

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКИ

*Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для студентів,
які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»,
освітня програма «Електроенергетика та електромеханіка»*

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2023

Стан та перспективи розвитку електроенергетики та електромеханіки
[Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітня
програма «Електроенергетика та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря
Сікорського; уклад.: В.А.Баженов, І.А.Шаповал. – Електронні текстові данні (1
файл: ----Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. –100с.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 8 від __2__06_.2023р.)
за поданням Вченої ради факультету електроенерготехніки та автоматики
(протокол № 11 від 29 травня .2023 р.)*

Електронне мережне навчальне видання

СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКИ

Укладачі: *Баженов Володимир Андрійович, канд. техн. наук, доц.*

Шаповал Іван Андрійович, докт.техн.наук,с.н.с.

Відповідальний *КацадзеТеймуразЛуарсабович*, кандидат технічних наук,
редактор доцент

Рецензенти: *Пушкар М.В.*, кандидат технічних наук, доцент

Навчальне видання «Стан та перспективи розвитку електроенергетики та електромеханіки» складається з 10 розділів, в яких розглянуті історія розвитку та сучасного стану наукових знань за спеціальністю; основні концепції оптимізації розвитку електроенергетичних та електромеханічних систем; теоретичні та практичні проблеми в електроенергетичних та електромеханічних системах; концептуальні та методологічні засади в галузі енергетики та електромеханіки щодо підвищення ефективності розвитку та експлуатації складних електротехнічних та електротехнологічних установок і систем.

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	6
1.1. Електроенергетичні системи. Загальні положення.....	6
1.2. Особливості сучасної електроенергетики України.....	8
1.3. Критерій оптимальності розвитку енергосистем.....	10
1.4. Математичні моделі для оптимізації розвитку електроенергетичних систем.....	14
2. ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗВИТКУ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	16
2.1. Загальні положення	16
2.2. Лінійна модель оптимізації структури генерувальних потужностей енергосистем	18
3. ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРИ ПОТУЖНОСТЕЙ, ЩО ГЕНЕРУЮТЬСЯ, ЕНЕРГОСИСТЕМ ЗА ДОПОМОГОЮ СИМПЛЕКС-МЕТОДУ	23
3.1. Загальні положення	23
3.2. Алгоритм розв'язання задачі лінійного програмування	26
3.3. Приклади оптимізації структури генерувальних потужностей.....	28
4. ВІТРОВА ЕНЕРГІЯ.....	35
4.1. Технологічні проблеми та рушійні сили у цій галузі.	38
4.2. Основні концепції вітроенергетичних установок	40
5. ПРИНЦИПИ ТА РЕЖИМИ РОБОТИ МАШИНИ ПОДВІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ.....	42
5.1. Режими роботи та енергетичні діаграми машини подвійного живлення.....	46
6. СОНЯЧНА ЕНЕРГІЯ.....	49
6.1. Сонячні елементи	51
6.2. Загальна схема фотоелектричної системи	53
6.3. Фотоелектричні системи приєднані до мережі	55
7. РОЗОСЕРЕДЖЕНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ.....	58
7.1. Конфігурації мікромереж	59
7.2. Структури електронно-зв'язаних РЕР блоків	63

8. ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ СИСТЕМИ ТА ЇХНІ ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ.....	68
8.1. Розвиток автоматизованих систем електроприводу	68
8.2. Структура електромеханічних систем	69
8.3. Елементи електромеханічних комплексів і систем	72
8.4. Загальна класифікація електроприводних систем	73
8.5. Сучасні автоматизовані електроприводи заступенем автоматизації.....	75
9. ПЕРЕТВОРЮВАЧІ ЧАСТОТИ.....	77
10. ПРОМИСЛОВІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПРИВОДУ	83
10.1. Сучасні системи інверторного електроприводу з двигунами змінного струму	86
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	100

ВСТУП

Програму навчальної дисципліни «Стан та перспективи розвитку електроенергетики та електромеханіки» складено відповідно до освітньої програми «Електроенергетика та електромеханіка» підготовки магістрів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Метою навчальної дисципліни є формування у студентів бази теоретичних знань, умінь, навичок та інших компетентностей, достатніх для розуміння стану та перспектив розвитку електроенергетики та електромеханіки.

Предмет навчальної дисципліни – історія розвитку та сучасного стану наукових знань за спеціальністю; основні концепції оптимізації розвитку електроенергетичних та електромеханічних систем; теоретичні та практичні проблеми в електроенергетичних та електромеханічних системах; концептуальні та методологічні засади в галузі енергетики та електромеханіки щодо підвищення ефективності розвитку та експлуатації складних електротехнічних та електротехнологічних установок і систем.

Програмні результати навчання:

Компетенції:(K01) здатність до пошуку, оброблення та аналізу інформації з різних джерел; (K12) здатність застосовувати існуючі та розробляти нові методи, методики, технології та процедури для вирішення інженерних завдань електроенергетики, електротехніки та електромеханіки; (K16) здатність розуміти і враховувати соціальні, екологічні, етичні, економічні та комерційні міркування, що впливають на реалізацію технічних рішень в електроенергетиці, електротехніці та електромеханіці; (K27) здатність до усвідомлення сучасного стану та розуміння перспектив розвитку електроенергетики та електромеханіки.

Знання:(ПР03) аналізувати процеси в електроенергетичному, електротехнічному та електромеханічному обладнанні і відповідних комплексах і системах; (ПР21) Аналізувати поточний стан електроенергетики та електромеханіки, розуміти та оцінювати напрямки та перспективи їх розвитку.

Уміння:(ПР24) вміти вирішувати комплексні міждисциплінарні науково-практичні проблеми у сферах електроенергетичних та електромеханічних систем.

1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

1.1. Електроенергетичні системи. Загальні положення.

Електроенергетичною системою (ЕЕС) називається сукупність обладнання, призначеного для виробництва, перетворення, передачі, розподілу й споживання електричної енергії. У складі ЕЕС можуть бути виділені електричні станції, електрична мережа й вузли навантаження.

Одна з основних особливостей електроенергетичних систем - одночасність і нерозривність процесів виробництва, розподілу й споживання енергії, що приводить до твердого взаємозв'язку між кількостями споживаної й виробленої електроенергії. Кількість енергії, що генерується, завжди дорівнює сумі споживаної енергії та втрат в елементах системи.

В основу розвитку енергетичної системи колишнього СРСР був покладений принцип концентрації виробництва електроенергії й централізації енергопостачання від загальної мережі електропередачі високої напруги. Відповідно до такого підходу на різних етапах розвитку енергетики країни створювалися районні енергосистеми, великі об'єднані енергосистеми, Єдина енергосистема Європейської частини країни.

Електроенергетична система є невід'ємною частиною паливно-енергетичного комплексу, який поєднує електроенергетичну систему із системами нафто-, газу-, вугле-, теплопостачання і ядерною енергетикою. У сучасній науковій уяві електроенергетична система являє собою, цілеспрямовану штучну систему, що постійно будується, найважливішими властивостями якої є: цілісність, ієрархічність і взаємозв'язок із зовнішнім середовищем. Організованість і керованість, динамізм і стійкість розвитку, неоднозначність вихідної інформації.

Перший етап розвитку енергетики почався із з'єднання окремих, порівняно невеликих, електростанцій в енергосистеми. На цьому етапі були організовані в 20-х роках енергосистеми великих міст і найбільш розвинених промислових центрів. При цьому основною напругою внутрісистемних зв'язків була напруга 110 кВ.

На наступному етапі розвитку енергетики були створені великі енергооб'єднання. Так, в 1940 році після спорудження електропередачі 220 кВ Дніпро - Донбас почалося формування об'єднаної енергосистеми (ОЕС) Півдня колишнього СРСР, яка стала основою енергосистеми незалежної України.

Формування енергосистем найбільш часто здійснювалося на основі системи напруги 110-220-500 кВ. Крім того, у західній зоні країни застосовувалася система 110 (154) -330-750 кВ.

Створення великих енергосистем сприяло збільшенню потужності окремих агрегатів і електростанцій без зниження надійності енергопостачання й збільшення резерву. Це у свою чергу дозволило підвищити продуктивність праці при будівництві й експлуатації, знизити чисельність обслуговуючого персоналу, зменшити питомі витрати палива, собівартість електроенергії й теплоти.

Спорудження далеких електропередач надвисокої напруги забезпечило можливість передавати електроенергію з районів з дешевими енергетичними ресурсами в розвинені промислові райони з відносно дорогими енергетичними ресурсами.

Сполучення графіків навантаження енергосистем і енергооб'єднань, максимуми навантаження яких зміщені в часі, дозволяє суттєво знизити сполучений максимум навантаження, зменшити необхідний резерв потужності під час ремонтного сезону.

Тісні й різноманітні зв'язки з іншими галузями господарства визначають необхідність своєчасного розвитку електроенергетичних систем, яке повинне завжди випереджати ріст споживання енергії в інших галузях народного господарства. Темпи росту електроенергетичних систем безпосередньо залежать від тих матеріальних і трудових ресурсів, які вкладаються в розвиток енергетики, але в той же час розвиток енергосистем впливає на розміщення й розвиток промислових центрів, на розвиток інших галузей народного господарства.

Електроенергетична система - невід'ємна частина паливно-енергетичного комплексу (ПЕК), у який входять системи нафто-, газо-, вугле-, теплопостачання і ядерної енергетики.

Для розвитку господарства держави характерна об'єктивна тенденція постійного збільшення частки електроенергії у витраті кінцевої (корисної) енергії. В Україні практично завершена електрифікація силових стаціонарних процесів, суттєво зросла витрата електроенергії на технологічні потреби промисловості, ростуть електрифікація залізниць і інших транспортних зв'язків, електроозброєність праці в сільському господарстві, електрифікація житлово-комунального господарства міст і сільських районів і т.д. Зв'язок енергосистем із системами ПЕК і галузями здійснюється через паливопостачання електростанцій, поставки машин і встаткування для електростанцій, електричних і теплових мереж і ін.

У сучасній науковій виставі електроенергетична система являє собою, що постійно розвивається, цілеспрямовану велику штучну систему, найважливіші властивості якої - цілісність, ієрархічність і взаємозв'язок із зовнішнім середовищем, організованість і керованість, динамізм і стійкість розвитку, неоднозначність вихідної інформації.

При дослідженні великих систем енергетики, до яких відносяться електроенергетичні системи, доцільне застосування системного підходу [18].

Основні положення системного підходу стосовно до розв'язку завдань розвитку енергетичних систем можуть бути сформульовані в такий спосіб [2].

1. В основі оптимізації повинні лежати цілком певні цілі розв'язку, які конкретно виражають загальний критерій оптимальності господарства стосовно до розв'язуваного завдання розвитку розглянутої системи.

2. В оптимізаційній моделі повинні бути враховані всі властивості, внутрішні й зовнішні зв'язки системи, які повною мірою представляють її поведінку.

3. Отриманий розв'язок у процесі його реалізації із часом повинен коректуватися й доповнюватися з обліком, що знову з'явилася або не врахованої раніше інформації про зміну умов розвитку системи.

Специфіка електроенергетичної системи проявляється в особливій важливості перспективного проектування системи як єдиного цілого через неправомочність ізольованого вибору параметрів окремих об'єктів і зв'язків поза їхнім передбачуваним використанням в енергосистемі .

1.2. Особливості сучасної електроенергетики України.

Паливно-енергетичний комплекс є базовою галуззю економіки. Рівень його розвитку поряд з раціональністю використання енергоресурсів і електроенергії на криза, що тривала в Україні з початку 90-х років привела до спаду виробництва, розбалансування фінансово-кредитних відносин, поглибленню диспропорцій в економіці, - привела к більшому загостренню ситуації в ПЕК. Розглядаючи стан ПЕК необхідно відзначити три найбільш важливі обставини:

1. Єдина енергетична система України проектувалася й будувалася як складова частина енергосистеми колишнього СРСР. Це дозволяло шляхом організації відповідних перетікань електроенергії демпфірувати добові й сезонні коливання електроспоживання в різних регіонах України. Цим і пояснюється й практична відсутність, крім ГЕС, на яких виробляється 5-7 % від загальної кількості електроенергії високоманеврових генеруючих потужностей у складі енергосистеми України.

2. На 2010-2020 роки випадає завершення гарантійних строків експлуатації практично всіх блоків діючих АЕС. Усі діючі ТЕС і ГЕС відпрацюють свій ресурс, а майже 80 % з них – відпрацюють 1,5 і більше гарантійних строків.

3. Строк експлуатації ТЕС, у першу чергу вугільних і мазутних, суттєво знижується через те, що в останні роки електростанції включаються в роботу періодично.

У цей час електроенергетика України включає наступні підрозділи:

1 Національна енергетична компанія Укренерго (НЭК Укренерго), що створена в 1998 р. на базі національного диспетчерського центру й Укренергопередачі.

2. Національна атомна енергогенеруюча компанія Енергоатом.

3. Електрогенеруючі акціонерні компанії: Дніпроенерго, Донбасенерго, Західенерго, Центренерго, Дніпрогідроенерго, Дністрогідроенерго, Дністровська ГАЕС, Державне підприємство ТЕЦ (13 ТЕЦ), Вітрові електростанції, 27 енергопостачальних акціонерних компаній.

Встановлені потужності ЕС у млн. кВт:

	1993	1995	2000	2011
ТЕС	36,7	36,6	36,4	36,4
	67,7%	66,4%	68,8%	66%
ГЕС	4,7	4,7	4,7	4,7
	8,7%	8,5%	9%	8,5%
АЕС	12,8	13,8	11,8	13,8
	23,6%	25,1%	22,3%	25%
Усього	54,2	55,1	52,9	54,9

Навантаження ЕС України в зимовий максимум

	1995	1996	1997
ТЕС	14,3	15,1	14,6
	52,2%	52,2%	53,7%
ГЕС	2,3	2,5	2,7
	8,4%	8,7%	9,9%
АЕС	10,8	11,3	9,9
	39,5%	39,1%	36,4%
	27,4	28,2	27,2

Виробіток електроенергії, млрд кВт.год

	1995	1997	2011
ТЕС	113,2	88,6	84,8
	58,4%	49,8%	43,7%
ГЕС	10,1	10	12,1
	5,2%	5,6%	5,5%
АЕС	70,5	79,4	90,7%
	36,4%	44,6%	46,5%
	193,8	178	185,8

Структура енергетичних ресурсів у виробництві електричної енергії в ЕС
України

	1993	1999	2001
Вугілля, млн. т.	42,9	28,2	27,9
	26,2%	16,5%	18,1%
Мазут, млн. т.	4,8	0,6	0,2
	6,5%	0,9%	0,3%
Газ, млрд. м ³	20,2	13,1	10,1
	27,4%	23,1%	18,8%
Ядерна. ен., млн. т.	24,8	27	26,7
	29,4%	41,2%	43,7%
Гідроен., млн.т.	3,7	5,4	4,5
	4,4%	8,3%	7,4%

Основу електроенергетики України становлять теплові електростанції. У складі міністерства енергетики 44 ТЕС, у тому числі 16 КЕС і 28 ТЕЦ

Другим за значенням генеруючим джерелом є АЕС. У цей час працюють 4 АЕС: Запорізька, Південноукраїнська, Рівненська та Хмельницька

1.3. Критерій оптимальності розвитку енергосистем.

В дійсний час критерій оптимальності розвитку енергосистем вибирається відповідно до методики визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Згідно із цією методикою зіставлення варіантів розвитку проводиться шляхом порівняння економічної ефективності капітальних вкладень показником якої є мінімум функції сумарних дисконтованих витрат. Будівництво об'єктів, що споруджуються в енергосистемах, як правило здійснюється або поетапно, або за декілька років. Тому необхідно вирішувати динамічне завдання визначення ефективності капітальних вкладень. У цьому випадку функція сумарних дисконтованих витрат має вигляд

$$Z = \sum_{t=1}^T (K_t + I_t - L_t) \cdot (1 + E)^t \quad (1.1)$$

де Z – значення функції сумарних дисконтованих витрат, тис. грн./рік; K_t – капіталовкладення в об'єкт, що споруджують, протягом t -року розрахункового періоду; I_t – сумарні щорічні витрати, тис. грн./рік, які дорівнюють сумі експлуатаційних витрат (без обліку амортизаційних відрахувань), витрат на

покриття втрат електричної енергії й оплати відсотків за кредит; L_t – ліквідаційна (залишкова) вартість устаткування, яке демонтується t -й рік розрахункового періоду, тис. грн./рік (для об'єктів, які знову споруджують, $L_t=0$); E – норма дисконту, значення якої, як правило, дорівнюють до процентної ставки Національного банку України за довготерміновими вкладками (ухвалюють $E=0,1$); T – розрахунковий період, протягом якого визначають ефективність інвестицій (для електроенергетики України $T=25$ років).

Якщо спорудження об'єкта відбувається за 1 рік, то слід вирішувати статичне завдання визначення ефективності капітальних вкладень, для яких

$$Z = \frac{I}{E} + K - L \quad (1.2)$$

I – сумарні витрати на рік, тис. грн./рік, які знаходяться наступним чином

$$I = I_e + I_{\text{пот}}, \quad (1.3)$$

де I_e – витрати на експлуатаційне устаткування й ремонти, тис. грн./рік, які розраховують в процентах від капітальних вкладень на спорудження мережі; $I_{\text{пот}}$ – витрати на компенсацію втрат електроенергії, тис. грн./рік.

Раніше в якості основного критерію порівняльної економічної ефективності капітальних вкладень при обґрунтуванні розв'язків по розвитку електроенергетичних систем використовувалися наведені витрати, що порівнюють одноразове капітальне вкладення й щорічні витрати виробництва.

Якщо капітальні вкладення здійснюються протягом одного року, а наступні щорічні витрати, що включають у себе витрати на експлуатацію, ремонт й амортизаційні відрахування, залишаються незмінними протягом усього періоду нормальної експлуатації, наведені витрати можуть бути визначені по формулі

$$Z = E_H K + I \quad (1.4)$$

де E_H – нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень; K – одноразові капіталовкладення в розглянутий варіант розвитку системи; I – щорічні поточні витрати. Нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капіталовкладень для електроенергетики ухвалюють рівним 0,12.

У дійсності енергетичні об'єкти характеризуються, як правило, тривалими строками будівництва. При цьому капітальні вкладення здійснюються протягом декількох років, щорічні витрати також змінюються в часі. У цьому випадку в якості критерію оптимальності рекомендується використовувати динамічні наведені витрати, які можуть бути визначені по формулі

$$Z_T = \sum_{t=1}^T (E_H K_t + \delta I_t) (1 + E_{H.П.})^{\tau-t} \quad (1.5)$$

де t - рік фактичного здійснення витрат; δI_t - приріст щорічних витрат; $\delta I_t = I_{t+1} - I_t$; K_t , I_t - капіталовкладення й щорічні витрати в рік розрахункового періоду; $E_{H.П.}$ - нормативний коефіцієнт приведення різночасних витрат, який характеризує економічний збиток, викликуваний "заморожуванням" витрат у незавершеному будівництві; τ - рік приведення різночасних витрат; T - тривалість періоду будівництва й експлуатації з мінливими витратами, за межами якого капіталовкладення не проводяться, а витрати не змінюються по рокам. Приведення витрат до року τ здійснюється введенням коефіцієнта

$$K_{\Pi} = (1 + E_{H.П.})^{\tau-t} \quad (1.6)$$

В електроенергетиці коефіцієнт $E_{H.П.}$ ухвалюють рівним 0,08.

У практиці техніко-економічних розрахунків приведення витрат звичайно здійснюється до першого року розрахункового періоду. У цьому випадку динамічні наведені витрати

$$Z_T = \sum_{t=1}^T \frac{E_H K_t + \delta I_t}{(1 + E_{H.П.})^{t-1}} \quad (1.7)$$

У деяких випадках більш зручно застосовувати для розрахунків динамічного критерію оптимальності вираження, у яких наведені витрати по роках розрахункового періоду Z_t^c визначають за допомогою формул, аналогічних (1.4)

$$Z_t^c = E_H \sum_{\kappa=1}^{t-1} K_{\kappa} + I_t \quad (1.8)$$

При цьому щорічне збільшення наведених витрат Z_t^c становить

$$Z_{t+1}^c - Z_t^c = E_H \left(\sum_{\kappa=1}^t K_{\kappa} - \sum_{\kappa=1}^{t-1} K_{\kappa} \right) + I_{t+1} - I_t = E_H K_t + \delta I_t \quad (1.9)$$

Після підстановки (9) в (5) одержуємо

$$Z_T = \sum_{t=1}^T (Z_{t+1}^c - Z_t^c) (1 + E_{H.П.})^{\tau-t} \quad (1.10)$$

Після алгебраїчних перетворень із (10) знаходимо вираз для розрахунків динамічного критерію ефективності

$$Z_T = E_{H.П.} \sum_{t=2}^T Z_t^c (1 + E_{H.П.})^{\tau-t} + Z_{T+1}^c (1 + E_{H.П.})^{\tau-T} \quad (1.11)$$

де Z_{T+1}^c - витрати на етапі нормальної експлуатації.

Іноді більш зручно порівнювати різні варіанти розвитку електроенергетичних систем по питомих витратах на одиницю потужності,

що вводиться, або виробленої енергії. Якщо будівництво об'єкта ведеться кілька років, у якості динамічних питомих витрат ухвалюють витрати, множення яких на річне введення потужності або приріст виробленої енергії з наступним підсумовуванням наведених в одному році різночасних витрат дає той же результат, що й розрахунки по формулі (5). Таким чином,

$$\sum_{t=1}^T Z_{y0} \delta \Pi_t (1 + E_{H.П.})^{\tau-t} = \sum_{t=1}^T (E_H K_t + \delta I_t) (1 + E_{H.П.})^{\tau-t} \quad (1.12)$$

Звідси одержуємо вираз для розрахунків динамічних питомих витрат

$$Z_{y0} = \frac{\sum_{t=1}^T (E_H K_t + \delta I_t) (1 + E_{H.П.})^{\tau-t}}{\sum_{t=1}^T \delta \Pi_t (1 + E_{H.П.})^{\tau-t}} \quad (1.13)$$

де $\delta \Pi_t$ - приріст потужності або виробленої енергії/ у рік t розрахункового періоду.

Усі отримані вирази припускають відсутність капіталовкладень та, що найголовніше, сталість щорічних витрат за межами розрахункового періоду T . Однак електроенергетичні системи являють собою сукупність об'єктів, що безупинно розвиваються, період нормальної експлуатації якої з постійними витратами, як правило, відсутні. Це пояснюється тим, що практично в кожному варіанті розвитку системи присутні об'єкти, введення яких в експлуатацію або вихід на повну потужність планується за межами розрахункового періоду. Тому що в різних варіантах ці об'єкти за межами розрахункового періоду розвиваються неоднаково, їхня наявність може привести до істотних помилок, при обґрунтування проектних розв'язків. Для того щоб уможливити використання розглянутих виразів для порівняння варіантів розвитку енергосистем, розрахунковий період T ухвалюють рівним сумі оптимізаційного періоду T_{opt} , для якого розглядають розвиток системи й обґрунтовують проектні розв'язки, і деякого періоду післядії $T_{посл}$, протягом якого всі об'єкти з початком спорудження в оптимізаційному періоді досягають проектних показників:

$$T = T_{opt} + T_{посл} \quad (1.14)$$

Уведення нових об'єктів у період післядії не враховують.

Оптимальні варіанти розвитку енергосистем вибирають за допомогою критеріїв ефективності в межах припустимої області, обумовленої зовнішніми обмеженнями, які визначають при оптимізації розвитку суміжних галузей економіки. Іноді ці обмеження виявляються настільки твердими, що практично визначають вибір варіанта розвитку системи.

Оптимальний варіант розвитку енергосистеми вибирають при зіставленні економічних критеріїв ефективності, отриманих по одному з наведених виразів. При цьому всі конкуруючі варіанти повинні забезпечувати

однаковий промисловий результат /наприклад, однакова відпустка електроенергії споживачам при заданому режимі споживання/. Якщо варіанти суттєво різняться по надійності енергопостачання, при порівнянні необхідно враховувати збиток від очікуваного недовідпустка енергії. Розвиток системи у всіх варіантах повинне здійснюватися за той самий період часу.

Внаслідок стійкості економічних розв'язків, яка обумовлена положою зміною функції витрат поблизу екстремума, варіанти, що незначно відрізняються від оптимального критерію, можуть суттєво відрізнятися по своїх енергетичних характеристиках. Тому вибір оптимального варіанта зіставленням витрат повинен здійснюватися на основі глибокого інженерного аналізу порівнюваних варіантів.

1.4. Математичні моделі для оптимізації розвитку електроенергетичних систем.

Математична модель системи – сукупність математичних виразів, що приблизно описують характеристики системи, що моделюється, й взаємозв'язки між ними.

Вигляд математичної моделі залежить від типу системи, яка моделюється й виду розв'язуваного завдання. Тому для розв'язку різних завдань може бути складено кілька різних моделей однієї й тієї ж системи, що характеризують різні її властивості. Крім того, тому що облік властивостей системи оригіналу може бути виконаний з різним наближенням, то для одного і того самого завдання може бути сконструйоване декілька математичних моделей, призначених для розв'язку різними математичними методами. При цьому вибір моделі обумовлює вибір методу розв'язку. Розмірність завдань оптимізації розвитку енергетичних систем настільки велика, що вони не можуть бути вирішені без застосування математичних моделей і методів.

Математична модель для оптимізації розвитку енергетичних систем складається, як правило, із цільової функції, яка являє собою математичне вираження критерію оптимальності

$$f(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n), \quad (1.15)$$

обмежень у вигляді рівностей /рівнянь зв'язку/

$$f_i(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (1.16)$$

і обмежень у вигляді нерівностей

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n) \geq 0, \quad i = m+1, m+2, \dots, P \quad (1.17)$$

Обмеження типу рівностей обумовлені функціональними зв'язками, які доводиться враховувати виходячи зі структури й властивостей проектованої

системи. Обмеження типу нерівностей звичайно пов'язані з умовами зміни параметрів

$$x_j^{\min} \leq x_j \leq x_j^{\max} \quad , \quad j=1,2,\dots(1.18)$$

і їхніх залежних характеристик

$$\Phi_k^{\min} \leq \Phi_k(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n) \leq \Phi_k^{\max} \quad , \quad k=1,2,\dots(1.19)$$

Моделі для оптимізації розвитку енергосистем повинні досить повно й точно описувати властивості систем, бути доступними для розв'язку математичними методами й використання комп'ютерів.

У складі параметрів виділяють залежні параметри, число яких дорівнює кількості незалежних рівнянь зв'язки m . Інші параметри, число яких рівно $n-m$, незалежні.

При оптимізації розвитку електроенергетичних систем найбільше поширення одержали математичні моделі двох типів: оптимізаційні й оцінні.

Оптимізаційні моделі, дозволяють із припустимої безлічі розв'язків, які обумовлені системою обмежень вигляду рівностей і нерівностей, знаходити найбільш вигідний план розвитку. Розробка оптимізаційних моделей проводиться із застосуванням методів лінійного, нелінійного й динамічного програмування. Складність розв'язуваного завдання, обумовлена великою кількістю варійованих змінних, більшість із яких, має дискретний характер, багатокритеріальності задачі, необхідності обліку значної кількості лінійних і нелінійних обмежень динаміки розвитку системи. При цьому, моделі даного типу виконуються в основному як моделі, що використовують наближені способи опису властивостей енергосистеми. У теперішній час, оптимізаційні моделі використовуються для оптимізації структури генеруючих потужностей енергосистем, у якості "порадника", при виборі конфігурації електричної мережі, для оцінки витрат на розвиток мережі, коли обґрунтування конкретних варіантів конфігурації є передчасним, а оцінка витрат необхідна для розв'язку інших завдань розвитку.

Оцінні моделі, дозволяють проаналізувати й дати попередню оцінку варіантам розвитку енергосистем які попередньо підготовляються проектувальником. Оцінні моделі ґрунтуються, як правило, на використанні складних алгоритмів нелінійного й динамічного програмування, при їхньому використанні, можливий більш точний опис технічних і економічних характеристик проекрованої енергосистеми для кожного розглянутого варіанта розвитку мережі. Моделі даного типу, використовуються для аналізу й порівняння, порівняно не великої кількості варіантів розвитку енергосистеми.

Основним недоліком оцінних моделей є те, що оптимальний варіант розвитку енергосистеми при оцінці може бути пропущений, за недостатньої кваліфікації проектувальника.

Крім того, при оптимізації розвитку електроенергетичних систем, можуть бути використані змішані, так звані оціночно-оптимізаційні

моделі. При використанні моделей даного типу, значення основних параметрів задаються у вигляді попередньо підготовлених варіантів, а інші параметри, значення яких у процесі оцінки оптимізується, задаються за допомогою системи обмежень.

Використання моделей даного типу дозволяє виконати техніко-економічний аналіз підготовлених варіантів при оптимальних значеннях інших параметрів.

2. ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗВИТКУ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

2.1. Загальні положення

При оптимізації розвитку електроенергетичних систем розв'язуються задачі оптимізації структури генеруючих потужностей по видах енергоресурсів і типам електростанцій, і оптимізації розвитку електростанцій в енергосистемах.

При оптимізації структури генеруючих потужностей енергосистем визначаються найбільше вигідні пропорції розвитку груп електростанцій різноманітного типу, що відрізняються видом використовуваних енергоресурсів, різницею у засобах виробництва електроенергії і типом основного устаткування. При вирішенні задачі, як правило, виділяються такі типи електростанцій: конденсаційні паротурбінні електростанції (КЕС), атомні електростанції (АЕС), гідравлічні електростанції (ГЕС), теплоелектроцентралі (ТЕЦ), гідроакумулюючі (ГАЕС), відновлювані джерела енергії (ВДЕ) і газотурбінні електростанції (ГТС).

Результати, отримані, при оптимізації структури генеруючих потужностей є основою для розв'язку наступного завдання оптимізації розвитку енергосистем – завдання оптимізації розвитку електростанцій. У рамках даного завдання обґрунтовуються розв'язки, на вибір енергоресурсу, місць споруджень, потужності, параметрів і строків спорудження конкретних електростанцій.

У загальному випадку, завдання оптимізації розвитку генеруючих потужностей може бути сформульована, як завдання нелінійного програмування.

Мінімізувати

$$f(x), \quad x \in E^n, \quad (2.1)$$

де E^n – n -мірний простір при m лінійних або нелінійних обмеженнях в виді рівності

$$h_j(x) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (2.2)$$

та $p - m$ лінійних або нелінійних обмежень у вигляді нерівностей:

$$g(x) \geq 0, \quad j = m + 1, m + 2 \dots, P \quad (2.3)$$

Для розв'язку поставленого завдання, можуть бути використані методи нелінійного й динамічного програмування.

Велика кількість змінних, необхідність врахування динаміки розвитку системи, великої кількості режимних і ресурсних обмежень по балансу потужності й енергії в енерговузлах і в цілому по енергосистемі, по пропускній спроможності існуючих і нових ліній електропередачі, по можливостях використання різноманітних енергоресурсів, можливостям будівництва призводить до істотних ускладнень при розробці ефективних методів і алгоритмів оптимізації і до неможливості вирішення задачі в повному обсязі навіть на самих сучасних комп'ютерах. Тому загальну задачу оптимізації розвитку генеруючих потужностей енергосистем спрощують і приводять до задачі лінійного програмування:

визначити мінімум функції

$$\Phi = \sum_{j=1}^J q_j x_j, \quad (2.4)$$

при наявності обмежень у вигляді рівностей і нерівностей

$$\sum_{j=1}^J a_{ij} x_j \geq b_i, \quad i=1,2,\dots, I \quad (2.5)$$

причому

$$x_j \geq 0, \quad j = 1, 2, \dots, J \quad (2.6)$$

У виразах (2.4)-(2.6) x_j - змінні, що оптимізуються; a_{ij} - коефіцієнти для змінних, які використовуються для запису основних обмежень задачі; q_j -коефіцієнти функціонала, що, як правило, відповідають питомим динамічним витратам на одиницю зміни j -ї змінної.

Для вирішення задачі (2.4)-(2.6) використовуються симплекс-метод.

Розглянемо основні поняття лінійного програмування. Завдання лінійного програмування сформулюємо як задачу визначення максимуму функції

$$F = q_1 x_1 + q_2 x_2 + \dots + q_j x_j + \dots + q_n x_n \quad (2.7)$$

при наявності обмежень у вигляді рівностей і нерівностей

$$\begin{aligned} y_{10} &= a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1j}x_j + \dots + a_{1n}x_n + b_1 = 0; \\ y_{20} &= a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2j}x_j + \dots + a_{2n}x_n + b_2 = 0; \\ &\dots\dots\dots(2.8) \\ y_i &= a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{ij}x_j + \dots + a_{in}x_n + b_i \geq 0; \\ &\dots\dots\dots \\ y_m &= a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mj}x_j + \dots + a_{mn}x_n + b_m \geq 0, \end{aligned}$$

де $x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n$ - змінні; причому

$$x_j \geq 0, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (2.9)$$

Цільову функцію F називають, як правило, лінійною формою. Планом задачі лінійного програмування називається впорядкована множина чисел (x_1, x_2, \dots, x_n) , що задовольняє обмеженням (2.8). Припустимий план - це впорядкована множина чисел (x_1, x_2, \dots, x_n) , що задовольняє\ обмеженням (2.8) і (2.9). Оптимальним планом називається припустимий план, що обертає в максимум лінійну форму.

У лінійнім програмуванні задача максимізації може бути зведена до задачі мінімізації / і навпаки/, якщо одночасно зі зміною "знака оптимізації" змінити знаки перед коефіцієнтами цільової функції [4]. Наприклад, максимізація (2.7) еквівалентна мінімізації $F = \sum_{j=1}^n (-q_j)x_j$.

Геометрична інтерпретація дозволяє сформулювати дві основні властивості задачі лінійного програмування [8]:

1/ оптимальний план, якщо він існує, лежить не усередині, а на границі області припустимих рішень, в одній з вершин багатогранника;

2/ для того щоб знайти оптимальний план, потрібно переходити від однієї вершини до іншої, рухаючись у напрямку збільшення цільової функції.

На цих принципах і побудований основний метод рішення задачі лінійного програмування - симплекс-метод.

2.2. Лінійна модель оптимізації структури генерувальних потужностей енергосистем

При обґрунтуванні рішень щодо оптимізації структури генерувальних потужностей України та країн СНД на 12-15-річну перспективу широко використовуються лінійні математичні моделі. При їхньому застосуванні задача оптимізації структури потужностей спрощується і зводиться до задачі лінійного програмування (2.7)–(2.9). Характерною рисою лінійної моделі є лінійна залежність між цільовою функцією і змінними, зміна яких, у свою чергу, описується лінійною системою рівнянь зв'язку й обмежень.

Розглянемо основні принципи побудови лінійної моделі оптимізації структури генерувальних потужностей енергосистеми при статичній постановці задачі.

Енергосистема розглядається у вигляді узагальнених вузлів навантаження

$$j = 1, 2, \dots, J.$$

Для кожного з вузлів задаються навантаження P_j , необхідні резерви потужності P_j^{pez} і потреба в електроенергії E_i , типи електростанцій, заплановані до спорудження

$$r = 1, 2, \dots, R$$

і можливі види палива, яке використовується

$$i = 1, 2, \dots, I.$$

Зображення узагальнених вузлів навантаження, можливих електричних і паливних зв'язків у лінійній моделі енергосистеми показані на рис. 2.1. Суцільною лінією показані електричні зв'язки, а пунктиром - паливні.

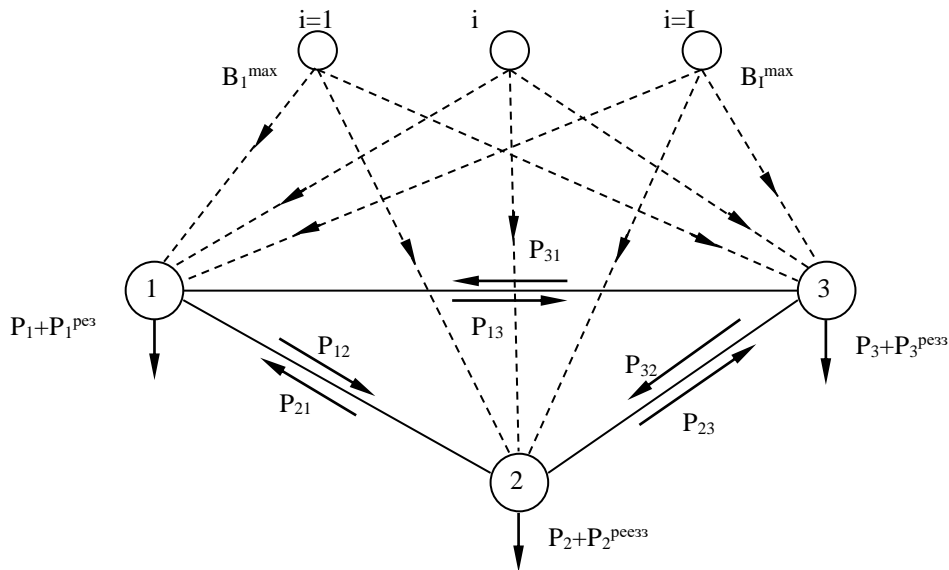


Рисунок 2.1 – Електричні і паливні зв'язки узагальнених вузлів навантаження в лінійній моделі енергосистеми

Методи лінійного програмування потребують змінних, які не набувають від'ємних значень. Тому потужності й енергії міжсистемних зв'язків рекомендується представляти у вигляді суми двох протилежних потоків P_{12} і P_{21} , E_{12} і E_{21} .

Для кожного місця спорудження електростанцій необхідно знати максимально можливі встановлену потужність P_{rij}^{max} і відпуск енергії E_{rij}^{max} , розмір питомої витрати палива b_{rij} і число годин використання встановленої потужності T_{rij} , а також гранично припустимі рівні споживання B_i^{max} кожного виду палива.

При вирішенні задачі оптимізації структури генерувальних потужностей змінними, які оптимізуються, є потужності і відпуск енергії

електростанціями вузлів навантаження, потоки потужності та енергії по міжсистемних зв'язках.

Цільовою функцією при оптимізації є зведені витрати на спорудження й експлуатацію електростанцій і ліній енергосистеми

$$\Phi = \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I \sum_{r=1}^R Z_{rij} P_{rij} + \sum_{je} Z_{je} P_{je}^{HOB}, \quad (2.10)$$

де Z_{rij} - питомі зведені витрати для електростанції типу r , що працює на паливі та розташованій у вузлі j ; P_{rij} - потужності електростанцій; Z_{je} - питомі зведені витрати в лінії електропередачі; P_{je}^{HOB} - пропускна здатність нових ліній.

Питомі зведені витрати для електростанцій, що споруджуються, визначаються за виразом:

$$Z_{rij} = \frac{\varphi_{rij}^{pez} E_n K_{rij} + I_{rij}^{nocm} + \varphi_{rij}^3 I_{rij}^m}{P_{rij}}, \quad (2.11)$$

де K_{rij} - капіталовкладення в електростанцію, що споруджується; P_{rij} - проектна потужність електростанції; I_{rij}^{nocm} , I_{rij}^T - постійна і паливна складова щорічних витрат; φ_{rij}^{nocm} , φ_{rij}^3 - коефіцієнти, що враховують потребу електростанцій даного типу в резерві і витратах на власні потреби.

Капіталовкладення K_{rij} записуються у вигляді

$$K_{rij} = K_{rij}^{num} \cdot P_{rij}, \quad (2.12)$$

де $K_{rij}^{y\delta}$ - питомі капіталовкладення в спорудження електростанції, яка розглядається. З урахуванням (2.12), щорічні витрати дорівнюють

$$I_{rij} = I_{rij}^{пост} + \varphi_{rij}^3 I_{rij}^T = \varphi_{rij}^{pez} K_{rij}^{y\delta} P_{rij} p_{rij}^{nocm} + \varphi_{rij}^3 Z_{ij}^m b_{rij} T_{rij}, \quad (2.13)$$

де p_{rij}^{nocm} - питомий показник постійних витрат; Z_{ij}^T - кінцеві витрати на паливо i -го виду в j -му вузлі. Після підстановки (2.12) і (2.13) у (2.11) остаточно отримуємо:

$$Z_{rij} = \varphi_{rij}^{pez} K_{rij}^{num} (E_n + p_{rij}^{nocm}) + \varphi_{rij}^3 Z_{ij}^m b_{rij} T_{rij} \quad (2.14)$$

Для існуючих електростанцій Z_{rij} приймаються рівними паливній складовій.

Питомі з витрати для ліній електропередачі розраховуються за допомогою виразу:

$$Z_{ie} = K_{ie}^{num} (E_n + p_a), \quad (2.15)$$

де K_{ie}^{num} - питомі капіталовкладення на 1 кВт пропускної здатності лінії; p_a - сумарні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування. Для існуючої лінії електропередачі K_{ie}^{num} приймаються рівними нулю.

Задача вирішується з урахуванням таких обмежень:

1. Умови балансу потужності у вузлах мережі:

$$\sum_{i \in j} \sum_{r \in j} P_{rij} + \sum_e P_{ej} (1 + \alpha_{ej}^{\pi}) - \sum_e P_{ej} = P_j + P_j^{pez}, \quad (2.16)$$

де \sum_e означає, що підсумовування здійснюється за вузлами, які безпосередньо пов'язані із вузлом j ; α_{ej}^{π} - коефіцієнт урахування втрат потужності в лінії при передачі з вузла e у вузол j ($\alpha_{ej}^{\pi} = 0,05$).

2. Умови балансу енергії у вузлах:

$$\sum_{i \in j} \sum_{r \in j} P_{rij} T_{rij} + \sum_e E_{ej} (1 + \alpha_{ej}^{\vartheta}) - \sum_e E_{ej} = E_j, \quad (2.17)$$

де α_{ej}^{ϑ} - коефіцієнт урахування втрат енергії в лінії при передачі з вузла e у вузол j ($\alpha_{ej}^{\vartheta} = -0,05$).

3. Максимально допустимі значення потужності та відпуск енергії електростанцій:

$$P_{rij} \leq P_{rij}^{\max} \quad (2.18)$$

$$P_{rij} T_{rij} \leq E_{rij}^{\max} \quad (2.19)$$

4. Наявність паливно-енергетичних ресурсів

$$\sum_{j=1}^J \sum_{r=1}^R P_{rij} T_{rij} b_{rij} \leq B_i^{\max} \quad (2.20)$$

5. Пропускна здатність існуючих і нових ліній електропередачі

$$P_{ej} + P_{je} - P_{ej}^{нов} \leq P_{ej}^{суч} \quad (2.21)$$

$$E_{ej} + E_{je} - P_{ej}^{нов} T_{ej} \leq P_{ej}^{існ} T_{ej}, \quad (2.22)$$

де $P_{ej}^{існ}$ - пропускна здатність існуючих ліній електропередачі, що з'єднують вузли e і j ; T_{ej} - річна кількість годин використання пропускної здатності.

6. Обсяг капіталовкладень, виділених на впровадження генерувальних потужностей в енергосистемі

$$\sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I \sum_{r=1}^R K_{rij}^{y\delta} P_{rij} \leq K^{\max}, \quad (2.23)$$

де K^{\max} - граничний обсяг капіталовкладень.

При розв'язанні задачі необхідно оптимізувати відпуск енергії однієї з електростанцій, тобто визначити для цієї станції найбільш вигідну кількість годин використання встановленої потужності T_{rij} . Але при цьому порушується лінійність цільової функції й обмежень, які передбачають річний відпуск енергії $P_{rij}T_{rij}$. Цього можна уникнути за рахунок збільшення розмірності задачі.

Нехай число годин T_{rij} змінюється в межах

$$T_{rij}^{\min} \leq T_{rij} \leq T_{rij}^{\max}.$$

Встановлену потужність електростанції представляємо у вигляді суми двох складових – базисної P_{rij}' і пікової P_{rij}'' :

$$P_{rij} = P_{rij}' + P_{rij}'' \quad (2.24)$$

Будемо вважати, що потужність P_{rij}' має кількість годин використання T_{rij}^{\max} , а P_{rij}'' - кількість годин використання T_{rij}^{\min} . При цьому річний відпуск енергії електростанції записується у виді

$$P_{rij}T_{rij} = P_{rij}'T_{rij}^{\max} + P_{rij}''T_{rij}^{\min} \quad (2.25)$$

Нелінійність, яка виникає при оптимізації значення T_{rij} усувається в результаті підстановки (2.24) і (2.25) у цільову функцію (2.14) і обмеження (2.17)–(2.23). Викладене ілюструє рис.2.2. Площа заштрихованих фігур відповідає відпуску енергії електростанцією.

Для урахування динаміки розвитку потужностей, увесь розрахунковий період розбивається на етапи $h=1,2,\dots,H$. Причому $T = \sum_{h=1}^H t_h$, де t_h - тривалість h -го етапу розвитку системи. Для кожного етапу задаються всі необхідні економічні і технічні характеристики: навантаження вузлів P_{jh} , необхідні резерви потужності P_{jh}^{pez} , потреби в енергії E_{jh} , гранично припустимі рівні споживання палива B_{jh}^{pez} та ін.. Далі складаються статичні підмоделі розвитку системи, кожна з яких описують виразами виду (2.14)–(2.23). При цьому має забезпечуватись узгодження рішень, прийнятих на сусідніх етапах, тобто для кожного об'єкта сума вихідної потужності і приросту потужності на етапі повинна дорівнювати вихідній потужності цього етапу. Питомі зведені витрати об'єктів розраховуються відповідно до динамічного критерію оптимальності. Задача оптимізації вирішується сумісно для всіх підмоделей. Рішення може бути знайдене або при однократній оптимізації всієї

сукупності статичних підмоделей, або при послідовному розгляді підмоделей кожного етапу з наступним узгодженням отриманих розв'язків.

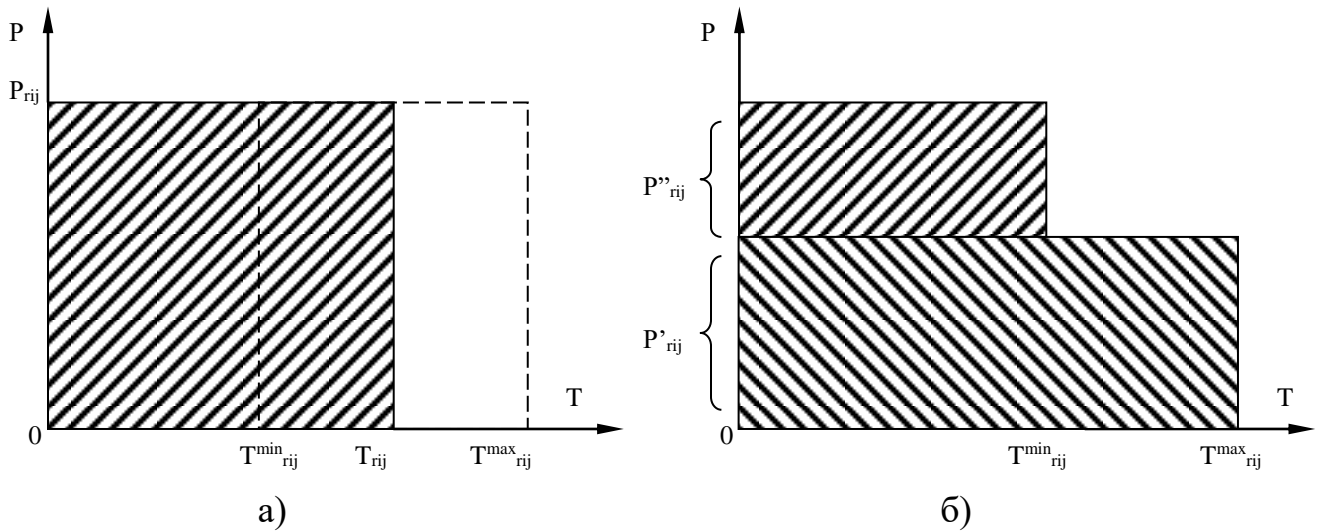


Рисунок 2.2 - Оптимізація річного відпуску електроенергії електростанції в лінійній моделі: а - річний відпуск енергії електростанції; б - річний відпуск енергії електростанції при розбивці її потужності на складові.

3.ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРИ ПОТУЖНОСТЕЙ, ЩО ГЕНЕРУЮТЬСЯ, ЕНЕРГОСИСТЕМ ЗА ДОПОМОГОЮ СИМПЛЕКС-МЕТОДУ

3.1. Загальні положення

Для розв'язання задачі оптимізації розвитку генерувальних потужностей енергосистем, лінійна модель яких містить невелику кількість обмежень рівностей і більшу частину обмежень нерівностей, доцільно застосовувати модифікацію симплекс-методу. Застосовуючи модифікований симплекс-метод, задачу лінійного програмування (2.4) – (2.5) зручно записати у вигляді таблиці (табл. 3.1). При цьому обмеження типу рівностей записують таким чином, щоб вільні члени рівностей були додатні.

Таблиця 3.1. Симплекс-таблиця

	$-x_1$	$-x_2$...	$-x_j$...	$-x_n$	1
y_{10}	$-a_{11}$	$-a_{12}$...	$-a_{1j}$...	$-a_{1n}$	b_1
y_{20}	$-a_{21}$	$-a_{22}$...	$-a_{2j}$...	$-a_{2n}$	b_2
.....
y_i	$-a_{i1}$	$-a_{i2}$...	$-a_{ij}$...	$-a_{in}$	b_i
...
y_m	$-a_{m1}$	$-a_{m2}$...	$-a_{mj}$...	$-a_{mn}$	b_m

F	$-q_1$	$-q_2$	\dots	$-q_j$	\dots	$-q_n$	C
-----	--------	--------	---------	--------	---------	--------	-----

Алгоритм симплекс-методу поділяють на два етапи:

- 1) знаходження опорного плану, тобто плану, що належить одній з вершин багатогранника обмежень;
- 2) знаходження оптимального плану.

Для пошуку як опорного, так і оптимального планів організують багатокроковий обчислювальний процес, на кожному кроці якого здійснюють заміну однієї змінної базису вигляду x_j позабазисною змінною вигляду y_i . Опорний і оптимальний плани належать вершинам багатогранника обмежень, у кожній з яких перетворюються в нуль $n - r$ змінних. Якщо ці змінні розглядати як базис перетвореного простору, то це значить, що і в опорному, і в оптимальному планах усі змінні базису дорівнюють нулю. Тому процес пошуку починаємо з точки початку координат, в якій всі змінні базису дорівнюють нулю. Уведення змінної в базис означає, що на наступному кроці їй буде привласнено нульове значення. При цьому змінна, що вилучається з базису, набуває, як правило, ненульового значення.

Уведення в базис однієї змінної і виведення іншої потребує перерахунку коефіцієнтів системи обмежень і лінійної форми. Такий перерахунок називають кроком жорданового виключення.

Уведемо такі визначення. Стовець, що містить змінну вигляду x_j , яка виводиться з базису, називають розв'язувальним стовпцем. Розв'язувальним рядком називають рядок, що відповідає змінній вигляду y_i , яка вводиться у базис. Елемент, що лежить на перетині розв'язувальних рядка і стовпця, називають розв'язувальним елементом.

Сформулюємо правила виконання кроку жорданового виключення .

1. Коефіцієнти системи обмежень і лінійної форми, що не належать розв'язувальним рядку і стовпцю, розраховують за формулою

$$a'_{rs} = a_{rs} - \frac{a_{rj}a_{is}}{a_{ij}}, \quad (3.1)$$

де a_{rs} – попереднє значення коефіцієнта; a_{ij} – розв'язувальний елемент.

2. Розв'язувальний елемент заміняють одиницею.
3. Елементи розв'язувального рядка залишаються без зміни.
4. Елементи розв'язувального стовпця, крім самого розв'язувального елемента, змінюють знаки.
5. Елементи розв'язувальних рядка і стовпця ділять на попереднє значення розв'язувального елемента $-a_{ij}$.

Розглянемо етап знаходження опорного плану, що, як було показано, відповідає одній з вершин багатогранника обмежень. Початковим планом, тобто точкою початку пошуку, вважатимемо початок координат:

$$x_1 = x_2 = \dots = x_j = \dots = x_n = 0.$$

На кожному кроці процесу пошуку будемо вводити в базис змінну y_i та виводити з базису змінну x_j . Це означає, що змінній y_i на наступному кроці присвоюється нульове значення. При цьому значення x_j , як правило, зростає. Обмеження типу рівностей мають обов'язково виконуватися як в опорному, так і в оптимальному плані. Тому передусім у базис доцільно ввести змінні, що відповідають даному виду обмежень. Із цією метою розв'язувальним вибираємо стовпець j , що містить позитивний коефіцієнт в обмеженні рівності. Розв'язувальний рядок визначаємо з умови

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \min \left\{ \frac{b_s}{-a_{sj}} \mid b_s \geq 0, -a_{sj} > 0, s = 1, 2, \dots, m \right\}, \quad (3.2)$$

де вираз у правій частині потребує визначення мінімуму за умов $b_s \geq 0, -a_{sj} > 0, s = 1, 2, \dots, m$. Вибір обмежень з позитивними вільними членами обумовлений прагненням передусім вивести зі складу позабазисних змінних ті змінні, що відповідають обмеженням типу рівностей, оскільки в цьому випадку y_{i0} фіксується на нульовому значенні й у базис не включається. При цьому розмірність області розв'язання зменшується на одиницю.

Однакові знаки вільних членів b_s та коефіцієнтів $-a_{ij}$ і мінімальність відношення $\frac{b_s}{-a_{sj}}$ забезпечують рух в допустимій області. Дійсно, з виразу

$$x_1 = x_2 = \dots x_j = \dots = x_n = 0$$

випливає, що

$$y_i = (-a_{ij})(-x_j) + b_i.$$

Оскільки на наступному кроці x_j дорівнює нулю, то з виразу також випливає, що виконання умови $x_j \geq 0$ забезпечується однаковими знаками b_i і $-a_{ij}$. Якби розв'язувальним був обраний не рядок i , а будь-який інший рядок ξ , для якого b_ξ і $-a_{\xi j}$ також більше нуля, то це призвело б до порушення умови $y_i \geq 0$. Справді, x_j на такому кроці дорівнювала б $\frac{b_\xi}{-a_{\xi j}}$, а

$$y_i = (-a_{ij}) \frac{b_\xi}{-a_{\xi j}} + b_i. \text{ Оскільки } \frac{b_i}{-a_{ij}} \leq \frac{b_\xi}{-a_{\xi j}}, \text{ то } y_i \leq 0.$$

Візьмемо за розв'язувальні j -й стовпець та i -й рядок і виконаємо крок жорданового виключення. Далі знову вибираємо розв'язувальні стовпчик та рядок і виконуємо крок жорданового виключення і т. д. Ці операції виконуємо доти, доки в базис не будуть уведені всі змінні вигляду y_{i0} .

Якщо зі складу позабазисних змінних виключені змінні, що відповідають обмеженням типу рівностей, а в r -му обмеженні є негативний вільний член, то це означає, що в одержаному плані порушено r -е обмеження-нерівність.

У цьому випадку розв'язувальним стовпцем вибираємо стовпець j , що включає негативний коефіцієнт r -го рядка. При цьому розв'язувальний рядок вибираємо з умови

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \max \left\{ \frac{b_s}{-a_{sj}} \mid b_s < 0, -a_{sj} < 0, s = 1, 2, \dots, m \right\}. \quad (3.3)$$

Якщо $b_s \leq 0$, то рух у бік допустимої області забезпечується вибором максимуму відношення $\frac{b_s}{-a_{sj}}$.

Послідовну заміну змінних базису продовжуємо доти, поки не буде знайдено опорний план. В опорному плані зі складу позабазисних змінних мають бути виключені всі змінні вигляду y_{i0} , а вільні члени всіх нерівностей повинні бути позитивні.

На другому етапі симплекс-методу організується пошук оптимального плану. Якщо всі коефіцієнти останнього рядка симплекс-таблиці (див. рис. 2.1) позитивні, то оптимальний план знайдено. Дійсно, якщо всі коефіцієнти $-q_j > 0$, то зі збільшенням будь-якої змінної x_j цільова функція буде зменшуватися. Якщо є хоча б один негативний коефіцієнт, то пошук оптимального розв'язку здійснюємо послідовним виконанням кроків жорданового виключення. При цьому розв'язувальним стовпцем вибираємо стовпець j , який включає негативний коефіцієнт r -го рядка. Розв'язувальний рядок вибираємо з умови (3.2).

3.2. Алгоритм розв'язання задачі лінійного програмування

Записуємо алгоритм розв'язання задачі лінійного програмування (2.4) –(2.6) за допомогою симплекс-методу [2, 5].

1. Записуємо задачу лінійного програмування у вигляді таблиці. Як початковий план беремо початок координат.

2. Переглядаємо рядок таблиці, що відповідає будь-якому обмеженню-рівності (нуль-рядок) і вибираємо довільний позитивний коефіцієнт. Якщо в нуль-рядках такий коефіцієнт не знайдено, то вибираємо його в будь-якому іншому рядку. Стовпець j назвемо розв'язувальним. З умови

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \min \left\{ \frac{b_s}{-a_{sj}} \mid b_s \geq 0, -a_{sj} > 0, s = 1, 2, \dots, m \right\}$$

визначаємо розв'язувальний рядок.

3. Вважаючи коефіцієнт $-a_{sj}$ розв'язувальним елементом, виконуємо крок жорданового виключення. Симплекс-таблиця після перетворення має вигляд табл. 2.2. У правому верхньому куті таблиці показано номер кроку оптимізації, змінні базису

$$x_1, x_2, \dots, y_i, \dots, x_n$$

дорівнюють нулю, позабазисні змінні

$$y_1, y_2, \dots, x_j, \dots, y_m$$

дорівнюють вільним членам, а елемент у правому нижньому куті показує значення лінійної форми.

Таблиця 3.2. Симплекс-таблиця після перетворення

	$-x_1$	$-x_2$...	$-y_i$...	$-x_n$	1
y_{i0}	$-a_{11}$	$-a_{12}$...	$-a_{1j}$...	$-a_{1n}$	b_1
y_{20}	$-a_{21}$	$-a_{22}$...	$-a_{2j}$...	$-a_{2n}$	b_2
...
x_j	$-a_{i1}$	$-a_{i2}$...	$-a_{ij}$...	$-a_{in}$	b_n
...
y_m	$-a_{m1}$	$-a_{m2}$...	$-a_{mj}$...	$-a_{mn}$	
F	$-q_1$	$-q_2$...	$-q_j$...	$-q_n$	C^1

4. Якщо виключено всі змінні вигляду y_{i0} , то переходимо до п. 5 алгоритму. Якщо ні, то переходимо до п. 2.

5. Якщо всі вільні члени позитивні, то опорний план знайдено і переходимо до п. 9 алгоритму. Якщо є хоча б один від'ємний вільний член, то переходимо до п. 6.

6. Переглядаємо рядок r , що відповідає від'ємному вільному члену b_r . Якщо в r -му рядку є хоча б один від'ємний коефіцієнт вигляду $-a_{rj}$, то переходимо до п. 7 алгоритму. Якщо немає, то система обмежень є несумісною, тобто немає жодного опорного плану.

7. Вибираємо розв'язувальним стовпець j від'ємного коефіцієнта. Розв'язувальний рядок визначаємо з умови

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \max \left\{ \frac{b_s}{-a_{sj}} \mid b_s < 0, -a_{sj} < 0, s = 1, 2, \dots, m \right\}.$$

8. Беремо за розв'язувальний елемент коефіцієнт $-a_{ij}$ і виконуємо крок жорданового виключення. Переходимо до п. 5 алгоритму.

9. Переглядаємо рядок цільової функції. Якщо всі коефіцієнти рядка $-q_j$ позитивні, то оптимальний план знайдено. Переходимо до п. 12 алгоритму. Якщо є від'ємний коефіцієнт, то переходимо до п. 10.

10. Беремо за розв'язувальний стовпець j від'ємного коефіцієнта $-q_j$. Розв'язувальний рядок вибираємо з умови

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \min \left\{ \frac{b_s}{-a_{sj}} \mid b_s \geq 0, -a_{sj} > 0, s = 1, 2, \dots, m \right\}.$$

11. Беремо за розв'язувальний елемент коефіцієнт $-a_{ij}$ і виконуємо крок жорданового виключення. Переходимо до п. 9 алгоритму.

12. Кінець.

3.3 Приклади оптимізації структури генерувальних потужностей

В цьому розділі розглядаються приклади розв'язання задачі лінійного програмування із застосуванням симплекс-методу.

3.3.1. Розв'язання задачі лінійного програмування із застосуванням симплекс-методу

ЗАДАЧА 3.1. Знайти максимум функції

$$F = x_1 + 0,5x_2$$

за наявності обмежень:

$$\begin{cases} y_1 = -x_1 - 2x_2 + 6 = 0 \\ y_2 = x_1 + x_2 - 2 \geq 0 \\ y_3 = -x_1 - x_2 + 4 \geq 0 \end{cases}.$$

Записуємо задачу лінійного програмування в симплекс-таблицю 3.3:

Таблиця 3.3–Перший крок.

	$-x_1$	$-x_2$	1
y_1	1	2	6
y_2	-1	-1	-2
y_3	1	1	4
F	-1	-0,5	0

Вибираємо розв’язувальним стовпцем стовпець 2, що містить додатній коефіцієнт $-a_{12}$ з першого нуль-рядка. Розв’язувальний рядок вибираємо з умови:

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \min \left\{ \frac{b_1}{-a_{12}}, \frac{b_3}{-a_{32}} \right\} = \min \left\{ \frac{6}{2}, \frac{4}{1} \right\} = 3 = \frac{b_1}{-a_{12}}.$$

Таким чином розв’язувальний рядок – рядок 1. Це означає, що в базис вводимо елемент y_1 , а виводимо елемент x_2 . Виконуємо крок жорданового виключення. Елементи, що не належать розв’язувальному рядку та стовпцю, розраховуємо за формулою (2.1):

$$\begin{aligned} a'_{21} &= a_{21} - \frac{a_{11} \cdot a_{22}}{a_{12}} = 1 - \frac{1 \cdot (-1)}{(-2)} = 0,5; & b'_2 &= b_2 - \frac{b_1 \cdot a_{22}}{a_{12}} = -2 - \frac{6 \cdot 1}{(-2)} = 1; \\ a'_{31} &= a_{31} - \frac{a_{31} \cdot a_{32}}{a_{12}} = -1 - \frac{1 \cdot 1}{(-2)} = -0,5; & C' &= C - \frac{b_1 \cdot q_2}{a_{12}} = 0 - \frac{6 \cdot 0,5}{(-2)} = 1,5. \\ q'_1 &= q_1 - \frac{a_{11} \cdot q_2}{a_{12}} = 1 - \frac{0,5 \cdot (-1)}{(-2)} = 0,75; \end{aligned}$$

Змінна y_1 , що відповідає обмеженню рівності, після введення в базис, завжди дорівнює нулю; її значення фіксується, а подальше виведення змінної з базису не має сенсу. Тому елементи стовпця 2, що включає цю змінну після виконання кроку жорданового виключення, не розраховуємо. Елементи рядка 1 знаки не міняють, і діляться на значення розв’язувального елемента $-a_{12}$.

Результати виконання кроку жорданового виключення записуємо в табл.3.4.

Таблиця 3.4– Другий крок.

	$-x_1$	$-y_1$	2
x_2	0,5	–	3
y_2	–0,5	–	1
y_3	0,5	–	1
F	–0,75	–	0,5

Як бачимо з табл.3.4, опорний план знайдено тому, що вилучена змінна, яка відповідає обмеженню рівності та всі елементи b_i в симплекс-таблиці додатні і тому переходимо до пошуку оптимального плану.

Оптимальний план не знайдено тому, що в рядку коефіцієнтів функції F є від'ємний коефіцієнт $-q_1$.

Стовпець 1 від'ємного коефіцієнту $-q_1 = -0,75$ приймаємо за розв'язувальний.

Розв'язувальний рядок вибираємо з умови:

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \min \left\{ \frac{b_1}{-a_{11}}, \frac{b_3}{-a_{31}} \right\} = \min \left\{ \frac{3}{0,5}, \frac{1}{0,5} \right\} = 2 = \frac{b_3}{-a_{31}}.$$

Таким чином розв'язувальний рядок – рядок 3. Це означає, що в базис вводимо елемент y_3 , а виводимо елемент x_1 . Виконуємо крок жорданового виключення. Елементи, що не належать розв'язувальному рядку та стовпцю, розраховуємо за формулою:

$$b'_1 = b_1 - \frac{b_3 \cdot a_{11}}{a_{31}} = 3 - \frac{(-0,5) \cdot 1}{(-0,5)} = 2; \quad C' = C - \frac{b_3 \cdot q_1}{a_{31}} = 1,5 - \frac{0,75 \cdot 1}{(-0,5)} = 3;$$

$$b'_2 = b_2 - \frac{b_3 \cdot a_{21}}{a_{31}} = 1 - \frac{0,5 \cdot 1}{(-0,5)} = 2;$$

Розв'язувальний елемент замінюємо одиницею, елементи рядка 3 залишаємо без зміни, а елементи стовпця 1 змінюють свої знаки, і всі елементи ділимо на значення розв'язувального елемента $-a_{12} = 0,5$.

Результати записуємо в табл.3.5.

Таблиця 3.5– Третій крок.

	$-y_3$	$-y_1$	3
x_2	-1	-	2
y_2	1	-	2
x_1	2	-	2
F	1,5	-	3

Результати розрахунку свідчать про те, що оптимальний план знайдено. Всі елементи $-q_j$ додатні. В оптимальному плані: $x_1 = 2$; $x_2 = 2$; $y_2 = 2$; $y_1 = y_3 = 0$. Максимум функції $F = 3$.

ЗАДАЧА 3.2. Знайти максимум функції

$$F = 6x_1 + 3x_2$$

за наявності обмежень:

$$\begin{cases} y_1 = -3x_1 - 2x_2 + 8 = 0 \\ y_2 = -4x_1 - x_2 + 10 \geq 0 \\ y_3 = -x_1 - 3x_2 + 7 \geq 0 \end{cases} .$$

Запишемо задачу лінійного програмування в сімплекс-таблицю 3.6:

Таблиця 3.6– Перший крок

	$-x_1$	$-x_2$	1
y_1	3	2	8
y_2	4	1	10
y_3	1	3	7
F	-6	-3	0

Вибираємо розв'язувальним стовпцем стовпець 1, що містить додатній коефіцієнт $-a_{11}$ з першого нуль-рядка. Розв'язувальний рядок вибираємо з умови:

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \min \left\{ \frac{b_1}{-a_{11}}, \frac{b_2}{-a_{21}}, \frac{b_3}{-a_{31}} \right\} = \min \left\{ \frac{8}{3}, \frac{10}{4}, \frac{7}{1} \right\} = 2 = \frac{b_2}{-a_{21}} .$$

Таким чином розв'язувальний рядок – рядок 2. Це означає, що в базис вводимо елемент y_2 , а виводимо елемент x_1 . Виконуємо крок жорданового виключення. Елементи, що не належать розв'язувальному рядку та стовпцю, розраховуємо за формулою:

$$a'_{rs} = a_{rs} - \frac{a_{rj} \cdot a_{is}}{a_{ij}} ,$$

$$a'_{12} = a_{12} - \frac{a_{11} \cdot a_{22}}{a_{21}} = -2 - \frac{-3 \cdot (-1)}{(-4)} = -1,25; \quad b'_1 = b_1 - \frac{b_2 \cdot a_{11}}{a_{21}} = 8 - \frac{10 \cdot (-3)}{(-4)} = 0,5;$$

$$a'_{32} = a_{32} - \frac{a_{31} \cdot a_{22}}{a_{21}} = -3 - \frac{(-1) \cdot (-1)}{(-4)} = -2,75; \quad b'_3 = b_3 - \frac{a_{31} \cdot b_2}{a_{21}} = 7 - \frac{10 \cdot (-1)}{(-4)} = 4,5;$$

$$q'_2 = q_2 - \frac{a_{22} \cdot q_1}{a_{21}} = 3 - \frac{(-1) \cdot 6}{(-4)} = 1,5; \quad C' = C - \frac{b_2 \cdot q_1}{a_{21}} = 0 - \frac{10 \cdot 6}{(-4)} = 15.$$

Розв'язувальний елемент замінюємо одиницею, елементи стовпця 1 змінюють свої знаки, елементи розв'язувального рядка знаки не змінюють і всі елементи розв'язувального рядка та розв'язувального стовпця ділимо на значення розв'язувального елемента $-a_{12} = 0,5$.

Результати виконання кроку жорданового виключення записуємо в табл.3.7.

Таблиця 3.7– Другий крок

	$-y_2$	$-x_2$	2
y_1	-0,75	1,25	0,5
x_1	0,25	0,25	2,5
y_3	-0,25	-2,75	4,5
F	1,5	-1,5	15

Вибираємо розв'язувальним стовпцем стовпець 2, що містить додатній коефіцієнт $-a_{12}$ з першого нуль-рядка. Розв'язувальний рядок вибираємо з умови:

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \min \left\{ \frac{b_1}{-a_{11}}, \frac{b_2}{-a_{21}} \right\} = \min \left\{ \frac{0,5}{1,25}, \frac{2,5}{0,25} \right\} = 1 = \frac{b_1}{-a_{11}}.$$

Таким чином розв'язувальний рядок – рядок 1. Це означає, що в базис вводимо елемент y_1 , а виводимо елемент x_2 . Виконуємо крок жорданового виключення. Елементи, що не належать розв'язувальному рядку та стовпцю, розраховуємо за формулою (2.1):

$$a'_{21} = a_{21} - \frac{a_{11} \cdot a_{22}}{a_{12}} = -0,25 - \frac{0,75 \cdot (-0,25)}{(-1,25)} = -0,4; \quad b'_2 = b_2 - \frac{b_1 \cdot a_{22}}{a_{12}} = 2,5 - \frac{0,5 \cdot (-0,25)}{(-1,25)} = 2,4;$$

$$a'_{31} = a_{31} - \frac{a_{11} \cdot a_{32}}{a_{12}} = 0,25 - \frac{0,75 \cdot 2,75}{(-1,25)} = 1,4; \quad b'_3 = b_3 - \frac{b_1 \cdot a_{32}}{a_{12}} = 4,5 - \frac{0,5 \cdot 2,75}{(-1,25)} = 3,4;$$

$$q'_1 = q_1 - \frac{a_{11} \cdot q_2}{a_{12}} = -1,5 - \frac{0,75 \cdot 1,5}{(-1,25)} = -0,6; \quad C' = C - \frac{b_1 \cdot q_2}{a_{12}} = 15 - \frac{0,5 \cdot 1,5}{(-1,25)} = 15,6.$$

Результати виконання кроку жорданового виключення записуємо в табл.3.8.

Таблиця 3.8– Третій крок.

	$-y_2$	$-y_1$	3
x_2	-0,6	–	0,4
y_2	0,4	–	2,4

x_1	-1,9	–	5,6
F	0,6	–	15,6

Як бачимо з табл.3.8 , опорний план знайдено, тому що вилучена змінна, яка відповідає обмеженню-рівнянню і всі елементи b_i в симплекс-таблиці додатні.

Оптимальний план теж знайдено, тому що в рядку коефіцієнтів функції F всі елементи $-q_j$ додатні.

В оптимальному плані: $x_1 = 5,6$; $x_2 = 0,4$; $y_3 = 5,6$; $y_1 = y_2 = 0$.

Максимум функції $F = 15,6$.

ЗАДАЧА 3.3. Знайти максимум функції

$$F = x_1 + 5x_2$$

за наявності обмежень

$$\begin{cases} y_1 = -2x_1 - x_2 + 10 = 0 \\ y_2 = x_1 - 4x_2 + 8 \geq 0 \\ y_3 = 3x_1 + x_2 - 4 \geq 0 \end{cases}$$

Записуємо задачу лінійного програмування в симплекс-таблицю 3.9:

Таблиця 3.9– Перший крок

	$-x_1$	$-x_2$	1
y_1	2	1	10
y_2	-1	4	8
y_3	-3	-1	-4
F	-1	-5	0

Вибираємо розв’язувальним стовпцем стовпець 1, що містить додатній коефіцієнт $-a_{11}$ з першого нуль-рядка. Розв’язувальний рядок вибираємо з умови:

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \min \left\{ \frac{b_1}{-a_{12}} \right\} = \min \left\{ \frac{10}{2} \right\} = 5 = \frac{b_1}{-a_{11}}.$$

Таким чином, розв’язувальний рядок – рядок 1. Це означає, що в базис вводимо елемент y_1 , а виводимо елемент x_1 . Виконуємо крок жорданового виключення. Елементи, які не належать розв’язувальному рядку та стовпцю, розраховуємо за формулою (2.1):

$$\begin{aligned}
 a'_{22} &= a_{22} - \frac{a_{12} \cdot a_{21}}{a_{11}} = -4 - \frac{(-1) \cdot 1}{(-2)} = -4,5; & b'_2 &= b_2 - \frac{b_1 \cdot a_{21}}{a_{11}} = 8 - \frac{10 \cdot 1}{(-2)} = 13; \\
 a'_{32} &= a_{32} - \frac{a_{12} \cdot a_{31}}{a_{11}} = 1 - \frac{(-1) \cdot 3}{(-2)} = -0,5; & b'_3 &= b_3 - \frac{b_1 \cdot a_{31}}{a_{11}} = -4 - \frac{10 \cdot 3}{(-2)} = 11; \\
 q'_2 &= q_2 - \frac{a_{12} \cdot q_1}{a_{11}} = 5 - \frac{(-1) \cdot 1}{(-2)} = -4,5; & C' &= C - \frac{b_1 \cdot q_1}{a_{11}} = 0 - \frac{10 \cdot 1}{(-2)} = 5.
 \end{aligned}$$

Змінна y_1 , що відповідає обмеженню-рівності, після введення в базис, завжди дорівнює нулю; її значення фіксується, а подальше виведення змінної з базису не має сенсу. Тому елементи стовпця 1, що включає цю змінну після виконання кроку жорданова виключення, не розраховуємо. Елементи рядка 1 знаки не змінюють, а значення елементів ділимо на значення розв'язувального елемента $-a_{11}$.

Результати виконання кроку жорданова виключення записуємо до табл.3.10.

Таблиця 3.10– Другий крок

.	$-y_1$	$-x_2$	2
x_1	–	0,5	5
y_2	–	4,5	13
y_3	–	0,5	11
F	–	-4,5	5

Як бачимо з табл.8, опорний план знайдено, тому, що вилучена змінна, яка відповідає обмеженню-рівнянню і всі елементи b_i в симплекс-таблиці додатні, і тому переходимо до пошуку оптимального плану.

Оптимальний план не знайдено, тому, що в рядку коефіцієнтів функції F є від'ємний коефіцієнт $-q_2$.

Стовпець 2 від'ємного коефіцієнту $-q_2 = -4,5$ приймаємо за розв'язувальний.

Розв'язувальний рядок вибираємо з умови:

$$\frac{b_i}{-a_{ij}} = \min \left\{ \frac{b_1}{-a_{12}}, \frac{b_2}{-a_{22}}, \frac{b_3}{-a_{32}} \right\} = \min \left\{ \frac{5}{0,5}, \frac{13}{4,5}, \frac{11}{0,5} \right\} = \frac{b_2}{-a_{22}}.$$

Таким чином розв'язувальний рядок – рядок 2. Це означає, що в базис вводимо елемент y_2 , а виводимо елемент x_2 . Виконуємо крок жорданового виключення. Елементи, які не належать розв'язувальному рядку та стовпцю, розраховуємо за формулою (2.1):

$$b'_1 = b_1 - \frac{b_2 \cdot a_{12}}{a_{22}} = 5 - \frac{13 \cdot (-0,5)}{(-4,5)} = 3,56; \quad C' = C - \frac{b_3 \cdot q_2}{a_{22}} = 5 - \frac{13 \cdot 4,5}{(-4,5)} = 18;$$

$$b'_3 = b_3 - \frac{b_2 \cdot a_{32}}{a_{22}} = 11 - \frac{13 \cdot (-0,5)}{(-4,5)} = 9,56.$$

Розв'язувальний елемент замінюємо одиницею, елементи рядка 2 залишаємо без зміни, а елементи стовпця 1 змінюють свої знаки, і всі елементи ділимо на значення розв'язувального елемента $-a_{22} = 4,5$.

Результати записуємо в табл.3.11.

Таблиця 3.11– Третій крок

	$-y_1$	$-y_2$	3
x_1	–	–0,11	3,56
x_2	–	0,22	2,89
y_3	–	– 0,11	9,56
F	–	1	18

Результати розрахунку свідчать про те, що оптимальний план знайдено. Всі елементи $-q_j$ додатні. В оптимальному плані: $x_1 = 3,56$; $x_2 = 2,89$; $y_3 = 9,56$; $y_1 = y_2 = 0$. Максимум функції $F = 18$.

4. ВІТРОВА ЕНЕРГІЯ

Завдяки швидкому зниженню цін за останні два десятиліття швидкими темпами зросло встановлення вітрових турбін; сукупна потужність вітрової енергії та темпи зростання як показано на рис.4.1. Виробництво встановленої вітрової енергії, яке досягло 733ГВт у всьому світі на кінець 2021 року, становило 49,8% від загальної потужності відновлюваної електроенергії, не враховуючи гідроенергію. Проте темпи зростання вітрових електростанцій (ВЕС) поступово знизилися з піку в 31% у 2009 році до приблизно 10% у 2017 році.

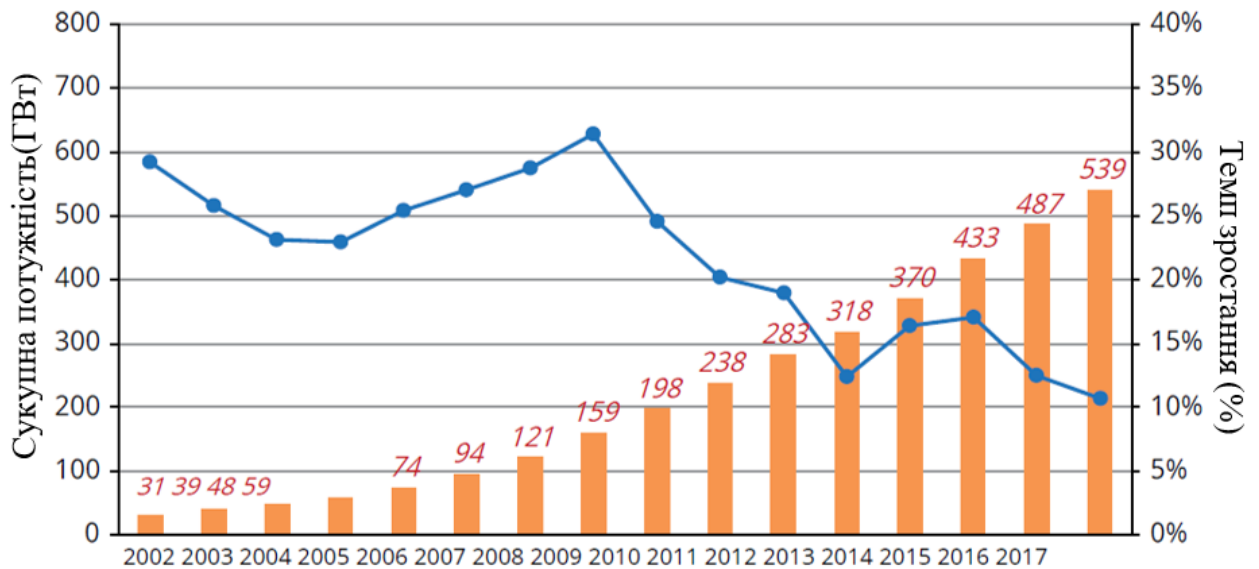


Рисунок – 4.1 Глобальна кумулятивна потужність вітрової енергії та темпи зростання з 2002 по 2017 рік.

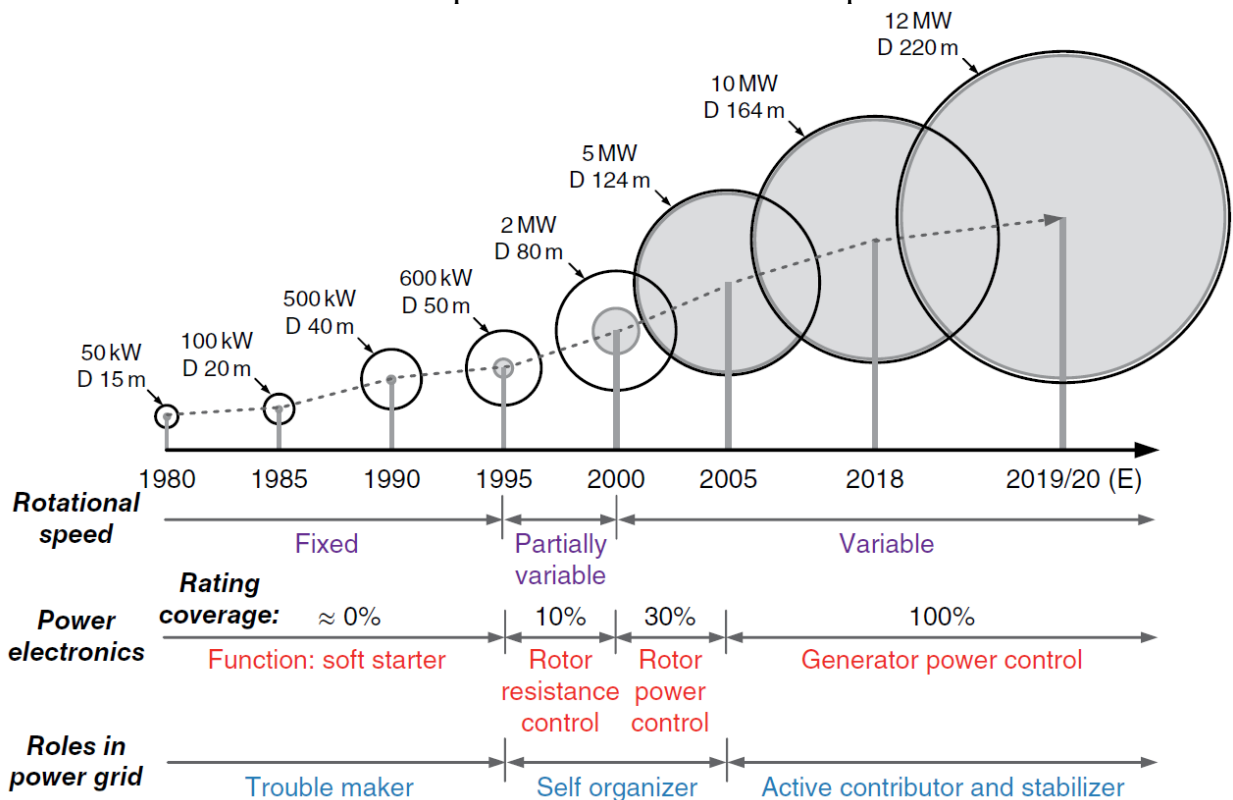


Рисунок 4.2. – Розробки вітрових турбін між 1980 і 2022 роками. Внутрішнє коло всередині кола турбіни вказує на номінальну потужність, D – діаметр ротора.

Трьома найбільшими країнами за сукупним об'ємом вітроелектростанцій до 2017 року були Китай (188 ГВт), США (89 ГВт) і Німеччина (56 ГВт), на які припадає понад 60% світових вітроенергетичних

потужностей. Енергія вітру зараз забезпечує значну частку електроенергії у все більшій кількості країн. Загалом європейські країни мають відносно вищий рівень проникнення вітрової енергії, і близько 11,6% загального попиту на електроенергію покривається вітром. Будучи піонером у використанні енергії вітру для виробництва електроенергії, Данія має 43,4% електроенергії, виробленої вітром, і 3 листопада 2013 року вона також вперше встановила рекорд, коли виробництво енергії вітру перевищувало споживання електроенергії на національному рівні.

Таблиця 4.1 – Топ-5 виробників вітрових турбін і лінійок платформ.

Ранг	Виробник	Глобальний ринок %	Діаметр ротора (прибережні, не прибережні)	Діапазон потужності (прибережні, морські)
1	Vestas/МНІ Vestas (Данія)	16,7 %	90-150/117-164м	2,0-4,2/4,2-9,5 МВт
2	SiemensGamesa (Німеччина/Іспанія /Данія)	16,6 %	114-155/154-167м	2,1-4,5/6-8 МВт
3	Goldwind (Китай)	10,5 %	108-140/154-171м	2,0-4,2/6,45-6,7 МВт
4	GE (США)	7,6 %	82,5-158/150м	1.7–4.8/6 МВт
5	Enercon (Німеччина)	6,6 %	44-141м	0,8-4,2 МВт

Розмір і потужність вітрових турбін також різко зросли. На ринку доступні передові вітротурбіни потужністю 8 МВт діаметром 164 м, а в 2022 році розроблено вітротурбіни потужністю від 10 до 12 МВт. Ця тенденція в основному обумовлена необхідністю збільшити видобуток і знизити вартість енергії на вироблену мегават-годину. Нові розміри вітротурбін у період з 1980 по 2022 рік проілюстровано на рис.4.2. У 2017 році середня потужність встановлених вітрових турбін становила 2,1 МВт в Азіатсько-Тихоокеанському регіоні, 3,1 МВт (як для наземних, так і для морських) і 5,9 МВт (тільки для морських) в Європі.

Стосовно виробників вітроелектростанцій у табл.4.1 підсумовано п'ять найбільших постачальників вітрових турбін із зазначенням розміру та потужності їхніх основних платформ. Компанії з Китаю, США та Європи домінують на ринку з вітровими турбінами 2– 4,2 МВт у звичайному режимі та 6–8 МВт у високому класі з точки зору рівня потужності. Платформи високої потужності понад 4,2 МВт в основному призначені для морських вітрових електростанцій. Завдяки багатим ресурсам вітроенергетики та

швидкому падінню цін на офшорні вітроенергетичні проекти за останні п'ять років зростання вітроенергетичної промисловості має дуже сильну тенденцію до переміщення від берега до офшора. Незважаючи на те, що берегова вітрова енергія продовжує становити переважну більшість (96%) глобальної встановленої потужності, офшорна вітроенергетика досягла 18,8 ГВт із збільшенням на 30% порівняно з 2016 роком,

4.1. Технологічні проблеми та рушійні сили у цій галузі.

Поряд зі швидким зростанням потужності та зміною робочих об'єктів з наземних на морські, існують деякі постійні та нові технологічні проблеми у застосуванні вітрової енергії. Ці виклики є основними рушійними силами для еволюції технології силової електроніки в цій галузі та визначатимуть дизайн і конфігурації перетворювачів силової електроніки.

Вартість є найважливішим фактором, який визначає доцільність широкого використання енергетичних технологій. Конкурентна цінова перевага є основною причиною того, чому вітроенергетика продемонструвала значне зростання за останні кілька десятиліть порівняно з іншими джерелами відновлюваної енергії. Для порівняння вартості для різних енергетичних технологій, як правило, використовується індекс «вирівняної вартості енергії» (LCOE). LCOE представляє ціну, за якою електроенергія виробляється з джерела енергії протягом усього терміну служби. LCOE включає основні фактори витрат, такі як витрати на дослідження та розробки, початкові інвестиції, вартість палива, капітальні витрати та витрати на експлуатацію та обслуговування. LCOE можна визначити у спрощеній формі як:

$$\text{LCOE} = \frac{C_{\text{Dev}} + C_{\text{Cap}} + C_{\text{OM}}}{E_{\text{Annual}}} \quad (4.1)$$

де C_{Dev} являє собою річну вартість початкової розробки, C_{Cap} є річними капіталовкладеннями, C_{OM} це річні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування, а також E_{annual} є середньорічним виробництвом енергії. З (4.1) зрозуміло, що для того, щоб зменшити вартість енергії, одним із підходів є зменшення витрат на розвиток, експлуатацію та технічне обслуговування; ці зусилля були мотивацією від народження вітрової енергії. Іншим ефективним способом зниження LCOE є збільшення загального виробництва енергії або підвищення ефективності та годин роботи системи виробництва електроенергії.

Складну поведінку швидкості вітру можна згрупувати в кілька класів вітру, які визначаються трьома факторами: середньорічна швидкість вітру, швидкість екстремальних поривів вітру, які можуть виникати кожні 50 років,

і ступінь турбулентності на місці вітру. Відповідно до стандарту ІЕС існує чотири типи коливань швидкості вітру, які називаються класом I (високим), класом II (середнім), класом III (низьким) і класом IV (дуже низьким), які визначаються як середньорічне значення швидкості 10 м/с, 8,5 м/с, 7,5 м/с і 6 м/с відповідно. Додаткова позначка «А» з вищою турбулентністю 18% і позначка «В» з нижчою турбулентністю 16% можуть бути застосовані як суфікс для класів I–III. Розташування вітрових турбін з різними класами вітру призведе до різних робочих стратегій, а також до вибору розміру ротора. Розподіл швидкості вітру за різних класів вітру показано на рис.4.3, де для опису характеристик розподілу використовується функція Вейбулла. Профіль швидкості вітру, зареєстрований у польових умовах за 9 місяців, показаний на рис.4.4 із середніми значеннями за 1 годину на висоті 80 м, які були зібрані на вітровій електростанції в Гуйчжоу, Китай. Показана швидкість вітру належить до III класу вітру ІЕС із середньою швидкістю вітру 7,45 м/с. Хоча це відносно низька середня швидкість вітру, можна визначити значні коливання швидкості вітру. Показана швидкість вітру належить до III класу вітру ІЕС із середньою швидкістю вітру 7,45 м/с. Хоча це відносно низька середня швидкість вітру, можна визначити значні коливання швидкості вітру. Показана швидкість вітру належить до III класу вітру ІЕС із середньою швидкістю вітру 7,45 м/с. Хоча це відносно низька середня швидкість вітру, можна визначити значні коливання швидкості вітру.

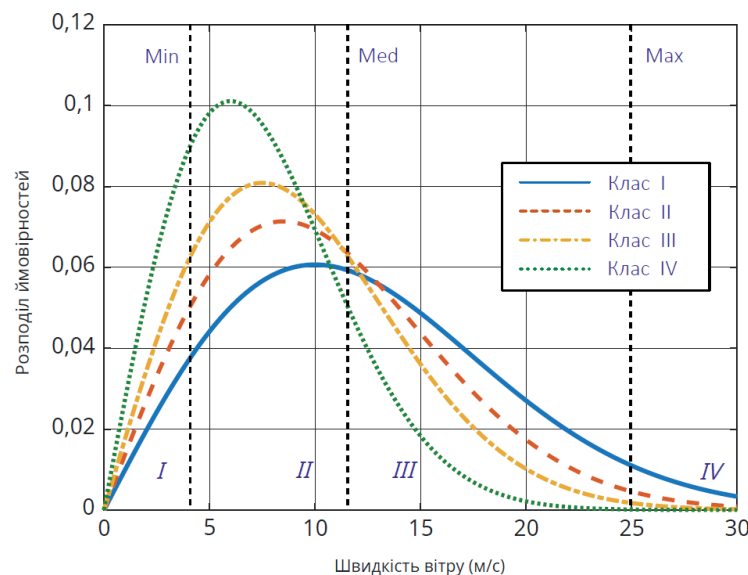


Рисунок 4.3 –Розподіл швидкостей вітру при різних класах вітру та роботі вітрових турбін. Регіон I: відсутність виробництва електроенергії нижче швидкості вітру, що вмикається; регіон II: максимальне виробництво електроенергії в точці відстеження; регіон III: постійне виробництво електроенергії; регіон IV: відсутність виробництва електроенергії при швидкості вітру, що перевищує швидкість відсікання).

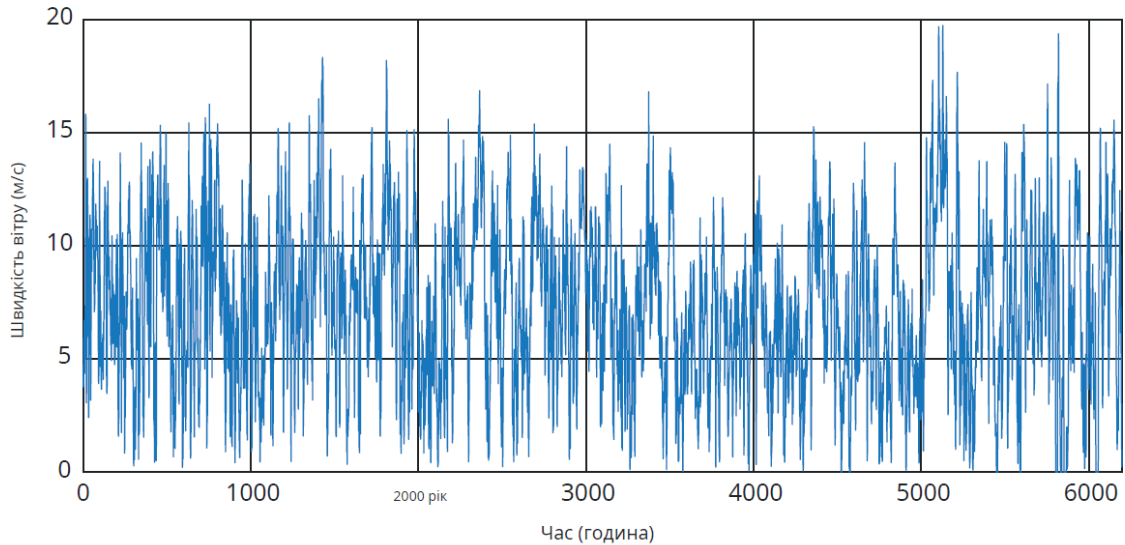


Рисунок 4.4 – Зміна швидкості вітру для вітроелектростанції Біцзе, Гучжоу, Китай (висота: 80 м; усереднене вікно 1 година; час: 2016.3.16 17:00 ~ 2016.12.22 10:00; висота: 2242 м; місцезнаходження: 105°13'56.04"E, 26°40'21.66"N).

Є деякі інші проблеми, пов'язані з умовами експлуатації вітротурбін: Через швидкозростаючу потужність, рівень напруги перетворення електроенергії може потребувати збільшення для полегшення передачі електроенергії і зменшення втрат. Вихідна напруга вітроенергетичної установки (ВЕУ) зазвичай встановлюється на рівні 30 кВ, але останнім часом спостерігається підвищення напруги вище 60 кВ; в цьому випадку для багатомегаватних потужностей необхідний громіздкий трансформатор. Нарешті, через інерційну невідповідність між механічною та електричною енергією, накопичення енергії та механізми балансування є важливими причинами, які можуть призвести до додаткових витрат на систему та складності керування.

4.2. Основні концепції вітроенергетичних установок

Основні компоненти, що використовуються для перетворення енергії вітру в електроенергію в типових ВЕУ, є подібними, включаючи ротор з лопатями турбіни, можливо, редуктор (який виключається в рішеннях з прямим приводом), електричний генератор, силовий електронний перетворювач і трансформатор, як показано на рис.4.5.

Конструкції вітрових турбін можна розділити на декілька концепцій залежно від типу генератора, керованості швидкості та підходу, за допомогою якого обмежується аеродинамічна потужність. У цих концепціях вітротурбін силова електроніка відіграє досить різну роль і має різне

енергетичне покриття системи. В останні десятиліття на ринку домінувала концепція генератора на базі машини подвійного живлення (МПЖ), оснащена перетворювачем з силовою електронікою часткової потужності, завдяки своїй технологічній зрілості та перевазі у вартості. Але зараз все більшої популярності набуває конфігурація з СГ або АГ, оснащеними силовим перетворювачем повної потужності, особливо для вітроустановок великої потужності або зведених на шельфі.

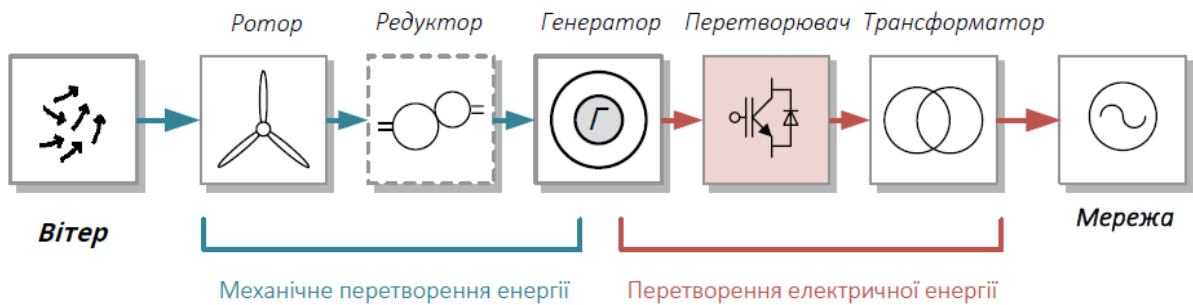


Рисунок 4.5 –Етапи перетворення енергії в типовій вітроенергетичній системі (в деяких системах редуктори не використовуються).

Генератор на базі машини подвійного живлення і силовим перетворювачем часткової потужності. Ця концепція є найбільш прийнятним рішенням на сьогоднішній день і широко впроваджується з 2000 року, як показано на рис. 4.6, де в системі застосовано МПЖ з багатоступінчастим мультиплікатором. Обмотки статора МПЖ безпосередньо приєднані до електромережі через трансформатор, а обмотки ротора приєднані до електромережі через силовий перетворювач потужністю приблизно 30% від потужності генератора. У цій концепції частота і струм в роторі генератора гнучко регулюються силовим перетворювачем, і, у такий спосіб, швидкість обертання лопатей ротора може змінюватися в задовільному діапазоні для максимізації відбору енергії і зменшення механічних навантажень. Відносно невелика потужність силового перетворювача робить цю концепцію привабливою з точки зору вартості. Однак її основними недоліками є використання контактних кілець зі зниженою надійністю, а також недостатня керуваність потужності у разі збурень в мережі або генераторі.

Асинхронний/синхронний генератор з перетворювачем повної потужності. Інша важлива концепція, яка є популярною для нових вітрових турбін потужністю понад 3 МВт, показана на рис. 4.7. Синхронний генератор зі збудженням постійним струмом і синхронний генератор з постійними магнітами розглядаються як можливі рішення. Впровадження силового перетворювача повної потужності і трансформатора для зв'язку між

електромережоюта обмотками статора генератора дає змогу повністю регулювати потужність, що генерується вітрогенератором.

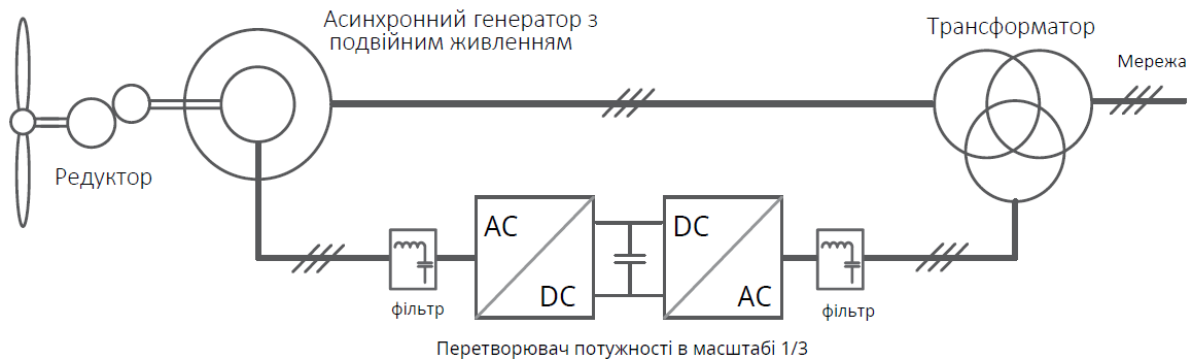


Рисунок4.6 – Концепція вітротурбіни з перетворювачем часткової потужності та генератором на базі машини подвійного живленням

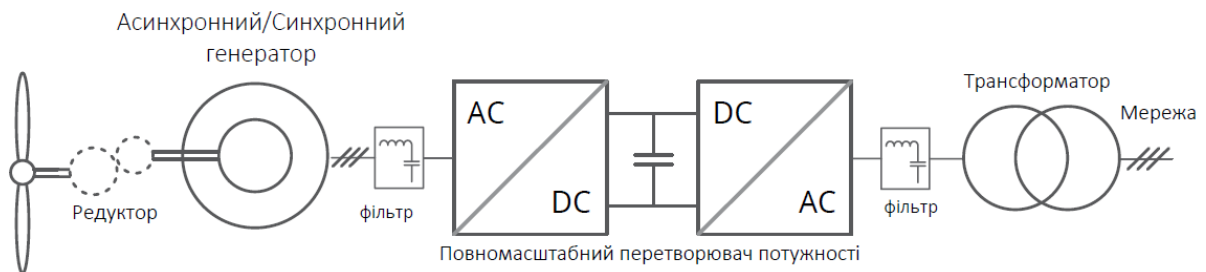


Рисунок4.7 – Концепція вітротурбіни з повномасштабним перетворювачем енергії.

У порівнянні з концепцією на основі МПЖ, основними перевагами можна назвати усунення контактних кілець, спрощення або навіть усунення мультиплікатора, розширені можливості регулювання потужності та швидкості, а також кращі можливості підтримки мережі. Однак, більш навантажені і дорогі компоненти силової електроніки, а також більш високі втрати потужності в каскаді перетворювача є основними недоліками, що є основною причиною того, що ця концепція не завжди використовується в нових наземних вітрових турбінах.

5. ПРИНЦИПИ ТА РЕЖИМИ РОБОТИ МАШИНИ ПОДВІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ

Для роботи машини змінного струму в сталому режимі необхідно, щоб вектори поля статора й ротора були нерухомі в просторі один щодо іншого.

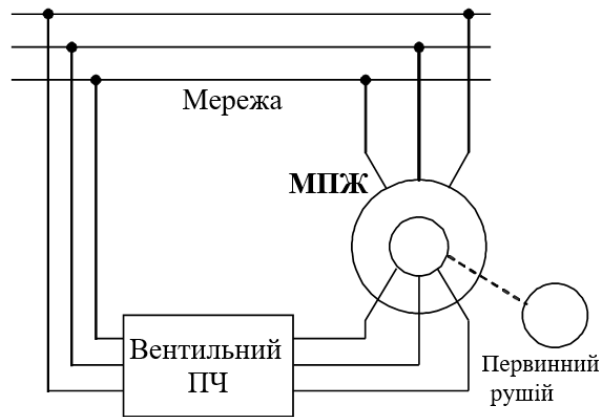


Рисунок 5.1 – Схема машини подвійного живлення

Оскільки результуючий вектор поля статора обертається в просторі кутковою швидкістю $\omega_1 = 2\pi f_1$, а ротор – зі швидкістю ω , то для виконання зазначеної умови вектор поля ротора має обертатися щодо ротора зі швидкістю:

$$\omega_2 = \omega_1 - \omega = \omega_1 - \omega_1(1-s) = \omega_1 s, \quad (5.1)$$

тобто пропорційної ковзанню двигуна s , причому, якщо швидкість двигуна нижче синхронної, то в ту ж сторону, що й ротор, а у разі вище синхронної швидкості – у протилежну.

Для того, щоб здійснювалося обертання вектора поля ротора, струм у його обмотках повинен мати частоту ковзання f_2 , обумовлену зі співвідношення

$$f_2 = f_1 s. \quad (5.2)$$

У машині подвійного живлення обмотки ротора підключені до джерела напруги змінної частоти f_2 . Залежно від способу завдання частоти перетворювача розрізняють два режими роботи машини подвійного живлення: синхронний й асинхронний.

При синхронному режимі роботи частота ковзання задається незалежно від куткової швидкості. Тоді кожному значенню сигналу керування відповідають певна частота f_2 й, як треба з (5.1), певна робоча швидкість ω , що не залежить від навантаження. Змінюючи частоту f_2 , можна регулювати цю робочу швидкість. У синхронному режимі машина подвійного живлення працює як синхронна машина.

При асинхронному режимі машини подвійного живлення частота напруги джерела, підключеного до вторинних обмоток машини, завжди підтримується на рівні частоти ковзання $f_1 s$. Регулюванню при цьому підлягають лише величина й фаза напруги джерела.

У цьому випадку машина подвійного живлення завжди працює як

асинхронна (навіть при кутовій швидкості, рівної синхронної), тобто ковзання машини змінюється при зміні навантаження на його валу.

У машині подвійного живлення в контурі обмоток ротора завжди діють два джерела однакової частоти f_1s : власна ЕРС ротора МПЖ E_2s (E_2 - ЕРС короткого замикання) і зовнішня напруга джерела живлення з боку ротора U_2 . На рис. 5.2 показана схема заміщення машини подвійного живлення.

Струм ротора I_2 буде визначатися з рівняння рівноваги напруг у контурі ротора $E_2 + U_2 e^{j(\pi-\delta)} = I_2 Z_2$ за виразом

$$\vec{I}_2 = \frac{\vec{E}_2 + \vec{U}_2}{Z_2} = \frac{E_2 s}{z_2} e^{-j\varphi_2} + \frac{U_2}{z_2} e^{j(\pi-\delta-\varphi_2)} \quad (5.3)$$

або

$$\vec{I}_2 = \frac{E_2}{z_2} (s e^{-j\varphi_2} - U_2 e^{-j(\delta+\varphi_2)}),$$

де $\varphi_2 = \arccos(r_2/z_2)$, $U_2' = U_2/E_2$.

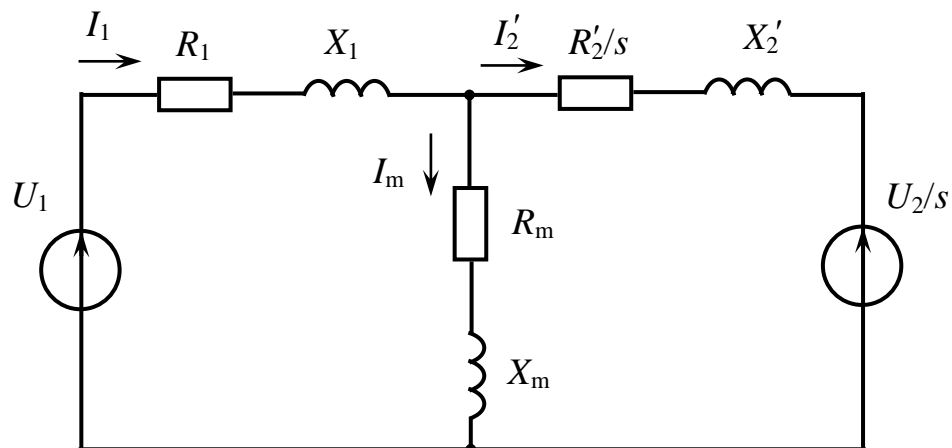


Рисунок 5.2 – Схема заміщення МПЖ

Активна й реактивна складові струму I_2 (щодо вектора ЕРС ротора) будуть рівні:

$$I_{2a} = \frac{E_2}{z_2} [s \cos \varphi_2 - U_2' \cos(\delta + \varphi_2)], \quad (5.4)$$

$$I_{2r} = -j \frac{E_2}{z_2} [s \sin \varphi_2 - U_2' \sin(\delta + \varphi_2)].$$

Активна складова струму ротора буде визначати момент і активну потужність системи, а реактивна складова – реактивну потужність, що циркулює в статорному та роторному колах МПЖ. На рис. 5.3 наведена векторна діаграма машини подвійного живлення.

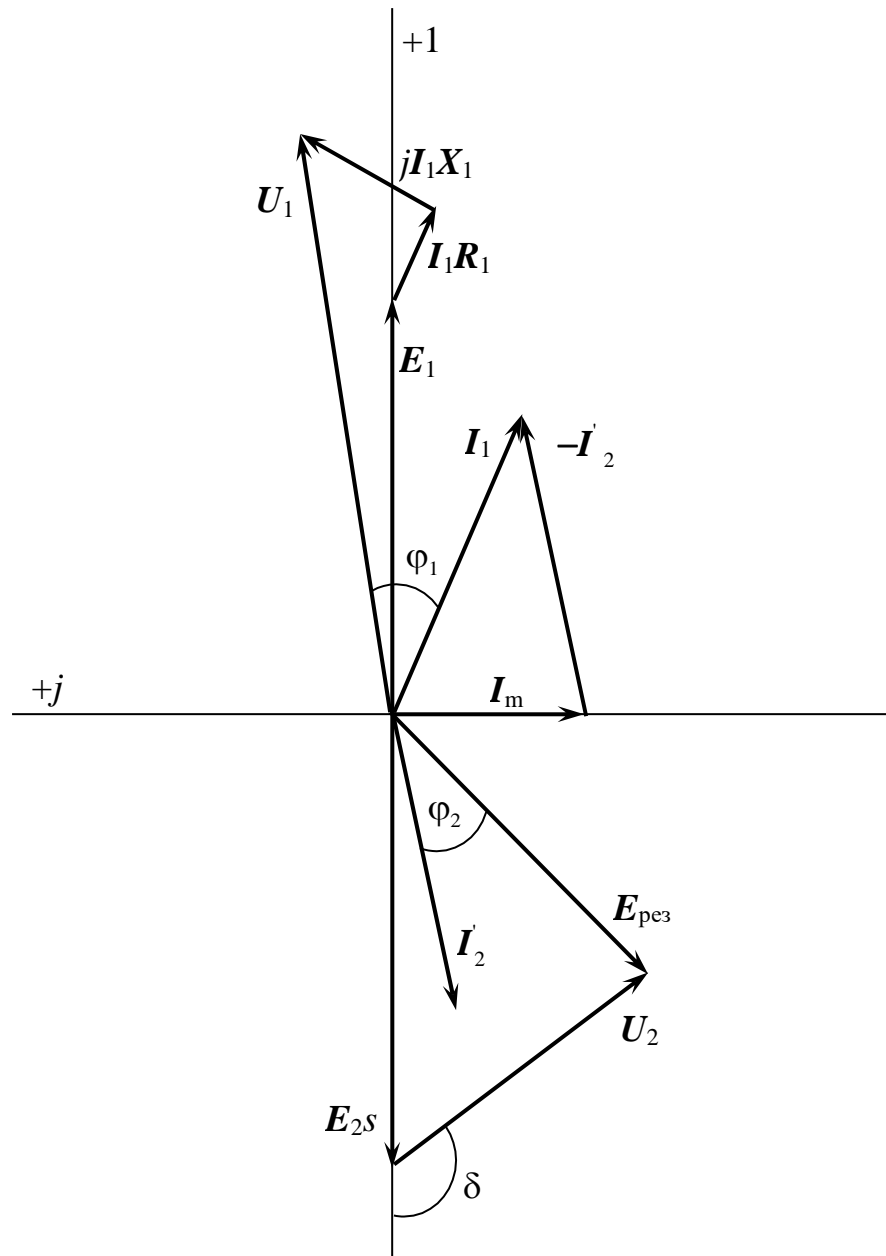


Рисунок 5.3 – Векторна діаграма МПЖ

Рівняння (5.4) показують, що, регулюючи незалежно амплітуду й фазу напруги U_2 , можна керувати активною та реактивною потужностями МПЖ. Так, регулюючи за відповідним законом U_2 й δ , можна за постійного ковзання підтримувати незмінним реактивний струм (I_{2r}) при зміні навантаження (I_{2a}) або підтримувати певне співвідношення між активною й реактивною потужностями (наприклад, $\cos\varphi_1 = \text{const}$). З (5.4) треба також зазначити, що при відповідних значеннях U_2 й δ активна складова струму ротора може бути від'ємною при додатному ковзанні ($0 \leq s \leq 1$) і додатною при від'ємному ковзанні. Останнє означає, що машина подвійного живлення може працювати в таких режимах як генераторний при швидкості нижче синхронної й руховий при швидкості

вище синхронної.

Вираз для моменту МПЖ може бути записаний в такий спосіб:

$$M = \frac{m_1 p_1 E_2 I_2 \cos \varphi_2}{2\pi f_1}, \quad (5.5)$$

де p_1 – число пар полюсів, f_1 – частота мережі живлення, E_2 – фазне діюче значення ЕРС ротора МПЖ, I_2 – діюче значення струму в роторі, φ_2 – кут між ЕРС і струмом ротора, m_1 – число фаз обмотки статора.

Величина E_2 визначається струмом, що намагнічує. Підключення статора машини до мережі живлення дає змогу здосити високим ступенем точності стверджувати, що вектор струму \vec{I}_m , що намагнічує, обертається з постійною частотою ω_1 , має постійну амплітуду. Це обумовлено тим, що вектор I_m не містить швидкозгасних складових, а повільнозгасними вільними складовими вектора можна знехтувати, оскільки вони невеликі, а їхні сталі часу досягають декількох секунд. Отже, регулювання моменту в асинхронній машині пов'язане зі зміною активної складової струму ротора I_2 .

Максимально можливий діапазон регулювання кутової швидкості вгору й униз від синхронної швидкості визначається двома параметрами: можливими максимальними значеннями частоти й напруги на виході перетворювача, що служить для живлення роторного кола машини.

5.1. Режими роботи та енергетичні діаграми машини подвійного живлення

Одна з основних ідей, що лежать в основі МПЖ, полягає в корисному використанні енергії ковзання асинхронної машини. Енергетичний баланс для всіх сталих режимів роботи машини в схемі подвійного живлення виражається таким рівнянням:

$$P_{1\text{спож}} + P_{\text{мех}} - \Delta P_{\text{ов}} + P_{2\text{спож}} = 0, \quad (5.6)$$

де $P_{1\text{спож}}$ – потужність, споживається (або що віддається) машиною з боку статора (якщо не брати до уваги втрати в статорному колі, то ця потужність пропорційна моменту, що розвивається машиною, і кутової швидкості електромагнітного поля статора: $P_{1\text{номр}} \approx M\omega_1$); $P_{\text{мех}}$ – потужність рухового або гальмівного режимів, що розвивається на валу машини: $P_{\text{мех}} = M\omega = M\omega_1(1-s)$; $\Delta P_{\text{ов}}$ – сума втрат в обмотках статора та ротора машини; $P_{2\text{номр}}$ – потужність, що підводиться або відводиться з боку ротора, і у разі нехтування втратами в контурі струму ротора дорівнює:

$$P_{2\text{номр}} = M(\omega_1 - \omega) = M\omega_1 s.$$

Знак кожного із складових, тобто напрямок потоків енергії (за винятком $\Delta P_{\text{об}}$, що завжди від'ємна), визначається режимом роботи системи. Для машини подвійного живлення, на відміну від АВК принципово можлива робота у всіх зазначених нижче режимах.

Всі можливі режими роботи МПЖ розділимо за напрямом потоку енергії в роторному колі двигуна на дві групи. До першого стосуються ті режими, за яких енергія ковзання в роторному колі спрямована від двигуна до перетворювача: руховий режим за швидкості нижче синхронної, генераторний за вище синхронної швидкості, гальмування противмиканням і динамічне гальмування.

У разі роботи в режимі двигуна з $\omega_2 > 0$ (за нижче синхронної швидкості) споживана двигуном потужність P_1 , якщо знехтувати втратами, надходить на вал двигуна (P_2) і у вигляді потужності ковзання P_s у перетворювач частоти:

$$P_1 = P_2 + P_s$$

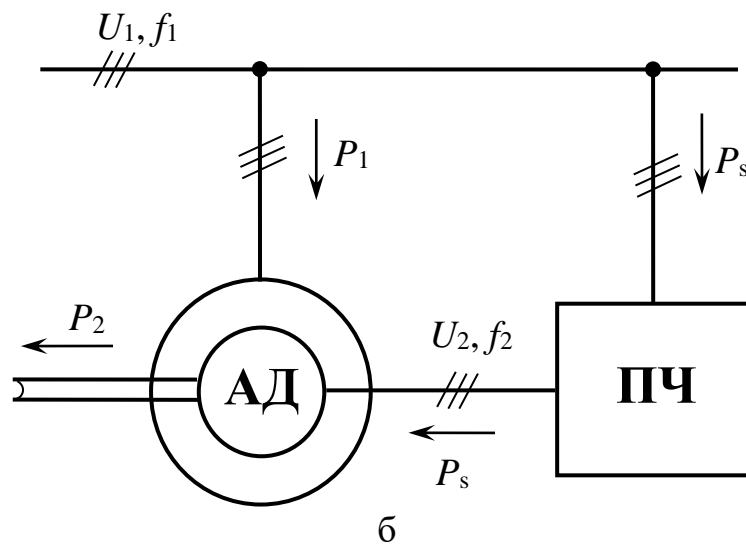
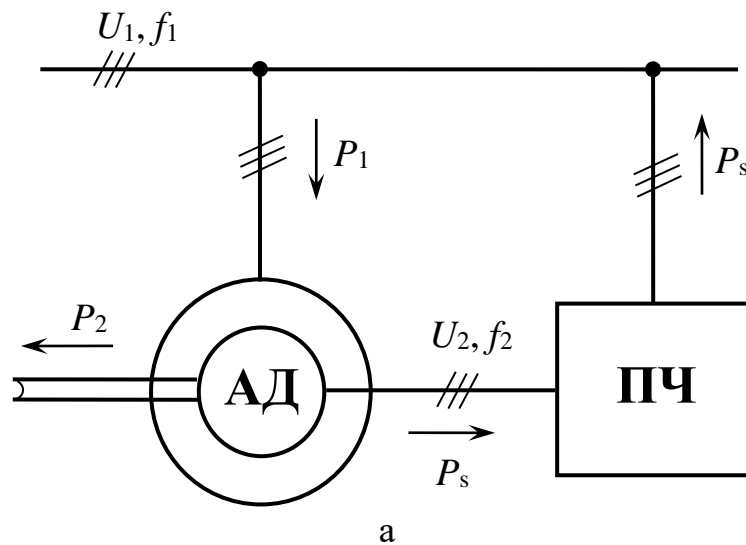


Рисунок 5.4 – Напрямок потоків енергії в МПЖ у руховому режимі

Потужність ковзання P_s перетвориться перетворювачем частоти й повертається в мережу (рис. 5.4 а). Якщо при $\omega_2 > 0$ машина працює в генераторному режимі ($M = -M_H$), то напрямок потоків потужностей змінюється на протилежне (рис. 5.4 б):

$$-P_1 = -P_2 - P_s.$$

При $\omega_2 = 0$ роторне коло живиться постійною напругою, і машина працює в чисто синхронному режимі.

За вище синхронної швидкості ($S < 0$) при роботі в руховому режимі механічна потужність P_2 забезпечується споживанням потужності як по колу статора P_1 , так і по колу ротора (потужність ковзання P_s).

$$P_2 = P_1 + P_s$$

У разі переходу в генераторний режим і тому ж ковзанні потужність P , яка надходить з валу, передається в мережу по обох каналах, тобто напрямки потоків змінюються на протилежні, як показано на рис. 5.5 а та б.

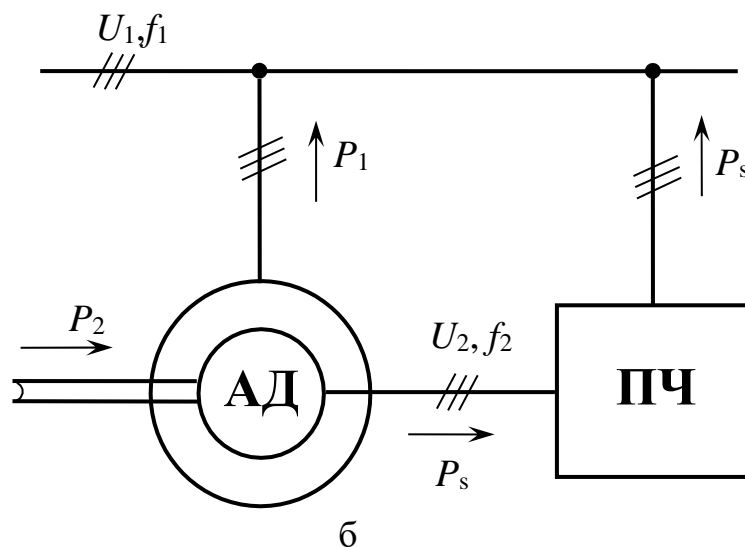
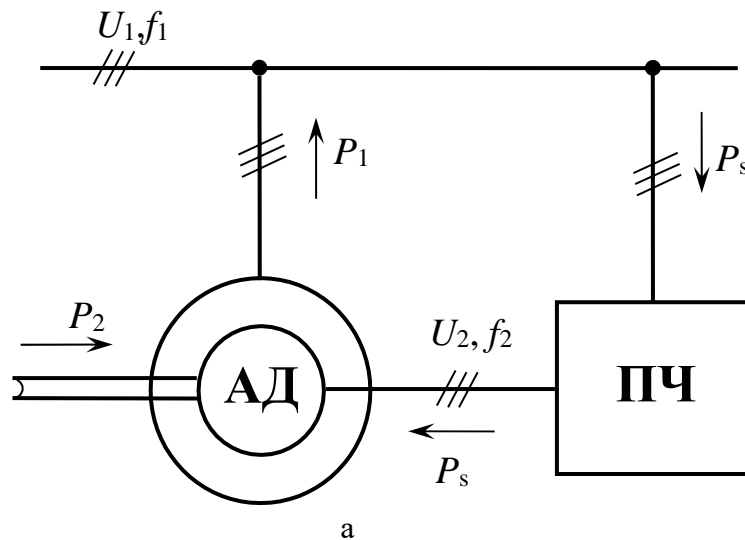


Рисунок 5.5 – Напрямок потоків енергії в МПЖ у генераторному режимі

Можливості генерування електроенергії за кожної швидкості в МПЖ забезпечуються тільки у разі застосування повністю керованих перетворювачів частоти, що мають здатність пропускати енергію, як у прямому, так й у зворотному напрямках. При зазначеному обмеженому діапазоні двозонного регулювання швидкості потрібні зміни частоти напруги U_2 від 0 до $(0,2-0,3) f_1 = 10-15$ Гц.

Якщо чергування фаз напруг U_1 і U_2 однакове, поля статора й ротора мають однаковий напрямок обертання, і значення ковзання s і частоти ротора $\omega_2 = \omega_1 s$ додатні. МПЖ при гальмівному навантаженні працює в руховому режимі, при якому $M = M_n$. Це область режиму роботи МПЖ зі швидкістю, менше синхронної $\omega < \omega_1$. Якщо змінити навантаження, приклавши до валу двигуна рушійний момент – M_n , виникне перехідний процес, у якому під дією додатного динамічного моменту ротор двигуна прискориться, при цьому $M = -M_n$.

Отже, при $\omega_2 > 0$ й $s > 0$ МПЖ працює зі швидкістю, менше синхронної, причому залежно від навантаження на валу він може працювати як у руховому, так і у генераторному режимі.

Треба зазначити, що при роботі на нижче синхронній швидкості енергія, протікаючи через ротор і статор машини, не перетворюється повністю в механічну або електричну енергію. Однак при роботі з вище синхронною швидкістю, якщо знехтувати втратами, вся енергія, що проходить через статор і ротор, перетвориться в механічну енергію (руховий режим роботи) або в електричну енергію (генераторний режим роботи).

6. СОНЯЧНА ЕНЕРГІЯ

Відновлювальні джерела енергії, зокрема фотоелектричні та вітрові, за останні роки зазнали величезного зростання і, як очікується, будуть провідними у світовому зростанні електроенергії. Найвищий коефіцієнт приросту відновлюваної енергії становить для фотоелектричної енергії. Розширення фотоелектричних систем, потужність і кількість, а також відповідні цілеспрямовані дослідження активізувалися в усьому світі. Сонячна енергія (зокрема фотоелектрична) була зосереджена найбільше з найвищими темпами зростання в основному через значне зниження витрат. Іншими причинами є широка доступність, хороша видимість і безпечне використання в житлових, комерційних і промислових сферах. За менш ніж п'ять років потужність сонячної фотоелектричної енергії зросла більш ніж вдвічі. Очікується, що до 2050 року PV енергосистеми можуть досягти 25% загального виробництва енергії.

Експоненціально зростаючі потужності установки в усьому світі показують дуже багатообіцяюче майбутнє для фотоелектричних енергетичних ресурсів як альтернативи традиційним рішенням. Щоб забезпечити життєздатне рішення для такої відновлюваної енергії, величезні фотоелектричні станції були введені в експлуатацію в багатьох країнах, на чолі з Китаєм, Індією та США. Світова тенденція – підвищення рівня потужності системи. Наприклад, збільшення напруги системи з 1000В до 1500В дає зниження втрат. Зараз фотоелектричні станції почали орієнтуватися на рівень виробництва електроенергії ГВт. В Китаї встановлено понад 40% світових нових установок, у той час як на п'ятірку країн припадає майже 80% установок, а на десятку країн – майже 90% нових установок (рис.6.1).

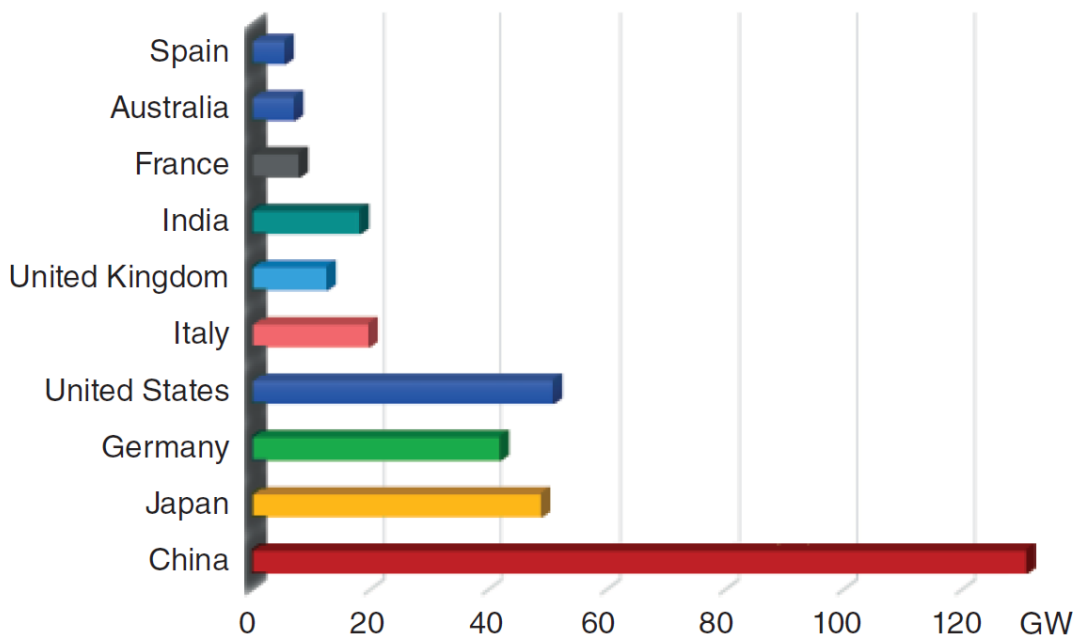


Рисунок 6.1 – Сонячні фотоелектричні потужності різних країн

Існує два основних типи сонячних енергетичних систем: теплові та фотоелектричні. Безпосереднє теплове використання сонячної енергії для нагрівання води – це дуже стара, зріла і дешева технологія. Світова потужність такої сонячної теплової енергії становить понад 400 ГВт-теплових і очікується різке збільшення. Для виробництва електроенергії концентрована сонячна енергія (КСЕ) є перспективною технологією для місць з належними екологічними умовами для виробництва електроенергії з вищою ефективністю, ніж фотоелектрична технологія. Ця технологія практична лише для високого виробництва та зберігання електроенергії через складну технологію з відносно високими початковими та експлуатаційними витратами.

Технологія КСЕ – це непряме використання сонячної енергії для

вироблення електроенергії, що залежить від використання лінз або дзеркал та електромеханічних систем стеження для концентрації сонячної теплової енергії для нагрівання твердої речовини, рідини або газу до дуже високих температур. Дзеркала концентрують велику кількість сонячного тепла в невеликій ділянці, яку називають фокусною точкою. Це дозволяє використовувати нагрівальний елемент для виробництва електроенергії та/або зберігання енергії. Популярними типами технологій КСЕ є параболічний жолоб і енергетична вежа, концентрувальний лінійний рефлектор Френеля та сонячна труба. Більшість доступних систем КСЕ мають параболічний желобовий тип (майже 60%), що досягає мінімум 25% ефективності. Другий популярний тип системи КСЕ, що використовується, - це вежа електропостачання.

Використання сонячної енергії є дуже привабливим для багатьох застосувань, таких як підігрів води, сонячне охолодження (кондиціонування повітря з тепловим двигуном) і навіть опріснення води. Сонячно-теплові технології мають різні рівні температури і тиску, різні теплопровідні та накопичувальні матеріали. Сонячні теплові енергетичні системи дають змогу зберігати енергію на години довше, ніж електрохімічні та електромеханічні технології.

6.1. Сонячні елементи

Безпосереднє використання сонячної енергії можливе за допомогою фотоелектричних панелей, які дають змогу перетворювати сонячне випромінювання безпосередньо в електричну енергію. Сонячні фотоелектричні панелі складаються з 60 або 72 невеликих елементів ($12,5 \text{ см}^2$ або $15,6 \text{ см}^2$), які виготовлені з матеріалу, здатного перетворювати енергію світла (фотони) в електрику за допомогою фотоелектричного ефекту. Сонячні батареї, також звані фотоелементами або фотоелементами, з'єднані разом, утворюючи фотоелектричну панель. Фотоелектричні модулі доступні в діапазоні потужності від 40 Вт до 400 Вт. Очікується, що середня потужність модуля в наступні десять років зросте з 275 Вт (пік Вт) у 2017 році до 350 Вт для модулів на 60 осередків і з 325 Вт до 395 Вт для модулів із 72 елементами.

Поведінка фотоелектричних модулів сильно залежить від сонячної радіації та температурних умов. Для того, щоб продемонструвати цей факт, на рис. 6.2 представлені характерні криві, що показують напругу, струм і потужність фотоелектричного модуля. Найважливішими параметрами фотоелектричного модуля є напруга розімкненого кола, струм короткого замикання, а також напруга та струм у точці максимальної потужності.

Існують різні типи матеріалів, які використовуються для конструкції фотоелементів. Типи кристалічного кремнію домінують на ринку, на них припадає понад 90% світового виробництва. Прикладами таких кристалічних матеріалів є монокристалічні (sc-Si) з технологією Чохральського (CZ) і флоат-зони (FZ), мультикристалічні (mc-Si) з литою, листовою технологією вирощування стрічки, полікристалічні (pc-Si) з технологія хімічного осадження зпарової фази та мікрокристалічний (μc-Si) з плазмовим осадженням. Основною відмінністю між цими матеріалами є рівень регулярності та структура, що впливає на розмір кристалів, які використовуються для створення цих матеріалів.

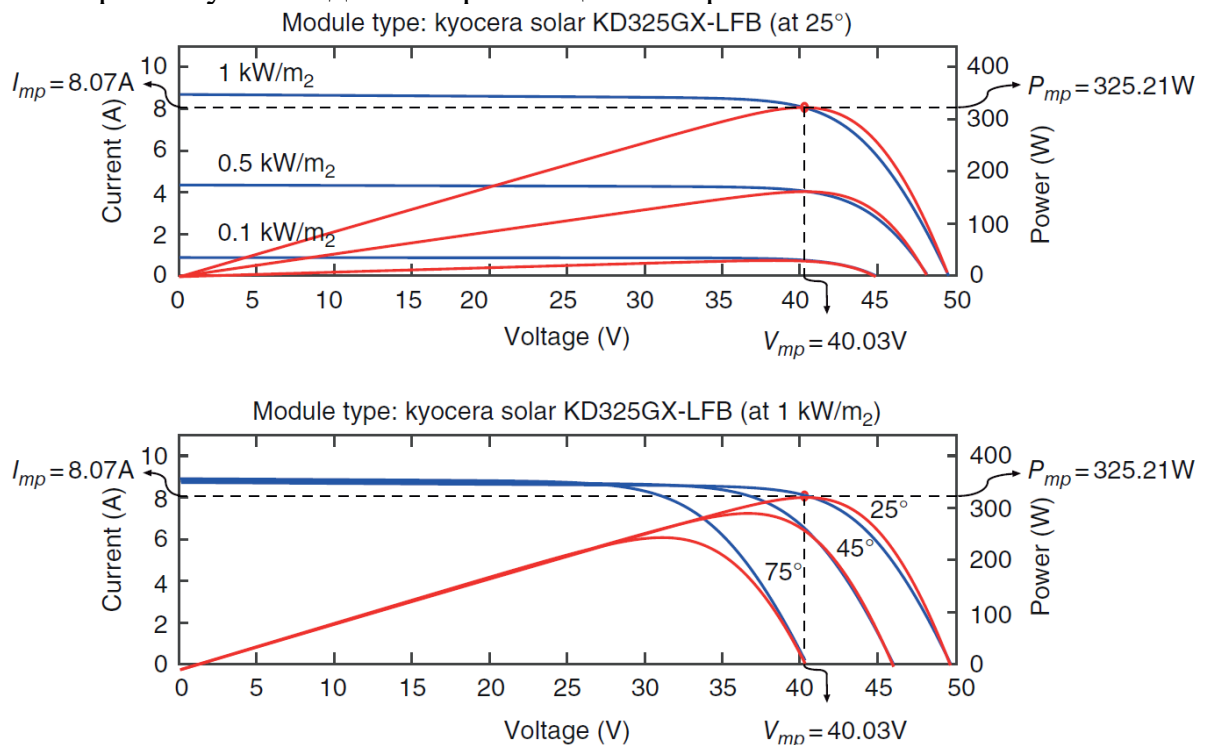


Рисунок 6.2 – Характеристики фотоелектричного модуля залежно від сонячної радіації та температурних умов.

Матеріалами, що представляють інтерес для сонячних елементів, є тонкі плівки, такі як аморфний кремній (a-Si), телурид кадмію (CdTe) та селенід міді-індію-галію (CIGS). Доступні також додаткові типи сонячних елементів, такі як десенсибілізовані сонячні батареї, германієві сонячні батареї з арсеніду галію (GaAs), люмінесцентні сонячні батареї, багатоперехідні сонячні батареї, органічні сонячні батареї, перовскітні сонячні батареї, фотоелектронні хімічні елементи, плазмонічні сонячні елементи, пластик сонячні елементи, полімерні сонячні батареї та сонячні елементи з квантовими точками. Використовуються технології аморфного кремнію (a-Si), але вони дорожчі, ніж кристалічний кремній, і нижча ефективність, ніж інші тонкоплівкові розчини.

Багатофункціональні фотоелементи зазвичай розроблені з використанням арсеніду галію (GaAs), побудованого з германієвих підкладок. Вони мають відносно дуже високу ефективність (понад 40%), але дорогі, і тому використовуються в конкретних програмах, в яких ціна не є пріоритетом, наприклад, космічні. Тонкоплівкові комірки стають все більш цікавими в дизайні та застосуванні, хоча вони мають нижчу ефективність, ніж технології кристалічного кремнію. Вони створені з використанням дуже тонких шарів напівпровідникових матеріалів, які упаковані на певний матеріал, такий як скло, нержавіюча сталь або пластик. В даний час їх виробництво стало менш дорогим, ніж кристалічні клітини.

Органічні тонкоплівкові фотоелементи становлять великий інтерес для досліджень і демонстрацій. Вони побудовані з використанням барвника або органічних напівпровідників. Протягом останніх десятиліть відбулося значне зниження ціни за ват на сонячні батареї.

6.2. Загальна схема фотоелектричної системи

Номінальна потужність сонячної фотоелектричної системи перебуває в діапазоні від сотень ват до кількох мегават. Таким чином, установка фотоелектричних систем широко поширена від побутових до промислових застосувань. Залежно від застосування та діапазону потужності фотоелектричні панелі можна розташувати послідовно, досягаючи від десятків вольт у домашніх умовах до 1500 В для промислових систем (1500 В є поточним обмеженням напруги, встановленим нормативами щодо фотоелектричної енергії).

Хоча фотоелектричні системи сильно відрізняються в залежності від їх номінальної потужності, можна представити узагальнену конфігурацію потужності для фотоелектричної системи (для автономних або підключених до мережі додатків). Ця структура представлена на рис.6.3, де деякі частини є обов'язковими, а інші – необов'язковими, залежно від номінальної потужності фотоелектричної системи або наявності функції підключення до мережі.

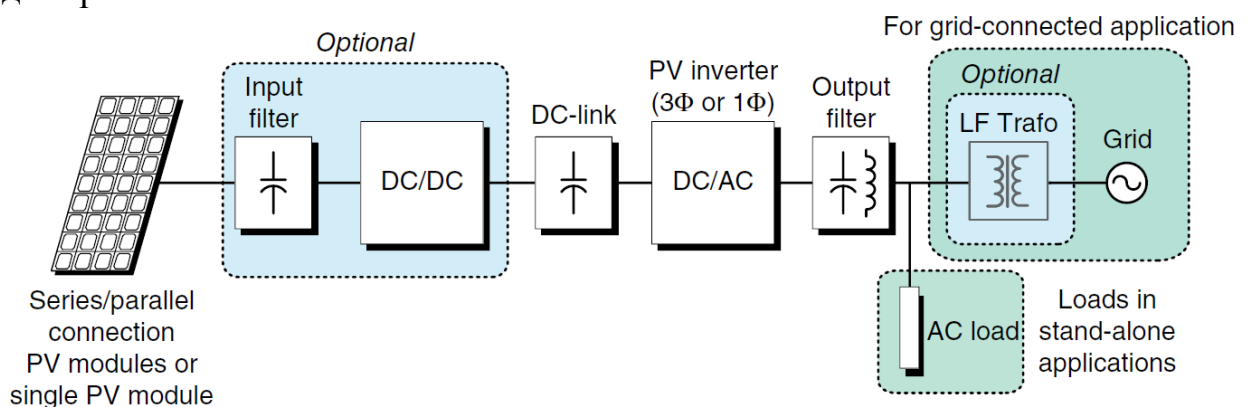


Рисунок 6.3 – Загальна схема фотоелектричної системи для підключених до мережі або автономних застосувань.

Зліва направо на рис.6.3 фотоелектричні панелі з'єднані послідовно/паралельно для досягнення необхідної напруги та потужності. Таким чином, сонячні батареї можуть бути організовані так, щоб утворювати один модуль (побутове застосування) або утворювати великі PV-матриці (системи промислового масштабу).

Кінцевою метою фотоелектричної системи є адаптація сонячної енергії від сигналів постійного струму до змінного з напругою в мережі та частоти. Цей факт означає, що в умовах малої потужності у фотоелектричних системах, для підвищення напруги фотоелектричних панелей з кількох десятків вольт до приблизно 450 В (однофазні системи) або 700 В (трифазні системи), зазвичай потрібен каскад постійного/постійного струму. Це пояснюється тим, що напруга постійного струму має бути вищою за пікове значення фазної напруги (однофазна мережа) або пікове значення лінійної напруги (трифазна система). Таким чином, цей етап підсилення DC/DC є не обов'язковим і залежить від оптимальної робочої точки постійної напруги фотоелектричних панелей.

Генерація вихідних сигналів змінного струму здійснюється інвертором постійного струму, який приєднаний через вихідний фільтр до мережі (застосування, приєднання до мережі) або приєднаний до різних навантажень без приєднання до мережі (автономне застосування). У системах, приєднаних до мережі, фотоелектричний інвертор має відповідати різним кодам мережі, щоб уникнути потенційного забруднення мережі. З іншого боку, в автономних застосуваннях фотоелектричний інвертор працюватиме як система безперебійного живлення (ДБЖ), щоб створити локальну мережу, також відповідаючи вимогам до конкретних автономних кодів.

Однією з важливих тем, яку слід враховувати при проектуванні фотоелектричної системи, є національні норми країни, де буде розташована установка. Наприклад, залежно від національного законодавства, гальванічне роз'єднання може вимагатися або не вимагатися законом. Якщо це є вимогою, то в якійсь точці енергосистеми знадобиться трансформатор. Він може бути розташований у перетворювачі DC-DC, як правило, як високочастотний трансформатор (якщо фотоелектрична система має цей каскад), або в точці підключення до мережі як низькочастотний трансформатор. З цієї причини багато виробників фотоелектричних силових перетворювачів пропонують у своєму портфелі кілька варіантів, включаючи трансформаторний або безтрансформаторний.

Інша важлива проблема, яку слід згадати для фотоелектричної системи, полягає в тому, що фотоелектричні панелі (одномодульні або великі

фотоелектричні батареї) завжди мають працювати, щоб отримати максимум можливої енергії від сонця. Таким чином, напругу фотоелектричних панелей потрібно точно контролювати, щоб постійно шукати точку максимальної потужності. Необхідний алгоритм MPPT має бути реалізований в деяких перетворювачах енергії фотоелектричної системи. Якщо каскад DC-DC присутній, він реалізує MPPT. Якщо ні, PV-інвертор виконуватиме MPPT, але це створює проблеми з керуванням, оскільки MPPT може змінювати напругу постійного струму в обмеженому діапазоні від мінімальної вимоги інвертора (тобто 600 В у трифазних перетворювачах) до максимально обмеженої блокуючим напругою напівпровідників і конденсаторів.

6.3. Фотоелектричні системи приєднані до мережі

Конструкція ефективною та недорогою фотоелектричної системи сильно залежить від номінальної потужності, якою потрібно керувати. Таким чином, можна зробити класифікацію фотоелектричних систем, яка може включати фотоелектричні установки великого масштабу (високої потужності), комерційне та промислове застосування (середня та низька потужність, як правило, до 150 кВт) та побутові фотоелектричні системи (низька потужність, як правило, нижче 5 кВт).

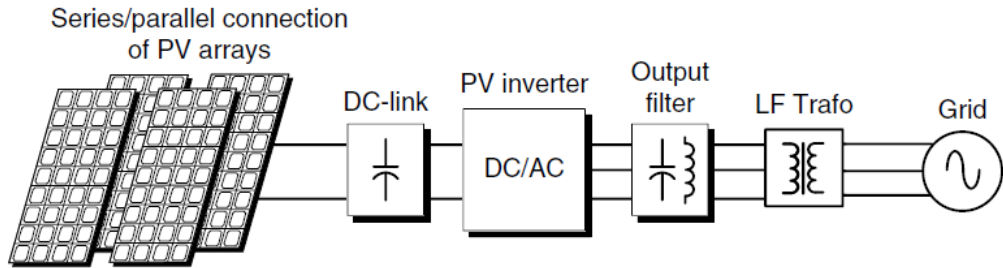
Дотримуючись загальної схеми, показаної на рис. 6.3, для досягнення високої номінальної потужності в фотоелектричних системах загального користування, фотоелектричні панелі з'єднуються послідовно, щоб досягти напруги якомога ближче до 1500 В, що є обмеженням, встановленим чинними нормативами. Крім того, кілька з цих високовольтних фотоелектричних батарей підключаються паралельно для досягнення максимальної номінальної потужності, якою можна керувати силовими перетворювачами. Таким чином, у фотоелектричних системах промислового масштабу DC-DC каскад для підвищення напруги масиву не потрібен. Фактично, PV-матриці підключаються безпосередньо до інвертора постійного струму через конденсатор зв'язку постійного струму.

Перетворювач DC-AC загального користування зазвичай називають центральним фотоелектричним інвертором. Максимальна потужність фотоелектричної системи живлення в цьому випадку обмежена максимальними номінальними струмами, якими можуть керувати силові пристрої центрального інвертора фотоелектричної енергії. Типова структура фотоелектричної системи загального користування представлена на рис. 6.4а.

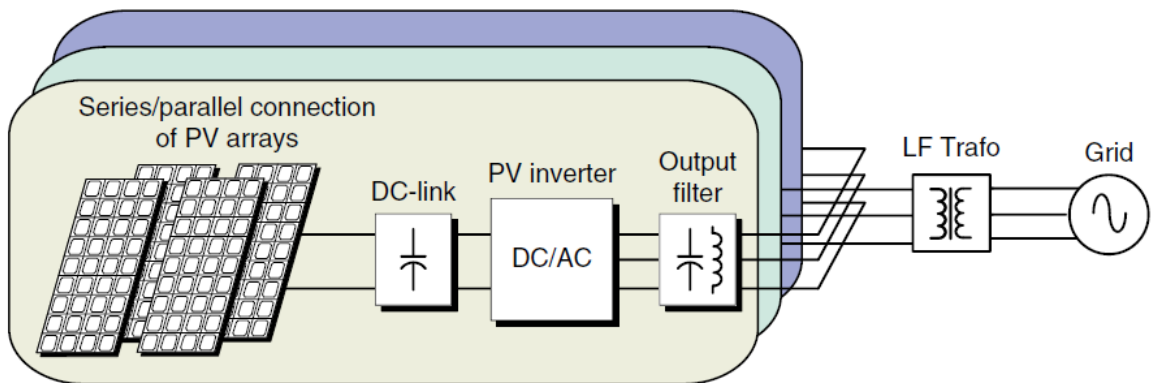
Звичайним рішенням для реалізації центрального інвертора з існуючими обмеженнями напруги, встановленими кодами мережі, і з обмеженнями струму силових пристроїв є звичайний трифазний дворівневий інвертор джерела напруги. Номінальна потужність центрального інвертора становить приблизно 1 МВт, зазвичай реалізована з IGBT транзисторами до

1700 В. Підключення до мережі зазвичай здійснюється за допомогою громіздкого низькочастотного трансформатора. Це рішення, показано на малюнку 6.4а, і воно є ефективним з точки зору зниження витрат на перетворювач живлення.

(a)



(b)



(c)

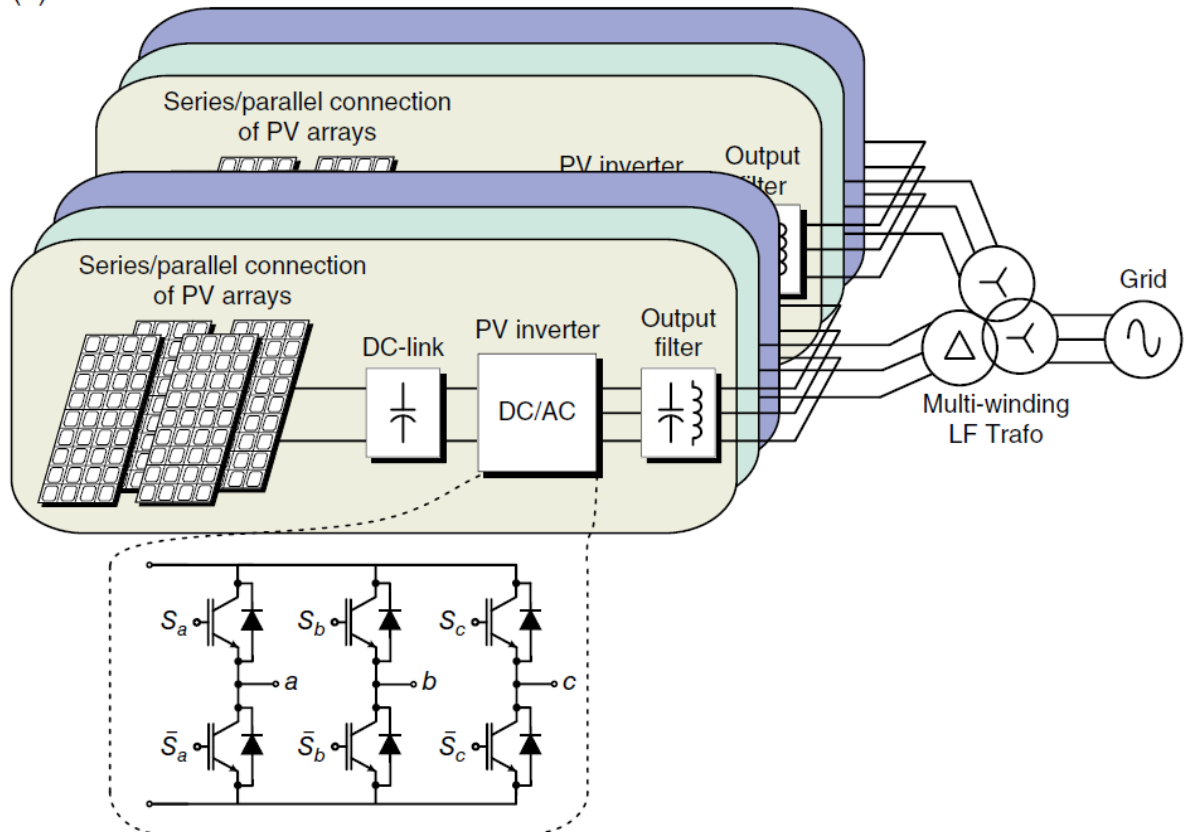


Рисунок 6.4 – Загальні схеми потужних фотоелектричних систем на основі центральних інверторів: (а) одноканалний центральний інвертор; (б) багатоканальний центральний інвертор; (с) подвійний центральний інвертор

Однак одним з недоліків цього рішення є те, що всі фотоелектричні батареї, підключені паралельно для досягнення максимальної потужності, керованої центральним інвертором, повинні обов'язково працювати на одній напрузі. Таким чином, центральний інвертор може виконати лише один алгоритм МРРТ.

Оскільки площа, яку займають фотоелементи, досить велика для досягнення потужності в діапазоні МВт, сонячна радіація не є постійною по всій площі (явище, яке зазвичай називають частковим затіненням). У цих умовах фотоелектричні панелі можуть працювати не в найкращих умовах, що призведе до зниження продуктивності. У цьому випадку виконується глобальний метод МРРТ, щоб мінімізувати зниження продуктивності, шукаючи максимальне виробництво електроенергії навіть при непостійних умовах сонячного випромінювання, які є типовими для комунальних фотоелектричних систем.

Збільшення максимальної напруги PV масиву (змінене в 2015 році з 1 кВ до 1,5 кВ) викликало інтерес до використання інших топологій перетворювачів, які можуть працювати з більш високою напругою. Тенденція в фотоелектричному секторі полягає в тому, щоб збільшуватися крок за кроком, оскільки системи вищої напруги дають змогу використовувати довші ряди, що дозволяє використовувати менше комбайнів, менше проводки та траншей, а отже, менше праці. Зміни в регулюванні фотоелектричної енергії підштовхнули наукові кола та промисловість до пошуку нових ефективних рішень для фотоелектричних систем загальногосподарського використання. Прикладом нового рішення центрального інвертора PV є трирівневий перетворювач T-типу, який є топологією перетворювача, обраною TMEIC. SolarWare 3200 є одним з найбільших центральних фотоелектричних інверторів у класі потужності 1500 В і реалізує це багаторівневе рішення T-типу з високою ефективністю.

Якщо встановлення фотоелектричних панелей, доступних на фотоелектричній електростанції, перевищує максимальну номінальну потужність лише одного центрального інвертора (близько 1 МВт), зазвичай встановлюють кілька паралельно, але з використанням лише одного низькочастотного трансформатора, як показано на рис. 6.4б. У цьому випадку система з декількома центральними інверторами розташована всередині шафи і економічно конкурентоспроможною, що знижує витрати на монтаж.

Зазвичай всі фотоелектричні матриці на великій площі підключаються як єдиний вхід постійного струму до шафи. Однак слід зауважити, що не завжди всі центральні інвертори в шафі керують потужністю. Якщо сонячна радіація нижча за потужність лише одного центрального інвертора, лише

один з них в шафі керує живленням, а інші вимкнені. Це зазвичай вранці, коли сонячна радіація зростає щогодини. Коли сонячне випромінювання перевищує номінальну потужність одного центрального інвертора, починає працювати додатковий інвертор всередині шафи. Таким чином, вся енергосистема стає більш ефективною, оскільки втрати потужності силових перетворювачів зводяться до мінімуму. Крім того, ефективність покращується, оскільки кількість працюючих допоміжних систем живлення (наприклад, систем охолодження) завжди зводиться до мінімуму.

Іншою традиційною особливістю цього багатоканального центрального інвертора, показано на рис. 6.4b, є наявність певних входів постійної напруги від різних фотоелектричних матриць. У цьому випадку кожен центральний інвертор може виконувати спеціальні глобальні алгоритми МРРТ, що веде до більшого виходу енергії за рахунок збільшення витрат на проводку.

Останнім рішенням для досягнення ще вищої номінальної потужності є використання подвійного центрального інвертора, як показано на рис. 6.4c. У цьому випадку кілька центральних інверторів підключаються до єдиного високопотужного багатообмоткового низькочастотного трансформатора, щоб максимізувати ефективність з максимальним зниженням ціни.

7. РОЗОСЕРЕДЖЕНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Лібералізація ринку електроенергії, екологічні проблеми, пов'язані з викидами парникових газів, а також підвищення ефективності та диверсифікація джерел енергії є найбільш важливими факторами, що сприяють впровадженню розподілених енергетичних ресурсів (PER) в електроенергетичну систему. Зі зростанням розгортання установок на основі PER, особливо відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на основі розподіленої генерації (РГ) розподільчі системи більше не можуть розглядатися як пасивні мережі. Вся архітектура майбутньої електроенергетичної системи має бути перероблена для виконання все більш складних операцій. Як наслідок, передбачаються три можливі концептуальні моделі: Мікромережі, Активні мережі, що підтримуються інформаційно-комунікаційними технологіями (ІКТ), та модель "Інтернет".

Парадигма мікромереж з'єднує декількох споживачів з декількома блоками PER, включаючи РГ та розподілені накопичувачі (РН), і може утворювати навмисні або ненавмисні енергетичні острови в розподільчій мережі. В контексті мікромережі, споживачі та PER не тільки можуть працювати паралельно з основною мережею, але допускають також можливість плавного переходу до режимів навмисного або ненавмисного ізолювання під час аномальних режимів роботи мережі. На відміну від

традиційних розподільчих систем, така структура мережі має набагато більше гнучкості в керуванні блоками РЕР, а отже, пропонує потенційні вигоди від кращої якості електроенергії, більш надійного електропостачання та диспетчеризації місцевої електроенергії, а також більш високу потужність енергопостачання за рахунок оптимально розташованих ВДЕ.

7.1. Конфігурації мікромереж

На рис.7.1 показана загальна конфігурація мікромереж. Зазвичай мікромережа складається зі статичного розподільчого пристрою (СРП), розподілених критичних і некритичних навантажень, декількох блоків РЕР з різними інтерфейсами силової електроніки, пристроями захисту, а також блоками вимірювання, моніторингу та керування. Мікромережеві архітектури класифікуються за трьома категоріями залежно від їхнього застосування, а саме: і) комунальні мікромережі, ii) промислові та комерційні мікромережі, iii) віддалені мікромережі. Однак, останні досягнення в силовій електроніці та систем FACTS пропонують більше можливостей для конфігурацій мікромереж з різними вимогами замовника.

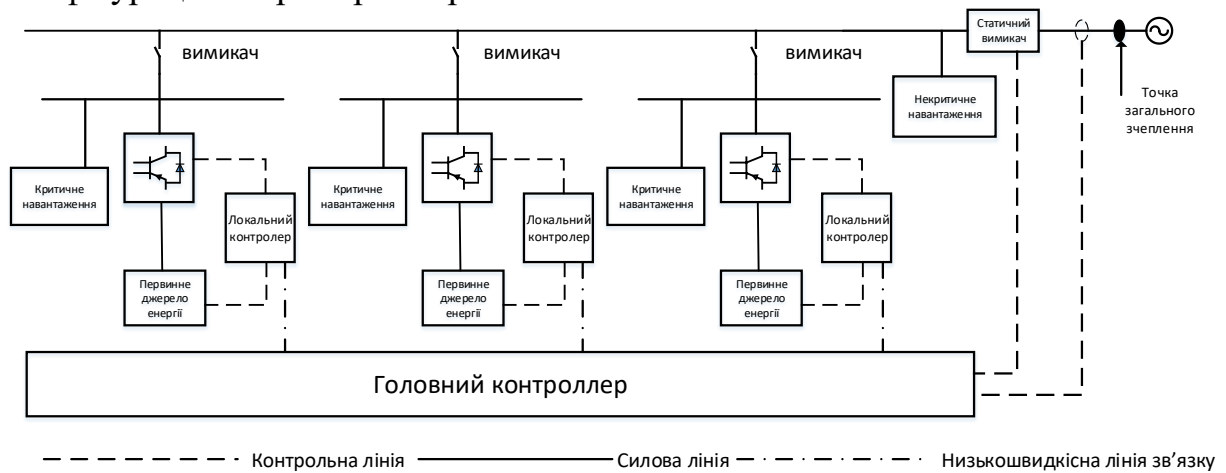


Рисунок 7.1 – Загальна конфігурація мікромережі на основі силової електроніки

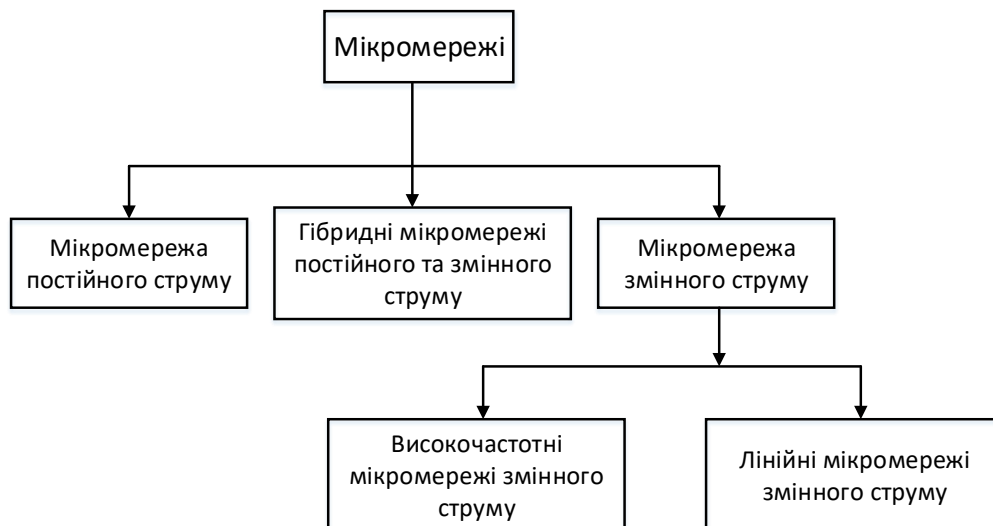


Рисунок 7.2 – Класифікація мікромереж на основі силової електроніки.

Інша класифікація конфігурацій мікромереж може бути виконана за способом, що використовується для передачі та розподілу електроенергії мікромережами, як показано на рис. 7.2.Ця класифікація складається з мікромережі постійного струму, мікромережі змінного струму високої частоти (МЗСВЧ), мікромережі змінного струму низької частоти (МЗСНЧ), лінійно-частотної мікромережі змінного струму (ЛЧМЗС) та гібридної мікромережі постійного та змінного струму.

7.1.1.Мікромережі постійного струму

Розподілені системи електропостачання постійного струму знайшли широке застосування в телекомунікаційних системах, електротранспорті та суднових енергетичних системах.Останнім часом інтенсивне використання електронних навантажень в офісних будівлях та комерційних об'єктах, разом із швидким розвитком фотоелектричних та паливних елементів, створення низьковольтних мікромереж постійного струму (НМПС) стає привабливим мережевим рішенням.

На рис. 7.3 зображено типову структуру на базі мікромережі низької напруги. В ряді дослідницьких робіт розглядаються питання функціонування та керування мікромережами постійного струму, в тому числі системами регулювання напруги, різні експлуатаційні сценарії та переходи між приєднаними до мережі та ізольованими режимами, а також схеми захисту мікромереж постійного струму.Заправильногого вибору рівня напруги, мікромережі постійного струму низької напруги можуть представляти вищі мікромережі низьковольтного змінного струму (НМЗС) з точки зору вартості та ефективності.

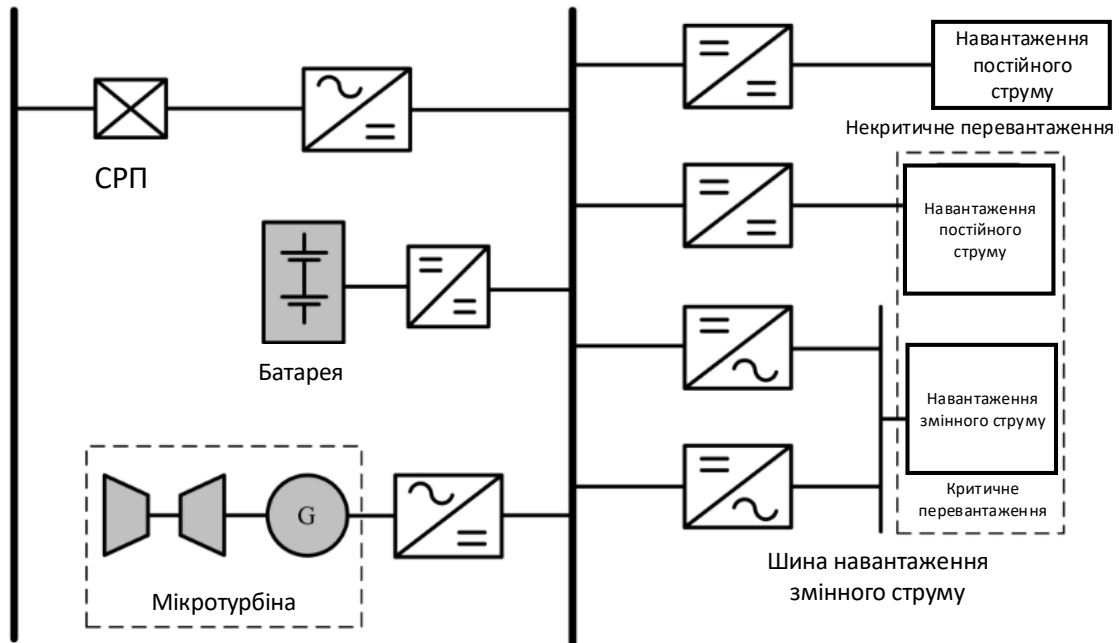


Рисунок 7.3– Типова структура мікромережі постійного струму

7.1.2. Мікромережі змінного струму високої частоти

Є добре відпрацьовані розподілені системи електроживлення для військових і авіаційних систем, що працюють в однофазній мережі 400 Гц. Загальновідомо, що зі збільшенням частоти, розміри і вага обладнання силової електроніки можна зменшити. Разом з тим, розподілені енергосистеми високої частоти змінного струму (ВЗС) обмежуються локальними районами, оскільки втрати різко зростають з відстанню. Таким чином, ця концепція доцільна лише для невеликих територій.

Приклад ВЗС, яка складається з однофазної лінії ВЗС 500 Гц, уніфікованого контролера якості електроенергії (УКЯЕ) та універсального активного контролера лінії електропередач (УАКЛЕ), як показано на рис. 7.4. УКЯЕ використовується для компенсації спотворень напруги, які виникають в результаті нелінійних навантажень. УАКЛЕ, що з'єднує ланку УКЯЕ з основною мережею, призначена для керування перетоками активної та реактивної потужності з/до мікромережі. Очевидно, що дві системи FACTS є важливими частинами керування потоком електроенергії мікромережі, що дає змогу їй працювати в енергосистемах з більш високими частотами (400 Гц або 500 Гц). Однак, як зазначалося раніше, втрати потужності та падіння напруги зростають зі збільшенням довжини лінії та частотою в системі УКЯЕ. Отже, ці два фактори необхідно враховувати при проектуванні розмірів мікромережі УКЯЕ.

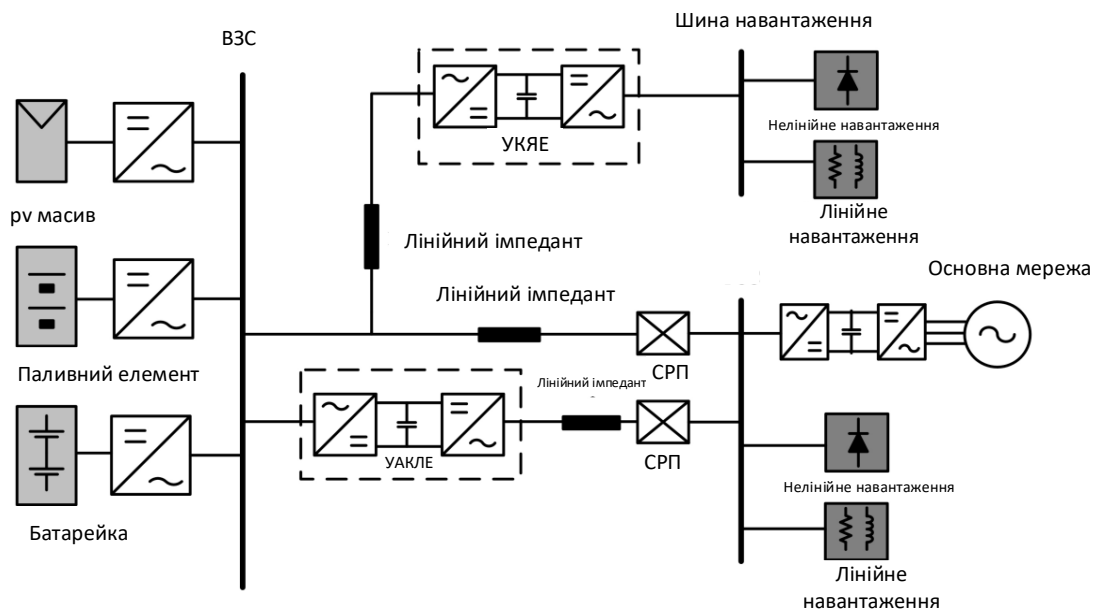


Рисунок 7.4– Типова структура мікромережі височастотного змінного струму

7.1.3. Мікромережі змінного струму низької частоти

Мікромережі низької частоти змінного струму (НЗС) є основним напрямом досліджень з тих пір, якбула запропонована концепція мікромереж. На рис. 7.5 зображена типова конфігурація мікромереж НЗС. В літературі можна знайти широке розмаїття концепцій мікромереж та сценаріїв їхнього функціонування.

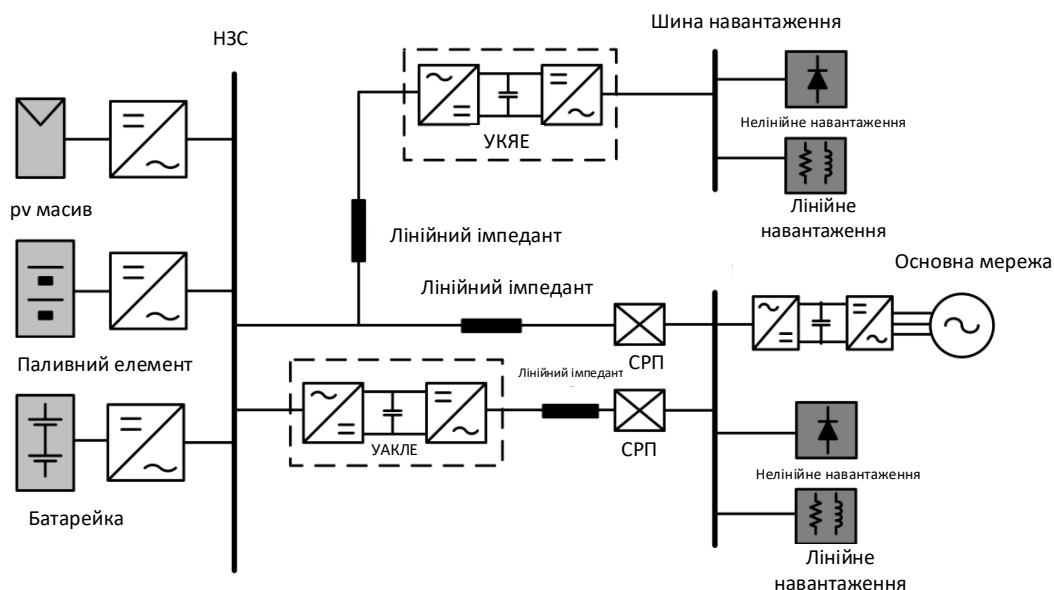


Рисунок 7.5 - Типова структура мікромережі низькочастотного змінного струму.

7.1.4. Гібридні мікромережі постійного та змінного струму

Ієрархічна архітектура мікромережі з ланками постійного та змінного струму спрямована на забезпечення ефективного способу інтеграції різноманітних одиниць РЕР в наявну систему розподілу. Гібридні мікромережі з приєднанням постійного та змінного струму використовують частину постійного струму для приєднання розподілених накопичувачів енергії, включаючи акумулятори, паливні елементи і навіть маховики підключених до двонаправлених АС-DC перетворювачів, та інших джерел постійного струму, таких як фотоелектричні системи, підключені через DC-DC перетворювачі. Розв'язане керування постійною та змінною частинами мікромережі досягається через використання силових перетворювачів. Хоча гібридна концепція мікромереж з підключенням до постійного та змінного струму забезпечує більш гнучкий підхід до інтеграції установок на основі РЕР, структур і сценаріїв експлуатації, разом з питаннями стабільності і захисту, все ще потребують дослідження.

7.2. Структури електронно-зв'язаних РЕР блоків

Блоки РЕР в мікромережі можна відрізнити за їхніми інтерфейсними характеристиками як звичайних ротаційних блоків РГ, так і електронно зв'язаних блоків РЕР. Як випливає з назви, звичайні обертові РГ підключаються до мікромережі через обертові генератори, включаючи вітрові турбіни з фіксованою швидкістю, поршневі машини, малі гідроелектростанції. На відміну від цього, в електронно-зв'язаних блоках РЕР використовуються силові перетворювачі для узгодження їхніх характеристик з вимогами енергосистеми. Електронно-зв'язані РЕР містять вітрогенератори зі змінною швидкістю, мікротурбіни, двигуни внутрішнього згоряння (ДВЗ), а також різні розподілені накопичувачі та транспортні засоби.

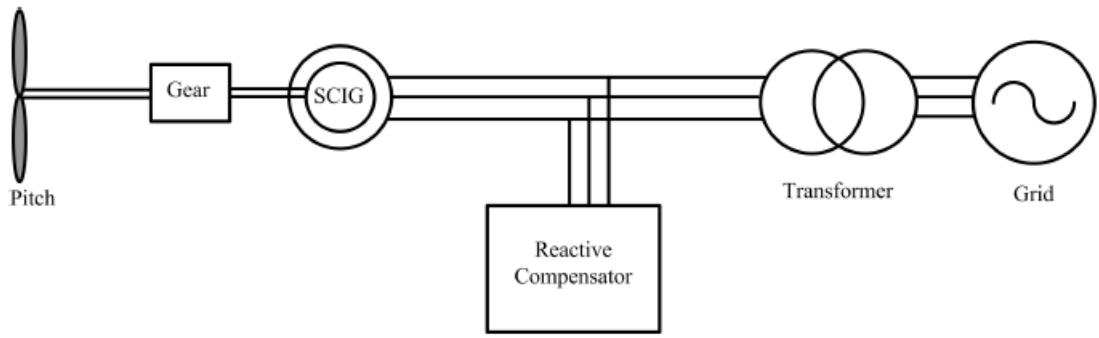
На рис. 7.6 наведено три найпоширеніші вітроенергетичні установки, які окремо представляють дві групи установок РЕР, в тому числі асинхронний генератор з короткозамкненим ротором на основі вітрогенераторів з фіксованою швидкістю вітрогенераторів без використання інтерфейсів силових електроніки, асинхронний генератор на базі машини подвійного живлення з регульованою швидкістю вітрогенератора та синхронний генератор з постійними магнітами (СПМ) частотно-

регульованих вітроенергетичних установок з повномасштабним силовимперетворювачем.

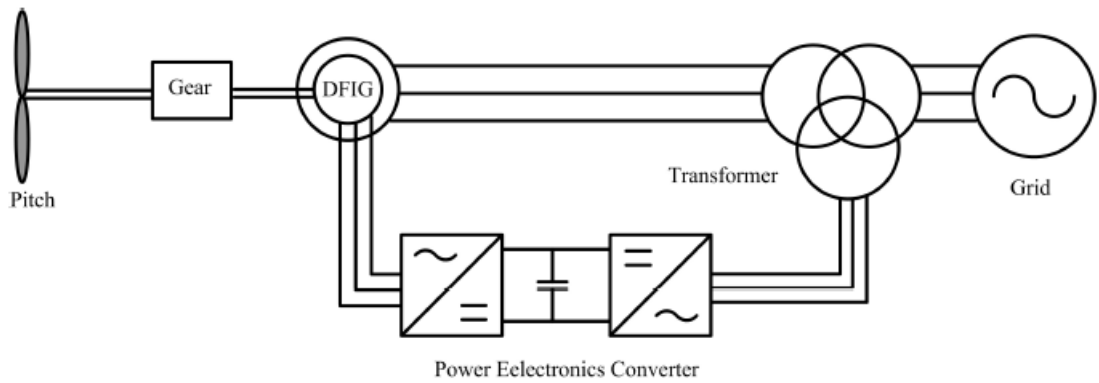
Інтерфейси силової електроніки мають ряд переваг в порівнянні з обертовими генераторами, такі як більш високий ККД, активна фільтрація гармонік, гнучке керування потоками активної та реактивної потужності. Широке розмаїття силових топологій електронних перетворювачів для сполучення блоків РЕР.

7.2.1. Конструкції електронно-зв'язаних блоків РЕР

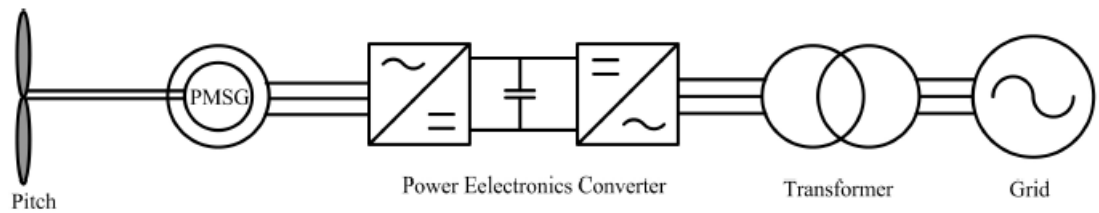
Оскільки первинні джерела енергії можуть виробляти як постійну, так і змінну напругу, то загальна структура електронно-зв'язаних блоків РЕР відповідно поділяється на дві категорії. Для вітрових турбін та мікротурбінних систем генерації виходи є або ВЗС, або НЗС, в той час як фотоелектричні (ФЕ), паливні елементи (ПЕ) та акумуляторні системи виробляють постійну напругу. Вихідна напруга з цих енергетичних ресурсів потім перетворюється за допомогою перетворювачів в напруги, сумісні з мікромережею. Звідси вид вихідної напруги від первинних джерел енергії визначає топології інтерфейсів силовихперетворювачів.



(a)



(b)



(c)

Рисунок 7.6 - Три найпоширеніші системи вітрових турбін.

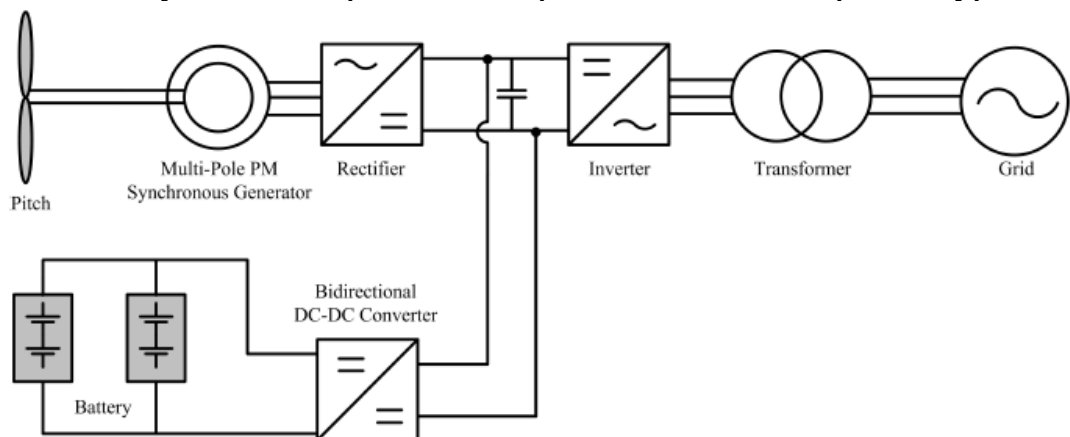


Рисунок 7.7 - Типова структура вітроенергетичної установки, інтегрованої з акумуляторною батареєю.

На рис. 7.7 зображено вітроустановку, інтегровану з акумуляторною системою накопичення енергії. Двонаправлений перетворювач керує роботою накопичувача на основі динаміки первинного джерела енергії. Використання проміжного накопичувача енергії в ланці постійного струму дає змогу покращити можливості проходження низької напруги. Таким чином, система керування мереживим інвертором відокремлена від випрямляча на стороні генератора. Структури електронно-зв'язаних блоків РЕР визначаються не тільки типами первинних джерел енергії, але й також залежать від вимог до навантаження, структури мікромереж та пов'язаних з ними експлуатаційних сценаріїв.

Топології силових перетворювачів для РЕР можна класифікувати на дві категорії залежно від кількості каскадів перетворення енергії, з точки зору структури системи.

1) Одноступеневі системи перетворення електроенергії: На рис. 7.8 зображено базову конфігурацію одноступеневої системи перетворення електроенергії для тих блоків РЕР, що виробляють постійну напругу.

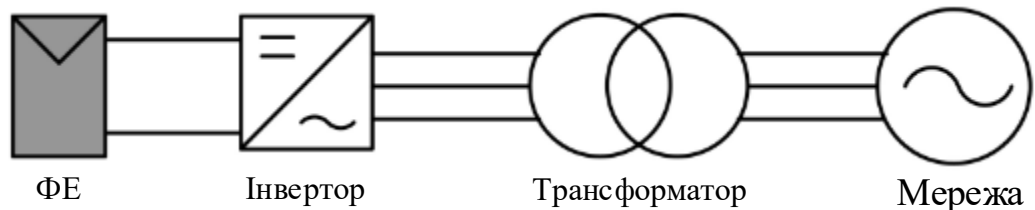
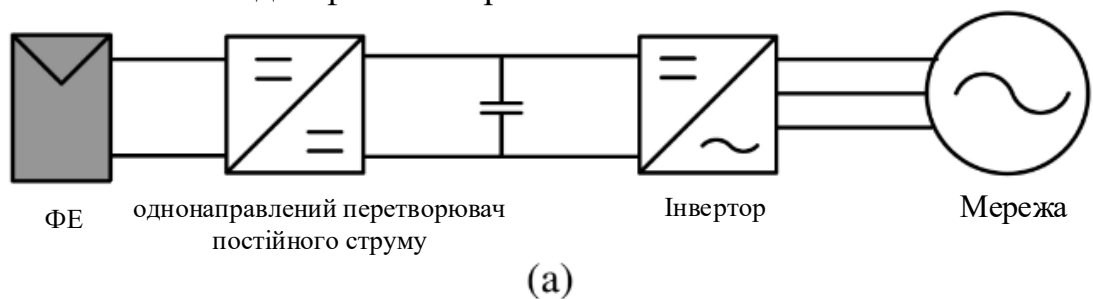
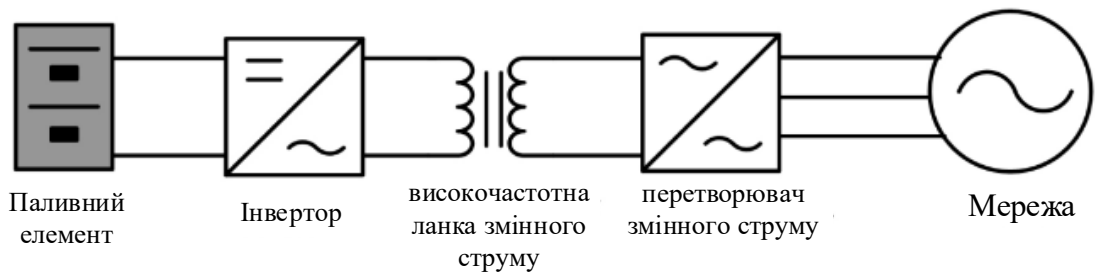


Рисунок 7.8 - Структура одноступеневої системи перетворення енергії для фотоелектричної системи.



(a)



(b)

Рисунок 7.9 - Дві типові структури двоступеневих систем перетворення для фотоелектричних та паливних систем.

Трансформатор зазвичай інтегрується в систему, коли необхідна ізоляція або високий коефіцієнт перетворення напруги. Він має найпростішу структуру, тоді як це скомпрометовано громіздким і дорогим лінійним трансформатором мережевої частоти.

Перетворювачі з Z-джерелом та багаторівневі перетворювачі з фіксацією нейтральної точки пропонують альтернативний підхід, що дає змогу уникнути лінійного трансформатора частоти. Безтрансформаторний перетворювач все ще є новою топологією для фотоелектричних систем, що розвивається, забезпечуючи переваги високої ефективності, малих розмірів і ваги, а також знижену вартість. Тим не менш, додатковий струм витоку вноситься через гальванічний зв'язок мережі та джерела постійного струму. Слід розглянути відповідні рішення для мінімізації струму витоку, що протікає в системі.

2) Двоступеневі системи перетворення електроенергії: двоступенева система перетворення потужності є найбільш поширеною конфігурацією для всіх електронно-зв'язаних блоків PEP. На рис. 7.9 показано дві типові структури двоступеневого перетворення енергії для фотоелектричних та індукційних систем, відповідно. У загальному випадку двоступенева система перетворення енергії складається з DC-DC перетворювача для джерел енергії з вихідною напругою постійного струму, або AC-DC перетворювача для джерел енергії з вихідною напругою змінного струму, або для джерел енергії з вихідною напругою змінного струму, разом з підключеним до мережі перетворювачем постійного струму в змінний. Перетворювач на стороні джерела енергії використовується для вилучення максимальної потужності з первинного джерела енергії, в той час як перетворювач на стороні мережі управляється відповідно до вимог мережі. На рис. 7.9 (а) замість низькочастотного трансформатора в одноступеневій системі перетворення електроенергії для розв'язки та підвищення напруги використовується DC-DC перетворювач. Іншою альтернативною топологією без низькочастотного трансформатора є високочастотний перетворювач ланки змінного струму, як показано на рис. 7.9 (б). Тенденції розвитку системи відновлюваної енергетики полягають у збільшенні номінальної потужності (до декількох мегават). Для здешевлення і підвищення ефективності систем перетворення електроенергії, багаторівневий перетворювач є вигідним варіантом для потужних електронно-зв'язаних блоків PEP.

У загальному випадку методи керування для установок PEP розробляються на основі можливих умов експлуатації та бажаних функцій. На рис. 7.10 показана загальна система керування для електронно-зв'язаного блока PEP в мікромережі змінного струму, де електронно-зв'язані PEP можуть працювати як блоки, що утворюють мережу, блоки, що живляться від мережі та блоки, що підтримують мережу.

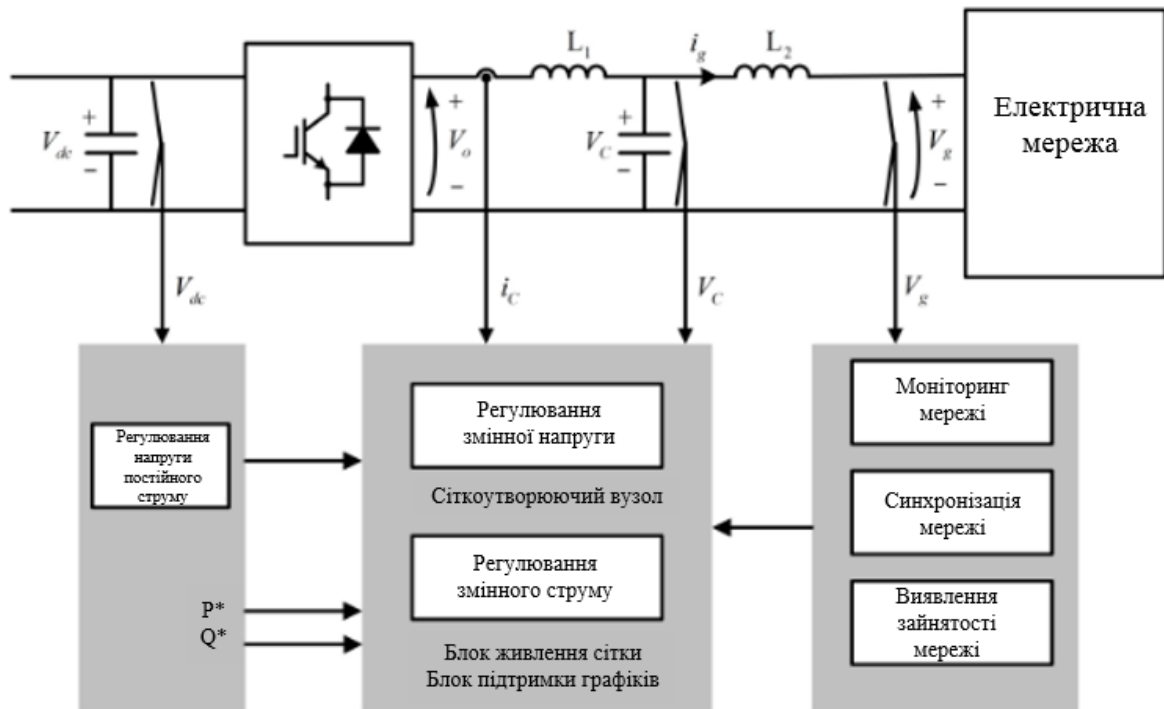


Рисунок 7.10 - Загальна система керування електронно-зв'язаною установкою на РЕР у складі мікромережі змінного струму.

8. ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ СИСТЕМИ ТА ЇХНІ ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ

8.1. Розвиток автоматизованих систем електроприводу

В різних галузях промисловості є велика кількість машин і механізмів, що виконують ідентичні або подібні операції технічних процесів. Такі машини та механізми можна розділити на типові функціональні групи, такі як ріжучі пристрої, підйомні пристрої та транспортні пристрої.

Багато виробничих машин і механізмів приводяться в рух електродвигунами. Разом із механічними пристроями (наприклад, редукторами, трансмісіями, кривошипно-шатунними механізмами) двигуни утворюють електромеханічну систему та відповідають за передавання руху виконавчим органам машини, а також пристроям керування та контролю.

Електромеханічна система – це сукупність електричних двигунів, механічних кінематичних ланок (що передають рух від електродвигуна до робочого органу машини), напівпровідникових перетворювальних пристроїв контактних електричних апаратів керування та захисту, безконтактних пристроїв керування, мікроконтролерів.

Така система слугує для автоматичного керування і приведення в дію робочих органів технологічної машини із застосуванням силового

напівпровідникового перетворювача, механічного передавального пристрою, електричних і мікроелектронних пристроїв керування в відповідності з умовами технологічного процесу, що в цілому складає автоматизований електропривод.

Теорія електроприводу була розроблена одночасно з розробленням систем електроприводу постійного і змінного струму. Теорія охоплювала проблеми забезпечення живлення електродвигунів і генераторів, а також можливості поліпшення характеристик систем електроприводу.

Сьогодні роль систем автоматизації, заснованих на теорії частотного регулювання електроприводів, значно зросла, що базується на напівпровідниковій технології, використанні перетворювачів і результатах суміжних наук, таких як фізика, математика, електроніка та інформатика. Широко використовуються аналогові та цифрові пристрої для систем електроприводу. У результаті було розроблено високошвидкісні електроприводи на основі спеціальних електричних машин із високими динамічними властивостями.

Подальший розвиток систем автоматизації призвів до створення складних технічних комплексів, що об'єднують кілька робочих органів і технічно пов'язаних з ними робочих машин із загальною системою управління.

8.2. Структура електромеханічних систем

Сучасне промислове виробництво характеризується використанням високопродуктивних технічних машин і механізмів з електроприводами й автоматичними системами керування. Практично все промислове, транспортне, медичне та побутове обладнання засноване на механічних рухах і використовує електричну енергію як енергетичну основу технічних операцій і процесів.

За даними економічно розвинених країн, електроприводи споживають понад 65% електроенергії, що виробляється. Тому складність електроприводів машин і агрегатів та ступінь їхньої автоматизації багато в чому визначають технічний рівень загального робочого обладнання.

Насиченість електрообладнанням і автоматизацією технічних машин і агрегатів дуже висока, а електрична частина перевершує механічну за вартістю, складністю та технологією обслуговування.

Тому більшість сучасних робочих машин треба розглядати як автоматизовані електромеханічні системи. Така ситуація, наприклад, із пасажирськими ліфтами (вертикальними конвеєрами).

Привід підйомника являє собою кабінку з дверима, які відчиняються і зачиняються автоматично. Вона приводиться в рух електродвигуном через

механічний редуктор і тросову передачу. Система керування двигуном забезпечує:

- вибір напрямку руху,
- плавний пуск,
- рух зі сталою швидкістю,
- гальмування і точну зупинку на необхідному поверсі,
- автоматичне відкривання і закривання дверей кабіни і ліфтової шахти.

Усі ці операції виконуються за командою (натискання кнопки в кабіні) або викликом (натискання кнопки виклику на поверсі). Електродвигуни, редуктори, канатні шківни, канатні редуктори, кабіни та противаги з регуляторами швидкості та регуляторами положення кабіни складають основну електромеханічну систему ліфтового обладнання. Другою електромеханічною системою ліфта є пристрій відчинення/зачинення дверей, що складається з електродвигуна, кінематичних і механічних зв'язків та системи керування дверима.

Отже, електромеханічна система об'єднується із загальною автоматичною системою керування ліфтом, а за наявності декількох ліфтів також із системою оптимізації групової роботи, утворюючи автоматичний електромеханічний ліфтовий комплекс.

Широке застосування автоматизованих систем електроприводу сприяє реалізації високотехнологічних комплексів у побуті, на транспорті та підприємствах. Наприклад, широко відомі в побуті автоматичні пральні машини виконують різні функції за спільної роботи всіх елементів і системи електроприводу.

Пральна машина представляє собою електромеханічний пристрій, що містить у собі багатошвидкісний електродвигун обертання барабана, електронасос, електрочлапани та блок програмного керування. Відповідно до заданої програми прання машина автоматично створює умови для прання, віджимання, наповнення та зливу води. Робота різних електричних і механічних елементів функціонально об'єднана програмним блоком керування, від якого залежить технічне функціонування.

Отже, наведені приклади показують, що основний технічний зміст сучасних автоматичних робочих машин становлять електромеханічні комплекси та системи. Їхня кількість може бути багаторазово збільшена. Вони є найбільш складними та дорогими компонентами робочої машини. Їхнепроекування, виготовлення та експлуатація вимагають високої кваліфікації та великих технічних знань.

Більшість понять і пов'язана з ними термінологія змінюються в міру розвитку технологій. У минулому робочі машини виробляли з електродвигунами, пускачами, пристроями управління і захисту. У міру автоматизації робочих машин і розширення їхніх функцій потрібні були

складніші електричні системи. Наприклад, вони були спеціально розроблені для певних видів транспорту, промислових установок, медичного обладнання тощо. Тому з'явилося поняття «автоматизований електропривод».

Сформувався науковий напрямок з автоматизованого електроприводу, який вивчає загальні проблеми:

- електромеханічного перетворення енергії,
- керування рухом робочих органів машин з електричним приводом,
- оптимізації електричних і електромеханічних процесів за критеріями продуктивності, точності, технологічними параметрами та економічності (рис.8.1).

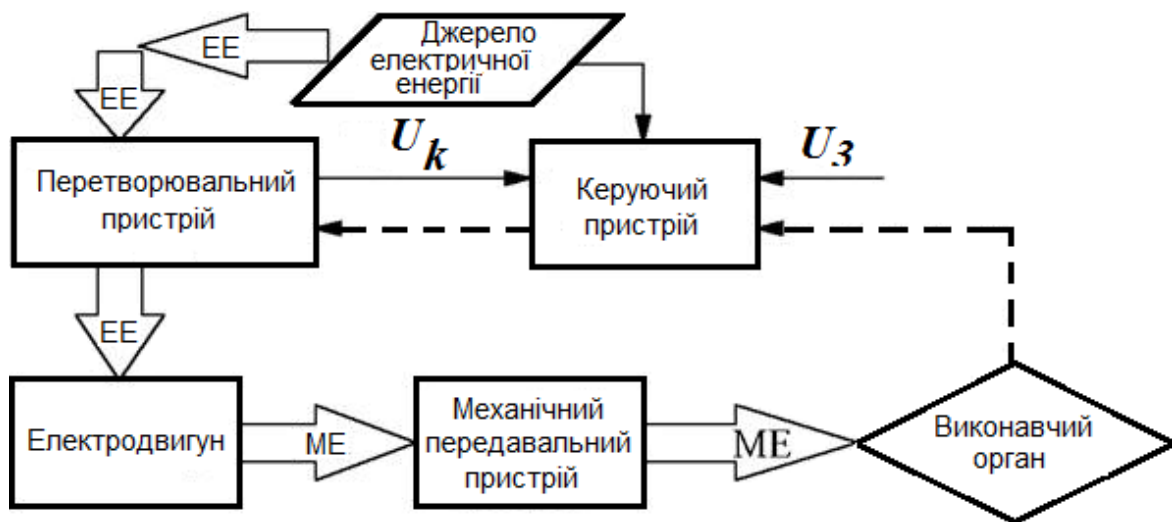


Рисунок 8.1 – Автоматизований електропривод механізмів та структурна схема:

EE – електрична енергія; ME – механічна енергія; U_k – напруга керування; U_z – напруга, що задається

Тим часом вимоги до автоматизованих електроприводів зростають, як за номінальними параметрами (наприклад, високі швидкості обертання для високошвидкісних механізмів, високий крутний момент для безредукторних приводів), так і за керованістю. Тому стає необхідним спільне проектування як механічних, так і електричних частин робочих машин. Мехатроніка - це галузь, яка виникла на основі високих технологій шляхом об'єднання механічних пристроїв, електродвигунів та їхніх систем керування, мікропроцесорних пристроїв керування тощо для створення інтегрованих структур, які являють собою функціонально закінчені модулі.

8.3. Елементи електромеханічних комплексів і систем

Подальший розвиток автоматизованих електроприводів пов'язаний з відмовою від механічних трансмісій та інтеграцією електромеханічних пристроїв з робочими органами машин. З'являються інтегровані конструкції, які підвищують функціональність і технічні характеристики механізму.

До структури сучасної автоматизованої електромеханічної системи входять:

- програмний пристрій;
- датчики електричних і механічних параметрів;
- механічна частина електропривода;
- система керування технологічним процесом;
- система керування електроприводом;
- електрична силова частина електропривода;
- робочий орган машини;
- технологічний процес;
- датчики технологічних параметрів.

Існує кілька положень, що характеризують роботу електроприводів:

- керування технічним процесом шляхом регулювання параметрів руху робочого органу машини, що є однією з основних функцій автоматизованих електроприводів;

- виконання функцій керування та захисту за допомогою електронних пристроїв (силових напівпровідникових перетворювачів електричної енергії, мікроелектронної автоматики) і мікропроцесорів, а також за допомогою контактних електричних пристроїв (автоматичних вимикачів, магнітних пускачів, реле тощо) у сучасних електроприводах;

- перетворення електричної енергії на механічну, що необхідно для здійснення певних технічних процесів з мінімальною витратою матеріалів та енергоресурсів.

Зіставлення наведених положень визначає роботу автоматичних електромеханічних систем і автоматичних електроприводів, що дає змогу використовувати загальне поняття "автоматизовані електроприводи".

Якщо робоча машина або технічний комплекс містить кілька автоматичних електромеханічних систем і (або) електричних систем для подачі, розподілу і перетворення електричної енергії, то така сукупність електромеханічних систем і електричних систем називається електромеханічним комплексом.

Розглянемо, наприклад, електромеханічний комплекс екскаваторної гірничої машини.

На екскаватор, мобільну машину, подається напруга 6 (10) кВ по гнучкому кабелю. Цей кабель підключається до точки живлення. Для подачі напруги на екскаватор використовується кільцевий струмоприймач. Високовольтний розподільний пристрій (ВРП) використовується для комутації та захисту високовольтного кола. Розподільчі пристрої живлять синхронні двигуни електромеханічних перетворювачів і трансформаторів, які використовуються для живлення кінкерування допоміжних електроприводів.

Основні рухи екскаватора - підйом, штовхання ковша, поворот і переміщення - здійснюють двигуни постійного струму, що приводяться в дію окремими генераторами постійного струму. Усі генератори приводяться в дію синхронними двигунами. Спільна робота цих пристроїв створює багатомашинний перетворювальний агрегат.

Керування електроприводом здійснюється за допомогою приладу (шафи) і пульта керування (кабіна машиніста). Механічна частина електромеханічного приводу екскаватора складається з таких елементів, як коробка передач, барабанно-канатна передача та інших елементів.

Усі різні елементи електромеханічного комплексу екскаватора розглядаються та проєктуються з огляду на єдині вимоги, що визначаються навантаженням на ківш екскаватора і характером його руху. Загальну схему керування комбінованою електромеханічною та електричною системою будують виходячи з умов технічного процесу екскаватора. Ці умови визначають можливість та необхідність розгляду всього різноманітного обладнання екскаватора як єдиного електромеханічного комплексу.

8.4. Загальна класифікація електроприводних систем

Електроприводи, які використовують у різних технічних установках, різняться за схемотехнікою та конструкцією, з якими пов'язана велика різноманітність робочих машин. Класифікація електроприводів за певними ознаками наведена в табл.8.1.

Тип руху електропривода залежить від типу руху електродвигуна (обертальний або лінійний рух). Широко використовуються електроприводи з обертальним рухом. Однак останнім часом увагу привертають лінійні двигуни, які використовують у механізмах, де виконавчий орган здійснює поступальний або зворотно-поступальний рух. У таких випадках застосування лінійних двигунів конструктивно набагато зручніше, ніж використання спеціальних кінематичних пар, наприклад, гвинт-гайка, кульково-гвинтова передача, кривошипно-шатунний механізм тощо.

Досі лінійні двигуни не знаходили широкого застосування через їхні низькі енергетичні та масогабаритні показники. Розробка нових, ефективно

сконструйованих лінійних двигунів з напівпровідниковими перетворювачами частоти відкрила нові сфери застосування для багатьох виробничих машин. Як приклад можна навести металорізальні верстати та роботизовані системи.

Іншим перспективним напрямом є використання крокових двигунів у багатокоординатних електроприводах, що застосовуються у високоточних робототехнічних системах, складальних верстатах і верстатах із ЧПК.

Основним параметром системи електроприводу є його регульованість.

Цей параметр актуальний для багатоопераційних технічних процесів і важливий під час експлуатації автоматизованих комплексів.

Таблиця 8.1 – Класифікація автоматизованих електроприводів

Класифікаційна ознака	Класифікаційні градації		
	За видом руху електродвигуна	обертальний	лінійний
За способом з'єднання двигуна з робочим органом	редукторний	безредукторний	конструктивно-інтегрований
За регульованістю	нерегульований	багатошвидкісний	регульований
	– з ручним керуванням; – з напівавтоматичним керуванням; – з замкнутою системою керування швидкості;		
За ступенем автоматизації	– з замкнутою системою керування положення, що забезпечує точне позиціонування;		
	програмним керуванням;	слідкуючий	
За кількістю електродвигунів	– однодвигунний – багатодвигунний		
За кількістю робочих органів	– індивідуальний – груповий		

Регульовальна здатність електропривода – це його здатність змінювати або точно підтримувати швидкість, прискорення та крутний момент приводного двигуна.

Історично склалося так, що більшість наявних електроприводів ґрунтуються на асинхронних двигунах із короткозамкненим ротором.

Залежно від модифікації двигуни можуть бути класифіковані як одношвидкісні або багатошвидкісні.

Електроприводи з багатошвидкісними двигунами забезпечують дві або три фіксовані робочі швидкості. Однак вони не забезпечують плавного регулювання швидкості у фіксованому діапазоні. Те ж саме стосується електроприводів з реостатно-контакторним керуванням з погляду керованості. Такі приводи не мають здатності керувати моментом і прискоренням електропривода та формувати необхідний характер зміни швидкості в часі. Тому електроприводи з багатошвидкісними електродвигунами таконтакторним керуванням не можуть вважатися регульованими приводами.

В цілому поняття регульований електропривод має:

- встановлення за завданням будь-якої швидкості в межах заданого діапазону;
- стабілізацію значення швидкості з заданою точністю при збурюючих впливах, наприклад, зміни навантаження на валу двигуна;
- регулювання моменту, що розвиває двигун у рухомому і гальмівному режимах, та прискорення (уповільнення) приводу;
- формування необхідного характеру зміни швидкості в часі $V=f(t)$ з заданою точністю.

У сучасних автоматизованих електроприводних системах більш широко використовуються регульовані електроприводи. В залежності від діапазону регулювання швидкості, електроприводи поділяються на:

- конструкції з обмеженим діапазоном регулювання (не більше 2:1);
- загального призначення з діапазоном регулювання не вище 100:1;
- з високим діапазоном регулювання швидкості (близько 1000:1);
- високоточні (діапазон регулювання 10000:1);
- прецизійні (діапазон регулювання 30000:1 і вище).

Величина діапазону регулювання визначає точність регулювання та швидкість одію електроприводу.

8.5. Сучасні автоматизовані електроприводи заступенем автоматизації

Складність конструкції, можливості керування та функціональних операцій систем електроприводу призвела до створення сучасних класифікаційних груп.

Найпростіші системи електроприводу з ручним керуванням характеризуються наявністю некерованих електроприводів. Такі електроприводи мають систему керування на основі реле таконтакторних пристроїв, що виконують функції комутації, блокування та захисту.

Напівавтоматичні електроприводи керуються оператором за допомогою командних контролерів, кнопок керування та інших електричних пристроїв. У систему керування входять елементи автоматичного керування, які за командами оператора автоматично змінюють параметри електропривода (наприклад, перемикають крок опору пускового реостата залежно від струму або часу). Такі системи характерні, наприклад, для електроприводів вантажопідйомних механізмів.

Для регульованого електроприводу використовуються замкнені системи автоматичного регулювання (САР) за струмом та швидкістю. У цьому випадку керування може здійснюватися оператором (наприклад, машиністом екскаватора) або системою автоматизації процесу з використанням необхідних елементів (наприклад, дозатором папероробної машини).

У ширшу категорію входять позиційні електроприводи, які забезпечують точну зупинку виконавчого механізму в заданому положенні. Система керування таких електроприводів містить замкнений контур положення, який працює або постійно, або коли робочий орган входить у зону, де він точно зупиняється.

Сучасні системи електроприводу впливають на рух робочого органу машини, який визначається програмним забезпеченням. Такі системи класифікуються як приводи з числовим програмним керуванням (ЧПК); приводи з ЧПК містять замкнений контур керування швидкістю і положенням.

Особливістю систем електропривода, що стежать, є те, що в разі зміни невідомого положення робочого органу вони досить точно відстежують та опрацьовують необхідне завдання.

Одним із ключових питань під час проєктування електромеханічних систем є вибір автоматизованої системи електроприводу.

Останніми роками нерегульовані електроприводи активно замінюються регульованими. Техніко-економічне обґрунтування застосування регульованих електроприводів полягає в такому:

- технічні вимоги, пов'язані з необхідністю регулювання крутного моменту, швидкості та положення в технічних процесах (наприклад, металорізальні верстати, вантажопідйомні механізми тощо);
- можливість оптимізації технічних процесів шляхом регулювання електромеханічних параметрів (наприклад, прокатні стани);
- підвищення ефективності використання електроенергії, економія у разі використання керованих електроприводів (насоси, вентилятори тощо);
- автоматизація робочих машин і технічних комплексів, яка в більшості випадків неможлива без застосування частотно-регульованих приводів;

- забезпечення стабільності якості продукції, що випускається, незважаючи на зміну параметрів, як-от сировина, матеріали, умови виробництва, зношення інструменту, адаптація техпроцесів тощо;

- створення гнучких технологій, машин і виробничого обладнання (комплектів машин і обладнання, які можуть бути переналаштовані на випуск нової продукції без зміни самої робочої машини).

Наведений вище перелік показує, що регульовані електроприводи будуть вирішальним типом автоматизованого електроприводу, особливо в майбутньому.

Основними системами автоматизованого електроприводу є:

- асинхронний двигун з короткозамкненим ротором з живленням від напівпровідникового перетворювача частоти ПЧ-АД;

- вентильний двигун (ВД, безщітковий двигун постійного струму з напівпровідниковим комутатором) на базі синхронної машини;

- двигун постійного струму з живленням від тиристорного або транзисторного перетворювача (ТП-Д);

- асинхронний вентильний каскад (АВК) на базі асинхронного двигуна з фазним ротором і тиристорного перетворювача.

Крокові приводи та вентильно-індукторні приводи також є перспективними електроприводами.

Отже, класифікація електроприводів різноманітна. Тому в кожній галузі промисловості приймається необхідна конструкція електропривода з певними характеристиками і параметрами.

9. ПЕРЕТВОРЮВАЧІ ЧАСТОТИ

Наявні серійні перетворювачі частоти (ПЧ) забезпечують плавне регулювання швидкості обертання АД із збереженням переважувальної здатності в діапазоні 1:20 і більш. Можуть працювати в розімкнених і замкнутих системах керування. Дозволяють формувати режими розгону і гальмування. Мають цілу низку вбудованих систем захисту перетворювача і двигуна [4].

Технічним стандартом є два можливі режими роботи – керування із заданим функціональним зв'язком U/f і векторне керування.

Режим із заданою U/f -характеристикою використовують для одиночних і багатодвигунних приводів малої і середньої потужності з вентиляторним навантаженням. При цьому жорсткість статичних характеристик АД приблизно відповідає природній. Діапазон регулювання зазвичай складає 10:1 без застосування датчика швидкості. Якщо потрібне підвищення жорсткості і розширення діапазону регулювання, то

застосовують різні аналогові або цифрові (імпульсні) датчики швидкості. Для цього в ПЧ є відповідні входи керування і виходи.

Режим векторного керування здебільшого використовують для приводів з важкими умовами роботи (вентилятори великої потужності, екструдери, підйомно-транспортне устаткування). Діапазон регулювання без датчика швидкості також складає близько 10:1, але векторне керування забезпечує кращу динаміку приводу завдяки внутрішньому окремому каналу керування моментом. В режимі векторного керування можливий вибір типу навантаження, тобто робота з постійним моментом, із змінним моментом, у режимі енергозбереження.

Перетворювачі частоти мають карти розширення функцій, що дозволяють управляти приводом за допомогою ПК, через Інтернет, створювати складні взаємозв'язані системи приводів з обміном інформацією між ними.

Типова комплектація ПЧ включає власне перетворювач; діалоговий термінал (пульт місцевого керування), який може встановлюватися на перетворювачі або окремо на кришці шафи, а також на видаленні в декілька метрів, з'єднуючись з перетворювачем телефонним кабелем; обладнання та програмне забезпечення для ПК; різні карти розширення. Це можуть бути: карти входів-виходів, що дозволяють збільшити їх кількість і адаптувати до наявного устаткування; комунікаційні карти, що дозволяють організувати обмін інформацією процесора ПЧ із зовнішніми пристроями, які мають інші шини і протоколи; а також прикладні карти, призначені для роздільного керування приводами в багатодвигунному приводі.

Підключення перетворювача. Основна схема підключення ПЧ показана на рис. 9.1.

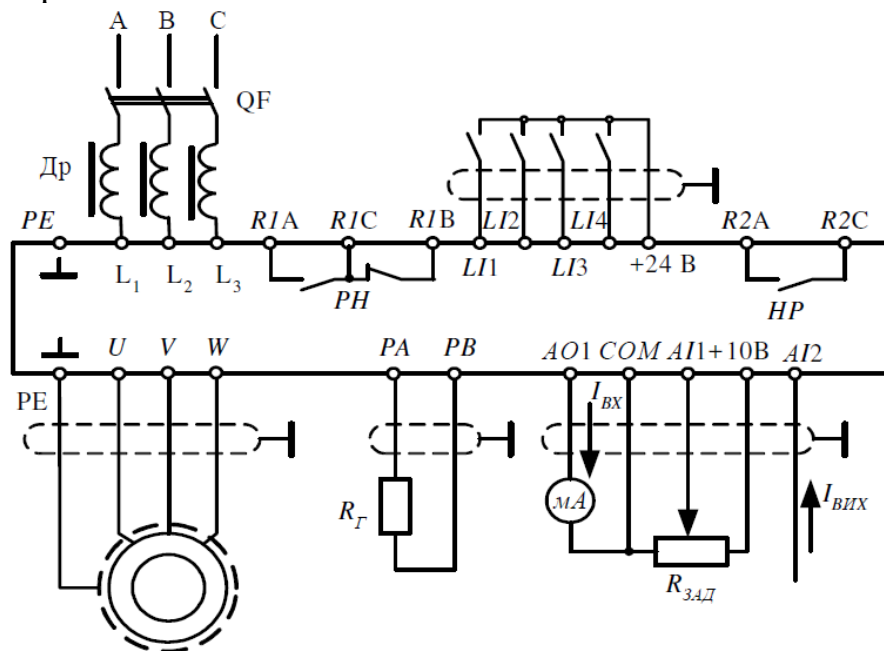


Рисунок 9.1 – Спрощена схема підключення ПЧ

Перетворювач може живитися як від трифазної, так і від однофазної мережі. Для потужних ПЧ допускається підключення лише до трифазної мережі. Підключення здійснюється через швидкодіючий автоматичний вимикач QF і контакти L1, L2, L3. У вхідних колах ПЧ передбачено вбудований фільтр радіозавад (ЕМС) і вхідний дросель ДР (може встановлюватися зовні). Струмо-часова характеристика вимикача QF має бути класу В, тобто з максимальною швидкодією. Деякі виробники рекомендують також послідовно з вимикачем встановлювати швидкодіючі запобіжники. У приводах відповідальних механізмів з нечастими вмиканнями після автоматичного вимикача встановлюють контактор з колом управління, що живиться від однієї з фаз мережі.

Двигун підключається до контактів U , V , W безпосередньо або через контактор. Крім того, якщо довжина кабелю двигуна більше 50 м, то для обмеження du/dt зниження рівня завад між перетворювачем і двигуном встановлюють вихідні дроселі або «синусний» LC фільтр.

Якщо в ПЧ не передбачений режим інвертування у вхідному випрямлячі, то для розсіяння енергії при гальмуванні використовують зовнішній гальмівний резистор $RГ$, потужність якого визначають згідно з тривалістю гальмівного режиму, часу циклу і моменту, що діє на валу.

Інформаційні контакти підключення функціонально поділяються на: дискретні входи, дискретні виходи, аналогові входи і аналогові виходи.

Дискретні або логічні входи (LI1, ..., LI4 – LogicInput) використовують для дискретного управління ПЧ. Функції входів призначаються користувачем під час налаштування. Для підвищення завадостійкості в них використовуються логічні сигнали високого рівня («0» ≤ 5 В, «1» ≥ 11 В і напруга живлення 24 В).

Дискретними виходами є контакти реле R1, що спрацьовує при всіх аварійних режимах перетворювача, і реле R2, функція якого призначається користувачем. Найчастіше ці контакти використовують для управління вхідним або вихідним контактором перетворювача.

Два аналогові входи використовуються для управління вихідною частотою перетворювача сигналами завдання або зворотного зв'язку. Вхід AI1 (AnalogInput) потенційний із вхідним опором 30 кОм і рівнем сигналу 0-10 В. Вхід AI2 струмовий з вхідним опором 100 Ом і рівнем сигналу 1-20 мА. Під час керування за цими входами похибка складає величину порядку ± 1 %, а нелінійність $\pm 0,5$ % від максимальної вихідної частоти. Струмовий аналоговий вихід AO1 (AnalogOutput) використовують для обміну інформацією між ПЧ і зовнішньою системою управління. Функція його призначається користувачем. У простому випадку до цього виходу можна підключити міліамперметр і вимірювати вихідну частоту перетворювача. Вихідний струм від 0 до 20 мА, максимальний опір навантаження 500 Ом.

Лінійність вихідної характеристики складає величину порядку $\pm 0,1$ мА, а точність $\pm 0,2$ мА.

Для обміну цифровою інформацією із зовнішніми пристроями (мікропроцесорами, ПК і тому подібне) у ПЧ використовують послідовний інтерфейс RS 485 з протоколом Modbus або іншим.

Основні характеристики і функції. Перетворювачі частоти приєднуються до промислової мережі частотою 50 Гц і напругою 220/380 В (690 В).

Навантаженням ПЧ може бути будь-який АД потужністю менше або рівною потужності перетворювача. У довідкових даних вказується не потужність, а вихідний струм перетворювача. Відповідно і фазний струм двигуна в статичному режимі не повинен перевищувати цього значення.

У ПЧ передбачена можливість вибору частоти модуляції (ШІМ) з ряду дискретних значень від 0,5 до 20 кГц, що дозволяє покращити форму вихідного струму. За низьких частот комутації перетворювач може розвивати повну вихідну потужність. За високих частот зростають комутаційні втрати в транзисторах і в цьому випадку потрібне збільшення потужності ПЧ на один типорозмір, окрім експлуатації в повторно-короткочасному режимі, коли можна здійснювати вибір перетворювача за звичайними критеріями.

Під час розробки приводів із ПЧ необхідно враховувати зміну теплового режиму двигуна. Розробники перетворювачів наводять граничні механічні характеристики, що рекомендуються (рис. 9.2). Двигуни з природною вентиляцією в тривалому режимі повинні працювати із

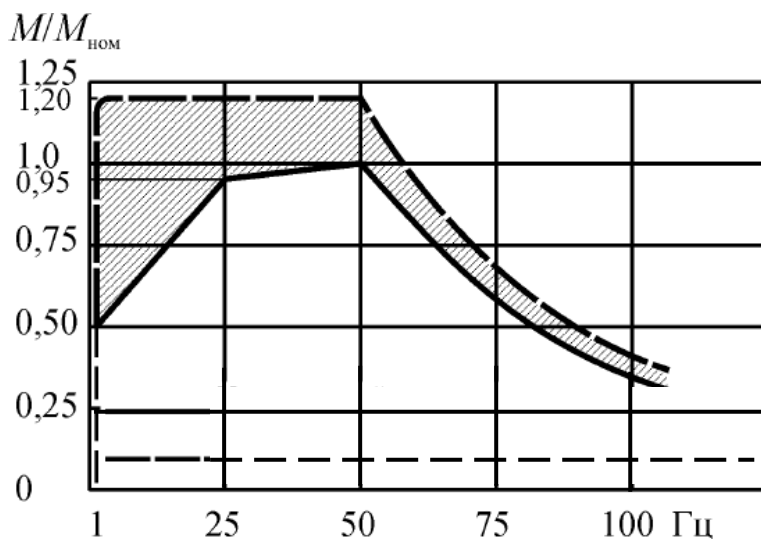


Рисунок 9.2 – Допустиме навантаження АД

зменшенням моменту навантаження у міру зниження частоти. Приблизно до половини номінальної частоти зниження складає близько 5 %, а далі збільшується до 50 %. Двигуни з примусовою вентиляцією можуть працювати в тривалому режимі в заштрихованій області, якщо при цьому струм статора не перевищує допустимого вихідного

струму перетворювача. При цьому можливі короткочасні перевантаження за моментом на 20÷70 % протягом 60 с і на 40÷100 % протягом 2 с. Якщо двигун за умовами механічної міцності допускає роботу при підвищених

швидкостях обертання, то в ПЧ це реалізується за постійної потужності, тобто із зниженням моменту зворотно пропорційно до частоти обертання (рис.9.2).

У будь-якому приводі існує питання формування перехідних режимів, коли потрібно забезпечити певне прискорення за умовами роботи механізму або двигуна. У приводах із ПЧ додатково потрібно враховувати існуючі обмеження за вихідним струмом і потужності розсіювання під час гальмування. Зазвичай вони складають 150 % від номінального струму. Перетворювач має вбудований захист, що обмежує цей струм або вимикає навантаження. Рациональним вибором кривих розгону і гальмування можна повністю виключити режими виходу на граничні значення струму. Для цього користувачеві надається можливість незалежного вибору цих кривих як за характером, так і за часом (t_1 , t_2) у межах від 0,05 до 1000 с з дискретністю 0,1 с (рис. 9.3).

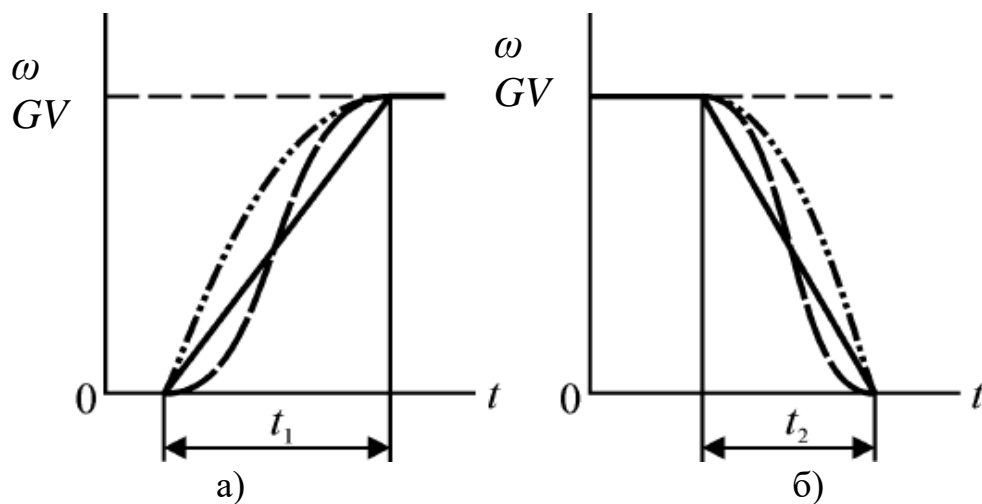


Рисунок 9.3 – Можливі варіанти закону розгону (а) та гальмування (б)

Аналогові входи ПЧ дозволяють організувати безперервне керування АД із заданим обмеженням діапазону. Для цього в ПЧ в діалоговому режимі можна задати верхню (GV) і нижню (PV) межу діапазону (рис. 9.4), а також, якщо потрібно, сформулювати на характеристиці зону нечутливості або режим обмеження. Користувачеві надається також можливість створення на регульовальній характеристиці від одного до трьох «вікон» шириною 5 Гц (рис. 9.4), за допомогою яких можна виключити частоти, що викликають механічний резонанс у приводі. Це особливо важливо для приводів відцентрових насосів і вентиляторів, у яких можливо явище резонансу.

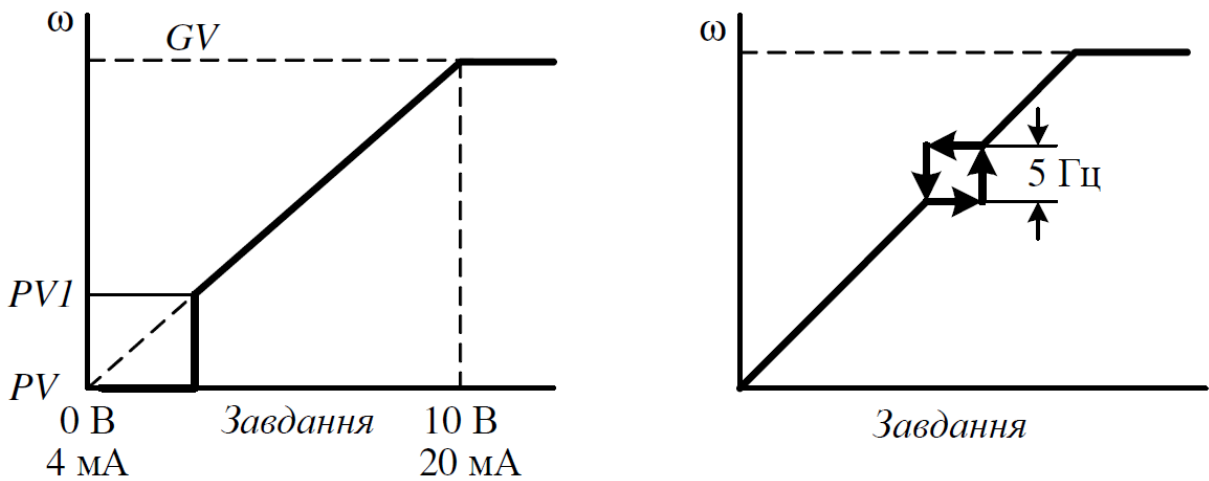


Рисунок 9.4 – Можливі варіанти регулювальних характеристик

Додаткові можливості в управлінні приводом надають чотири логічні входи ПЧ. З їх допомогою можна управляти напрямом обертання, гальмуванням, зупинкою, перемиканням до чотирьох заздалегідь вибраних швидкостей обертання, формуючи при цьому певні тахограми (рис. 9.5).

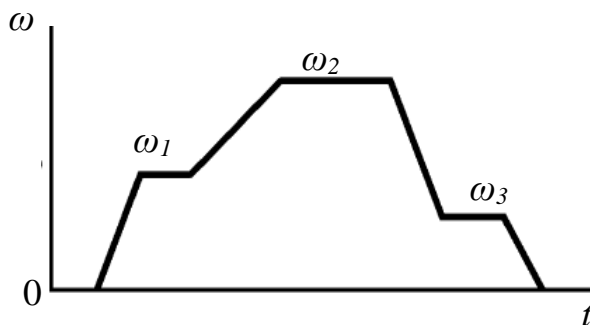


Рисунок 9.5 – Приклад тахограми роботи електроприводу

ПЧ легко включаються в замкнені або розімкнені системи керування з ручним завданням, оскільки в них є вбудований ПІ регулятор з коефіцієнтами, що налаштовуються, і аперіодичний фільтр першого порядку.

Особливу групу функцій у кожному ПЧ складає система захисту. Це захист від поразки електричним струмом, захист перетворювача і захист двигуна. Для захисту оператора від електричної поразки передбачена гальванічна розв'язка силового кола і кіл управління з опором ізоляції не менше 500 МОм і електричною міцністю ізоляції 2830 В постійного струму між корпусом і силовими колами (2000 В змінного струму між колами керування і силовими колами). У колах керування ПЧ використовуються лише сигнали з безпечним для людини рівнем напруги.

Напівпровідникові прилади ПЧ у край чутливі до різних перевантажень. Тому перетворювач обов'язково має декілька видів захисту від аварійних режимів. Це, перш за все, захист від коротких замикань між вихідними фазами, між вихідними фазами і корпусом перетворювача, а також від замикань внутрішніх джерел живлення. Цей захист має дуже

високу швидкодію, що виключає вихід напівпровідникових приладів за межі областей безпечної роботи.

Окрім цього у ПЧ є захист від перепадів напруги мережі і від обриву фази напруги мережі. Останній вид захисту передбачений у перетворювачах призначених для роботи лише в трифазних мережах. Окрім описаного швидкодіючого захисту перетворювач обов'язково має тепловий захист, що зазвичай, використовує як датчик терморезистор. Він контролює його тепловий режим з врахуванням перетвореної потужності і умов тепловідведення.

У всіх ПЧ передбачений тепловий захист двигуна. Він здійснюється за допомогою безперервного контролю величини I^2t із урахуванням швидкості обертання і має часо-струмові характеристики, показані на рис. 9.6. Тепловий захист АД можна також організувати за допомогою додаткової карти і терморезистора, встановленого в двигуні. Окрім теплового захисту

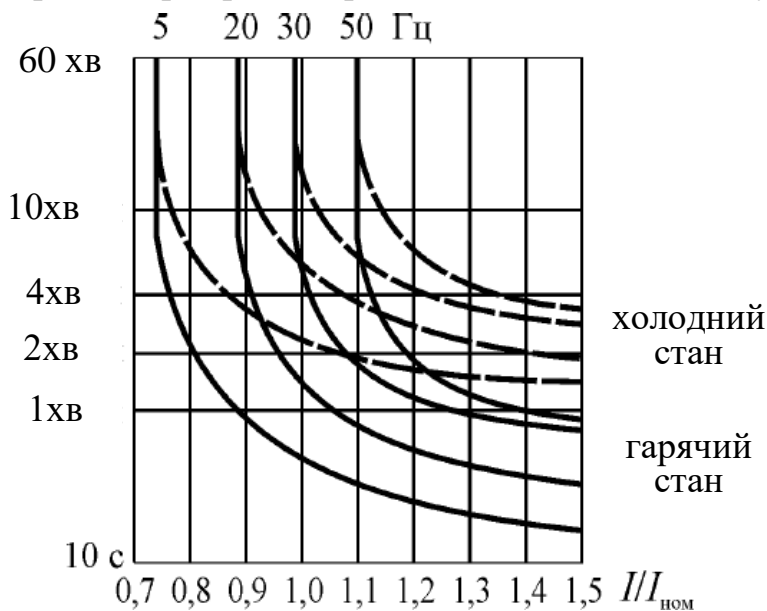


Рисунок 9.6 – Часо-струмові характеристики теплового захисту АД

передбачається швидкодіючий захист від обриву фази.

Аварійний сигнал будь-якого виду захисту спричиняє вимкнення двигуна і спрацювання реле R1 (рис. 9.1), контакти якого виведені в зовнішні кола перетворювача і можуть використовуватися для комутації кіл системи управління приводом. Крім того, у ПЧ можна активізувати функцію повторного запуску. У цьому випадку система

управління перетворювача після усунення несправності здійснює серію спроб повторного запуску двигуна з 30-секундними інтервалами. Якщо після шести спроб запуск не здійснився, то перетворювач блокується до вимкнення і повторного увімкнення живлення.

10. ПРОМИСЛОВІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПРИВОДУ

Ринок електроприводів з регулюванням швидкості постійно розвивається у зв'язку з прагненням до економії електроенергії, що

використовується в промислових установках. З'являється все більше нового промислового обладнання з різними типами електроприводів. Ці машини характеризуються певними (спеціалізованими) функціями для різних галузей промисловості. Потреби та вимоги до електричних приводів відрізняються у військовій чи гірничодобувній промисловості та все ще відрізняються у випадку точних промислових застосувань.

Минуло понад 180 років з моменту винайдення першого електроприводу, однак можна спостерігати постійне збільшення кількості рішень, пов'язаних із передачею руху за допомогою різних типів електричних машин. Нещодавно опубліковані дослідження показують явну тенденцію, загальну для сучасних систем приводу. Приводи постійного струму, які пережили пік своєї популярності в 1990-х роках, зараз використовуються тільки в спеціалізованих галузях промисловості. Понад двадцять років найпопулярнішими машинами залишаються асинхронні двигуни. Їхня проста конструкція, надійність, ціна та простота підключення причиною того, чому більше 90% користувачів заявляють про їх використання в промислових системах. Інша група машин, яка викликає великий інтерес у різних сферах застосування, - це синхронні двигуни, особливо синхронні двигуни з постійними магнітами (PMSM). Значний інтерес також викликають рішення з використанням крокових двигунів і безщіткових двигунів постійного струму (BLDCM) (рис. 10.1).

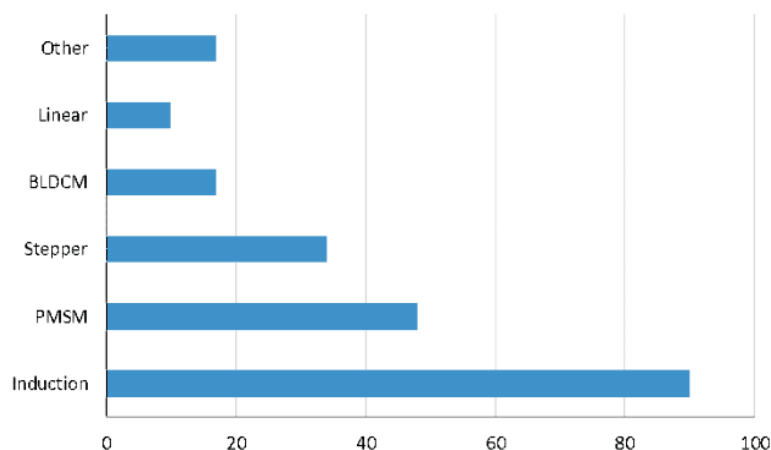


Рисунок 10.1 – Двигуни, що використовуються в промисловості

Одним із найважливіших аспектів систем електричного приводу є їхня механічна та енергоефективність. Електродвигуни використовують близько 30-40% світової виробленої електроенергії і близько 90% електроенергії, що використовується в промисловості. Тому прагнення підвищення енергоефективності електричних машин у наукових і державних установах виглядає зрозумілим. Роль Європейського Союзу в цьому процесі значна,

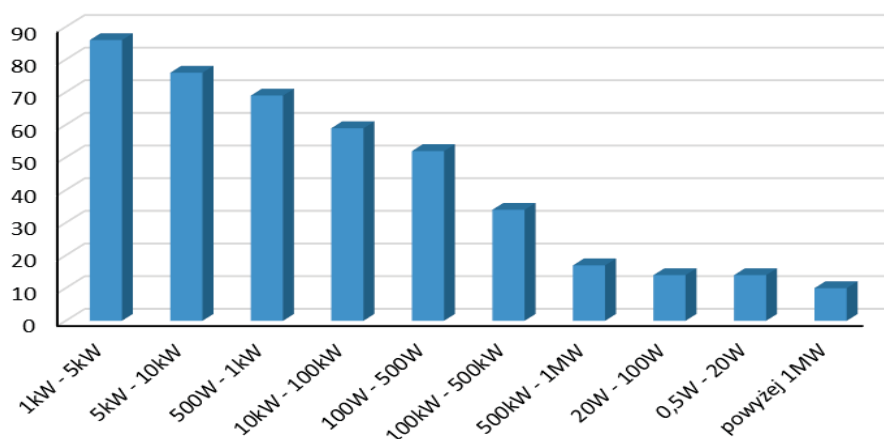
оскільки він видав директиву про заборону з продажу електродвигунів із найнижчим ККД із середини 2011 року (у так званому класі IE1).

Поточний стандарт ІЕС 60034-30:2014 визначає спосіб класифікації електродвигунів. Він визначає такі класи ефективності:

- ІЕ1 – стандартна ефективність,
- ІЕ2 – висока ефективність,
- ІЕ3 – преміальна ефективність,
- ІЕ4 – суперпреміальна ефективність.

На практиці впровадження стандартів ефективності зобов'язує користувачів обирати лише ті машини, які характеризуються підвищеною ефективністю. З червня 2011 року всі двигуни з вихідною потужністю 0,75–375 кВт мають належати принаймні до класу ефективності ІЕ2. З 2015 року двигуни в діапазоні потужностей 7,5–375 кВт мають відповідати класу ефективності ІЕ3 або ІЕ2 у разі використання регулювання частоти обертання, а з 2017 року ці норми охоплюють двигуни більшої потужності.

На практиці це означає, що в майбутньому більшість машин, які використовуються в промисловості (рис. 10.2), будуть оснащені частотно-регульованим приводом з можливістю регулювання кутової швидкості навіть тоді, коли технологічний процес не потребує такого типу алгоритму керування.



інтерес до сервосистем, що дають змогу здійснювати багатоосьове позиціонування та керування через зростаючу складність технологічних процесів. Одночасно спостерігається певне зниження інтересу до систем приводу з асинхронними двигунами, які домінують в універсальних, індивідуальних і групових приводах.

Отже, можна стверджувати, що сучасні тенденції розвитку тісно пов'язані з енергоефективністю приводу, якістю електроенергії та впливом на навколишнє середовище.

10.1. Сучасні системи інверторного електроприводу з двигунами змінного струму

Ідея систем електроприводу з регульованою швидкістю була запропонована Гаррі та Уордом-Леонардом (Harry and Ward-Leonard) на межі 19 століття. Керування здійснювалося шляхом зміни напруги статора за допомогою вбудованих у схему резисторів. Розвиток приводних систем був дуже швидким і в ньому можна виділити такі періоди:

- ера електромеханічних систем з регульованою швидкістю, розпочата Уордом-Леонардом у 1896 році,
- ера систем з ламповими трансформаторами,
- ера «реформації», розпочата в 1950 році заміною лампових елементів на напівпровідникові елементи – тиристри (SCR),
- ера «революції» в регульованих електричних приводах, що почалася на початку 1970-х років з ідеї Блашке Field Oriented Control і розвинулася далі середині 1980-х років Депенброком і Такахаші з ідеєю прямого керування моментом,
- ера інтегрованих приводів з цифровим керуванням почалася в 1990-х роках,
- епоха Четвертої промислової революції.

Стимулом для швидкого розвитку сучасних, економічних систем приводу, з одного боку, був розвиток напівпровідникової техніки та силової електроніки, а з іншого боку, впровадження нових ідей, пов'язаних з керуванням і регулюванням, а також технічних можливостей для їхньої реалізації. Проте аналіз сучасного стану та тенденцій розвитку електричних машин показує, що нові галузі застосування та вимоги охорони навколишнього середовища призводять до необхідності заміни приводів постійної швидкості на регульовані, в яких керується не лише швидкість, а й інші параметри стану. в закритих системах регулювання.

Ринок приводів з регульованою швидкістю розвивається дуже швидко. З огляду на те, що ціна за одиницю постійно знижується, очікується зростання кількості та вартості регульованих систем приводу, що продаються. На даний момент приводи змінного струму, асинхронні та

синхронні двигуни з постійними магнітами домінують у нових установках систем приводу з високими вимогами, пов'язаними з динамікою та/або регулюванням положення. Крім того, останні використовуються в основному в сервоприводах, тоді як асинхронні приводи розглядаються як універсальні приводи для різних промислових застосувань. Через ціну постійних магнітів синхронні двигуни все ще значно дорожчі за асинхронні, тоді як їхні малі сталі часу, механічні властивості та високі значення крутного моменту визначають їхнє використання в приводах позиціонування.

У системах приводу з асинхронними двигунами існує два основних способи частотного регулювання швидкості: скалярне та векторне. Класичні скалярні методи керування з огляду на свої властивості застосовуються тільки в приводах малої відповідальності. Найпопулярнішим методом є керування за допомогою напруги статора, при якому так звана стабілізація потоку досягається шляхом збереження співвідношення U_s/f_s постійним. Принципова схема цієї загальної структури представлена на рис. 10.3.

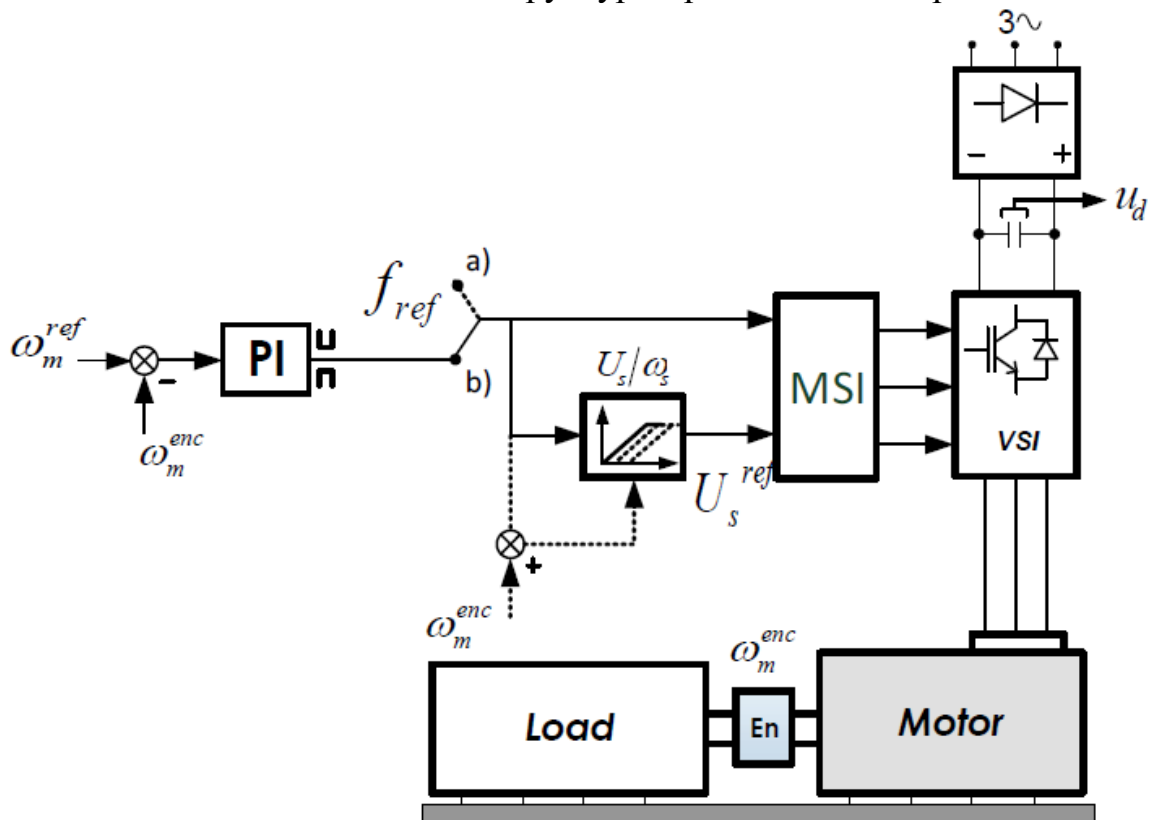


Рисунок 10.3 – Принципова схема скалярної структури регулювання швидкості двигуна: (а) розімкнена система, (б) замкнена система

З точки зору можливостей формування електромагнітного крутного моменту приводу, це система з підтриманням заданої напруги, і як така, навіть після використання зворотного зв'язку за швидкістю, вона не

забезпечує задовільних динамічних властивостей керування крутним моментом. Система, окрім очевидної переваги її простоти, має багато недоліків, наявних у перехідних станах, таких як: відсутність керування моменту та струму, тривалі перехідні стани.

Незважаючи на це, скалярні системи керування знайшли своє місце серед промислових приводів середніх вимог і широко використовуються в установках, які мають бути простими, а регулювання швидкості має бути недорогим.

У тих випадках, коли якість регулювання приводу має вирішальний вплив на технологічний процес або продукт, використовуються методи векторного керування моментом і швидкістю асинхронного двигуна. У векторному керуванні розрізняють дві основні стратегії:

- Керування, орієнтоване за потокозчепленням (Field Oriented Control (FOC)),

- Пряме керування крутним моментом (DTC),

в яких здійснюється вплив на положення векторів основних електромагнітних величин машини (напруги, струми, потокозчеплення), що забезпечує їхню правильну орієнтацію як в статичному, так і в динамічному станах. Векторне керування також повністю усуває недоліки скалярного керування та забезпечує статичні та динамічні властивості асинхронного приводу, аналогічні тим, що отримуються в інверторних приводах з двигунами постійного струму.

Ще на початку 1970-х років були закладені основи векторного регулювання асинхронних двигунів, однак їхня повна перевірка була можливою лише в кінці 20 століття, коли розвиток мікропроцесорних систем дав змогу це зробити. Основи методу Direct Field-Oriented Control (DFOC) були розроблені Ф. Бласске в 1972 році. Характерною особливістю цього методу є необхідність доступу до інформації про значення струму та положення вектора потокозчеплення ротора, на які орієнтується керування складовими вектора струму статора. Цю інформацію можна отримати завдяки різним типам оцінок, що використовують фізичні властивості електричних машин або на основі алгоритмічних методів, таких як: симулятори, спостерігачі змінних стану та фільтри Калмана.

Альтернативою цьому методу є система IFOC (Indirect Field-Oriented Control), запропонована К. Хассе в 1972 році. Цей метод характеризується непрямим способом визначення інформації про поточне положення просторового вектора потокозчеплення ротора на основі виміряного значення кутової швидкості та розрахункового значення ковзання ротора. Точність визначення суттєво залежить від змін сталих часу обмотки ротора, що призводить до погіршення динамічних властивостей системи у разі частоті зміни швидкості приводу, а також в діапазоні низьких значень заданої швидкості ротора.

Крім того, амплітуда потокозчеплення ротора безпосередньо не стабілізується. Отже, незважаючи на відносно просту можливу реалізацію та відсутність оцінювача потоку ротора, структура не має широкого застосування в промислових системах приводу з високими динамічними вимогами. Схеми систем DFOC та IFOC з давачем кутової швидкості ротора представлені на рис. 10.4 і 10.5.

Метод DFOC забезпечує стабільну роботу приводу як за дуже малих значень кутової швидкості, так і за значень, що перевищують номінальну швидкість. Однак недоліком цього методу є його відносно складна структура керування (необхідність перетворення систем координат, реалізація оцінки потоку ротора) та залежність від параметрів асинхронного двигуна, що робить його чутливим до змін параметрів машини. Однак ця структура пропонує широкі можливості реалізації в приводах без давачів, оскільки інформація про значення та положення вектора потоку ротора також може бути використана для оцінки кутової швидкості ротора. Він постійно розробляється до сьогоднішнього дня і часто використовується в різних промислових застосуваннях.

Іншим підходом до керування асинхронним двигуном є метод DirectTorqueControl (DTC), який вперше запропонував І. Такахаші. Він заснований на прямому зв'язку між електромагнітним моментом і потокозчепленням статора з напругою статора, що створюється перетворювачем частоти з інвертором напруги. Завдяки цьому можна безпосередньо дуже швидко керувати електромагнітним моментом машини. Схема базової структури DTC представлена на рис. 10.6.

Завдяки своїй дуже простій структурі та низьким вимогам до обладнання структура DTC займає важливе місце в промислових системах приводу з асинхронними двигунами. Можливість дуже швидкого керування електромагнітним моментом призвела до того, що цей метод тривалий час був практично поза конкуренцією за своїми динамічними властивостями. На жаль, базова конструкція, незважаючи на її відносну простоту, має недолік, а саме: змінна частота перемикань транзисторів інвертора напруги та результуючі втрати в системі залежать від специфіки роботи приводу (діапазон регулювання, змінність навантаження, тип роботи). У результаті в останнє десятиліття було проведено дослідження, щоб знайти метод, який би зберіг усі переваги DTC і водночас усунув цей недолік.

Метод прямого самокерування (DSC), призначений для приводів великої потужності, був запропонований М. Депенброком, він також використовує ідею електромагнітного керування моментом через пряме керування напругою статора. Схема такої структури представлена на рис. 10.7.

Незважаючи на гарні динамічні властивості системи приводу, керованої DSC, він не може використовуватися в системах, що вимагають високої точності регулювання крутного моменту або швидкості, також його не можна використовувати в приводах без датчиків. Низька частота з'єднань вентиля інвертора призводить до великих деформацій струму статора, що в свою чергу є причиною значної пульсації моменту двигуна та неправильної або навіть нестабільної оцінки кутової швидкості в діапазоні малих і великих кутових швидкостей. Подібне явище має місце в класичних системах DTC.

Дуже гарні динамічні властивості та постійну частоту перемикачів інвертора, а також малі спотворення струму статора можна отримати за допомогою модифікованих алгоритмів прямого керування крутним моментом з просторово-векторною модуляцією в так званих методах Direct Torque Control–Space Vector Modulation (DTC–SVM). Схема одного з таких методів представлена на рис. 10.8.

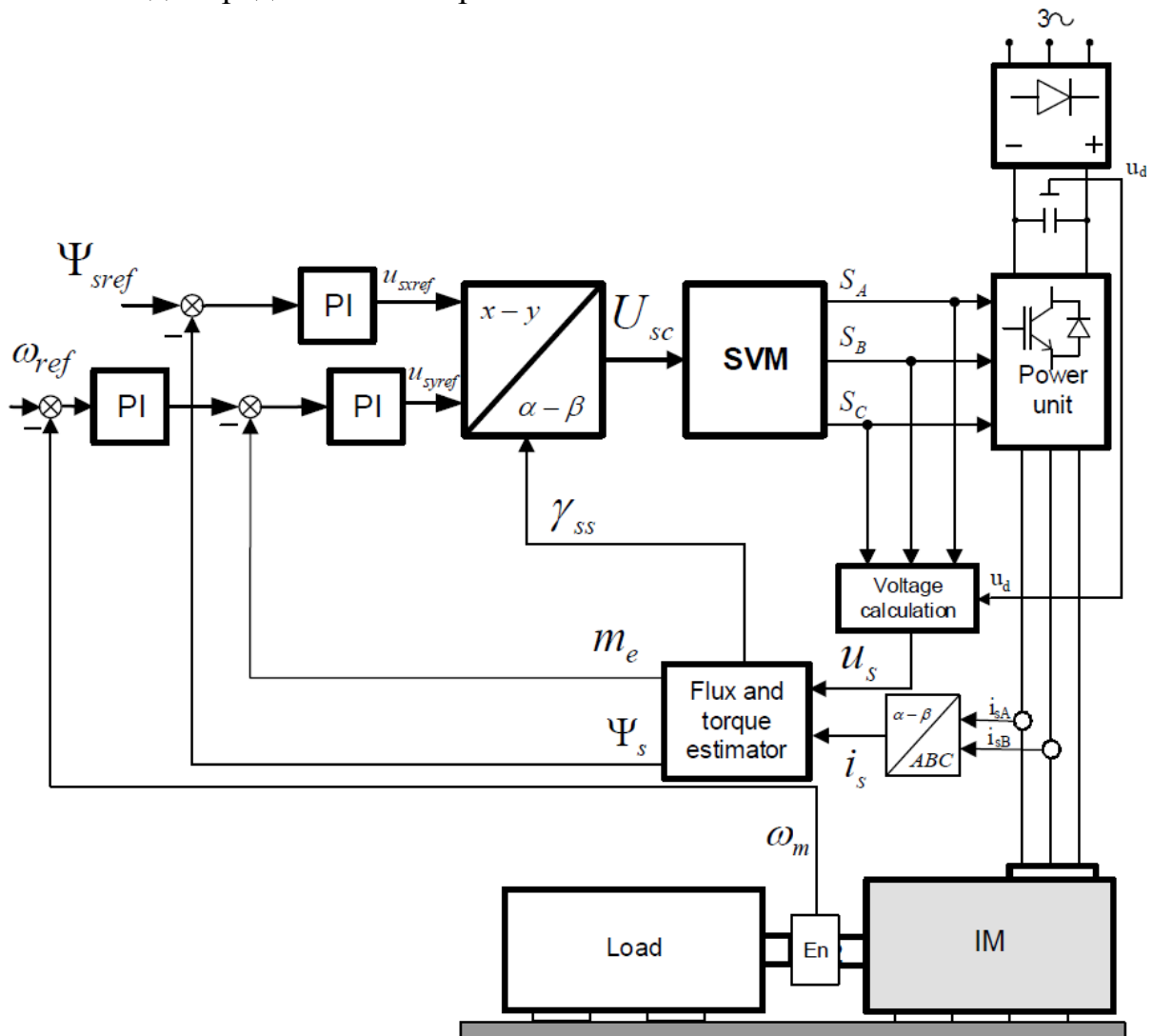


Рисунок 10.8 – Структурна схема методу DTC-SVM

З розвитком методів керування, заснованих на концепції DTC, ці системи стають все більш складними і залежними від параметрів заступної схеми асинхронного двигуна.

Можна констатувати, що новітні методи керування DTC–SVM все більше нагадують класичний метод DFOC. Трансформація системи координат, блоки оцінки потокозчеплення ротора та/або статора стають необхідними для їхньої правильної роботи, а їхня внутрішня структура часто використовує математичну модель машини, яка використовується для розрахунку правильних значень амплітуди або позиційного кутавектора потокозчеплення. Метод може бути успішно використаний у складних промислових застосуваннях— в основному в приводах, що вимагають швидких змін електромагнітного моменту, і в сервоприводах.

Оцінка методів регулювання моменту та швидкості асинхронного двигуна наведена в табл. 10.1. На підставі аналізу (табл. 1) можна стверджувати, що методи DTC–SVM та DFOC, незважаючи на їхню складну структуру та досить високі апаратні вимоги, характеризуються дуже гарними динамічними властивостями та низькими втратами на перемикання, тому їх можна успішно використовувати в різних типах приводних систем.

У випадку приводів із синхронними двигунами з постійними магнітами можна виділити дві основні структури керування залежно від конструкції та типу живлення в двигуні:

- система приводу з так званим безщітковим двигуном постійного струму (BLDCM), з трапецієподібною зворотною ЕРС, рис. 10.9 а;
- система приводу з синхронним двигуном на постійних магнітах (PMSM), з синусоїдальною зворотною ЕРС, з векторним керуванням (рис. 10.9 б).

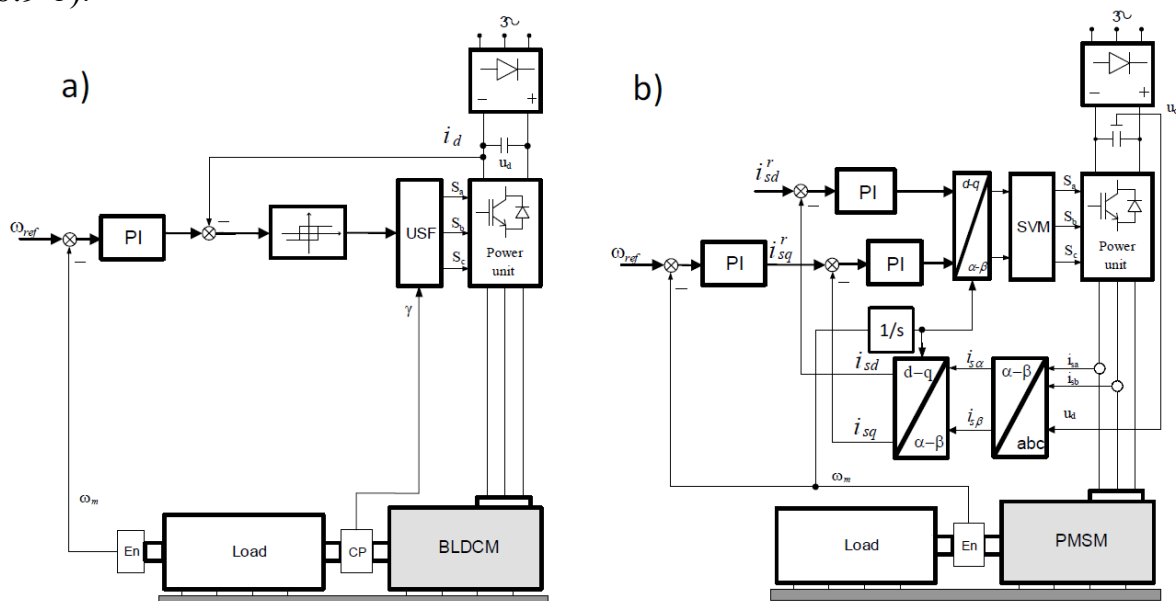


Рисунок 10.9 – Схема інверторних систем приводу з синхронними двигунами: а) BLDCM; б) PMSM

Таблиця 10.1 – Порівняння методів векторного керування асинхронними двигунами

	IFOC	DFOC	DTC	DSC	DTC-SVM
Динамічні властивості	Погані	Добрі	Дуже добрі	Дуже добрі	Дуже добрі
Статичні властивості	Добрі	Дуже добрі	Добрі	Середні	Добрі
Втрати на перемикання	Малі	Малі	Великі	Великі	Малі
THD струму	Малий	Малий	Великий	Дуже великий	Малий
Складність розрахунку	Середня	Велика	Мала	Мала	Велика
Залежність від параметрів	Дуже велика	Дуже велика	Мала	Мала	Дуже велика
Властивості на низькій швидкості	Погані	Дуже добрі	Середні	Погані	Добрі
Властивості на високій швидкості	Добрі	Дуже добрі	Добрі	Добрі	Дуже добрі
Модулятор	Так	Так	Ні	Ні	Так
Універсальність	Мала	Велика	Велика	Мала	Велика
Рівень складності налаштування	Середня	Середня	Просто	Дуже просто	Середня
Якість роботи в бездавачевій роботі	Погана	Дуже добра	Середня	Погана	Дуже добра

Система BLDCM характеризується простим керуванням, однак через гірші динамічні властивості та пульсації крутного моменту, спричинені квазіпрямокутними формами струму статора, вона використовується, коли вимоги до регулювання швидкості та положення нижчі (після доповнення структури додатковим контуром керування).

Структура керування PMSM є типовою структурою векторного керування – орієнтованою за потокозчепленням, як показано на рис. 10.9b або DTC (пряме керування крутним моментом), і, як наслідок, вона забезпечує чудові динамічні властивості, крутний момент, швидкість та/або керування положенням. PMSM мають використовуватися, коли необхідними є ідеальні параметри точності та хороша динаміка та коли це економічно виправдано.

Крім згаданих вище двигунів і методів керування, в останні роки можна спостерігати інтенсивний розвиток реактивних двигунів з імпульсним реактивним двигуном (SRM). Ці машини мають великий потенціал, зокрема, у рішеннях, присвячених електромобілям. Однак, що вони не є конкуренцією PMSM, вони є лише різновидом альтернативи з певними властивостями та параметрами.

Слід зазначити, що векторні методи останнім часом стали стандартом, який використовується не тільки для керування крутним моментом і швидкістю двигуна змінного струму, що живиться від інвертора напруги з широтно-імпульсною модуляцією (ШІМ), але також і в мережевих перетворювачах з SVM для отримання найвищого (одичного) коефіцієнта потужності на вході перетворювача. Можна спостерігати інтенсивний розвиток методів керування мережевими перетворювачами, що живлять ШІМ-інверторні системи, і перехід від традиційних діодних рішень до керованих, також з використанням методу ШІМ, транзисторних вхідних перетворювачів.

Найпопулярніші методи векторного керування асинхронними двигунами, що живляться від транзисторних інверторів FOC і DTC, відповідають методам керування за напругою (VOC) (рис. 10.10) і методам прямого керування потужністю (DPC) (рис. 10.11) для мережевих перетворювачів. Подібно до орієнтованого за потокозчепленням керування крутним моментом асинхронного двигуна, у якому обрані-усистеми координат мають бути орієнтовані за вектором потокозчеплення ротора, у разі керування вихідною напругою транзисторного перетворювача керування струмом мережі є орієнтованим за віртуальним потокозчепленням Ψ_g (віртуальна асинхронна машина), як показано на рис. 10.10, або орієнтована за напругою.

Компонента вектора струму мережі i_{gx} визначає реактивну потужність, а компонента i_{gy} визначає активну потужність, тобто можна отримати незалежне керування потоком активної та реактивної потужностей. З примусовим виконанням $i_{gx}=0$ в системі керування, можна отримати мінімальне споживання струму від мережі та одиничний коефіцієнт потужності та контроль вихідної напруги U_{DC} мережевого інвертора. У системі, представлений на рис. 10.11, необхідні миттєві значення активної та реактивної потужності розраховуються на основі вектора напруги мережі або вектора віртуального потоку мережі.

Структури керування, представлені на рис. 10.10 і 10.11 є можливими рішеннями, оскільки розрізняють чотири стратегії керування перетворювачами:

- керування за напругою (VOC),
- пряме керування потужністю на основі напруги (VDPC),
- керування, орієнтоване на віртуальне потокозчеплення (VFOC),
- пряме керування потужністю на основі віртуального потокозчеплення (VFDPC).

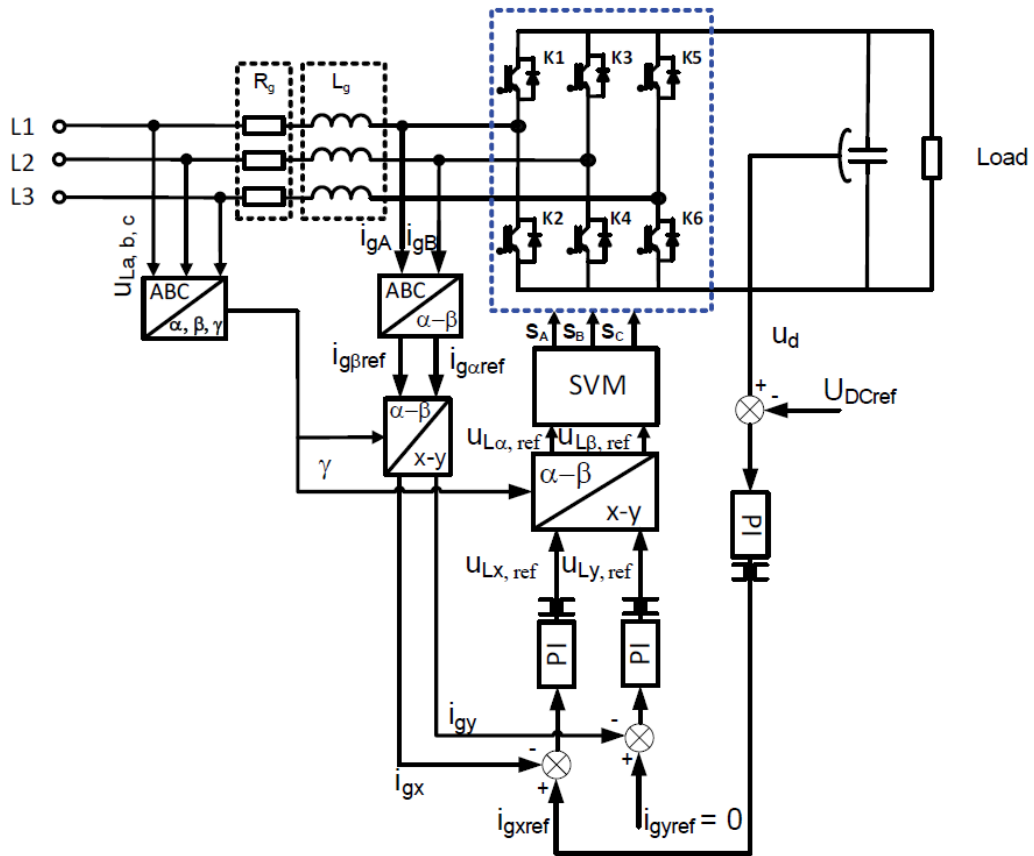


Рисунок 10.10 – Схема керування за напругою (VOC)

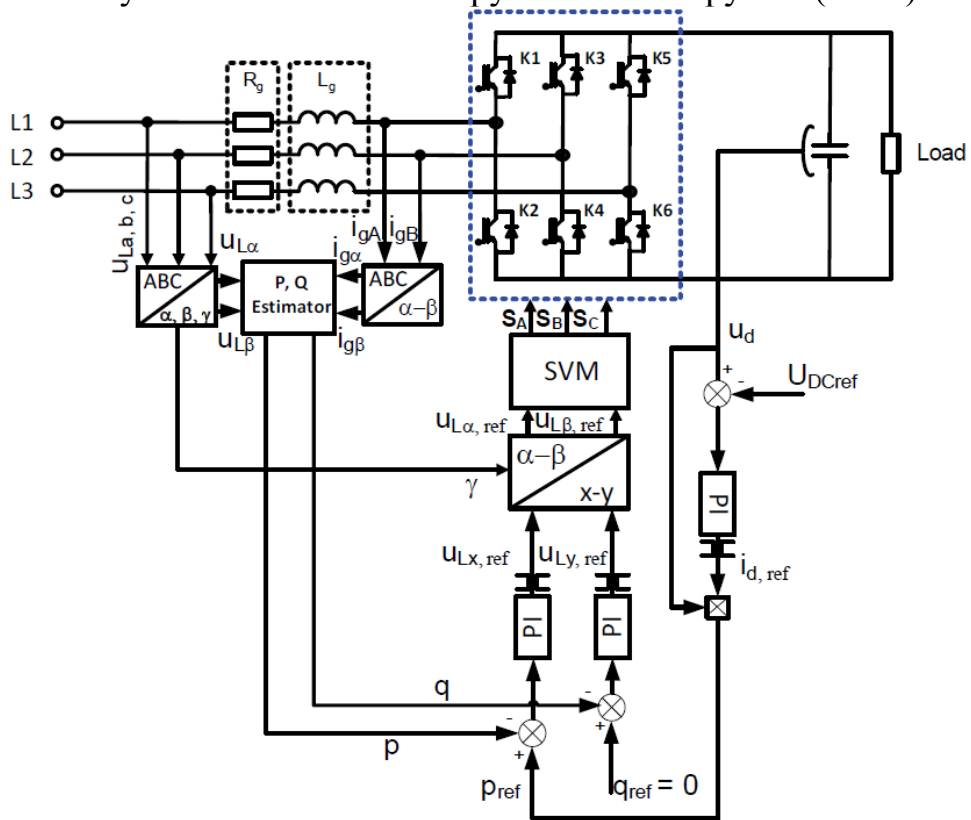


Рисунок 10.11 – Схема прямого керування потужністю на основі напруги (VDPC-SVM)

Подібно до векторного керування асинхронним двигуном, тут також можна порівняти властивості цих чотирьох стратегій керування перетворювачем. Таке порівняння наведено в табл. 10.2, з якої видно, що досвід, пов'язаний із методами розв'язаного керування моментом асинхронного двигуна, використовувався при розв'язаному регулюванні потужності мережевого перетворювача.

Таблиця 10.2 – Порівняння методів векторного керування ШІМ перетворювачами

Метод	Переваги	Недоліки
VOC	<ul style="list-style-type: none"> - постійна частота перемикавання; - можливість використання передових методів ШІМ. 	<ul style="list-style-type: none"> - потрібне перетворення координат і розв'язка схеми керування; - складний алгоритм; - коефіцієнт споживаної потужності вищий, ніж у випадку VDPC.
V-DPC	<ul style="list-style-type: none"> - модулятор не потрібен; - відсутні контури регулювання струму; - перетворення координат не потрібно – гарна динаміка; - розв'язанасхема керування; - змінні стану оцінюються гармонічними складовими (покращений $\cos\phi$ ККД). 	<ul style="list-style-type: none"> - змінна частота перемикавання - необхідні більш високі значення індуктивності та частота дискретизації (більш плавний струм, що важливо для оцінювача активної та реактивної потужності); - треба уникати оцінки потужності та напруги під час перемикавання; - необхідні швидкі мікропроцесори.
VFOC	<ul style="list-style-type: none"> - постійна частота перемикавання; - можливість використання передових методів ШІМ. 	<ul style="list-style-type: none"> - потрібне перетворення координат і розв'язка схеми керування; - складний алгоритм - вхідний $\cos\phi$ нижче, ніж у VF-DPC
VF-DPC	<ul style="list-style-type: none"> - проста оцінка потужності, легка реалізація - менша частота дискретизації, ніж у V-DPC; - модулятор не потрібен; - відсутній контур регулювання струму; - перетворення координат не потрібне; - гарна динаміка - розв'язанасхема керування. 	<ul style="list-style-type: none"> - змінна частота перемикавання; - необхідні швидкі мікропроцесори.

Крім того, завдяки розвитку цифрових і мікропроцесорних технологій, в системах, параметри яких є невизначеними або змінюються у великих діапазонах, класичне ПД-регулювання все частіше замінюється нечіткими або нейро-нечіткими (самонавчання), прогностичними регуляторами ковзання. Найближчим часом ці рішення також будуть доступними для стандартних перетворювальних систем, що використовуються для живлення приводних систем.

Відповідно до прогнозів, зроблених близько десяти років тому, сучасний передовий електропривод 21-го століття має відповідати не тільки всім вимогам, пов'язаним з різними функціями керування, але також вимогам, пов'язаним із захистом природного середовища (якість енергії, електромагнітні перешкоди), моніторингові та діагностичні функції та комунікація з оточуючими пристроями. Такий привод має вхід і вихід живлення, а також входи керування та зв'язку (дротові або бездротові) з функціями, відповідно обраними та параметризованими користувачем. Виробники таких приводів приділяють особливу увагу тому, щоб пульт керування був зручним у використанні, незалежно від складності обраної системи керування. Перетворювачі електроприводів стають все компактнішими та більш конфігурованими з точки зору як апаратного, так і програмного забезпечення. Впроваджуються сучасні рішення щодо інтегрованих систем безпеки та енергоефективних алгоритмів. Можливий зв'язок між системами нагляду та контролю якості процесу.

Відповідно до очікувань користувачів, перетворювачі частоти для приводів змінного струму оснащені спеціальним програмним забезпеченням, яке дає змогу створювати структури та виконувати функції керування, призначені для спеціалізованих застосувань, пов'язаних із позиціонуванням, одночасним регулюванням, багатоосьовим керуванням без будь-якої необхідності використовувати інші пристрої. У багатьох рішеннях є інтегровані ПЛК, CAN Open промислові мережеві роз'єми, керування Ethernet. Більшість регульованих приводів з покращеними статичними та динамічними властивостями дають змогу відновлювати енергію гальмування, що при підключенні інших приводів до однакових загальних кіл живлення дає можливість значно економити енергію.

У найближчому майбутньому навіть стандартне обладнання приводних систем для більш простих застосувань, таких як вентиляційні та насосні системи, охоплюватиме прості інтерфейси, що полегшують обслуговування процесу та самоналаштування параметрів приводу. У просунутих приводах будуть рішення, які, окрім кращих динамічних властивостей (час відгуку регульованого значення: крутний момент, швидкість або позиціонування завдяки використанню вдосконалених методів керування та налаштування регулятора), також включатимуть додаткові функції, такі як: вібрація зниження, точність стабілізації в

невеликому діапазоні швидкостей, можливе усунення давача швидкості та/або позиціонування (приводи без давачів), усунення зайвих з'єднань проводки в шафах керування завдяки використанню загальної схеми даних для всіх компонентів приводу та розширених функцій безпеки.

Зазначені вище тенденції розвитку перетворювачів електроприводів призведуть до підвищення енергоефективності обладнання, а отже, до зниження витрат на експлуатацію машини та підвищення ефективності та безпеки виробничого процесу.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020, 392 с.
2. Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець, Н. Нойбергер, Д. Циценков ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. 335 с.
3. Комплекси генерування електроенергії з функціями компенсації реактивної потужності та активної фільтрації на базі машини подвійного живлення. Монографія / Шаповал І.А., Михальський В.М., Артеменко М.Ю., Поліщук С.Й., Чопик В.В. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, 2020, 241 с.
4. Енергетична електроніка: навчальний посібник / О.О. Шавьолкін, К. : КНУТД, 2017, 396 с.
5. Михальський В.М. Засоби підвищення якості електроенергії на вході і виході перетворювачів частоти та напруги з широтно-імпульсною модуляцією. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, 2013, 340 с.
6. Thomas Valone The Future of Energy: Challenges, Perspectives, and Solutions. Nova Science Publishers, Inc. 2020, 323 p.
7. Bose V.K. Power Electronics in Renewable Energy Systems and Smart Grid: Technology and Applications. Wiley-IEEE Press. 2019, 752 p.
8. Bose V.K. Modern Power Electronics and AC Drives. Prentice Hall, Inc. 2002, 738 p.
9. Rashid M.H. Alternative Energy in Power Electronics. Butterworth-Heinemann, 2014, 378 p.
10. Iqbal Husain. Electric and Hybrid Vehicles Design Fundamentals. CRC Press, London 2021, 498 p.
11. Баженов В.А. Моделі оптимального розвитку енергосистем. Навчальний посібник. Рекомендовано Методичною радою КПІ імені Ігоря Сікорського (протокол №5 від 26.05.2022р.) для здобувачів ступеня бакалавра спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, Київ, 2022, 70 с.
12. Комплекси генерування електроенергії з функціями компенсації реактивної потужності та активної фільтрації на базі машини подвійного живлення. Монографія / Шаповал І.А., Михальський В.М., Артеменко М.Ю., Поліщук С.Й., Чопик В.В. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, 2020, 241 с.
13. Leonhard W. Control of Electrical Drives. (3rd edition). – Berlin: Springer-Verlag, 2001. – 460 p.

14. Теорія активної фільтрації багатофазних систем електроживлення, спрямована на мінімізацію потужності втрат в лінії передачі. Монографія / Артеменко М.Ю., Михальський В.М., Шаповал І.А. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, 2021, 235 с.

15. Нормативно-правове регулювання якості напруги в електричних мережах з джерелами розосередженої генерації. / А.Ф. Жаркін, С.О. Палачов, В.О.Новський, К.: Інститут електродинаміки НАН України.2018. 161 с.

16. Holmes D.G. PulseWidthModulationforPowerConverters / D.G. Holmes, T.A. Lipo. – PrincipleandPractice. – NewYork, USA: IEEE SeriesonPowerEngineering, IEEE Press/WileyInterScience, 2003. – 744 p.