділу 3**

1. Які існують задачі оптимізації режимів ЕЕС ?
2. Вкажіть критерії оптимальності при оптимізації режимів роботи електроенергетичної системи.
3. За рахунок чого виконується декомпозиція ?
4. Які обмеження повинні враховуватись при оптимізації режимів роботи ЕЕС?
5. Намалюйте залежності витратних характеристик від генерованої потужності для 3-х станцій.
6. До якого ринку відбувається перехід від єдиного оптового РЕ ?
7. Яка суть балансуючого ринку електроенергії ?
8. Намалюйте заступну схему мережі
9. Як відбувається транзит потужності від двох джерел електроенергії до споживачів мережевими системами ?
10. Як визначаються втрати потужності при транспортуванні електроенергії за економічного і оптимального поточкорозподілу в ЕЕС ?
11. Як здійснюється керування потоками в неоднорідних електричних системах з урахування чутливості?
12. Поясніть суть визначення коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку.
13. На основі чого визначається оптимальне е.р.с. від незбалансованих коефіцієнтів трансформації ?

## **4 АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ**

### **4.1 Загальна характеристика детермінованих методів розрахунку втрат електроенергії.**

Втрати електроенергії визначають розрахунковим шляхом або експериментально.

Детерміновані методи класифікують відповідно до значення струму, який використовують в розрахунку (миттєве, максимальне, середнє і середньоквадратичне ).

До детермінованих методів належать:

- метод максимальних втрат, у якому реальний режим моделюється режимом з максимальним навантаженням;
- метод характерних режимів;
- метод середніх навантажень, у якому реальний режим замінюють режимом з середнім навантаженням;
- метод середньоквадратичного струму;

Більша частина розподільчих мереж 110 кВ, і практично всі мережі 35 кВ і нижче, є розімкненими. Режим роботи розімкнених мереж значно відрізняються від режимів роботи замкнених мереж. Головними їхніми особливостями є значна залежність від режимів роботи споживачів електроенергії, що одержують живлення від цих мереж, і мала залежність від навантаження інших розімкнених мереж. Тому розрахунок втрат енергії в них можна здійснювати окремо.

Методи розрахунку втрат електроенергії в розімкнених мережах повинні забезпечувати прийнятну для практичних цілей точність розрахунку за характерних для цих умов неповної й вірогідності інформації.

Інформації про схеми мереж, як правило, характеризують достатньою повнотою і вірогідністю, а інформацією про навантаження у більшості

випадків характеризується обмеженою повнотою і вірогідністю, тому додатково виникають питання точності розрахунку втрат.

Під час розрахунку втрат потужності й енергії можна зробити ряд припущень, які зумовлені особливими параметрів елементів електричних мереж і особливостями інформації про параметри режимів.

Інформації про режими розподільчих мереж зводиться до таких вихідних даних:

- добові графіки струмів і напруг головних ділянках мережі для максимального та мінімального режимів системи;
- значення переданої електроенергії через головні ділянки мережі за розрахунковий період часу;
- дані разових вимірювань електричних навантажень на шинах низької напруги знижувальних трансформаторів в години максимуму та мінімуму навантажень системи;
- кількість електроенергії, переданої через знижувальні трансформатори підстанцій ( за наявності приладів обліку на ТП);
- дані епізодичного контролю показників якості електроенергії в споживачів.

За неповної режимної інформації вводиться друга група припущень, основними з яких є такі:

- 1) навантаження в усіх вузлах розподільчої лінії однорідне навантаженню головної ділянки;
- 2) графіки електричних навантажень, знятий за характерну добу, вважається незмінним для відповідного характерного періоду часу;
- 3) втрати неробочого ходу розподільчих трансформаторів вважаються незалежними від рівня напруги.

#### **4.2 Розрахунок втрат електроенергії за графіками електричних навантажень**

Якщо відомий графік зміни сили струму на будь-якій ділянці мережі, то втрати електроенергії визначають класичним методом, який є найбільш точним.

Точність досягається за рахунок інтегрування втрат потужності в часі:

$$\Delta W = 3R \int_0^T I_t^2 dt,$$

де  $\Delta W$  - втрати електричної енергії, кВт\*год;

$I_t$  - діюче значення струму в момент часу  $t$ , А;

$R$  - опір елемента електричної мережі, Ом;

$t$  - тривалість роботи елемента мережі, год.

Для розрахунку втрат використовують добові або річні графіки навантаження за тривалістю. Якщо навантаження лінії змінюється в часі, то сумарні втрати активної енергії за розрахунковий період можна визначити як суму втрат енергії за різних режимів навантаження згідно з графіком навантаження  $S(t)$ :

$$\Delta W = \sum_{j=1}^n \Delta P_j \Delta t_j = \frac{R}{U^2} \sum_{j=1}^n S_j^2 \Delta t_j$$

Де  $U$  – середній рівень напруги у вузлі навантаження;

$S_j$  - потужність навантаження, віднесена до інтегралу часу  $\Delta t_j$ ;

$n$  – кількість інтервалів.

Оскільки рівні напруги у вузлах навантаження у більшості випадків невідомі й змінюються в невеликих межах, то під час розрахунку втрат електроенергії приймають  $U=U_{ном}$ .

Річний графік тривалості навантаження  $S(t)$  можна одержати на підставі річних графіків тривалості активних  $P(t)$  і реактивних  $Q(t)$  навантажень. За відсутності графіка  $Q(t)$  припускають, що реактивна потужність навантаження змінюється подібно активній потужності й при визначенні повної потужності

користуються середнім значенням коефіцієнта потужності  $\cos\varphi_{\text{ср}}$ , яке умовно приймають сталим протягом року.

Аналогічно розраховують втрати електроенергії в трансформаторах. У випадку паралельної роботи однотипних трансформаторів з різною тривалістю їх увімкнення протягом року втрати активної енергії.

$$\Delta W_T = \Delta W_k \sum_{j=1}^m \frac{1}{n_j} \left( \frac{S_i}{S_{\text{ном}}} \right) \Delta t_j + \Delta P_x \sum_{j=1}^m n_j \Delta t_j$$

де  $\Delta P_{\text{ю}}$   $\Delta P_x$  – відповідно втрати короткого замикання і неробочого ходу трансформаторів;

$S_i$  – потужність навантаження трансформаторів протягом часу  $\Delta t_i$ ;

$m$  – кількість характерних режимів навантаження, яку визначають у відповідності з річним графіком тривалості навантаження  $S(t)$ ;

$n_i$ ,  $\Delta t_i$  – кількість паралельно працюючих трансформаторів і тривалість їх увімкнення.

Метод графічного інтегрування характеризується високою точністю, проте дуже трудомісткий. Для спрощення обчислень на практиці переважно користуються не річними, а добовими графіками за характерні періоди часу. Для цього встановлюється кількість характерних діб в межах розрахункового періоду. Втрати електроенергії, знайдені за вище наведеними формулами для однойменних характерних діб, поширюється на весь розрахунковий період. Як показали дослідження, такий спосіб не забезпечує необхідної точності через постійний вплив на енергосистему регулярних та нерегулярних збурень, так як схема, режими і втрати електроенергії не залишається сталими протягом розрахункового періоду часу.

### 4.3 Розрахунок втрат електроенергії за часом найбільших втрат

Графіки електричних навантажень  $P(t)$ ,  $Q(t)$  не завжди бувають заданими, тому при визначенні втрат електроенергії часто користуюся наближеним методом розрахунку.

Одним з найпоширеніших наближених методів розрахунку є визначення втрат  $\tau$ , протягом якого за максимального навантаження  $S_{нб}$  втрати енергії були б такими самими, як за змінного навантаження протягом року.

Річні втрати активної електроенергії в лінії обчислює ця за формулою

$$\Delta W = \frac{S_{нб}^2}{U_{ном}^2} R\tau = \frac{P_{нб}^2 + Q_{нб}^2}{U_{ном}^2} R\tau = \Delta P_{нб} \tau$$

де  $\Delta P_{нб}$  – втрати активної потужності за найбільшого навантаження.

Час найбільших втрат  $\tau$  визначають розрахунковим шляхом залежно від часу використання найбільшого використання навантаження  $T_{нб}$  і середнього значення коефіцієнта потужності  $\cos\varphi_{ср}$  у припущенні, що графіки активних і реактивних навантажень мають однакову форму. Залежності  $\tau = f(T_{нб}, \cos\varphi_{ср})$  наводять у довідниках для узагальнених характерних графіків електричних навантажень.

Наближене значення  $\tau$  можна визначити також за емпіричною формулою

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{нб}}{10000})8760$$

Аналогічно визначають втрати активної енергії в обмотках трансформаторів. Якщо на підстанції протягом року працює  $n$  однотипних трансформаторів, що сумарні втрати активної електроенергії в трансформаторах.



$$\Delta W_T = \frac{1}{n} \Delta P_k \left( \frac{S_{нб}}{S_{ном}} \right)^2 \tau + n \Delta P_x 8760$$

де  $\Delta P_x, \Delta P_k$  - відповідно втрати короткого замикання та неробочого ходу трансформаторів;

$S_{нб}$  - найбільша сумарна потужність навантаження трансформаторів ;

$S_{ном}$  - номінальна потужність трансформаторів

Час максимальних втрат визначають за узагальненим графіками залежно від часу використання найбільшого навантаження і коефіцієнта потужності. З метою врахування фактичної конфігурації графіків електричних навантажень, коефіцієнтів потужності, можливого не збігання максимумів активної реактивної потужності, можливого не збігання максимумів активної й реактивної потужності в часі в межах доби та року можна визначити втрати електроенергії від протікання активної та реактивної потужності окремо. Для цього за графіками тривалості активних і реактивних навантажень розраховують час найбільших втрат  $\tau_a, \tau_p$  від передачі активної та реактивної потужності:

$$\tau_a = \frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{P_{нб}^2}$$

$$\tau_p = \frac{\int_0^{8760} Q^2(t) dt}{Q_{нб}^2}$$

Втрати активної електроенергії визначається за формулою

$$\Delta W = \frac{P_{нб}^2 \tau_a + Q_{нб}^2 \tau_p}{U_{нсм}^2} R$$

або для навантажень, заданих струмами,

$$\Delta W = 3 I_{нб}^2 R (\tau_a \cos^2 \varphi_{нб} + \tau_p \sin^2 \varphi_{нб})$$

#### 4.4 Розрахунок втрат електроенергії за середнім струмом навантаження

Метод визначення втрат електроенергії за середнім струмом навантаження використовують у випадку рівномірного добового графіка навантаження. У цьому випадку для розрахунків втрат електроенергії використовують формулу:

$$\Delta W = 3I_c^2 RE$$

де  $I_c$  - середнє значення сили струму А;

$T$  – тривалість роботи елемента мережі під навантаженнями за розрахунковий період, год.

Середнє значення сили струму

$$I_c = \frac{\sqrt{P_c^2 + Q_c^2}}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

де  $P_c, Q_c$  - середні активна та реактивна потужність навантаження за розрахунковий період, кВт, квар;

$U_{ном}$  - номінальна напруга, кВ.

Середні значення активного та реактивного навантаження визначають за показами лічильників або графіками активної та реактивної електроенергії як:

$$P_c = \frac{WP}{T_P}, \quad Q_c = \frac{I_{cp}}{I_{нб}}$$

де  $WP, WQ$  – кількість переданої активної і реактивної електроенергії, кВт\*год, квар\*год.

Для використання цього методу необхідно знати дані про споживання активної та реактивної енергії в кожному вузлі навантаження з розрахунковий період – місяць, сезон чи рік.

Коефіцієнт заповнення графіка навантаження характеризується відношенням середнього навантаження до максимально розрахунковий період:

$$k_c = \frac{I_{cp}}{I_{нб}}$$

Втрати електроенергії за середнім струмом навантаження рекомендується враховувати за значень коефіцієнтів заповнення графіків навантаження  $k_n \geq 0,65$ .

#### 4.5 Розрахунок втрат за середньоквадратичним струмом

Припустимо, що по лінії протікає сталий за величиною струм  $I_{ск}$  за якого за період часу  $T$  лінії мають місце такі самі втрати енергії, що й при протіканні протягом цього періоду змінного за величиною струму, який відповідає фактичному графіку навантаження. Згідно з цією умовою справедлива рівність:

$$3I_{ск}^2 RT = 3R \int_0^{\tau} I_t^2 dt,$$

звідки визначають умовний струм  $I_{ск}$ , який називають середньоквадратичним,

$$I_{ск} = \sqrt{\frac{\int_0^T I^2 dt}{T}},$$

З цього виразу витікає що для розрахунку середньоквадратичного струму необхідно мати графік електричного навантаження.

Середньоквадратичний струм можна розрахувати, наприклад, за добовим графіком навантаження як:

$$I_{ск} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{24} I_j^2}{24}},$$

Встановимо зв'язок між середньоквадратичними і середнім струмами.

Середнє значення струму, визначене за добовим графіком,

$$I_c = \frac{\sum_{i=1}^{24} I_i}{24}. \quad (4.17)$$

Відношення середньоквадратичного струму до середнього значення струму

$$\frac{I_{ск}}{I_c} = \frac{\sqrt{24 \sum_{i=1}^{24} I_i^2}}{\sum_{i=1}^{24} I_i} = K_\phi, \quad (4.18)$$

де  $K_\phi$  - коефіцієнт форми добового графіка навантаження. Таким чином, між середньоквадратичним і середнім струмами існує пропорційна залежність

$$I_{ск} = K_\phi I_c \quad (4.19)$$

Для реальних графіків навантаження електричних мереж напругою (10-110кВ) значення  $K_\phi$  змінюється в межах 1,05-1,15.

Зв'язок середньоквадратичного струму з його максимальним значенням можна виразити через час максимальних втрат  $\tau$  з виразу

$$I_{ск}^2 8760 = I_{нб}^2 \tau, \quad (4.20)$$

звідки

$$I_{ск} = I_{нб} \sqrt{\frac{\tau}{8760}}. \quad (4.21)$$

Розрахувавши значення струму  $I_{ск}$ , визначають втрати електроенергії в лінії(кВт год) як

$$\Delta W = 3I_{ск}^2 RT \cdot 10^{-3}, \quad (4.22)$$

або через потужність навантаження

$$\Delta W = \left(\frac{S_{ск}}{U_{ном}}\right) RT \cdot 10^{-3}, \quad (4.23)$$

де  $S_{ск}$  - середньоквадратична потужність навантаження, кВА;

$U_{ном}$  - номінальна напруга лінії,кВ;

$R$  - активний опір лінії, Ом;

$T$  - тривалість розрахункового періоду, год.

Якщо середньоквадратичний струм визначають за графіком електричних навантажень, то цей метод можна розглядати як різновид методу графічного інтегрування. Він не дає ніяких переваг під час розрахунку, тому в таких випадках слід використовувати метод графічного інтегрування.

Розрахунок середньоквадратичного струму за добовими графіками навантаження є грубим моделюванням режиму мережі. Помилка у визначенні середньоквадратичного струму залежить від вибору характерних діб і може досягати 30%. Вибір характерних діб становить значні труднощі і для його обґрунтування необхідна інформація про поведінку навантаження за весь розрахунковий період. Відсутність такої інформації призвело до більш спрощеного підходу до розрахунку втрат електроенергії.

Одним із шляхів розвитку цього методу є розрахунок середньоквадратичного струму не за графіком струму, а за середнім навантаженням, визначеним за даними електроспоживання. В енергетиці область використання цього методу достатньо поширена. Розрахунок середнього навантаження не потребує знання характеру поведінки

навантаження в часі, а його обчислення можливе за інтегральним показником графіка навантаження – кількістю переданої електроенергії.

Втрати електроенергії з достатньою точністю можна визначити за середнім струмом навантаження з врахуванням коефіцієнта форми графіка електричних навантажень  $K_\phi$ :

$$\Delta W = 3I_{cp}^2 R T K_\phi^2 = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_{ном}^2 T} R K_\phi^2 \quad (4.24)$$

#### **4.6 Розрахунок втрат електроенергії за даними фактичного споживання електроенергії**

Розрахункові лічильники обліку електроенергії можуть встановлюватись не на межі балансової належності електричних мереж електропередавальної організації і споживача. У цьому випадку під час визначення сумарного споживання електроенергії необхідно враховувати втрати електроенергії в лініях живлення і трансформаторах, починаючи від місця встановлення лічильників до межі балансової належності. Ці втрати розраховують за даними фактичного споживання електроенергії згідно з чинною методикою (1), яка допускає також використання спрощених методів обчислення втрат електроенергії в лініях електропередавання та силових трансформаторах.

##### **4.6.1 Розрахунок втрат електроенергії в лініях**

Втрати електроенергії в лініях електропередавання визначають в наступній послідовності.

Розраховують активний та реактивний опори фаз ліній(Ом)

$$\begin{aligned} R_{li} &= r_{oi} \cdot l_i, \\ X_{li} &= x_{oi} \cdot l_i, \end{aligned} \quad (4.25) \quad (4.26)$$

де  $r_{oi}$ ,  $x_{oi}$  - погонні активний та реактивний опори фаз і-ої лінії, Ом/км;

$l_i$  - довжина і-ої лінії, км.

Втрати активної (кВтгод) і реактивної (кваргод) електроенергії в і-ій лінії визначають за формулами

$$\Delta WP_{li} = \frac{WP_i^2 + WQ_i^2}{U_{ном.і}^2 T_{pi}} R_{li} \cdot 10^{-3}, \quad (4.27)$$

$$\Delta WQ_{li} = \frac{WP_i^2 + WQ_i^2}{U_{ном.і}^2 T_{pi}} X_{li} \cdot 10^{-3}, \quad (4.28)$$

де  $\Delta WP_{li}$ ,  $\Delta WQ_{li}$  - відповідно активна, Квтгод, і реактивна, кваргод, електроенергія, що передається по і-ій лінії;

$U_{ном.і}^2$  - номінальна напруга лінії, кВ;

$T_{pi}$  - тривалість роботи і-ої лінії під навантаженням протягом розрахункового періоду, год.

Значення  $\Delta WP_{li}$ ,  $\Delta WQ_{li}$  приймають за даними обліку електроенергії в кінці і-ої лінії. Якщо розрахункові лічильники встановлені з боку вторинної напруги знижувального трансформатора, увімкненого в кінці і-ої лінії, то до фактичного споживання електроенергії додаються втрати електроенергії в трансформаторі.

З метою спрощення розрахунків втрати активної електроенергії в лініях згідно з (1) визначають через відносне значення втрат активної потужності  $\Delta P$ , помножене на кількість переданої за розрахунковий період електроенергії  $WP$ ,

$$\Delta WP = \Delta P_e WP, \quad (4.29)$$

де втрати  $\Delta P_e$  обчислюють за питомими втратами  $\Delta P_o$  (кВт/км), розрахованими за економічним навантаженням  $\Delta P_e$  як

$$\Delta P_e = \frac{\Delta P_o l}{P_{ек}}. \quad (4.30)$$

Значення втрат  $\Delta P_e$  приймають сталим для всіх місяців року незалежно від кількості спожитої електроенергії. Але при навантаженнях, менших від економічного, відносне значення втрат потужності не залишається сталим. Так, наприклад, у випадку зменшення споживання електроенергії удвічі втрати потужності в лінії зменшаться вчетверо, тобто відносне значення втрат  $\Delta P_e$  зменшиться вдвічі. Таким чином, фактичні втрати електроенергії в абонентських лініях при малих (порівняно з економічним) навантаженням будуть значно меншими від втрат, розрахованих за спрощеною методикою.

Розрахуємо, наприклад, втрати електроенергії в кабельній лінії наругою 10кВ і довжиною 4км з перерізом алюмінієвих жил кабелю 120мм<sup>2</sup>. Кількість електроенергії, що передається по лінії за розрахунковий період за двозмінного режиму роботи споживача дорівнює:  $WP = 100$  тис. кВтгод;  $WQ = 80$  тис.кваргод. Тривалість роботи лінії під навантаженням  $T_p = 352$  год. Розрахункова схема обліку електроенергії споживача зображена на рисунку 4.1

Межа балансової належності

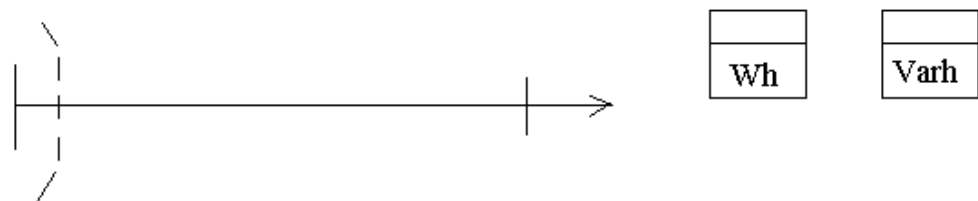


Рисунок 4.1- Розрахункова схема обліку електроенергії



Розрахуємо активний та реактивний опори лінії:

$$R_{л} = r_0 l_{л} = 0,258 = 1,032 \text{ Ом};$$

$$X_{л} = x_0 l_{л} = 0,081 \cdot 4 = 0,324 \text{ Ом}.$$

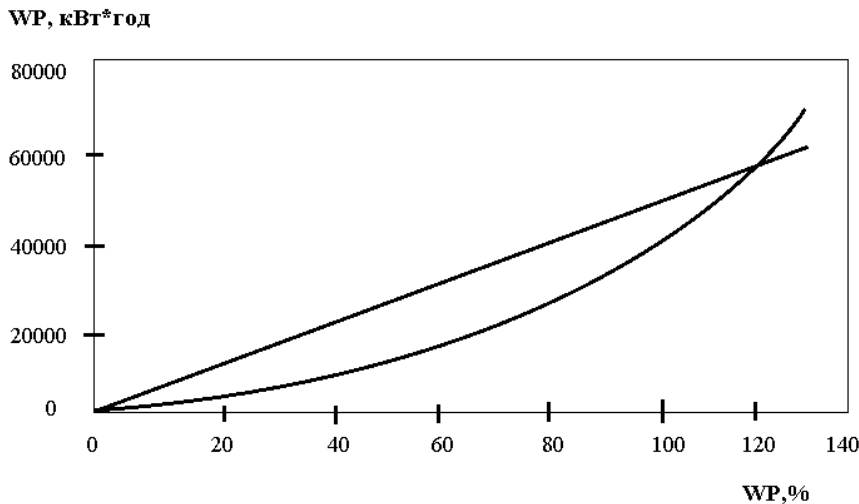
Визначимо втрати активної та реактивної електроенергії в лінії за розрахунковий період:

$$\Delta WP = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_{ном}^2 T_p} R_{л} = \frac{100000^2 + 80000^2}{10^2 \cdot 352} \cdot 1,032 \cdot 10^{-3} = 480,8 \text{ кВтгод};$$

$$\Delta WP = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_{ном}^2 T_p} X_{л} = \frac{100000^2 + 80000^2}{10^2 \cdot 352} \cdot 0,324 \cdot 10^{-3} = 151 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Для заданих параметрів лінії згідно з (1)  $\Delta P_0 = 22,1 \text{ кВт/км}$ , при цьому за наближеною методикою при  $P_{ск} = 2800 \text{ кВт}$  і  $l = 4 \text{ км}$  відносна розрахункова величина втрат дорівнює  $\Delta P_e = 0,0316$ , а втрати електроенергії  $\Delta WP = \Delta P_e WP = 0,0316 \cdot 100000 = 3160 \text{ кВтгод}$ , що значно перевищує фактичне значення втрат.

Графічні залежності  $\Delta WP = f(WP)$ , розраховані за основною та спрощеною методиками, зображені на рисунку 4.2.



а-основна методика; б – спрощена методика

Рисунок 4.2 – Суміщені графічні залежності  $\Delta WP = f(WP)$

Визначимо відносну похибку розрахунку втрат електроенергії за спрощеною методикою

$$\delta = \frac{WP_1 - WP}{WP} 100\%. \quad (4.31)$$

Графік залежності  $\delta = f(WP)$  зображено на рисунку 4.3.

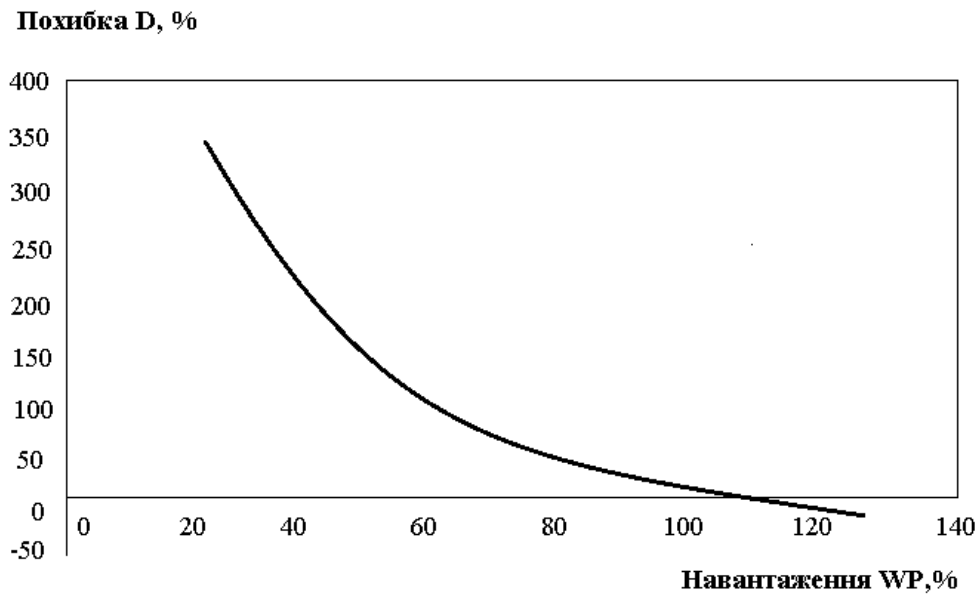


Рисунок 4.3- Графічна залежність  $\delta = f(WP)$

Похибка розрахунку втрат електроенергії за спрощеною методикою може досягати 100% і більше залежно від величини навантаження лінії (див. рисунок 4.2). Тому застосування спрощеної методики для розрахунку втрат не рекомендується, так як перевитрата коштів при оплаті електроенергії за малих навантажень може бути значною.

#### 4.6.2 Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах

Втрати активної електроенергії в трансформаторах обчислюють за формулою

$$\Delta WP_T = \Delta P_x T_n + \Delta P_k K_3^2 T_p, \quad (4.32)$$

де  $\Delta P_x$ ,  $\Delta P_k$  - втрати активної потужності неробочого ходу і короткого замикання трансформатора;

$T_n$  - календарна кількість годин роботи трансформатора за розрахунковий період;

$T_p$  - тривалість роботи трансформатора під навантаженням;

$K_3$  - середній коефіцієнт завантаження трансформатора за розрахунковий період;

$$K_3 = \frac{S_\phi}{S_{ном}}; \quad (4.33)$$

де  $S_{ном}$  - номінальна потужність трансформатора;

$S_\phi = \sqrt{P_\phi^2 + Q_\phi^2}$  - середнє фактичне навантаження трансформатора за розрахунковий період, величину якого визначають за даними фактичного споживання активної та реактивної електроенергії:

$$P_\phi = \frac{WP}{T_p}, \quad Q_\phi = \frac{WQ}{T_p}; \quad (4.34)$$

З врахуванням (4.32) – (4.34) одержимо:

$$\Delta WP_T = \Delta P_x T_n + \Delta P_k \frac{WP^2 + WQ^2}{S_{ном}^2 \cdot T_p}. \quad (4.35)$$

Втрати реактивної електроенергії в трансформаторах визначають за формулою

$$\Delta W_{Q_T} = \Delta Q_x T_n + \Delta Q_k K_3^2 T_p \bullet, \quad (4.36)$$

де  $\Delta Q_x = \frac{I_x \%}{100} S_{ном}$  - втрати реактивної потужності трансформатора на намагнічування;

$\Delta Q_k = \frac{U_x \%}{100} S_{ном}$  - втрати реактивної потужності в індуктивному опорі трансформатора при короткому замиканні (номінальному навантаженні обмоток);

$U_k$  - напруга короткого замикання трансформатора.

Після відповідних підставлень одержимо:

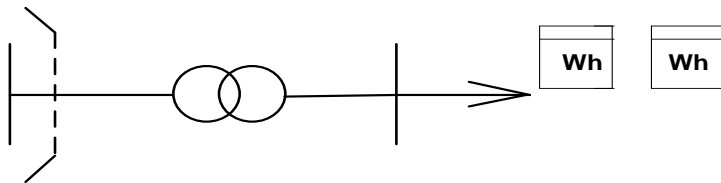
$$\Delta W_{Q_T} = \frac{I_x \%}{100} S_{ном} + \frac{U_x \%}{100 S_{ном} T_p} (WP^2 + WQ^2). \quad (4.37)$$

Під час визначення втрат активної та реактивної електроенергії в трансформатора з метою спрощення розрахунків допускається використовувати розрахункові таблиці, в яких наведені значення втрат електроенергії неробочого ходу за розрахунковий період і значення навантажувальних втрат в обмотках трансформаторів для заданих діапазонів споживання активної електроенергії залежно від кількості робочих змін

Розраховуємо, наприклад, втрати електроенергії в трансформаторі ТМ – 1000/10 з номінальними параметрами:  $S_{ном} = 1000$  кВ\*А;  $U_{ви} = 10$  кВ;  $U_{ни} = 0,4$  кВ;  $\Delta P_T = 2,4$  кВт;  $\Delta P_k = 12,2$  кВт;  $U_k = 5,5\%$ ;  $I_x = 1,4\%$ . Календарна кількість годин роботи трансформатора за розрахунковий період  $T_n = 720$  год, тривалість роботи трансформатора під навантаження за двозмінної роботи споживача  $T_p = 480$  год.

Споживання електроенергії становить:  $WP = 125000$  кВт\*год;  $WQ = 1000000$  кВар\*год. Розрахункова схема обліку електроенергії споживача зображена на рисунку 4.4.

Межа балансової належності



#### 4.4 Розрахункова схема обліку електроенергії

Розраховуємо фактичне середнє навантаження трансформатора:

$$P_{\phi} = \frac{WP}{U_p} = \frac{125000}{480} = 260,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{\phi} = \frac{WQ}{T_p} = \frac{1000000}{480} = 208,3 \text{ кВар};$$

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2} = \sqrt{260,4^2 + 208,3^2} = 333,5 \text{ кВА}.$$

Середнє значення коефіцієнта завантаження трансформатора

$$K_z = \frac{S_{\phi}}{S_{ном}} = \frac{333,5}{1000} = 0,333.$$

Втрати активної електроенергії в трансформаторі за середнього навантаження

$$\Delta WP_T = \Delta P_x T_n + K_z^2 \Delta P_{\kappa p} T_p = 2,4 * 720 + 0,333^2 * 12,2 * 480 = 1728 + 650 = 2378 \text{ кВт*год}$$

Втрати реактивної потужності неробочого ходу трансформатора

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \%}{100} S_{ном} = \frac{1,4}{100} * 1000 = 14 \text{ кВар.}$$

Втрати реактивної потужності в індуктивному опорі обмоток трансформатора за номінального навантаження

$$\Delta Q_x = \frac{U_x \%}{100} S_{ном} = \frac{5,5}{100} * 1000 = 55 \text{ кВар.}$$

Втрати реактивної електроенергії в трансформаторі за середнього навантаження

$$\Delta W_{Q_T} = \Delta Q_x T_n + K_s^2 \Delta Q_k T_p = 14 * 720 + 0,333^2 * 55 * 480 = 10080 + 2928 = 13008 \text{ кВар*год}$$

Аналогічний результат одержимо за формулою (4.37).

За даними таблиці 15 додатку 1 [1] маємо :

$$\Delta W P_T = 3528 + 1180 = 4708 \text{ кВт*год}$$

$$\Delta W Q_T = 36000 + 4300 = 40300 \text{ кВар*год}$$

Табличні значення втрат електроенергії значно перевищують фактичні втрати. Це пояснюється тим , що вони розраховані для трансформаторів , виготовлених до 1970 року. У цих трансформаторах втрати потужності неробочого ходу були більшими із-за використання неякісної сталі, порівняно з втратами в трансформаторах пізніших випусків. Для трансформаторів , виготовлених після 1970 року, втрати активної та реактивної потужностей неробочого ходу зменшились удвічі внаслідок використання високоякісних марок сталей та удосконалення технології

виготовлення магнітної системи. Крім того, під час визначення втрат була завищена реактивна складова потужності (порівняно з нормованим значенням реактивної потужності, що відповідає  $\text{tg}\varphi=0,85$ ). Тому застосовувати розрахункові таблиці для визначення втрат електроенергії в трансформаторах не рекомендується.

#### **4.7 Розрахунок втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах**

На електричній мережі напругою 0,38, довжина яких становить біля 50% від загальної довжини розподільчих мереж, припадає 50% технологічних втрат електроенергії. На величину цих втрат суттєво впливають відхилення та несинусоїдність напруги, несиметрія навантажень некомпенсована реактивна потужність, якість та кількість та контактних з'єднань, корозія проводів, топологія мережі та інші чинники.

Низьковольтні електричні мережі, на відмінну від високовольтних мереж, характеризуються великою протяжністю, розгалуженістю та недостатньою інформацією про параметри режимів. В окремих випадках бувають відомі лише струмові навантаження головних ділянок розподільчих мереж або кількість енергії, переданої в ці мережі з інших трансформаторних підстанцій 6-10/0,38 кВ. Практично відсутня інформація про навантаження у вузлах розподільчих мереж 0,38 кВ. Тому оцінка рівня втрат електроенергії в таких мережах ускладнюється.

Для розвитку втрат електроенергії в магістральних мережах напругою 0,38 кВ можна застосовувати найближчий метод, що ґрунтується на вимірюванні втрати напруги до найбільш електрично віддаленої від ТП точки мережі. Його сутність полягає у визначенні відносного значення втрат активної потужності  $\Delta P\%$  за найбільшою відносною втратою напруги  $\Delta U\%$

в мережі, з подальшим перерахунком втрат потужності у втрати енергії. При цьому втрати потужності в мережі відносно її сумарного активного навантаження, %, розраховують за формулою

$$\Delta P\% = K_{n/n} \Delta U\% , \quad (4.38)$$

де  $K_{n/n}$  - коефіцієнт переходу від втраченим напруги до втрат потужності.

Відносну втрату напруги, %, визначають як

$$\Delta U \% = \frac{U_{1\phi} - U_{2\phi}}{U_{1\phi}} * 100 , \quad (4.39)$$

тут  $U_{1\phi}$  - фазна напруга, виміряна на шинах трансформаторної підстанції. Замість  $U_{1\phi}$  рекомендується підставляти середнє арифметичне значення фазних напруг;

$U_{2\phi}$  - найменша фазна напруга з усіх виміряних в електрично найбільш віддаленій точці мережі.

Для трифазної радіальної лінії напруг  $U$  з опором  $R$ , навантаженням  $I$  та коефіцієнтом потужності  $\cos\phi$  відносна величина втрат потужності

$$\Delta P\% = \frac{3I^2 R}{\sqrt{3}UI \cos\phi} * 100 = \frac{\sqrt{3}IR}{U \cos\phi} * 100 , \quad (4.40)$$

а відносна втрата напруги, якщо знехтувати реактивним опором лінії,

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3}UI \cos\phi}{U} * 100 , \quad (4.41)$$



при цьому

$$\Delta P\% = \frac{1}{\cos^2 \phi} * \Delta U\% . \quad (4.42)$$

Отже, коефіцієнт переходу від втрати напруги до втрат потужності

$$K_{n/n} = \frac{1}{\cos^2 \phi} , \quad (4.43)$$

Тобто його значення залежить тільки від характеру навантажень лінії, а у разі врахування активного та реактивного опорів лінії – також від співвідношення цих опорів

Для цієї ж лінії рівномірно розподіленим навантаженням по всій довжині та однаковим  $\cos \phi$  для всіх приєднаних споживачів сумарні втрати потужності зменшаться утричі

$$\Delta P\% = \frac{I^2 R}{\sqrt{3}UI \cos \phi} * 100 , \quad (4.44)$$

а втрата напруги зменшаться удвічі

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3}IR \cos \phi}{2U} * 100 , \quad (4.45)$$

тоді

$$K_{n/n} = \frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} = \frac{2}{3 \cos^2 \phi} . \quad (4.46)$$

Коефіцієнт  $K_{n/n}$  переходу від втрати напруги до втрат потужності залежить не тільки від характеру навантаження та кількості приєднаних споживачів, але й від рівномірності їх розподілу вздовж лінії, наявності відгалужень, несиметрії навантажень. У практичних розрахунках значення  $K_{n/n}$  приймають рівним 0,8 за рівномірно розподіленого навантаження та 0,6 за нерівномірного.

Для оцінки втрат електроенергії в мережах напругою 0,38 кВ можна застосувати метод випадкової вибірки. При цьому розраховують відносні втрати потужності у випадково вибраній частині мережі з врахуванням вищенаведених формул, і обчислюють відносні втрати електроенергії за формулою.

$$\Delta W \% = \Delta P \% \frac{\tau}{T_{нб}}, \quad (4.47)$$

де  $\tau$  – час максимальних втрат;

$T_{нб}$  - час використання найбільшого навантаження, середнє значення якого визначають а графіками електричних навантажень головних ділянок розподільчої мережі напругою 0,38 кВ, або живильної лінії напругою 6-10 кВ.

Приймаючи середньозважену величину відносних втрат електроенергії  $\Delta W_c \%$  у вибірці однаковою для всієї мережі, розраховують абсолютну величину втрат електроенергії у кіловат-годинах,

$$\Delta W = \frac{\Delta W_c \%}{100} \Delta W_{0,38}, \quad (4.48)$$

де  $\Delta W_{0,38}$  - кількість відпущеної електроенергії в мережу напругою 0,38 кВ за розрахунковий період, кВт\*год.

Якщо розподільчі мережі напругою 0,38 кВ можна поділити на характерні групи, то обсяг вибірки можна суттєво скоротити, розрахувавши втрати електроенергії лише для характерних схем кожної групи, і потім поширити результати розрахунків на відповідну групу в цілому.

Розрахунок середньозваженого відносного значення втрат потужності в мережах напругою 0,38 кВ проводять у наступній послідовності:

1. Виділяють  $N$  характерних приєднань напругою 0,38 кВ, різних за конфігурацією, щільністю навантаження та втратами напруги .

2. Для кожного характерного приєднання за різницею напруг на початку головної ділянки та затискачах найбільш електрично віддаленого споживача визначають втрату напруги для режимів найбільших і найменших навантажень:

$$U_{j\max} \% = \frac{U_r - U_{e\max}}{U_r} 100; \quad (4.49)$$

$$U_{j\min} \% = \frac{U_r - U_{e\min}}{U_r} 100; \quad (4.50)$$

де  $U_{j\max}$  і  $U_{j\min}$  - середні рівні напруг у найбільш віддаленого споживача в режимах найбільших і найменших навантажень;

$U_r$  - середній рівень напруг на початку головної ділянки приєднання.

3. Обчислюють відносні втрати потужності для режимів найбільших і найменших навантажень:

$$P_{j\max} \% = K_{П/Н} \Delta U_{j\max} \% ; \quad (4.51)$$

$$P_{j\min} \% = K_{П/Н} \Delta U_{j\min} \% ; \quad (4.52)$$

4. За відомими навантаженнями в максимальному ( $P_{j\max}$ ) і мінімальному ( $P_{j\min}$ ) визначають середньозважене відносне значення втрат потужності для  $N$  характерних приєднань

$$U_{j \max} \% = \left( \frac{\sum_{j=1}^N \Delta P_{j \max} \% P_{j \max}}{\sum_{j=1}^N P_{j \max}} + \frac{\sum_{j=1}^N \Delta P_{j \min} \% P_{j \min}}{\sum_{j=1}^N P_{j \min}} \right) \quad (4.53)$$

Розрахувавши значення абсолютних втрат електроенергії для кожної характерної групи з врахуванням вищенаведених співвідношень, обчислюють сумарні втрати електроенергії в електричній мережі напругою 0,38 кВ.

У розгалужених низьковольтних мережах віддають перевагу методу визначеною втрат електроенергії за середнім навантаженням з використанням еквівалентного опору  $R_{ек}$  та врахуванням коефіцієнта форми графіків електричних навантажень  $K_n$  і коефіцієнта форми графіків електричних навантажень  $K_\phi$ . Абсолютне значення втрат електричної енергії розраховують за формулою

$$\Delta W_{0,38} = \frac{1.06WP^2R_{ек}}{U_{ном}^2 T} (1 + tg^2 \varphi_{cp}) K_\phi^2 K_n; \quad (4.54)$$

Де  $WP$  – кількість відпущеної у мережу 0,38 кВ активної електроенергії;

$tg \varphi_{cp}$  - середнє значення коефіцієнта реактивної потужності навантаження.

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах, але й створює додаткові втрати за рахунок проходження струму через нульовий провід.

Коефіцієнт збільшення втрат потужності за нерівномірного навантаження фаз визначають за формулою

$$K_n = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)} \left(1 + 1.5 \frac{R_0}{R_\phi}\right) - 1.5 \frac{R_0}{R_\phi}, \quad (4.55)$$

де  $\frac{R_0}{R_\phi}$  - відношення опорів нульового і фазного проводів.

Коефіцієнт форми графіків електричних навантажень  $K_\phi$  розподільчої низьковольтної мережі можна визначити за даними про добове споживання

електроенергії з шин 0,38 кВ трансформаторної підстанції в режимні дні, або скоригованими (без урахування втрат потужності в розподільчих трансформаторах 10/0,38 кВ) добовими графіками електричних навантажень районної підстанції за формулою (4.18):

$$K_{\phi} = \frac{\sqrt{24 \sum_{i=1}^{24} I_i^2}}{\sum_{i=1}^{24} I_i}, \quad (4.56)$$

де  $I_i$  - усереднені струми навантаження, визначені за добовими графіками електричних навантажень.

Наведена методика дає можливість оцінити рівень технічних втрат електроенергії в розподільчих мережах напругою 0,38кВ розробити заходи щодо її зменшення. В умовах експлуатації ця методика може бути використана з метою визначення комерційної складової втрат електроенергії.

#### **4.8 Вплив несиметрії навантаження фаз лінії на величину втрат потужності**

Втрати потужності у трифазній лінії в мережі з ізольованою нейтраллю за нерівномірного навантаження фаз дорівнюють

$$\Delta P_n = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)r_{\phi}, \quad (4.57)$$

де  $I_A, I_B, I_C$  - струми навантаження фаз лінії;

$r_{\phi}$  - опір фази лінії.

За симетричного рівномірного навантаження фаз  $I_A = I_B = I_C = I_{CP}$  втрат потужності

$$\Delta P_n = 3I_{CP}^2 r_{\phi}, \quad (4.58)$$

де  $K_H = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}$  - середнє значення струму.

Коефіцієнт збільшення втрат потужності в лінії з ізольованою нейтраллю за нерівномірного навантаження фаз

$$K_H = \frac{\Delta P_H}{\Delta P} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{CP}^2}, \quad (4.59)$$

В електричних мережах із заземленою нейтраллю за нерівномірного навантаження фаз виникає струм нульової послідовності  $I_0$ , який протікає через землю в мережах напругою 110 кВ і вище, або через нульовий провід у низьковольтних мережах.

Струм у нульовому проводі

$$I_N = 3I_0 = I_A + a^2I_B + aI_C, \quad (4.60)$$

де  $a = e^{j120^\circ}$  – оператор повороту вектора на  $120^\circ$  протигодинникової стрілки

Струм у нульовому проводі можна визначити з виразу

$$I_N^2 = 1,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,5I_{CP}^2, \quad (4.61)$$

Сумарні втрати потужності у трифазній лінії з нульовим проводом за нерівномірного навантаження фаз

$$\Delta P_{II} = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)r_\phi + I_N^2r_N, \quad (4.62)$$

де  $r_\phi, r_N$  - відповідно опори фаз і нульового проводу.

За рівномірного навантаження фаз струм через нульовий провід не протікає ( $I_N = 0$ ), при цьому втрати потужності визначають згідно з (4.58).

Коефіцієнт збільшення втрат потужності за нерівномірного навантаження фаз у трифазній лінії з нульовим проводом визначають за формулою (4.55).

Якщо опір нульового проводу  $r_\phi = r_N$ , то одержимо

$$I_N^2 = \frac{2,5(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)}{3I_{CP}^2} - 1,5. \quad (4.63)$$

За рівномірного навантаження фаз, коли  $I_A = I_B = I_C = I_{CP}$ , коефіцієнт нерівномірності  $K_H = 1$ , при цьому  $\Delta P_H = \Delta P$ .

У загальному випадку втрати потужності за нерівномірного навантаження фаз трифазної мережі можна визначити за формулою

$$\Delta P_H = K_H \Delta P, \quad (4.64)$$

де  $\Delta P$  - втрати потужності за рівного навантаження.

Проаналізуємо у загальному вигляді, як впливає перерозподіл навантаження фаз на величину втрат потужності у трифазній трипровідній лінії з ізольованою нейтраллю.

Якщо наприклад, навантаження фази В зменшиться на  $\Delta I$ , а у фазі С збільшиться на таку саму величину порівняно зі струмом фази А, то сумарні втрати потужності дорівнюватимуть

$$\begin{aligned} I_N^2 &= \left( I_A^2 r + \left( I_A - \frac{\Delta I \%}{100} I_A \right)^2 r + \left( I_A + \frac{\Delta I \%}{100} I_A \right)^2 r \right) = \\ &= 3I_A^2 r + 2 \left( \frac{\Delta I \%}{100} I_A \right)^2 r = \Delta P + 2 \left( \frac{\Delta I \%}{100} I_A \right)^2 r. \end{aligned} \quad (4.65)$$

Таким чином, у зв'язку з квадратичною залежністю втрат потужності від струмів навантаження окремих фаз втрати в лінії збільшаться порівняно з втратами за рівномірного навантаження на додаткову величину

$$\Delta P_{\text{дод}} = 2 \left( \frac{\Delta I \%}{100} I_A \right)^2 r, \quad (4.66)$$

або у відсотках

$$\Delta P_{\text{дод}} \% = \frac{\Delta P_H - \Delta P}{\Delta P} 100, \quad (4.67)$$

Наприклад, у разі зменшення навантаження фази В порівняно з фазою А на 20% і збільшення фази С на таку саму величину втрати потужності дорівнюватимуть

$$\Delta P_H = I_A^2 r + (0,8 I_A)^2 r + (1,2 I_A)^2 r = 3,08 I_A^2 r, \quad (4.68)$$

а коефіцієнт збільшення втрат

$$K_H = \frac{\Delta P_H}{\Delta P} = \frac{3,08 I_A^2 r}{3 I_A^2 r} = 1,027. \quad (4.69)$$

Аналогічний результат одержимо з виразу (4.67).

Відносне збільшення втрат потужності  $\Delta P_{\text{дод}}$ , виражене у відсоткаї порівняно з режимом різноманітного навантаження,

$$\Delta P_{\text{дод}} \% = \frac{1,027\Delta P - \Delta P}{\Delta P} 100 = 2,7. \quad (4.70)$$

Отже, втрати потужності в лінії у цьому випадку збільшаться на 2,7% порівняно з режимом рівномірного навантаження.

У таблиці 4.1 наведені результати розрахунку коефіцієнта збільшення втрат потужності  $K_n$  і додаткових втрат потужності  $\Delta P_{\text{дод}}\%$  залежно від відносної зміни навантаження фаз  $\Delta I\%$ .

Таблиця 4.1- Результати розрахунку додаткових втрат потужності залежно від відносної зміни навантаження фаз В і С трифазної лінії з ізольованою нейтраллю

Відносна зміна навантаження фаз $\Delta I, \%$ .	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Додаткові втрати $\Delta P_{\text{дод}}, \%$	0,7	2,7	6	10,7	16,7	24	32,7	42,7	54	66,7

Графічна залежність додаткових втрат потужності від відносної зміни навантаження фаз В і С трифазної лінії зображена на рисунку 4.5.

Як видно з рисунка 4.5 додаткові втрати потужності зі збільшенням ступеня несиметрії навантаження квадратично збільшуються. Так, наприклад, при розвантаженні фази С відповідно на 50% втрати потужності в лінії збільшаться на 16,7 %, а при повному розвантаженні фази В і збільшенні навантаження фази С на 100% сумарні втрати потужності в лінії збільшаться на 66,7%.



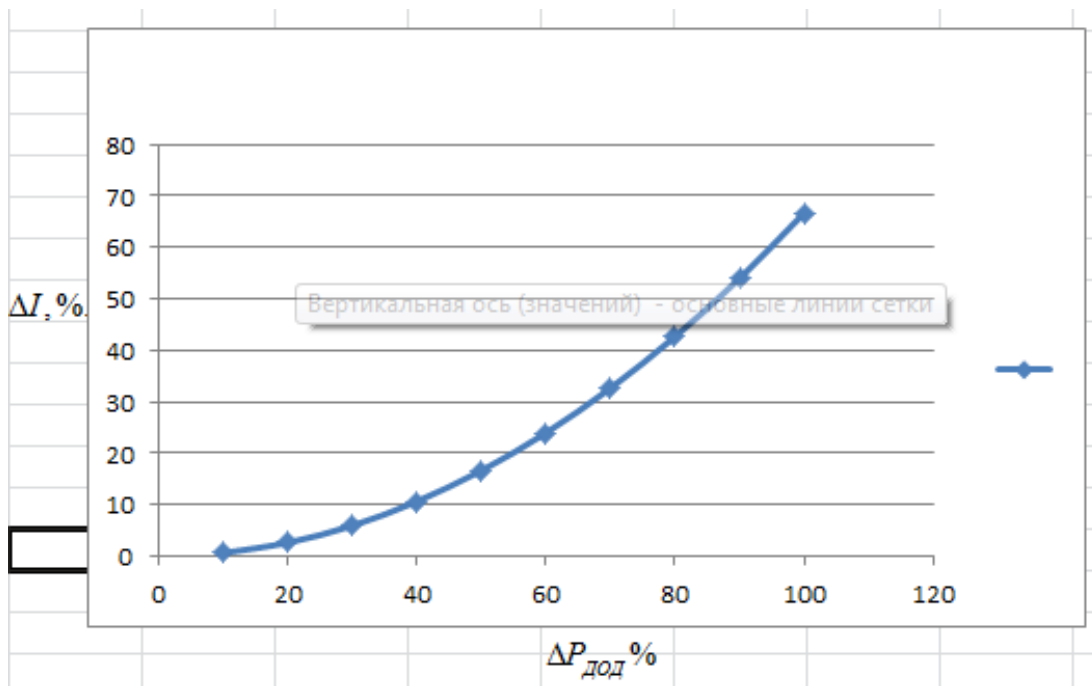


Рисунок 4.5- Графік залежності додаткових втрат потужності  $\Delta P_{\text{дод}} \%$  від відносної зміни навантаження фаз

#### Контрольні запитання до розділу 4

1. Яким чином визначають втрати електроенергії ?
2. Що належить до детермінованих методів ?
3. До яких вихідних даних зводиться інформація про режими розподільчих мереж ?
4. Яка група припущень вводиться за неповної режимної інформації ?
5. Як здійснюється розрахунок втрат електроенергії за графіками електричних навантажень?
6. Яким чином здійснюється розрахунок втрат електроенергії за часом найбільших втрат ?
7. Як проводиться розрахунок втрат електроенергії за середнім струмом навантаження ?
8. Як виконується розрахунок втрат за середньоквадратичним струмом ?
9. Як здійснюється розрахунок втрат електроенергії в лініях ?
10. Намалюйте розрахункову схему обліку електроенергії.

11. Як проводиться розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах ?
12. Яким чином відбувається розрахунок втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах?
13. Як впливає несиметрія навантаження фаз лінії ?
14. Зобразіть графік залежності додаткових втрат потужності від відносної зміни навантаження фаз.

## 5 ОРГАНІЗАЦІЙНІ ТА РЕЖИМНІ ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ

### 5.1 Аналіз структури втрат електроенергії в розподільчій мережі

**Фактичні (звітні) втрати** визначають як різницю між електроенергією, відпущеною в мережу з шин електричних станцій  $W_{вм}$ , і електроенергії, сплаченої споживачами  $W_{сс}$  і витрачено на виробничі потреби енергосистеми  $W_{вп}$

$$\Delta W = W_{вм} - (W_{сс} + W_{вп}). \quad (5.1)$$

Величина  $\Delta W$  включає не тільки технічні втрати  $\Delta W$ , що характеризують технічний стан електричних мереж і режими їх роботи, але й ту частину різниці (2.1), яка обумовлена неточністю визначення її складових. Причому, якщо неточність визначення  $W_{вп}$  залежать лише від похибок приладів обліку електроенергії (вимірювальні похибка), то неточність визначення  $W_{сс}$  залежить також від наявності безоблікових споживачів, оцінка споживання енергії якими проводиться за встановленою потужністю, неодноразовості оплати за спожиту електроенергію, можливих її розкрадань тощо. Для позначення цієї частини втрат використовують термін "комерційні втрати".

**Фактичне значення технічних втрат**  $\Delta W_{т}$ , може бути визначене тільки за допомогою розрахунків. За відомих технічних втрат фактичне значення комерційних витрат визначають за формулою

$$\Delta W_{к} = \Delta W - \Delta W_{т},. \quad (5.2)$$

**Економічно обгрунтовані (оптимальні) технічні втрати**  $\Delta W_{то}$  визначають як різницю між їх фактичним значенням втрат  $\Delta W_{т}$ , і зниженням втрат  $\delta W_{о}$ , яке може бути досягнуте за рахунок впровадження енергоощадних заходів,

$$\Delta W_{то} = \Delta W_{т} - \delta W_{о},. \quad (5.3)$$

*Допустиме значення комерційної складової втрат*  $\Delta W_{\text{кд}}$  зумовлене неточністю обліку, також може бути визначено розрахунком на підставі нормованих класів точності приладів обліку. Тоді оптимальне значення звітних втрат повинне знаходитися в діапазоні

$$\Delta W_o = \Delta W_{\text{то}} \pm \Delta W_{\text{кд}} \quad (5.4)$$

*Оптимальні втрати*  $\Delta W_{\text{то}}$  не є сталою величиною, яку можна визначити один раз і потім використати як константу. Визначені на стадії проектування, вони відповідають прогнозованим навантаженням. Реальні навантаження в умовах експлуатації дещо відрізнятимуться від розрахункових, тому значення  $\Delta W_{\text{то}}$  відрізнятиметься від його значення, визначеного на стадії проектування.

Крім того, зростання навантаження з часом призводить до зміни величини  $\Delta W_{\text{т}}$ , а отже і  $\Delta W_{\text{то}}$ . Тому оптимальні втрати можуть бути представлені у вигляді ряду значень, кожне з яких відповідає своєму розрахунковому періоду (як правило, року). Весь ряд цих значень повинен коригуватися в міру уточнення даних про навантаження і схеми на перспективу.

*Технічні втрати* у свою чергу поділяють на навантажувальні втрати  $\Delta W_{\text{н}}$ , втрати неробочого ходу  $\Delta W_{\text{х}}$ , і втрати на корону  $\Delta W_{\text{кор}}$ . Класифікують їх по групах елементів мереж (втрати в лініях, трансформаторах, реакторах тощо).

*Галузева інструкція виділяє сім складових технічних втрат:*

- навантажувальні втрати в лініях, силових трансформаторах та автотрансформаторах
- втрати у вимірювальних трансформаторах струму, напруги та їх вторинних колах, включаючи лічильники електроенергії.
- втрати неробочого ходу в трансформаторах і автотрансформаторах;
- витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;
- втрати електроенергії в компенсувальних пристроях — батареях статичних конденсаторів (БСК), синхронних компенсаторах (СК)

генераторах, по працюють в режимі Ск, статичних тиристорних компенсаторах (СТК);

- втрати в реакторах підстанцій;
- втрати на корону;

**Розрахунки втрат електроенергії в електричних системах** розділяють на три види: ретроспективні, оперативні і перспективні

**Ретроспективні розрахунки** (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії та розроблення заходів щодо їх зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурних підрозділах і підстанціях та розроблення заходів щодо зменшення небалансів до допустимих значень;
- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами та іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, що не враховуються лічильниками електроенергії.

**Оперативні розрахунки** (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії та їх зміною в часі;
- оперативного регулювання параметрів режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;

- складання балансу потужності в енергосистемі в цілому, і структурних підрозділах і підстанціях з метою контролю за дотриманням лімітів по потужності;

- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;

- формування бази даних, які використовують при прогнозуванні втрат електроенергії.

**Перспективні розрахунки** (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші роки;

- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат електроенергії;

- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

За особливостями схем і режимів електричних мереж та інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в яких проводять різними методами:

- транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемні зв'язки), через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;

- замкнені електричні мережі 10 кВ і вище, що практично не беруть участі в обміні потужністю між енергосистемами;

- розімкнені (радіальні) електричні мережі 35-150 кВ;

- електричні мережі 6-35 кВ;

- електричні мережі 0,38 кВ.

На **підставі результатів розрахунків і звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою вирішення наступних задач:**

- виявлення і оцінка резервів енергосистеми щодо зниження втрат електроенергії;

- виявлення і рангування основних чинників, що визначають рівень втрат електроенергії;

- оцінка ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат електроенергії та визначення черговості їх впровадження

- підготовка і обґрунтування рішень щодо розвитку електричних мереж і впровадженню заходів щодо зниження втрат, що вимагають капітальних вкладень.

- оцінка електроенергії та визначення черговості їх впровадження; ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат

- визначення джерел комерційних втрат електроенергії;

- оцінка результатів роботи за показником "втрати електроенергії" енергосистеми в цілому, а також окремо і підрозділів;

***Основними формами аналізу втрат електроенергії є:***

- складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі в цілому;

- порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії за різні часові інтервали та аналіз зміни втрат по енергосистемі та окремих її підприємствах;

- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з врахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпуску електроенергії;

- порівняння звітних і планових нормованих та складових балансу електроенергії, що лімітуються (власні потреби, господарські й виробничі потреби);

- оцінка фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів в цілому;

- виявлення залежності втрат електроенергії від основних чинників, що характеризують схему мережі та режими її роботи.

***Під час проведення аналізу втрат електроенергії доцільно використовувати наступну інформацію:***

- результати розрахунків режимів електричних мереж і їх схеми;

- результати розрахунків втрат електроенергії та їх структуру;

- звітні дані про втрати електроенергії в енергосистемі та 1 підприємствах за попередні роки;
- дані про перетікання електроенергії міжсистемними лініями за ряд попередніх років;
- підсумки виконання планових заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- проектні рішення по розвитку електричних мереж;
- матеріали, що характеризують стан і використання засобів компенсації реактивної потужності й регулювання режимів електричних мереж;
- дані про оснащення мереж споживачів електроенергії компенсуювальними пристроями (квар/кВт) за попередні рік;
- дані про похибки розрахункового й технічного обліку електроенергії;
- дані про середньомісячну сплату електроенергії з розрахунку на одного побутового абонента та результати роботи персоналу енергопостачальника безобліковим споживанням електроенергії абонентами;
- дані про матеріальне стимулювання персоналу енергосистеми за зниження втрат електроенергії,

## **5.2 Організаційні й технічні заходи щодо зниження втрат потужності та енергії**

Зниження втрат потужності й енергії в електричних системах є частиною загальної задачі підвищення економічності їх роботи. Заходи щодо зниження цих втрат поділяють на організаційні й технічні.

Організаційні заходи не вимагають додаткових капіталовкладень.

**Технічні заходи** вимагають додаткових капіталовкладень. До них відносять встановлення компенсуювальних пристроїв, заміну недовантажених і перевантажених трансформаторів, заміну проводів перевантажених ліній, введення в роботу додаткових розвантажувальних трансформаторів на



діючих підстанціях, підвищення номінальної напруги мережі, вдосконалення систем обліку електричної енергії.

**До режимних відносять заходи:**

- оптимізація законів регулювання напруги в центрах живлення електромереж 6-35 кВ;
- оптимізація уставлених режимів замкнених електромереж по реактивній потужності і коефіцієнтах трансформації;
- переведення генераторів в режим синхронних компенсаторів;
- оптимізацію місць розмикання електромереж 6-35 кВ з двостороннім живленням;
- вимкнення частини трансформаторів в режимах малих навантажень;
- вирівнювання графіків навантаження мережі;
- вирівнювання навантажень фаз в електромережах 0,38 кВ.

**Метою оптимізації уставлених режимів** за напругою, реактивною потужністю та коефіцієнтами трансформації трансформаторів є визначення параметрів уставленого режиму електричної мережі, за яких втрати активної потужності будуть мінімальними. Задача розв'язується з врахуванням обмежень за рівнями напруги, наявною реактивною потужністю джерел, коефіцієнтами трансформації трансформаторів та перевантажувальною здатністю ліній і трансформаторів. Вихідними даними для оптимізації режиму живильної мережі є активні та реактивні потужності вузлів навантаження. Цільовою функцією є сумарні втрати активної потужності в мережі.

Задачу оптимізації режиму мережі за напругою, реактивною потужністю і коефіцієнтами трансформації трансформаторів часто зводять до окремих задач оптимізації на різних рівнях системи диспетчерського керування: регулювання рівнів робочої напруги в електричних мережах; оптимізація поточкорозподілу в неоднорідних замкнених мережах;

розмикання замкнених контурів мереж живлення та розподільчих мереж, оптимальний розподіл реактивної потужності між її джерелами.

### **5.3. Методика оптимального керування електроспоживанням**

*Методика оптимального керування електроспоживанням* включає в себе етапи створення бази даних, виявлення аномальних об'єктів, прогнозування і нормування.

**Основними напрямками оптимального керування електроспоживанням:**

- 1) упорядкування електроспоживання об'єктами інфраструктури.
- 2) економія коштів на оплату спожитої електроенергії, одержана за рахунок організаційних заходів.
- 3) проведення цілеспрямованих енергетичних обстежень з наступною реалізацією технічних і технологічних заходів з енергозаощадження.

*Методологія досліджень в галузі енергозаощадження* може бути умовно розділена на три рівні.

1. Дослідження, націлені на конкретні технічні та технологічні розробки, що сприяють зниженню енергоспоживання.
2. Дослідження, націлені на здійснення оптимізації електроспоживання інфраструктур.
3. Дослідження, спрямовані на здійснення стратегічного планування та прогнозування в електроенергетиці.

На етапі аналізу електроспоживання за спеціально розробленими формами здійснюється збір даних про споживачів електроенергії. Це дозволяє отримати розгорнуту картину електроспоживання (з історією на глибину 5-8

років і більше), підготувати електронну базу даних для подальшого багатофакторного аналізу.

На сьогоднішній день існують комп'ютерні інформаційно-аналітичні комплекси, які дозволяють оперативно відстежувати інформацію про споживачів електроенергії, оновлювати вихідні дані для аналізу практично в реальному масштабі часу. За запитом бази даних може бути отримана інформація про споживачів електроенергії з необхідним ступенем деталізації і узагальнення.

На етапі статистичного аналізу та побудови емпіричної моделі здійснюється статична обробка даних електроспоживання. Ранговий аналіз дозволяє упорядкувати інформацію, здійснити прогнозування електроспоживання окремими об'єктами та інфраструктурою в цілому.

Рангування об'єктів здійснюється в міру зменшення їх електроспоживання. При цьому перший ранг присвоюється об'єкту з найбільшим електроспоживанням, другий з меншим електроспоживанням і т.д. У результаті одержимо впорядкований графік залежності електроспоживання (значення якого відкладається по осі ординат в кВт·год) від рангу (відкладається по осі абсцис, як номер по порядку).

Уже перший (організаційний) етап реалізації методики дозволяє економити до (10-15) % від річних видатків за спожити електроенергію без значних капітальних вкладень. Наступне оптимальне впровадження енергоощадних технологій і технічних рішень збільшують цю економію.

У сучасних умовах багато споживачів економічно зацікавлені у зниженні споживаної потужності. У пікові години на ринку складається найвища ціна на електроенергію, тому для оптимізації витрат споживачеві доводиться переносити частину навантаження на інші часові інтервали – напівпікові та нічні.

Практично на кожному промисловому підприємстві можна знайти можливість відімкнути енергоємні агрегати в години максимуму

навантажень і увімкнути їх у інші години доби так, щоб при виконанні виробничої програми добове електроспоживання не змінилося.

Можливості регулювання навантаження різних цехів підприємств умовно можна розділити на наступні групи:

- 1) технологічний процес однаковий для кожного циклу (зміни), але зміною початку і кінця циклу можна перевести максимальне навантаження на інший час;
- 2) процес неперервний і не може порушуватись в часі, але продукція різна за енергоємністю, а сам процес можна регулювати за інтенсивністю – випуск неенергоємної продукції слід ставити на години максимуму;
- 3) технологія допускає таке переривання, що економія сплати за електроенергію істотно перекидає збитки від недовипуску продукції.
- 4) цехи вільні від технологічних обмежень на зниження навантаження.

Споживачі, що мають можливість регулювання навантаження (споживачі з керованим навантаженням) відносять до категорії споживачів, які впливають на якість електричної енергії та надійності роботи енергетичної системи. Зниження навантаження в аварійних ситуаціях здійснюється за командою оперативно-диспетчерського керування системи.

В останні роки на величину вечірнього піку все більший вплив чинить споживання комунально-побутового сектору. Звичною стали пізня робота в офісних приміщеннях, в той час як промисловість масово перейшла на роботу в одну зміну. Керувати вечірнім піком через промисловість стало неможливо. Тому актуальним є регулювання потужності не тільки промислових підприємств, а й інших об'єктів. Цих споживачів необхідно стимулювати як економічно, так і адміністративно на договірній основі до зниження потужності в години максимуму.

Поточний період експлуатації енергетичного комплексу характеризується поступовим зростанням вартості електроенергії, а також збільшенням витрат на технічне обслуговування та ремонту.

Економія електроенергії може бути досягнута за рахунок вдосконалення технологічних процесів, робочих машин і механізмів, а також за рахунок вдосконалення режимів електроспоживання.

*Удосконалення режимів електроспоживання* може бути досягнуто за рахунок:

- регулювання режиму напруги;
- регулювання режиму реактивної потужності;
- вилучення збігу максимумів навантаження підприємства та енергосистеми;
- керування споживачами-регуляторами.

Використання названих вище енергоощадних технологій може забезпечити зниження енергетичної складової у собівартості продукції на (20 - 30) % .

Основною метою при керуванні електроспоживанням є зниження сплати за електроенергію, причому таке, щоб цим зниженням повністю покривалися витрати на впровадження регулюючих заходів та модернізацію засобів електрообліку і, крім того, забезпечувалася частка прибутку для розширеного відтворення продукції чи інших цілей.

Стимулом до впровадження регулюючих заходів є впровадження диференційованих за зонами доби тарифів.

Завдання формування раціонального режиму споживання електричної енергії полягає у зміні форми графіка навантажень з метою зниження плати за електроспоживання без зниження обсягів виробництва.

Дане завдання може бути вирішене шляхом диспетчеризації споживання електричної енергії та керування споживачами-регуляторами на підставі заздалегідь розроблених регулюючих заходів.

Формування раціональних режимів електроспоживання може бути здійснено на підставі паспортизації та координації електричних навантажень відповідно до

тарифних зон та обмеження споживання потужності в періоди пікових навантажень.

#### **5.4 Економічні аспекти регулювання максимуму навантаження**

Одним з перспективних шляхів економії паливно-енергетичних ресурсів і зниження витрат на виробництво електроенергії є вирівнювання графіків електричних навантажень. Енергосистема несе значні додаткові витрати, спричинені нерівномірністю режиму споживання, що пов'язано з високими питомими витратами палива на теплових електростанціях (ТЕС) через необхідність використання їх для роботи в маневровому режиму. Вирівнювання графіка навантаження енергосистеми частково здійснюється за рахунок *споживачів-регуляторів*, потужність навантаження яких знижують в години пікових навантажень енергосистеми і переносять у поза пікові зони.

Споживачі електроенергії зацікавлені в регулювання графіка навантаження енергосистеми лише за наявності тарифів на електроенергію, диференційованих за зонами доби, оскільки регулювання графіка навантаження пов'язане з певними фінансовими витратами з боку споживачів.

Економічний ефект від регулювання графіка електричних навантажень виражатиметься, по-перше, в кількості та вартості зекономленого палива; по-друге, у запобіганні збитків від недовідпуску електроенергії споживачам; по-третє, в економії коштів на підтримання в робочому стані додаткових резервних потужностей та у скануванні або тимчасовому відтермінуванні необхідності побудови нових блоків з високими маневровими можливостями.

Графік навантаження енергосистеми являє собою сукупність графіків навантаження споживачів, і тому вирівняти його можна за допомогою споживачів-регуляторів (СР), тобто тих споживачів, які здатні до обмеження або перенесення частини свого електричного навантаження з годин

максимальних навантажень на інші години доби (при добовому регулюванні). Загалом можливості кожного споживача індивідуальні й можуть суттєво відрізнятись.

Всі СР можна умовно розділити на дві частини: групу СР, яка є складовою частиною енергосистеми і реалізовує суміщену функцію виробництва-споживання електроенергії, і масову групу СР, що використовує електроенергію у власних цілях (в умовах ринку електроенергії відмінність між постачальником і споживачем енергії стирається: кожна зі сторін залежно від поточних умов може стати постачальником або споживачем).

До першої групи відносять, насамперед, акумулюючі електростанції. Їх головна перевага полягає у споживанні електроенергії в години мінімального навантаження енергосистеми (за рахунок цього досягається в години зменшення нічного провалу навантаження системи, знижується нерівномірність графіка і відпадає необхідність розвантаження або зупинки великих блоків ТЕС в нічні години) та високо маневреної генерації в години максимального навантаження енергосистеми (за рахунок раніше закумульованого енергоресурсу). Агрегати таких станцій, на відміну від блоків ТЕС, працюють за нормальних температурних умов і більш низького тиску на лопатях турбін, тому акумулюючі станції дешевші, надійніші і довговічніші ТЕС. Найбільше застосування отримали гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС) і повітряно-акумулюючі газотурбінні станції (ПАГТЕ). Серед рівнинних мало напірних (до 110 м) ГАЕС в Україні побудовані ГАЕС на р. Південний Буг у Миколаївській обл. (призначена для роботи спільно з Південно-Українською АЕС), Київська і Дністровська ГАЕС.

Серед великих високо напірних в Китаї побудована ГАЕС (8 агрегатів по 300 МВт, напір 543 м), введена в дію в 2001 р. і призначена для спільної роботи з двома АЕС, в США побудована ПАГТЕ Нортон (9 блоків по 300 МВт) з тиском повітря 11 МПа в шахті-резервуарі.

ГАЕС, на відміну від інших станцій, є одним з найефективніших засобів вирівнювання навантаження в енергосистемах. Їх ККД становить (72-75)%, для «зарядки» станцій використовується нічна електроенергія, яка, приблизно учетверо дешевша пікової.

До другої групи відносять споживачі-регулятори вузлів навантаження енергосистеми. Наприклад, альтернативою традиційному тепло забезпеченню, зокрема з використанням імпортованого газу, є електрозабезпечення з використанням *електрокабельних систем опалювання (ЕКСО)* у житлово-комунальному секторі. ЕКСО в електротеплоакумуляційній модифікації (ЕТА) були запропоновані як нові **споживачі-регулятори** об'єднаної енергетичної системи України.

ЕТА технології ЕКСО поширюються на об'єкти цивільного будівництва, зокрема на об'єкти соціальної сфери: будинки та споруди навчальних закладів, дитячих дошкільних закладів, заклади охорони здоров'я, житлові будинки тощо. Особливо широке застосування ЕТА ЕКСО може набути у не газифікованих сільських населених пунктах без централізованого теплопостачання. Потенціал впровадження технології електроопалювання створюється різницею між вечірнім зимовим максимумом і нічним навантаженням графіка енергосистеми. Розрахунки за спожиту енергію здійснюються виключно за пільговим (нічним) тарифом.

Електричне опалення безвідмовне і безаварійне: термін експлуатації кабельних систем опалення, зокрема датських, становить понад 50 років.

Сучасні кабельні системи опалення потребують мінімальної товщини «стяжки» - лише 3 мм. Завдяки цьому вони мають змогу застосовуватися на вже існуючій підлозі, бетоні чи кафелі, піднімаючи її рівень лише на товщину нового покриття. Основним призначенням таких систем є підтримання комфортної температури на поверхні підлоги близько 27-29°C.

Сьогодні створена необхідна нормативно-правова база для впровадження електротеплоакумуляційної технології опалення.



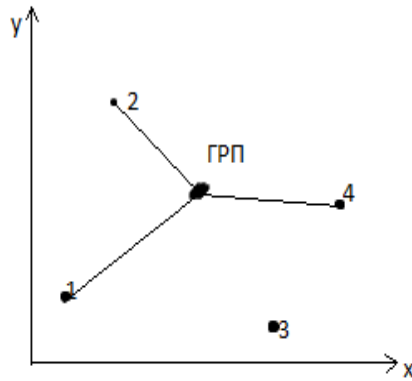
## **Контрольні запитання до розділу 5**

1. Поясніть структуру втрат електроенергії в розподільчих мережах.
2. Які організаційні заходи щодо зниження втрат електроенергії застосовують в електропостачальних системах?
3. Назвіть технічні заходи щодо зниження втрат електроенергії в електропостачальних системах.
4. Назвіть способи зменшення втрат електроенергії в електричних системах.
5. Назвіть основні переваги підвищення коефіцієнта потужності навантаження в електричних мережах.
6. Для чого і як здійснюють вирівнювання графіків електричних навантажень?
7. Як визначити оптимальний розподіл потужностей в замкненій мережі?
8. Як забезпечити оптимальний розподіл потужностей в замкнених мережах?
9. Як забезпечити оптимальний розподіл потужностей в місцевих розподільчих мережах 6-35 кВ?
10. Поясніть методику оптимального керування електроспоживанням.

### **6.1 Вибір місць оптимального розташування головних розподільчих підстанцій (розподільчих пунктів)**

Одним з важливих питань проектування електричних мереж є вибір оптимальної схеми зовнішнього електропостачання споживачів. Як відомо, на даний час в електричних мережах застосовують радіальні, магістральні та змішані радіально-магістральні схеми електропостачання. Під час проектування розподільчих мереж, виникає необхідність у виборі місць оптимального розташування головних розподільчих трансформаторних підстанцій та розподільчих пунктів. Як правило, ГРП (РП) розміщують у центрі електричних навантажень без врахування витрат на спорудження та експлуатацію ліній зовнішнього живлення, що призводить до збільшення сумарних втрат електроенергії та погіршення техніко-економічних показників системи електропостачання. Під час визначення економічної ефективності капітальних вкладень у спорудження також щорічні витрати на експлуатацію цих мереж, які складаються з витрат на їх технічне обслуговування та ремонт і вартості відшкодування втрат електроенергії.

Нехай у довільній системі прямокутних координат  $x, y$  розміщено  $n$  знижувальних підстанцій з координатами  $x_i, y_i$ . При заданому розміщенні Гп потрібно визначити координати  $x_0, y_0$  розміщення ГРП (РП), які відповідають умові мінімуму зведених витрат на спорудження та експлуатацію розподільчої радіальної мережі, переріз проводів ліній якої вибрано за умовою економічності



Інтегральним критерієм вибору місця розташування ГРП (РП) розподільчої мережі є дисконтовані витрати, які можна визначити за формулою

$$B_{\text{дс}} = \sum_{i=1}^n B_{0i} l_i = \sum_{i=1}^n B_{0i} \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} \quad (6.1)$$

Де  $B_{0i}$  – питомі витрати на одиницю довжини  $i$ -ої лінії

Питомі дисконтовані витрати на 1 км  $i$ -ої лінії визначаються:

$$B_{0i} = \left( \frac{\alpha_e \%}{100E} + 1 \right) K_{0i} + \Psi \frac{S_i^2}{U_i^2 E} r_{0i} \tau \cdot 10^{-3} \quad (6.2)$$

Де  $\alpha_e$  – норма відрахувань на технічне обслуговування та ремонт лінії, %;

$U_i$  - номінальна напруга  $i$ -ої лінії, кВ;

$K_{0i}$  - питома вартість спорудження  $i$ -ої лінії, грн/км;

$r_{0i}$  - погонний активний опір  $i$ -ої лінії, Ом/км;

$\Psi$  - купівельна вартість електроенергії на вході електричної мережі, грн/кВт·год;

$\tau$  - час найбільших втрат, год;

$E$  - норма дисконту, якук визначають з врахуванням інфляційних процесів, ступеня ризику інвесторів та рівня ліквідності обладнання.

Довжину  $i$ -ої лінії визначимо за формулою:

$$l_i = \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} \quad (6.3)$$

Де  $x_0$  і  $y_0$  – координати шуканої точки.

У дисконтованих витратах врахуємо тільки вартість радіальних ліній без вартості ГРП (РП), яка для всіх варіантів розміщення ГРП (РП) буде однаковою.

Для знаходження координат та  $x_0, y_0$  які відповідають мінімуму дисконтованих витрат, візьмемо часткові похідні функції (6.1) по координатах  $x_0$  та  $y_0$  прирівняємо їх до нуля:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial B_{\partial 0}}{\partial x_0} &= \sum_{i=1}^n \frac{B_{0i}(x_0 - x_i)}{\sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}} = 0 \\ \frac{\partial B_{\partial 0}}{\partial y_0} &= \sum_{i=1}^n \frac{B_{0i}(y_0 - y_i)}{\sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}} = 0 \end{aligned} \right\} \quad (6.4)$$

Розв'язавши цю систему рівнянь відносно  $x_0, y_0$  одержимо:

$$\left. \begin{aligned} x_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i} x_i}{l_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i}}{l_i}} \\ y_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i} y_i}{l_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i}}{l_i}} \end{aligned} \right\} \quad (6.5)$$

Систему нелінійних алгебраїчних рівнянь (6.5) можна розв'язати методом простої ітерації. Першим наближенням можуть бути координати центра електричних навантажень (ЦЕН):

$$\left. \begin{aligned} x'_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n S_i x_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \\ y'_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n S_i y_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \end{aligned} \right\} \quad (6.6)$$

Визначивши значення  $x'_0$ ,  $y'_0$ , підставимо їх в праву частину рівнянь (6.5) замість  $x_0$  та  $y_0$ . Одержані значення та знову підставимо в (6.5). розрахунок повторюємо до тих пір, поки різниця між одержаними значеннями координат на останньому кроці ітерації та їх попередніми значеннями стане меншою від заданої точності розрахунку. При значній кількості підстанцій, розрахунок доцільно виконувати із використанням ЕОМ.

## 6.2 Особливості компенсації реактивної потужності

Для зменшення негативного впливу реактивної електроенергії використовують компенсацію реактивної потужності (КРП).

Найбільш ефективним є розміщення джерел реактивної потужності у вузлах з найбільшим споживанням реактивної потужності. Місця розміщення компенсуювальних пристроїв (КП) у розподільній мережі визначають з врахуванням вимог до регулювання напруги. Кількість і потужність ступенів регулювання потужності БСК слід визначити на підставі графіків електричних навантажень.

При порівнянні варіантів компенсації **необхідно враховувати наступне:**

1. Загальні методичні положення визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику[1].

2. Методику обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами[9].
3. Характеристики точок розрахункового обліку електроенергії та економічний еквівалент реактивної потужності згідно з додатком до договору на постачання електроенергії.
4. Тарифи на активну електроенергію та фактичну середню закупівельну ціну електроенергії енергопостачальної організації.
5. Схему енергопостачання та параметри її елементів.
6. Режим роботи підприємства та характерні добові графіки активної та реактивної потужності підприємства у робочі та вихідні дні.
7. Річні графіки щомісячного споживання активної та реактивної електроенергії.

### **6.2.1 Засоби компенсації реактивної потужності**

Як джерела реактивної потужності використовують синхронні двигуни в режимі перезбудження, нерегульовані та регульовані конденсаторні установки високої та низької напруги, статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності.

Сучасні **конденсаторні батареї (БК)** характеризуються малими діелектричними втратами (0,25 Вт/квар для БК 0,4 кВ і 0,07 Вт/квар для БК 10 кВ), терміном служби понад 100 000 годин, високою стабільністю пускового струму, широким діапазоном робочих температур від -40 °С до 50°С, наявністю сухого екологічного діелектрика, мають вмонтовані розрядні опори та захист від перенапруг, які виникають у момент комутації. Це забезпечує їх високу надійність роботи. Розширено діапазон номінальних потужностей конденсаторних батарей: напругою 0,4 кВ - від 1,5 квар і напругою 6,3 кВ – від 25 квар. Використання сучасних матеріалів дозволило зменшити габаритні розміри конденсаторів.

**Статичні тиристорні компенсатори (СТК)** реактивної потужності 6 - 10 кВ забезпечують швидкодіючу компенсацію реактивної потужності, стабілізацію напруги на шинах споживача, фільтрацію вищих гармонік, їх приєднують без трансформатора. Номінальні потужності, Мвар: 6,3 ; 12,5; 20; 40. Вони обладнані фільтрами 3,5,7,11,13 гармонік, мікропроцесорним керуванням.

**За місцем приєднання** розрізняють наступні схеми компенсації:

- загальна – на вводі підприємства, або структурного підрозділу;
- групова – для групи однотипних електроприймачів;
- індивідуальна – шляхом приєднання безпосередньо до електроприймача.

Через спільний комутуючий апарат, або через окремий апарат із забезпеченням синхронного увімкнення з електроприймачем.

**За типом регулювання** конденсаторні установки бувають:

- звичайні (релейні) - у яких комутація конденсаторів виконується за допомогою електромеханічних реле;
- статичні (тиристорні) - у яких використовуються тиристорні ключі.

У статичних установках комутація конденсаторів проходить в момент нульового значення напруги , завдяки чому вони забезпечують: високу швидкодію (до 14 комутацій в секунду); малий рівень електромагнітних завад; малий знос конденсаторів; високу надійність роботи ключів; зниження втрат в конденсаторах.

Досить ефективними є засоби автоматичного регулювання потужності компенсувальних пристроїв (КП) – автоматичні регулятори потужності конденсаторних установок та автоматичні регулятори збудження синхронних двигунів.

Останнім часом для керування конденсаторними установками широко застосовують **мікропроцесорні регулятори**, які забезпечують їх оптимальний режим роботи з мінімальною кількістю комутацій.

Використовуючи конденсатори різної потужності, вони зводять до мінімуму споживання реактивної електроенергії.

### **6.2.2 Особливості компенсації реактивної потужності в електроустановках 6-10 кВ**

Високовольтні конденсаторні установки у більшості випадків є нерегульованими. Під'єднання такої установки до шин РП 6-10 кВ здійснюється вручну (дистанційно) за допомогою вимикача в РП 6-10 кВ. Така схема роботи прийнятна тільки у випадку цілодобової (тризмінної) роботи споживачів з практично сталим навантаженням (при коливаннях не більше 10-20% протягом 15-20 хвилин). Але, як свідчить досвід, такі умови є практично ідеальними - у реальних умовах навантаження змінюється частіше й з більшою амплітудою, зазвичай, у межах 20-50%, протягом 15-20 хвилин. Оскільки регулювати потужність установки в автоматичному режимі неможливо, ситуація розвивається за двома сценаріями:

- черговий персонал вмикає конденсаторну установку на постійну роботу й має місце невідповідність між необхідною й реальною спожитою реактивною потужністю;

- черговий персонал (постійно закріплений за установкою) вмикає/вимикає конденсаторну установку залежно від показів лічильників реактивної енергії (чи інших приладів). У цьому випадку він виконує роль регулятора, проте слід зважати як на людський фактор (забув, не встиг), так і на те, що ресурс вимикача в РП 6-10 кВ у такому режимі роботи істотно скорочується.

Жоден з наведених способів не є оптимальним з погляду фінансових витрат, тому єдиним логічним виходом із ситуації було б автоматичне регулювання потужності установки. Проте на шляху впровадження таких установок стоїть декілька істотних проблем:



- відсутність широкого вибору вітчизняних регуляторів, що можуть працювати з установками 6-10 кВ;
- відсутність типових рішень захистів, якими повинна оснащуватися така установка;
- відсутність прийнятних за співвідношенням ціна/якість комутаційних апаратів, які могли б використовуватися для комутації ступенів;
- відсутність типового вибору комплектації для таких установок.

Розглянемо можливі варіанти вирішення цих питань.

**Регулятори.** Оптимальним для автоматичних установок компенсації реактивної потужності 6-10 кВ є регулятор, спеціально адаптований для роботи із трансформаторами напруги, що забезпечує вимірювання максимальної кількості параметрів мережі (зокрема – гармонічних складових, активної та реактивної потужності, частоти тощо), а також вимірювання власного струму установки для контролю стану роботи ступенів. Такими, наприклад, є багатофункційні регулятори MKS-Technology (рис 6.1), KBR та КМВ-systems (рис 6.2), що мають також широкий спектр функцій захисту і сигналізації, що особливо важливо для таких установок компенсації реактивної потужності.

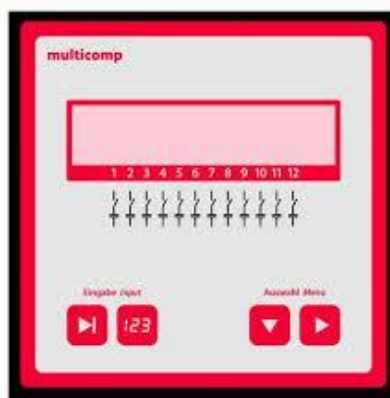


Рисунок 6.1 – Регулятор MKS-Technology 2F144-NC-1V1C12RO



Рисунок 6.2 – Регулятор KMB-Systems

Під час застосування таких регуляторів слід звертати особливу увагу на місце вимірювання струму для компенсації РП споживачів. Зазвичай, трансформатор струму встановлюють з боку нижчої напруги силового трансформатора, проте така схема не дає можливості компенсувати індуктивні втрати неробочого ходу трансформатора. Оскільки потужність силових трансформаторів обчислюється десятками МВ·А, і в сучасних умовах вони практично постійно працюють із недовантаженням (50 – 60%), доцільно використовувати точку вимірювання струму з боку високої напруги трансформатора.

**Комутаційні апарати.** Оптимальним рішенням для комутації ступенів можна вважати застосування спеціалізованих вакуумних контакторів 6–10 кВ. Особливостями таких контакторів імпортного виробництва (рис 6.3, 6.4), є їхня універсальність, високі технічні характеристики й надійність, що вигідно вирізняють їх від звичайних вакуумних контакторів. Ці контактори допускають комутацію (наприклад, на напрузі 6 кВ) електродвигунів потужністю до 3000 кВт, трансформаторів - до 4000 кВ·А й конденсаторів – до 2000 квар при терміні служби контактів 3 млн. операцій. Окремо слід зазначити, що ці контактори пропонуються як у стаціонарному, так і у «викотному» виконанні, й мають малі габарити.



Рисунок 6.3 – Вакуумний контактор серії Tri-Mec



Рисунок 6.4 – Вакуумний контактор серії Susol

**Комплектація.** При виборі конденсаторів слід звертати особливу увагу на їхні характеристики в частині припустимого перевантаження за струмом і напругою, а також на наповнювач - він повинен кваліфікуватися як не токсичний. Зазвичай, конденсатори виробництва заводів СНД напругою 6-10 кВ випускають однофазними, проте, з погляду компактності, краще застосовувати трифазні конденсатори імпортних виробників - наприклад, CIRCUTOR (рис 6.5) пропонує трифазні конденсатори потужністю від 25 квар до 500 квар на напругу від 1 кВ до 12 кВ, що особливо зручно для комплектації установок 6-10 кВ. Для продовження ресурсу вимикача найбільш доцільним є застосування спеціалізованих струмообмежувальних реакторів, які істотно продовжують термін роботи вимикача.



Рисунок 6.5 – Трифазний конденсатор CIRCUTOR напругою 10 кВ

### 6.3 Оптимальний розподіл компенсувальних пристроїв в розподільних електричних мережах

#### 6.3.1 Оптимальний розподіл конденсаторів у радіальній мережі

Завдання полягає в тому, щоб у радіальній мережі однієї номінальної напруги найоптимальніше розподілити конденсатори поперечної компенсації.

При цьому вважають заданими реактивні навантаження радіальних ліній, їхній активний опір та сумарна потужність компенсувальних пристроїв  $Q_k$ , яка підлягає розподілу (рис 6.6). Розв'язання цього завдання повинно відповідати умові мінімуму втрат потужності від передачі реактивного навантаження з врахуванням компенсації [10].

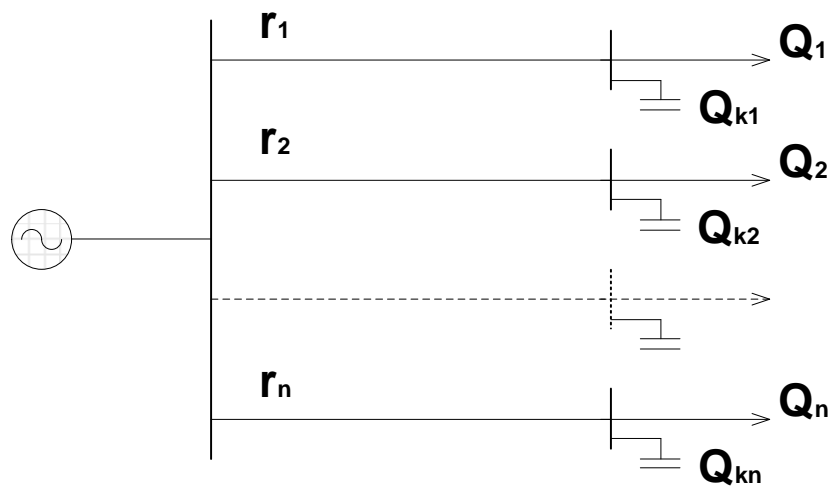


Рисунок 6.6 – Розрахункова схема радіальної мережі

Сумарні втрати активної потужності від передачі реактивної потужності визначають як суму втрат в окремих радіальних лініях

$$\Delta P = \frac{(Q_1 - Q_{k1})^2}{U^2} r_1 + \frac{(Q_2 - Q_{k2})^2}{U^2} r_2 + \dots + \frac{(Q_n - Q_{kn})^2}{U^2} r_n, \quad (6.7)$$

де  $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$  – реактивні навантаження окремих ліній;

$Q_{k1}, Q_{k2}, \dots, Q_{kn}$  – потужності конденсаторних установок, увімкнених в кінці ліній;

$r_1, r_2, \dots, r_n$  – активні опори радіальних ліній.

Як відомо, мінімум втрат потужності ( або будь-яких витрат) відповідає рівності приросту втрат у кожній лінії (або прохідної від втрат потужності по реактивній потужності навантаження в кожній лінії), тобто

$$(Q_1 - Q_{k1})r_1 = (Q_2 - Q_{k2})r_2 = \dots = (Q_n - Q_{kn})r_n = (Q - Q_k)r_e, \quad (6.8)$$

де  $Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n$  – сумарне реактивне навантаження;

$Q_k$  – потужність конденсаторів, що підлягає розподілу;

$r_e$  – еквівалентний опір мережі, визначений з виразу

$$\frac{1}{r_e} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \dots + \frac{1}{r_n}, \quad (6.9)$$

Звідси потужність конденсаторів будь-якої радіальної лінії можна визначити за формулою

$$Q_{ki} = Q_i - (Q - Q_k)r_e / r_i. \quad (6.10)$$

### 6.3.2 Розподіл конденсаторів у магістральній мережі

На сучасних підприємствах і в розподільчих районних мережах широко застосовують магістральні схеми електропостачання, тому виникає потреба розподілу конденсаторів поперечної компенсації в таких мережах. Розглянемо послідовність їх розподілу на прикладі розрахункової схеми (рис 6.7).

Для кожного приєднання магістральної частини схеми повинні виконуватися умова рівності приростів втрат:

$$\begin{aligned}
 (Q_1 - Q_{k1})r_1 &= (Q_{01} - Q_k)r_{e1} - \text{для вузла 1;} \\
 (Q_2 - Q_{k2})r_2 &= [Q_{12} - (Q_k - Q_{k1})]r_{e2} - \text{для вузла 2;} \\
 (Q_3 - Q_{k3})r_3 &= [Q_{23} - (Q_k - Q_{k1} - Q_{k2})]r_{e3} - \text{для вузла 3;} \\
 (Q_4 - Q_{k4})r_4 &= Q_k - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - \text{для вузла 4.}
 \end{aligned}
 \tag{6.11}$$

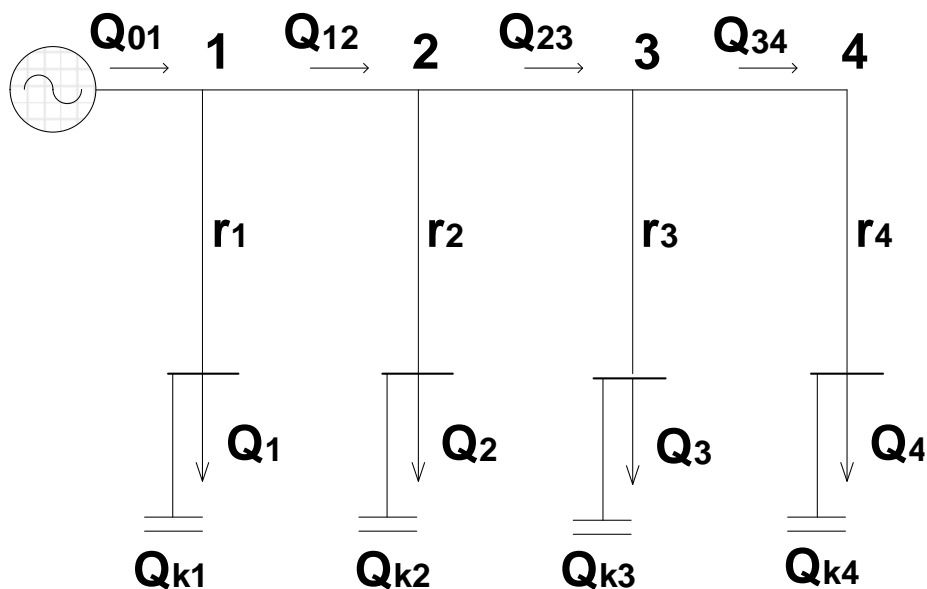
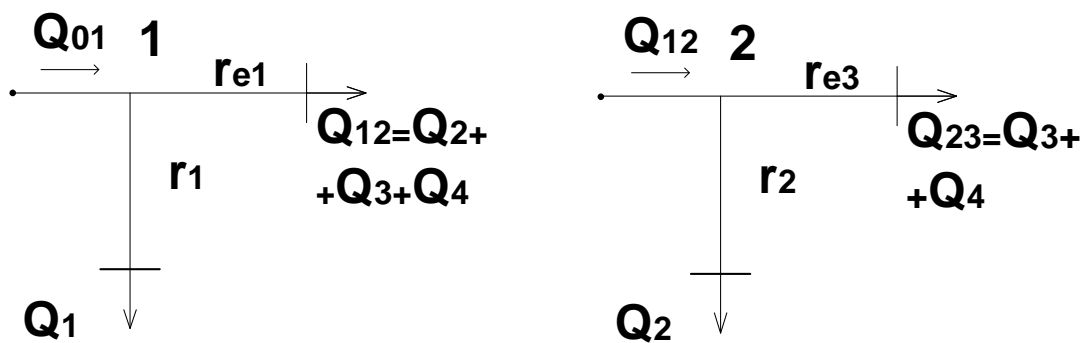


Рисунок 6.7 – Розрахункова схема магістральної мережі

Визначимо значення еквівалентних опорів  $r_{e1}$ ,  $r_{e2}$ ,  $r_{e3}$ :

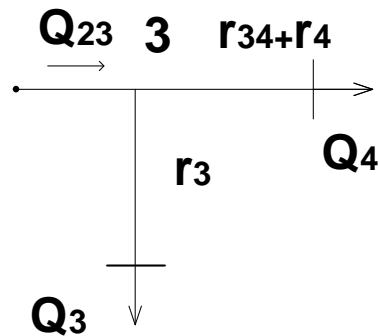
$$r_{e3} = \frac{(r_4 + r_{34})r_3}{r_4 + r_{34} + r_3}; \quad r_{e2} = \frac{(r_{e3} + r_{23})r_2}{r_{e3} + r_{23} + r_2}; \quad r_{e1} = \frac{(r_{e2} + r_{12})r_1}{r_{e2} + r_{12} + r_1}. \quad (6.12)$$

Після визначення еквівалентних опорів розрахункову схему можна подати у вигляді (рисб.8).



**а – для вузла 1;**

**б – для вузла 2;**



**в – для вузла 3;**

Рисунок 6.8 – Розрахункові схеми для визначення оптимальної потужності конденсаторів

Отже, для вузла 1 (рис 5.8,а) оптимальну потужність конденсаторів можна визначити за формулою

$$Q_{к1}=(Q_{01}-Q_k)\frac{r_{e1}}{r_1} \quad (6.13)$$

### **Контрольні запитання до розділу 6**

1. На чому базується оптимізація схеми електропостачальних систем ?
2. Як здійснюється вибір місць оптимального розташування головних розподільчих підстанцій ?
3. Що називається інтегральним критерієм ?
4. Які схеми електропостачання використовуються в даний час в електричних мережах ?
5. Де зазвичай розміщується ГРП ?
6. Опишіть особливості компенсації реактивної потужності.
7. Що потрібно враховувати при порівнянні варіантів компенсації ?
8. Які існують засоби компенсації реактивної потужності ?
9. Які особливості компенсації реактивної потужності в електроустановках 6-10 кВ ?
- 10.Що називається регулятором ?
- 11.Як здійснюється оптимальний розподіл конденсаторних пристроїв у радіальних мережах ?
- 12.Як здійснюється розподіл конденсаторів у магістральних мережах ?