

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
МИКОЛАЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

ІНЖЕНЕРНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ, ЕЛЕКТРОТЕХНІКИ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКИ

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В АПК

конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти ОПІ
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми здобуття вищої
освіти

УДК 620.9:631.3

Е95

Рекомендовано до друку методичною радою Інженерно-енергетичного факультету Миколаївського національного аграрного університету від 24.02.2025, протокол № 6.

Укладач:

- Віталій Мардзявко – асистент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет.
- Андрій Руденко – асистент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет.

Рецензенти:

- Олексій Садовий – канд. тех. наук, доцент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет.
- Андрій Ставинський – д-р техн. наук, професор, зав. кафедрою електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет.

© Миколаївський національний
аграрний університет, 2025

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
ТЕМА 1. Сучасний стан енергетики і енергозбереження в Україні.....	5
ТЕМА 2. Енергоефективність як засіб енергозбереження в АПК.....	13
ТЕМА 3. Енергоефективність електроенергетичних систем.....	24
ТЕМА 4. Відновлювані і нетрадиційні джерела енергії. системи електропостачання споживачів аПК з використанням ВНДЕ.....	33
ТЕМА 5. Технологічні втрати енергії в електричних мережах.....	57
ТЕМА 6. Заходи щодо зниження втрат потужності та енергії.....	64
ТЕМА 7. Структура технологічної витрати електроенергії у трансформаторних підстанціях та заході щодо його зниження.....	70
ТЕМА 8. Оптимізація режиму роботи підстанцій з двохобмоточними та трохобмотувальними трансформаторами.....	77
ТЕМА 9. Тенденції розвитку і підходи до енергоефективності в електроприводі.....	90
ТЕМА 10. Вибір раціональних режимів роботи й експлуатації електропривода.....	116
ТЕМА 11. Вибір раціонального типу електропривода.....	137
ТЕМА 12. Енергозберігаючі системи регульованого електропривода змінного струму.....	157
ТЕМА 13. Підвищення енергетичних показників і зменшення впливу на мережу електроприводів.....	176
ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ КОНСПЕКТУ ЛЕКЦІЙ.....	201
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	202
ДОДАТОК.....	203

ВСТУП

Енергозбереження в агропромисловому комплексі (АПК) є однією з ключових складових сталого розвитку сільського господарства та переробної промисловості. Ефективне використання енергетичних ресурсів, впровадження інноваційних технологій та оптимізація виробничих процесів сприяють не лише зменшенню витрат, але й збереженню природних ресурсів, підвищенню конкурентоспроможності підприємств та зменшенню впливу на довкілля.

Сучасний АПК відчуває значний тиск через зростання цін на енергоносії, зміну клімату та необхідність адаптації до європейських стандартів енергоефективності. В таких умовах важливою є підготовка фахівців, які володіють знаннями і практичними навичками в галузі енергозбереження, здатні розробляти та впроваджувати заходи з підвищення енергоефективності.

Метою цієї дисципліни є формування у студентів системного підходу до управління енерговитратами, аналізу енергоефективності технологій та обладнання, а також опанування методами раціонального використання енергоресурсів в умовах АПК. У рамках курсу розглядатимуться сучасні енергозберігаючі технології, правові та економічні аспекти енергоефективності, а також практичні рекомендації для зменшення енерговитрат у виробничих процесах.

Таким чином, дисципліна "Енергозбереження в АПК" надасть студентам можливість не лише здобути теоретичні знання, але й розвинути навички, які є необхідними для вирішення реальних завдань в умовах сучасного агропромислового комплексу.

ТЕМА 1. СУЧАСНИЙ СТАН ЕНЕРГЕТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В УКРАЇНІ

Мета: ознайомити здобувачів вищої освіти з сучасним станом енергетики в Україні, основними проблемами енергетичного сектору та стратегічними напрямками енергозбереження в країні.

План лекції

1. Основні поняття і визначення;
2. Електростанції України;
3. Аналіз виробництва та споживання електричної енергії в Україні
4. Стан енергозабезпечення АПК України;
5. Система енергозбереження в АПК;
6. Основні напрями енергозбереження.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

1.1. Основні поняття і визначення

Енергозбереження – впровадження правових, організаційних, наукових, виробничих, технічних і економічних заходів спрямованих на зменшення споживання електричної енергії споживачами і на збільшення частки енергії, що споживається від відновлювальних джерел енергії.

Енергоефективність – раціональне використання енергії, що дозволяє перетворювати її параметри і транспортувати до споживача з мінімальними втратами.

Умовне паливо – одиниця вимірювання енергоємності органічного палива (нафти, газу, вугілля), яку використовують для порівняння різних видів палива. В якості умовного палива в більшості країн СНД використовують енергетичний еквівалент від спалювання 1 кг кам'яного вугілля, який дорівнює 29,3 МДж або 8,14 кВт·год. Міжнародним енергетичним агентством (ІЕА) за одиницю умовного палива прийнято енергетичний еквівалент від спалювання 1 тонни нафти, який дорівнює 41,87 ГДж або 11,63 МВт·год.

Американський нафтовий барель – одиниця об'єму, яку використовують для вимірювання об'єму нафти і складає 159 л.

Відновлювальні джерела енергії – джерела енергії природного походження запаси яких поновлюються з часом. Відновлювана енергетика – енергетична галузь, що спеціалізується на отриманні та використанні енергії з відновлюваних джерел енергії.

Зелений тариф – економічний механізм, спрямований на заохочення генерації електроенергії відновлюваною енергетикою.

Енергопостачання і енергозбереження в АПК (зберігання енергії при забезпеченні АПК електроенергією, газом, гарячим повітрям, водою, парами і холодом).

Традиційні енергоносії (вугілля, нафта, газ) і нетрадиційні джерела енергії (ВНДЕ), що відновлюються - енергія Сонця, вітру, біогазу, геотермальних вод, хвиль, приливів і т.д.

Менеджмент в енергозбереженні. управління енергозбереженням в умовах ринкової економіки.

Структура управління енергетикою України:

- Мінпаливенерго Генеруючі компанії (АЕС, ТЕС, ГЕС);
- Магістральні мережі (ЛЕП і ТП 220 кВ і вище);
- Обленерго (Електричні мережі напругою 0,38 - 110 кВ. Займаються реалізацією електричною енергією);

1.2. Електростанції України

Електростанції включають основні елементи: первинний двигун ПД, генератор G і розподільний пристрій РП з підвищувальним трифазним трансформатором Т (рис. 1.1).

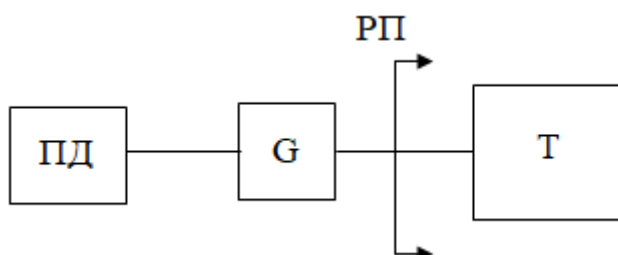


Рис. 1.1 – Структурна схема електростанції

У якості ПД на ЕС використовуються головним чином гідравлічні, парові, газові турбіни і двигуни внутрішнього згоряння. Генератор змінного струму обертається первинним двигуном ПД (збудником основного генератора служить додатковий генератор постійного струму, потужність якого складає до 3% потужності основного генератора).

За видом енергії, що використовується ПД, електростанції ділять на теплові (ТЕС), атомні (АЕС) і гідравлічних (ГЕС), рис. 1.2.

У 2010 р. потужності ЕС склали:

ТЕС - 36,4 млн. кВт - 70%

ГЕС - 4,7 млн. кВт - 5%

АЕС - 12,8 млн кВт - 25%.

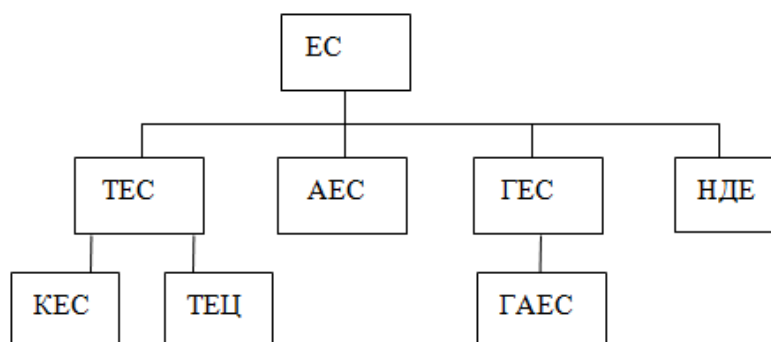


Рис.1.2 – Типи електростанцій

ТЕС можуть працювати на вугіллі, мазуті, газі. У якості ПД тут застосовують парові турбіни, газові турбіни, ДВЗ, а при великих потужностях тільки парові турбіни. ТЕС поділяють на конденсаційні (КЕС) і теплоелектроцентраль (ТЕЦ). КЕС призначена для постачання споживачів тільки електроенергією. Загальний к.к.д. КЕС складає біля 30%.

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) суміщають виробництво теплової і електричної енергії. Теплопостачання здійснюється завдяки відбору пари з турбіни. Загальний к.к.д. ТЕЦ біля 70%.

АЕС замість котла обладнана ядерним реактором.

ГЕС перетворюють механічну енергію водяного потоку в електричну і мають к.к.д. біля 80-90%. ГЕС виробляють саму дешеву електроенергію. Однак первинна вартість ГЕС більше теплових.

Гідроакумулююча електростанція (ГАЕС) працює змінно або в генераторному режимі в часи ПШК; тоді турбіна приводить в рух генератор і останній дає струм в мережу; або в режимі двигуна насоса - закачує воду з ріки у водосховище. Генератор працює в режимі двигуна в часи провалу навантаження при наявності «вільної» потужності, наприклад, від АЕС. Так працює Київська ГАЕС.

Останнім часом все більше застосування знаходять відновлювальні і нетрадиційні джерела енергії (ВНДЕ), що використовують енергію вітру, сонця, біопалива тощо. Потужність їх незначна.

Таблиця 1.1 – Динаміка потужностей електростанцій, млн кВт

Рік	Всі електростанції	ГЕС	ТЕС	АЕС
1923	0,3	0,002	0,3	-
1950	2,7	0,6	2,1	-
1960	3,3	0,7	2,6	-
1970	11,7	1,8	9,9	-
1980	27, У	2,5	25,4	-
1990	43,9	4,0	37,5	2,4
2000	55,6	4,7	37,1	13,8
2010	52,8	4,7	36,3	11,8

Динаміка розвитку потужностей показує зростання електрогенерації в Україні з 1923 року, коли загальна потужність становила лише 0,3 млн кВт, до 2010 року, коли вона досягла 52,8 млн кВт, з приємним зростанням потужностей ТЕС та стабільним рівнем ГЕС і АЕС. Попри домінування теплових станцій, зростає інтерес до відновлювальних джерел енергії, хоча їхній вклад наразі незначний.

Таким чином, енергетична система України залишається переважно тепловою з поступовим розширенням відновлювальних джерел енергії, що визначає напрямок розвитку у майбутньому.

1.3. Аналіз виробництва та споживання електричної енергії в Україні

Виробництво електроенергії: У 2005 році загальний обсяг виробництва електричної енергії в Україні становив 185,2 млрд кВт·год, з яких найбільшу частку (47,9%) забезпечували атомні електростанції (АЕС). Теплові електростанції (ТЕС) виробляли 40,8%, а гідроелектростанції (ГЕС) - лише 6,7%. Порівняно з 2004 роком, виробництво електроенергії зросло на 2,1%, що свідчить про поступове збільшення потреби в

електричній енергії. Проте, незважаючи на збільшення виробництва, АЕС залишаються головним джерелом енергії.

Протягом останніх десятиліть спостерігається тенденція до зниження частки виробленої електроенергії на ГЕС та ТЕС, що відображає старіння технологій та потребу в модернізації енергетичних потужностей. Водночас, на АЕС спостерігається тенденція до зростання їхньої частки в енергобалансі.

Споживання електроенергії: Споживання електричної енергії в Україні має різні напрямки. Найбільші обсяги йдуть на потреби промисловості та будівництва (понад 50% від загального споживання). Транспорт, сільське господарство та інші галузі споживають значно менше енергії. Крім того, виявляються значні втрати енергії в мережах, що також впливає на ефективність споживання.

Енергетична залежність України: Спостерігається велика залежність від імпорту енергоносіїв, зокрема від Росії. Україна імпортує більшість природного газу (76%), нафти (65%) та ядерного палива (100%). Це створює значні ризики для енергетичної безпеки країни. Відносно електричної енергії, після відділення об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України від ЄЕС Росії, Україна стала на 60% залежною від імпорту електричної енергії.

Проблеми енергетичної інфраструктури: Значна частина енергетичних потужностей України є застарілою. Більшість ГЕС експлуатуються понад 25 років, а багато ТЕС потребує реабілітації через старіння обладнання та використання низькосортного вугілля. Це підвищує витрати на виробництво електроенергії та знижує її ефективність.

Таким чином, енергетична ситуація в Україні характеризується високим рівнем залежності від атомної енергетики, зокрема АЕС, а також від імпорту енергоносіїв, що створює ризики для енергетичної безпеки. Старіння основних енергетичних потужностей, зокрема ТЕС і ГЕС, вимагає значних інвестицій у модернізацію і реабілітацію енергетичної інфраструктури. Зростання споживання електричної енергії, особливо в промисловості, вимагає ефективного використання ресурсів та розвитку альтернативних джерел енергії для зменшення залежності від зовнішніх постачальників і забезпечення стійкості енергетичної системи України.

1.4. Стан енергозабезпечення АПК України

Створення високоефективного сільського господарства можливе тільки при широкому впровадженні досягнень науково-технічного прогресу. Але при цьому різко підвищуються витрати паливно-енергетичних ресурсів. Сільське господарство належить до енергоємних споживачів. У останні десятиріччя на кожний відсоток приросту валової сільськогосподарської продукції витрати енергії збільшувались на 3-4%. Це обумовлено бурхливим впровадженням засобів механізації та електрифікації, меліорації полів, гідромеліоративним і шляховим будівництвом, виробництвом і використанням енергоємних мінеральних добрив та хімічних пестицидів, електромеханізацією тваринництва, теплиць і побуту населення.

Енергозбереженню і зменшенню енергоємності в Україні не приділялось необхідної уваги, оскільки в СРСР протягом декількох десятиріч були низькі ціни на енергію. Порівняно з нинішніми вони були втратними: 1 кВт-год енергії - 1 коп., 1 л бензину - 5,6-20 коп. тощо. Частка вартості енергії в ціні продукту не перевищувала 5-10%. Однак епоха

дешевої енергії не тільки у світі, але й в Україні завершилась. За традицією ми продовжуємо безладно ставитись до витрат енергії, хоча ціна на неї в декілька разів випереджає зростання цін на продукцію.

Розв'язання проблеми енергозабезпечення сільського господарства можливе за рахунок енергозбереження, застосування нетрадиційних джерел енергії, утилізації вторинних енергоресурсів, розробки і впровадження малоенергоємних нових технологій.

У сучасних умовах *державна практично втратила адміністративні засоби управління енергозбереженням* (крім встановлення обмежень), в той же час не діють економічні важелі. 1 липня 1994 р. Верховною Радою України був прийнятий Закон «Про енергозбереження», проте він практично не працює через відсутність розробки та введення в дію необхідних для функціонування підзаконних актів, стандартів, нормативів тощо.

Слід зауважити, що підприємства Міненерго практично не несуть відповідальності за непланові відключення електроенергії.

В умовах енергетичної кризи і обмежених запасах викопного палива необхідно всемірно скорочувати витрати ПЕР, причому економія палива стоїть так гостро, що інколи перетворюється в самоціль, це спричиняє збитки від несвоєчасного виконання виробничих процесів (сіяння, збирання врожаю, переробки продуктів тощо).

Оскільки використання енергоспоживаючої техніки направлено на підвищення ефективності сільськогосподарського виробництва, то скорочення витрат ПЕР допустимо тільки в тих межах, при яких не погіршиться економіка виробництва.

1. На відміну від обробних виробництв, в яких споживання енергії майже пропорційне обсягу продукції, що виробляється, у сільському господарстві обсяги робіт, а відповідно, і споживання енергії, мало залежать від продуктивності (врожайності). Наприклад, витрати ПЕР на утримання тварин (приготування корму, його роздача, видалення гною тощо), обробіток ґрунту, сівбу, збирання врожаю та інші операції при традиційних технологіях майже постійні і практично не залежать від продуктивності та врожайності. Тому чим вищі ці показники, тим менша енергоємність продукції. Іншими словами, суттєво знизити енергоємність сільськогосподарської продукції можливо лише шляхом підвищення продуктивності тварин і врожайності культур.

2. При проектуванні і спорудженні сільських електромеханізованих об'єктів витрати енергії ніколи не виступали як критерій ефективності виробництва, що створювалося. Більше того, на офіційному рівні висувалися плани різкого підвищення темпів споживання енергії без зв'язку з ефективністю виробництва. А успіхи, наприклад, сільської електрифікації оцінювалися не прибутком, що отримувався від використання електроенергії, а кількістю спожитої електроенергії.

Усе це призвело не тільки до невиправданих витрат енергії, але і викривлення економіко-енергетичних напрямків розвитку електрифікованого виробництва. Так, широко рекламовані тваринницькі комплекси за економіко-енергетичними показниками виявилися гіршими, ніж звичайні ферми. Зокрема, на молочних комплексах витрати енергії складають 1630 кВт.год на корову за рік, а на електрифікованій фермі - 640 кВт.год, тобто в 2,7 разу нижче. При цьому собівартість молока на комплексах, як правило, вища, ніж на фермах. З'явилось чимало операцій, що спричинили збільшення витрат енергії і не принесли користі споживачам.

3. Низький рівень експлуатації технологічного і енергетичного обладнання призвів до недостатнього його використання, до передчасного виходу з ладу і в кінцевому рахунку до збільшення інвестиційних енерговитрат.

4. У сільському виробництві немає продуманої системи приладного обліку витрат ПЕР та їх контролю. Навіть у типових проектах не передбачалась контрольно-вимірювальна апаратура. Розміри планових поставок ПЕР визначались без професіональних обґрунтувань. Усе це в поєднанні з невиправдано низькими цінами на енергоресурси породжували марнотратство і не стимулювало енергозбереження. У підсумку в нашій країні енергоємність сільськогосподарської продукції в декілька разів вища, ніж, наприклад у США.

Таким чином, у сільському господарстві проблема раціонального енерговикористання виявилася запущеною. Розв'язання її слід розпочинати не з окремих задач, а з докорінного удосконалення організації всього сільського виробництва як споживача енергоресурсів. Назріла потреба в розробці нових наукових концепцій енерговикористання, при яких радикально підвищилася б ефективність електрифікації і енерговикористання взагалі. Тим більше, що ціни на ПЕР підвищуються до рівня світових. Усе це створює додаткові енергоекономічні проблеми, тому зусилля науки слід направити в першу чергу на оптимізацію енергоємності сільської продукції.

Для об'єктивної оцінки можливостей енергозбереження необхідно розглядати повну енергоємність кінцевого продукту, яка включає в себе інвестиційні, прямі експлуатаційні і непрямі енерговитрати.

До інвестиційних належать витрати енергоресурсів, що використовуються при будівництві об'єкту (енергоємність будівельних конструкцій, матеріалів, обладнання тощо). Прямі експлуатаційні енерговитрати - це витрати енергоресурсів на роботу технологічного обладнання, на опалення, вентиляцію, освітлення тощо. Непрямі енерговитрати пов'язані в основному з виробництвом кормів у тваринництві, витратами мінеральних добрив і насіння у рослинництві. Розглядання повної енергоємності дозволяє виявити структуру і взаємозв'язки енерговитрат у різних операціях виробництва, врахувати всі можливості перетворення енергії і відібрати головні складові витрат ПЕР.

Необхідно зазначити, що в умовах вільного підприємництва, коли прибуток є головним стимулом використання енергії, попит на енергоспоживаючу техніку і витрати ПЕР будуть визначатися:

1. Намаганням споживача знизити собівартість кінцевої продукції впровадженням механізації, електрифікації та автоматизації. Отже, обсяги енергоспоживання будуть визначатися ефективністю енерговикористовуючої техніки і зацікавленістю в ній виробника продукції.

2. Бажанням створити комфорт у побуті.

3. Необхідністю дотримання екологічної чистоти виробництва. Ця необхідність, як правило, веде до подорожчання продукції, яка виробляється, тому вимоги екології підприємств буде виконувати за наявності відповідних законів.

Таким чином, головну роль у намаганні споживати або економити енергію буде відігравати економічний інтерес споживача. При відсутності такого інтересу найбільш привабливі способи енергозбереження не будуть реалізовані.

1.5. Система енергозбереження в АПК

Стратегічною метою розвитку енергетики сільського господарства є забезпечення надійного, економічного і стійкого енергозабезпечення сіла при зниженні енергоємності виробництва сільськогосподарської продукції, а отже і її собівартості.

Система енергозбереження включає в себе комплекс заходів, об'єднаних в наступні блоки:

- 1) організаційно-технічні заходи, включаючи нормативно-правовий механізм, систему обліку, нормативи і стандарти;
- 2) економічний механізм, що включає фонди енергозбереження, пільги, кредити, диференційовані тарифи;
- 3) науково-технічна програма, що передбачає розробку і впровадження сучасних енергоекономних технологій, техніку, залучення в енергобаланс нетрадиційних джерел енергії, місцевих і нових видів палива, сільськогосподарських відходів.

Основними принципами реалізації системи раціонального енергозабезпечення і ефективного енергозбереження в АПК, включаючи ринкові відносини і державне управління системою, є:

- 1) забезпечення надійного і якісного електро- і енергопостачання сільських товаровиробників і соціально-побутової сфери у всіх регіонах країни;
- 2) оптимізація структури паливно-енергетичного балансу загалом по АПК і окремим регіонам, що передбачає раціональне поєднання і взаємоув'язку енергоресурсів (твердого, рідкого і газоподібного палива, електроенергії, місцевих видів палива, рослинних відходів, що відновляється джерел), що використовуються з ресурсами кожного регіону;
- 3) стимулювання реалізації заходів енергозбереження у всіх ланках від видобутку палива і виробництва енергоносіїв до впровадження енергоекономного обладнання в АПК;
- 4) стимулювання малих і незалежних виробників енергії, що особливо використовують місцеві паливні ресурси, рослинні і деревні відходи, що відновляються джерела енергії, що дозволяють економити дефіцитні традиційні види палива і поліпшувати екологічну обстановку;
- 5) поєднання інтересів виробників ПЕР, постачальників (де без них неможливо обійтися) і споживачів енергії на рівноправній договірній основі;
- 6) проведення інвестиційної, податкової і кредитної політики, стимулюючої реалізацію енергозберігаючих заходів, економне витрачання ПЕР;
- 7) проведення стандартизації і сертифікації енергоджерел, палива, електро- і енергоспоживаючого обладнання;
- 8) створення засобів ефективного контролю і обліку витрати всіх видів ПЕР, їх прискорене впровадження на всіх сільських об'єктах;
- 9) стимулювання залучення в енергобаланс альтернативних видів палива, місцевих ресурсів, поновлювальних джерел і створення обладнання по їх використанню в АПК.

1.6. Основні напрями енергозбереження

Економічний потенціал енергозбереження в АПК визначається як технічно можливе і економічно доцільне зниження споживання енергії без зменшення обсягів виробництва сільськогосподарської продукції шляхом реалізації енергозберігаючих заходів,

впровадження енергоекономних технологій, техніки, залучення в енергобаланс нетрадиційних джерел енергії.

Енергозберігаюча політика в АПК включає наступні напрями:

- обґрунтування і визначення раціональних потреб сільських регіонів, районів, структурних підрозділів в енергоресурсах з урахуванням використання місцевих видів палива і реалізації енергозберігаючих заходів;
- обґрунтування і розробка нормативів споживання енергії і показників енергоємності по основних процесах сільськогосподарського виробництва;
- освоєння енергоекономних технологій виробництва сільськогосподарської продукції, включаючи нові електротехнології, засновані на використанні електрофізичних методів впливу на біооб'єкти і продукти переробки;
- розробка і впровадження ефективних технологій і економного обладнання по залученню в енергобаланс і широкому використанню місцевих енергоресурсів, використанню і переробці біомаси, рослинних і деревних відходів в зручні для сільських споживачів енергоносії;
- освоєння нового електротеплового і теплоенергетического обладнання з підвищеним ККД, реалізація децентралізованих систем енергопостачання що забезпечують підвищення ККД палива і економію до 20% ПЕР за рахунок ліквідації або скорочення розподільних мереж;
- розробка і освоєння сучасних технологій і енергетичного обладнання по використанню поновлювальних джерел енергії і вторинних енергоресурсів;
- отримання альтернативних видів палива і енергії (паливо з рослинних масел, біогаз, водневе паливо тощо) і їх використання в сільськогосподарському виробництві;
- введення пооб'єктного обліку витрати енергоносіїв з оснащенням приладами контролю і регулювання витрати енергії, реалізація багатотарифної системи розрахунків за електроенергію.

Всі ці напрями включають заходи, що забезпечують економію електричної енергії, а також отримання її шляхом використання поновлювальних джерел енергії від установок, що перетворюють (при згорянні) енергію біомаси, рослинних і деревних відходів в електричну і теплову.

Завдання для самоконтролю

1. Яке визначення енергозбереження і які заходи включає цей процес?
2. Що таке енергоефективність і чому це важливо для економії енергії?
3. Що таке умовне паливо, і яке значення має його використання в енергетичних розрахунках?
4. Які є основні види енергетичних джерел, і як вони класифікуються за їх відновлюваністю?
5. Що таке зелений тариф, і як він впливає на розвиток відновлювальної енергетики?
6. Які основні функції мають електростанції та які елементи складають їх структуру?
7. Які типи електростанцій існують в Україні, і чим вони відрізняються за типом первинного двигуна і енергоефективністю?
8. Які основні проблеми існують у сфері енергетичної інфраструктури України, зокрема в секторі ТЕС і ГЕС?

9. Як змінюється структура споживання електричної енергії в Україні, і які галузі споживають найбільше енергії?
10. Як можна знизити енергоємність сільськогосподарської продукції в Україні?
11. Яким чином енергозбереження впливає на економіку сільського господарства?
12. Які основні принципи реалізації системи енергозбереження в АПК України?
13. Як державна політика енергозбереження може стимулювати використання місцевих відновлювальних джерел енергії в сільському господарстві?
14. Чому важливо впроваджувати нові науково-технічні розробки для зменшення енергоємності в агропромисловому комплексі?

ТЕМА 2. ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ЯК ЗАСІБ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В АПК

Мета: ознайомити здобувачів вищої освіти з поняттям енергоефективність та його основними заходами.

План лекції

1. Визначення поняття «Енергоефективність».
2. Проблеми підвищення енергоефективності виробництва електричної та теплової енергії.
3. Тенденції зміни рівня енергоефективності виробництва енергії.
4. Світовий досвід, досягнення та стратегічні орієнтири політики енергоефективності.
5. Енергоефективність як досягнення енергобезпеки.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

2.1. Визначення поняття «Енергоефективність»

Стратегічним завданням країни є підвищення енергетичної ефективності економіки. Це зумовлено високим рівнем енергоємності, вимогами соціально-економічного розвитку та модернізації економіки, необхідністю підвищення конкурентоспроможності промисловості та покращення стану навколишнього середовища. Якщо зробити зіставлення енергоємності ВВП України з аналогічними показниками по економіках інших країн світу, стане видно, що вітчизняна економіка характеризується невеликим показником енергоємності. У зв'язку з цією проблемою ефективного використання енергетичних ресурсів в даний час приділяється велика увага.

Енергоефективність підприємства можна розглядати лише на рівні устаткування, технології та промислового підприємства для держави загалом. На рівні обладнання підвищення енергоефективності забезпечується збільшенням ККД обладнання та зниженням рівня втрат. На рівні технологій підвищення енергоефективності відбувається за рахунок зміни принципу роботи технологічної установки. При цьому може змінюватися

і тип енергоресурсів, що витрачаються, і якість виробленої продукції або виконуваної роботи. Для промислових підприємств як показник енергоефективності їх функціонування використовується показник питомої витрати енергії на продукцію, що виробляється, або (інакше званий) показник енергоємності. Він показує, скільки енергоресурсів чи енергії витрачається виробництва одиниці продукції підприємства. Енергоємність може визначатися як окремих підприємств і галузей промисловості, але й всієї економіки нашої країни.

Енергоефективність слід розглядати як особливу комплексну властивість економіки, що зачіпає її виробничу та невиробничу сфери, що характеризує здатність виробляти та реалізовувати різноманітні конкурентоспроможні ресурси та ефективно їх використовувати. Підвищення енергоефективності є умовою інтенсивного розвитку економіки, тоді як зростання ВВП за рахунок збільшення обсягів споживання топливно-енергетичних ресурсів є прикладом екстенсивного розвитку. У цьому значенні енергоефективність називають п'ятим видом палива (використання меншої кількості енергії, щоб забезпечити той самий рівень енергетичного забезпечення будівель чи технологічних процесів у виробництві).

Сьогодні справедливо вважати, що немає однозначного визначення поняття «енергоефективність». Очевидно, що перш ніж приймати управлінські рішення, необхідно мати чітке уявлення про те, що має на увазі цей термін, адже від правильного розуміння цього питання залежить вибір стратегії підвищення енергоефективності на рівні підприємства і країни в цілому.

Відповідно до словника російської ефективність ототожнюється зі властивістю бути дієвим, ефективним. У свою чергу слово «ефективний» є похідним від слова «ефект». Якщо йдеться про економіку, то ефект – це, як правило, економія, додатковий дохід т.д., а ефективність економіки – це результативність, і вона виражається ставленням ефекту до витрат, необхідним отримання цього ефекта.

Тобто, ефективність – це відносна величина, оскільки у чисельнику й у знаменнику перебувають величини однієї розмірності, але різні за економічною природою. Відповідно до ДСТУ 2155-93 «Енергозбереження», енергоефективність - характеристика, що відображає відношення корисного ефекту від використання паливноенергетичних ресурсів до витрат паливноенергетичних ресурсів, вироблених з метою отримання такого ефекту, стосовно продукції, технологічного процесу, юридичної особи, індивідуального підприємця. Такого роду трактування предмета дослідження пов'язана з традиційним розумінням ефективності, що передбачає зведення її до якогось одного показника та його виміру. Таким основним вимірником, що використовується в даний час для оцінки енергоефективності, є питома енергоємність, хоча вона далеко не повністю відображає зміст цього поняття.

У цілому нині під «енергоефективністю» можна розуміти комплекс заходів, вкладених у скорочення витрати енергетичних ресурсів у вигляді запровадження досконалих технологій чи технологічних процесів. На скорочення витрат енергоресурсів можуть впливати також покращення в організаційній сфері, оптимізація взаємодії ланок всередині виробничого ланцюжка, поліпшення бізнес-процесів, підвищення ефективності менеджменту.

Зрештою, будь-яке перетворення, чи то скорочення обсягу виробництва чи чисельності персоналу, що тягне за собою зниження питомої витрати енергії на одиницю продукції, можна розглядати як підвищення енергоефективності.

Виникає питання, чи правильно розглядати це визначення лише в аспекті скорочення витрат на енергоресурси. Адже впровадження у виробничий процес нового сучасного обладнання, що є більш енергоємним у порівнянні з попереднім, але значно підвищує прибуток компанії за рахунок збільшення якості продукції, в результаті веде до менших питомих витрат енергії в кінцевому продукті. В даному випадку не сталося скорочення витрат енергетичних ресурсів, навпаки, вони збільшилися, що привело до позитивного ефекту, тобто. прибуток, отриманий від впровадження енергоустановки, перевищив витрати на енергоресурси. Таким чином, сталося підвищення корисного ефекту від використання енергетичних ресурсів за збереження чи збільшення споживання останніх.

Енергоефективність також слід ототожнювати з економічною ефективністю енергоспоживання. Найбільш енергоефективна установка не завжди може виявитися економічно ефективною, оскільки для досягнення високої енергоефективності можуть знадобитися значні інвестиції, окупність яких у прийнятні терміни не завжди може бути забезпечена одержуваною економією енергії. Досягнення високої енергоефективності, як правило, вимагає значних інвестиційних витрат, і економія енергії, що отримується, повинна бути зіставлена з відповідними інвестиційними витратами. Таким чином, можна говорити про оптимальну енергоефективність.

Багато фахівців схильні ототожнювати поняття "енергоефективність" з поняттям "енергозбереження" або вважати її складовою останнього. Викликано це швидше за все неправильним трактуванням поняття, де енергоефективність є складовою поняття «енергозбереження», оскільки згідно з визначенням є одним з результатів реалізації заходів щодо енергозбереження.

В.В. Єфремов, Г.З. Маркман, аналізуючи поняття «енергозбереження» та «енергоефективність» наводять власну точку зору. Під енергозбереженням вони розуміють реалізацію заходів щодо підвищення ефективності використання енергоресурсів, електричної та теплової енергії. Енергоефективність розглядається ними як технічно можлива та економічно виправдана якість використання енергоресурсів та енергії при існуючому рівні розвитку техніки та технологій. Автори, пов'язуючи два поняття – «енергозбереження» та «енергоефективність», що визначають енергозбереження через підвищення енергоефективності. У аналізованому визначенні енергоефективності виступає як якість енергоресурсів, що не зовсім вважається коректним, оскільки енергоефективність вважається відносною величиною.

А.Ю. Воронін визначає енергоефективність як енергозбереження, зниження енергоємності, зменшення залежності від імпорту енергоресурсів, диверсифікацію палива, зниження викидів CO₂, збільшення використання нетрадиційних джерел енергії. Тобто енергоефективність у разі виступає як складова частина енергозбереження.

П.П. Безруких розглядає енергозбереження як реалізацію правових, організаційних, наукових, виробничо-технологічних та економічних заходів, спрямованих на енергоефективне виробництво та використання ПЕР. Це визначення є модифікація ухвали, наведеної в Законі України який визначає поняття «енергоефективність» як самостійний термін, що має відносну величину – відношення корисного ефекту від використання

паливно-енергетичних ресурсів до витрат паливно-енергетичних ресурсів, у той час як енергозбереження – ступінь досягнення цього ефекту.

Відповідно до постанови № 261 «Про енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності» під енергозбереженням розуміється реалізація організаційних, правових, технічних, технологічних, економічних та інших заходів, спрямованих на зменшення обсягу використовуваних енергетичних ресурсів за збереження відповідного корисного ефекту від їх використання (у тому числі обсягу виробленої продукції, виконаних робіт, наданих послуг). Запропоноване визначення не має на увазі зв'язок між скороченням витрати енергоресурсів та якісними змінами виробленого продукту. Тобто головним критерієм енергозбереження є скорочення витрат енергії за збереження обсягу виробленої продукції, виконаних робіт, наданих послуг.

Таким чином, можна виділити такі дві основні відмінні риси енергетичної ефективності:

1. Зниження фізичного обсягу палива та енергії, що виходять на одиницю продукції, що випускається або національного доходу, тобто. економія палива, електричної та теплової енергії – енергозбереження.

2. Отримання позитивного ефекту від проведення заходів щодо енергоефективності за незмінної величини споживання енергоресурсів або випереджального зростання енергоспоживання.

Поліпшення енергоефективності може досягатися шляхом проведення комплексу заходів, результати яких дозволяють досягти економічного ефекту шляхом покращення структури енергетичного виробництва та енергетичного балансу, а також заміщення енергією трудових ресурсів та матеріалів. Дані заходи досягаються шляхом збільшення витрати енергоресурсів, але при цьому забезпечують підвищення якості, надійності та терміну служби продукції, що виробляється, а також зниження впливу на навколишнє середовище. Якщо в результаті економічний ефект перевищує витрати, такі заходи можна назвати енергозберігаючими.

Найбільш доцільно вважати, що енергозбереження спрямоване виключно на скорочення енергетичних ресурсів за збереження корисного ефекту.

Енергоефективність, навпаки, включає обафактор: споживання та ефект від споживання енергетичних ресурсів.

Тобто енергоефективність має двоїстий характер, спрямований на зниження споживання ПЕР та підвищення якості кінцевої продукції.

Енергозбереження, своєю чергою, який завжди передбачає стратегічний підхід, може мати локальний і тимчасовий характер, досягатися з допомогою окремих заходів, без комплексної реструктуризації, реінжинірингу і, тим паче, докорінної зміни парадигми управління. З огляду на це енергоефективність сьогодні слід розглядати як ширшу управлінську категорію порівняно з поняттям «енергозбереження».

Розділивши два поняття – «енергоефективність» і «енергозбереження», група авторів визначає енергоефективність як спосіб підвищення рентабельності та конкурентоспроможності економіки, покликаний вирішити протиріччя між економічними потребами людського суспільства, що постійно розширюються, і обмеженими можливостями для їх задоволення (обмеженість ресурсів) за допомогою реалізації комплексу правових, наукових, виробничих, технічних та економічних заходів.

Ряд фахівців виділяє енергоефективність як окрему галузь науки, що знаходиться на стику інженерії, економіки, юриспруденції та соціології. До цього переліку наук слід додати і екологію. Багато авторів включають у визначення енергоефективності застосування поновлюваних джерел енергії, які мають як енергозберігаючий характер, отримуваний з допомогою заміщення вуглеводневого палива, але екологічний як зниження на довкілля.

Наприклад, Р. Ойленбах у визначенні енергозбереження звертає увагу на використання нетрадиційних джерел енергії, проте виділяє його не як результат діяльності з енергозбереження, а як один із заходів інтенсифікації використання енергоресурсів, оскільки енергозбереження є комплексом заходів різного характеру.

Проте варто відзначити специфіку промисловості Росії, де проведення заходів щодо використання нетрадиційних джерел енергії не таке широко, як у європейських країнах. Стратегія енергоефективності у України спрямовано насамперед скорочення втрат енергії з допомогою модернізації основних фондів. Першочергово це стосується необхідності впровадження енергоефективних технологій на електростанціях, що генерують.

У свою чергу визначення енергоефективності в Європі тісно пов'язане з екологічною ефективністю, розвитком зелених технологій та альтернативної енергетики. Енергозберігаюча політика має бути спрямована на раціональне споживання паливноенергетичних ресурсів, а також на збільшення використання як джерела енергії вторинних енергетичних ресурсів та відновлюваних джерел енергії.

В результаті наведеного аналізу під енергозбереженням розумітимемо діяльність з реалізації заходів економічного, організаційного, технічного, технологічного, правового та екологічного характеру, спрямованих на зниження обсягу споживаних паливно-енергетичних ресурсів за збереження корисного ефекту від їх використання.

Енергетична ефективність - реалізація комплексу заходів економічного, організаційного, технічного, технологічного, правового та екологічного характеру, спрямованого на збільшення корисного ефекту, що припадає на одиницю споживаного паливно-енергетичного ресурсу.

Більше повне трактування цього поняття, можна визначити як як управлінську та економічну категорію – інтегральну характеристику результативності соціально-економічної діяльності промислового підприємства, що охоплює всі процеси: від надходження замовлень та ресурсів до реалізації продукції та її екологічного резонансу – та відображає цим соціально-екологічну відповідальність бізнесу. Таке визначення дає можливість застосувати цю складну категорію з метою формування системи управління ЕЕ підприємства.

Відновлювані джерела енергії розглядатимемо як результат заходів з енергозбереження, механізм реалізації заходів з енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності.

Виходячи з даних визначень, можна зробити висновок, що енергозбереження як діяльність, спрямовану виключно на скорочення споживання енергоресурсів, є одним із способів підвищення енергетичної ефективності. При реалізації заходів щодо енергозбереження відбувається вплив на знаменник у бік зменшення, що спричиняє зростання енергетичної ефективності.

2.2. Проблеми підвищення енергоефективності виробництва електричної та теплової енергії

Поняття енергоефективності тісно пов'язане з поняттям «енергозбереження». Енергоефективність слід розуміти як такий стан економіки, який дозволяє максимально ефективно використовувати наявні енергетичні ресурси, спираючись на існуючий технологічний уклад. Таким чином, енергоефективність є якісним показником ступеня розвитку національної економіки, а енергозбереження – це кількісна характеристика зменшення використання одного показника відносно іншого. Основним із показників, який дозволяє визначити енергетичну ефективність економіки країни, виступає енергоємність валового внутрішнього продукту (ВВП). Він визначається як відношення кількості спожитих паливно-енергетичних ресурсів до валового внутрішнього продукту країни. Для співставлення показників різних країн враховують розбіжність офіційних курсів національних валют стосовно їх паритету реальної купівельної спроможності (ПКС). Це дає можливість співставити показники країн з різними внутрішніми цінами та різними доходами. Показник енергоємності ВВП України за останні роки в декілька разів перевищує аналогічний показник індустріально розвинених країн. За підсумками 9 місяців 2010 року енергоємність ВВП в Україні склала 0,80 кг умовного палива на 1 дол. Цей показник є сьогодні найвищим серед країн Європи. Зокрема в Польщі енергоємність ВВП складає 0,34 кг у.п/дол., Угорщині - 0,30, Німеччині - 0,26, Великобританії - 0,23. Така ситуація з енергоємністю ВВП об'єктивно обмежує конкурентоспроможність національного виробництва і лягає важким тягарем на економіку країни, тим більше в умовах залежності від зовнішніх постачальників ресурсів. На відміну від розвинених країн, де енергозбереження є питанням енергетичної та екологічної доцільності, для України це питання національної безпеки.

На рівень енергоефективності впливають такі чинники: ефективність використання ресурсів для виробництва товарів та послуг, структура національної економіки, цінова політика на енергоресурси, рівень розвитку транспортної інфраструктури, географічне розташування країни, кліматичні умови, соціальнокультурні, демографічні чинники тощо. Але статистичні дослідження щодо впливу кожного з факторів на показник енергоефективності не проводились ні у вітчизняній практиці ні за кордоном. Тому досить складно визначити ступінь впливу кожного чинника на енергоефективність національної економіки. Потреба у визначенні чіткої системи факторів впливу на енергоефективність національної економіки постала лише з моменту формування стратегії підвищення енергоефективності провідними країнами і загострилася в зв'язку з необхідністю запровадження механізмів реалізації положень Кіотського протоколу. Слід зазначити, що на даний момент розробкою системи чинників переважно займаються різні міжнародні агентства, кожне з яких формує систему показників та індикаторів виходячи із своїх завдань та бачення проблеми. Формування системи факторів впливу на показник енергоефективності повинно сприяти визначенню напрямів державного впливу та формування дієвої програми енергоефективного розвитку економіки. Енергетична проблема завжди гостро стояла перед економікою України. Першу паливно-енергетичну кризу 70-х років Україна пережила в складі СРСР, де вона була форпостом індустріалізації на основі дешевих енергоресурсів, а енергоємність її ВВП була на 25% вища за середньосоюзну. Суттєвих кроків по зменшенню енергоємності ВВП не було зроблено, оскільки впродовж 1975-1990 років цей показник зменшився лише на 16%. Підвищення цін на енергоносії виявило низьку ефективність національної економіки, побудованої на

засадах екстенсивного використання енергоресурсів. Низькі ціни на газ впродовж 90-х років ХХ століття відіграли роль своєрідного інгібітора оновлення матеріальнотехнічної бази. Відсутність стимулів до зменшення енергоспоживання призвело до того, що українські підприємства не здійснили модернізацію виробничого обладнання, спрямовану на енергозбереження. Економіка України виявилася не готовою до високих цін на енергоносії і цілком залежною від них. Вивчення проблеми енергоефективності приводить нас до розуміння необхідності енергозбереження на усіх стадіях – виробництва, транспортування та споживання енергетичних ресурсів. Кожна стадія потребує детального вивчення на предмет факторів впливу та можливості максимально ефективного використання ресурсів.

Наслідком вирішення проблеми енергоефективності повинно стати:

1. Забезпечення за нормальної ситуації безперебійного постачання споживачам доступних енергоресурсів належної якості, а в екстремальних умовах - задоволення мінімально необхідного попиту соціально-значущих споживачів;

2. Ефективне використання енергоресурсів, що сприятиме переведенню держави на енергозберігальний шлях розвитку та зменшення енергоємності виробництва товарів та послуг;

3. Задоволення вимог економічної, виробничої, екологічної та соціальної безпеки.

У висновку можна зазначити, що підвищення енергоефективності виробництва електричної та теплової енергії є важливим кроком для забезпечення сталого економічного розвитку України. Низька енергоефективність, високі показники енергоємності ВВП та залежність від зовнішніх постачальників енергоресурсів обмежують конкурентоспроможність національної економіки і підвищують вразливість країни до коливань на світових енергоринках. Для подолання цих проблем необхідно вжити комплексних заходів, спрямованих на модернізацію енергетичної інфраструктури, ефективне використання ресурсів на всіх етапах енергетичного циклу, а також створення сприятливих умов для розвитку енергозберігаючих технологій. Вирішення цієї проблеми є не лише питанням економічної ефективності, а й національної безпеки, оскільки енергозбереження безпосередньо впливає на стабільність економіки, екологічну ситуацію та соціальну стабільність країни.

2.3. Тенденції зміни рівня енергоефективності виробництва енергії

Піднесення ступеню відкритості економіки внаслідок лібералізації та глобалізації, надання Україні статусу країни з ринковою економікою та вступ до світової організації торгівлі (СОТ) спричинили суттєвий вплив кон'юнктури зовнішніх ринків на фінансовоекономічний стан вітчизняних підприємств. В цих умовах, країна не стала рівноправним суб'єктом світового ринку. Торгівельний баланс промислової групи товарів держави формується переважно за рахунок імпорту енергоресурсів та експорту, енергоємної продукції проміжного споживання. Така ситуація вказує на значний потенціал збільшення валової доданої вартості, а відтак і економічною зростання за умови прориву у розвитку енергоефективних технологій виробництва. Динаміка енергоефективності економіки України мала три стадії. На першій стадії (1991-1995 роки) економіка відзначалася істотним зростанням енергоємності (ЕВВП в період 1990-1996 років зросла на 42%). На другій стадії (1996-1999 роки) економіка країни стабілізувалась, енергоємність

почала знижуватися. На третій стадії (2000-2010 роки) економічний рівень країни зростає, енергоємність мала позитивну тенденцію до зменшення.

Зменшення останніми роками енергоємності ВВП не може вважатися результатом виключно державної політики енергоефективності, або ринковими факторами прояву цінової еластичності енергоспоживання. Значно більший вплив мав фактор масштабу виробництва. Зменшення питомих витрат енергоресурсів на виробництво окремих видів товарів та послуг відбулося на тлі невеликої кількості впроваджених енергозберігаючих проектів в модернізацію виробництва. Одним з факторів динаміки енергоємності ВВП стала тіньова економіка (особливо протягом 90-х років, коли, за різними оцінками, у «тінь» пішло до 60% ВВП). Рівень тіньової економіки в Україні у 2010 році, за оцінками Мінекономіки, становив більше 30%. Це відповідно впливає на динаміку енергоефективності, оскільки загальне споживання енергоресурсів відноситься фактично лише до двох третин економіки. Підприємства, які працюють у тіньовому секторі, одержують надприбутки й не зацікавлені в ощадливому використанні ПЕР В галузевій структурі промислового виробництва в Україні домінують енергоємні галузі. Експортуючи сировину й імпортуючи готову продукцію, економіка України втрачає природну непоновлювальну ренту, обмінюючи її на інтелектуальну ренту, тобто фінансуючи за рахунок власного природного багатства науково-технічний прогрес і економічне зростання в інших країнах. Найбільш ефективним інструментом енергозбереження є цінова політика. Але в Україні, при істотному зростанні, ціни і тарифи на енергоресурси не стали стимулом енергоефективності. Директивне, а не економічно обґрунтоване ціноутворення у поєднанні з недосконалістю обліку споживання енергоресурсів призвело до перехресною субсидування споживачів та до енергетичного марнотратства.

Цінові перекоси і субсидування, що мають місце в енергетичному вартісному ланцюгу України, зосереджені переважно на ділянках видобутку палива та постачанні енергоресурсів деяким категоріям споживачів.

Для населення тарифи на електроенергію меншими майже вдвічі, ніж для решти споживачів, і забезпечують відшкодування лише близько 60% собівартості. Але досвід європейських країн свідчить, що тарифи на електроенергію для населення мають перевищувати промислові щонайменше на 40%, оскільки витрати на постачання енергії для великих споживачів значно менші. Підприємства з року в рік отримують через це недостатньо коштів на модернізацію та реконструкцію, проведення капітальних ремонтів, енергозберігаючих заходів.

Механізмом вирішення цієї проблеми є поступове вирівнювання тарифів для різних груп споживачів відповідно до реальних витрат, з включенням механізмів бюджетних субсидій та адресної допомоги.

До визначальних факторів, що негативно впливають на енергоефективність економіки, можна віднести: домінування в галузевій структурі енергоємних виробництв; зношеність основних фондів підприємств та відповідно великі понаднормативні втрати енергоносіїв; недостатня оснащеність невиробничої сфери (в першу чергу житлового фонду) приладами обліку спожитих енергоносіїв; проблеми, пов'язані з залученням інвестицій та використанням кредитних ресурсів; відсутність реальних інноваційних механізмів у виробничій сфері, ліквідація галузевої науки та механізмів залучення потенціалу академічних інститутів для виконання прикладних розробок; відсутність дії ефективного антимонопольного механізму, який би запобігав компенсації нераціональних

витрат енергоресурсів шляхом підвищення цін на продукцію; недостатнє інституційне забезпечення політики енергоефективності.

Вказані вище чинники призводять до зниження конкурентоздатності вітчизняної продукції на внутрішньому і зовнішньому ринках.

2.4. Світовий досвід, досягнення та стратегічні орієнтири політики енергоефективності

Виробництво електричної енергії у світі займає близько третини споживаного палива, що спричиняє викиди близько 10 мільярдів тонн вуглекислого газу. Середній показник ефективності виробництва електроенергії з органічних джерел палива складає 36%, при цьому 34% отримується від вугілля, 40% - від газу, 37% - від мазуту. В останні роки цей показник поступово зростає, причому найвищі результати спостерігаються в розвинених країнах. Однак існує значний потенціал для підвищення ефективності, який може досягати 21-29 кДж на рік, особливо в вугільній енергогенерації.

З 1990 року енергоспоживання транспортним сектором у світі збільшилось на 37% (найбільше - автомобільним транспортом і в країнах, що не є членами ОЕСР), що еквівалентно 5,3 мільярда тонн викидів вуглекислого газу. При зростанні пасажиропотоків на 30%, автомобільний транспорт споживає на 24% більше палива та енергії, ніж у 1990 році. Покращення ефективності двигунів зменшується через збільшення маси транспортних засобів та їх кількості. Споживання енергії вантажним транспортом зросло на 27% зі зростанням вантажопотоків на 34%, але енергоефективність вантажоперевезень зросла на 5% завдяки поліпшенню логістики та оптимізації завантаження.

Побутовий сектор у світі споживає близько 80 кДж на рік, що спричиняє викиди близько 4 мільярдів тонн діоксиду вуглецю (включаючи непрямі викиди від споживання електроенергії). Це єдиний сектор, де з 1990 року споживання енергії збільшилося більше в країнах ОЕСР (на 22%) порівняно з іншими країнами (на 18%). У країнах ОЕСР домінують електрична енергія та природний газ (72%), а в інших країнах - відновлювальні джерела енергії, здебільшого біомаса (59%). Збільшення кількості побутових електроприладів та розширення житлової площі в розвинених країнах призводить до зростання попиту на електроенергію.

Таким чином, світовий досвід показує, що ефективна енергетична політика є важливим чинником економічного розвитку та підвищення конкурентоспроможності економіки. За оцінками експертів, щорічні втрати національних економік через неефективне енергоспоживання, порівняно з європейськими стандартами, складають 15-17 мільярдів доларів США. З урахуванням цих спостережень можна зробити висновок, що досягнення сталого економічного розвитку в Україні можливе без значного збільшення енергоспоживання, при умові впровадження ефективної енергозберігаючої політики.

2.5. Енергоефективність як досягнення енергобезпеки

Енергобезпека сьогодні належить до стратегічних пріоритетів розвитку енергетичного комплексу. Основними проблемами у сфері енергетичної безпеки у трактуванні авторів Енергетичної стратегії є: високий ступінь зносу основних фондів паливно-енергетичного комплексу (в електроенергетиці та газовій промисловості – майже

60 %, у нафтопереробній промисловості – 80 %); низький ступінь інвестування у розвиток галузей паливно - енергетичного комплексу, тобто підприємства відчувають дефіцит коштів, необхідних для своєчасного проведення заходів щодо реконструкції, модернізації та розширення діючих потужностей; невідповідність виробничого потенціалу паливно-енергетичного комплексу світовому науково-технічному рівню, включаючи екологічні стандарти; слабкий розвиток енергетичної інфраструктури

Управління енергетичною безпекою полягає у виявленні, оцінці, використанні та нарощуванні енергетичних ресурсів шляхом виявлення потреб в енергоресурсах, оцінці наявності енергоресурсів, оцінці потенціалу формування, ідентифікації, формуванні, використанні, оцінці ефективності використання, розвитку. Проаналізувавши основні нормативні правові документи, що визначають цілі та завдання управління енергетичною безпекою, та наявні наукові статті та монографії з енергетичної безпеки, можна, по-перше, укласти необхідність управляти енергетичною безпекою на кожному рівні протікання соціально-економічних процесів: мікроекономіка (підприємство), мезоекономіка (корпорація, галузь), мідіоекономіка (територія), макроекономіка (держава).

По-друге, зміст енергетичної безпеки на нормативному рівні визначається такими елементами: стійке забезпечення попиту достатньою кількістю енергоносіїв стандартної якості; ефективне використання енергоресурсів шляхом підвищення конкурентоспроможності вітчизняних виробників; запобігання можливому дефіциту паливно-енергетичних ресурсів; створення стратегічних запасів палива, резервних потужностей та комплектуючого обладнання; забезпечення стабільності функціонування систем енерго- та теплопостачання. Для реалізації регіональних програм енергозбереження пропонується сформувати відділи управління енергобезпекою. Однією з важливих причин високої енергоємності є відсутність скоординованої національної політики, що реально здійснюється.

Серед інших причин, що зумовили високу енергоємність регіонів, можна назвати:

- Недостатнє усвідомлення суспільством значущості енергоефективності;
- Низький рівень обізнаності;
- Відсутність чітких економічних стимулів для інвестування в енергозбереження.

Енергоефективність стала важливим пріоритетом державної політики. Енергозбереження виступає одним із факторів економічного розвитку. У зв'язку з цим необхідно відобразити в регіональних програмах такі цільові показники та їх значення в галузі енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності:

- 1) підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів у житловому фонді;
- 2) підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів у системах комунальної інфраструктури;
- 3) скорочення втрат енергетичних ресурсів за її передачі, зокрема, у системах комунальної інфраструктури;
- 4) підвищення рівня оснащеності приладами обліку використовуваних енергетичних ресурсів;
- 5) збільшення кількості випадків використання об'єктів, які використовують як джерела енергії, вторинні енергетичні ресурси та (або) відновлювані джерела енергії;
- 6) скорочення видатків бюджетів на забезпечення енергетичними ресурсами державних установ, муніципальних установ, органів державної влади, органів місцевого

самоврядування, а також видатків бюджетів на надання субсидій організаціям комунального комплексу на придбання палива, субсидій громадянам на внесення плати за комунальні послуги з урахуванням змін обсягу використання енергетичних ресурсів у зазначених сферах;

7) збільшення обсягу позабюджетних коштів, що використовуються на фінансування заходів щодо енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності.

Потенціал підвищення енергетичної ефективності в секторах кінцевого споживання значно вищий, ніж у секторі виробництва та розподілу енергії. Крім того, економія енергії для кінцевих споживачів супроводжується додатковим зниженням споживання первинної енергії по всій системі виробництва та передачі енергоресурсів.

Наприклад, зниження споживання електроенергії на 1 кВт-год кінцевим користувачем означає економію майже 5 кВт-год первинних енергоресурсів. Енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності слід розглядати як одне з основних джерел майбутнього економічного зростання. Вирішення проблеми енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності має довгостроковий характер, що обумовлено необхідністю як зміни системи відносин на ринках енергоносіїв, так і заміни та модернізації значної частини виробничої, інженерної та соціальної інфраструктури та її розвитку на новій технологічній базі. Головна особливість енергозбереження полягає в тому, що воно не може здійснюватися саме по собі, не є самостійним видом економічної діяльності і служить лише доповненням (необхідним, але добровільним) для іншого, основного для даного господарюючого суб'єкта виду діяльності.

На думку керівників підприємств з проблем енергоспоживання та енергозбереження, аналіз, який включає дослідження реалізованих на підприємствах заходів щодо підвищення енергоефективності, повинен містити: проведення експертизи (енергоаудит), енергетичні обстеження, використання засобів обліку (диспетчування, прилади обліку), моніторинг та регулювання енергоспоживання витратним способом. Оптимальною стратегією досягнення енергобезпеки регіону буде інтеграція інтенсивного, інноваційного та перспективного напрямів використання та розвитку енергетичного потенціалу, з урахуванням особливостей та динаміки інноваційних, інтеграційних, інвестиційних та інституційних процесів, що протікають.

Таким чином, дослідження проблематики сталого розвитку підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) є важливим напрямом у науці та практиці управління економікою з метою забезпечення її енергобезпеки, енергозбереження та енергоефективності. Як показує практика господарювання країн та окремих суб'єктів, однією з ключових умов зростання економіки є використання та впровадження енергозберігаючої системи, що дозволяє оптимізувати споживання енергії та збільшити надійність енергопостачання. Особливу увагу необхідно приділити особливостям розвитку ПЕК у вирішенні виявлених проблем та побудови на цій основі збалансованої промислової політики.

Завдання для самоконтролю

1. Чим енергоефективність відрізняється від енергозбереження?
2. Які основні показники використовуються для оцінки енергоефективності на рівні підприємства?

3. Чому енергоефективність називають «п'ятим видом палива»?
4. Як впровадження нових технологій може впливати на енергоефективність підприємства?
5. Які складові враховуються при визначенні енергоефективності економіки?
6. Які фактори впливають на рівень енергоефективності національної економіки?
7. Яку роль відіграє модернізація енергетичної інфраструктури у підвищенні енергоефективності?
8. Як залежність від зовнішніх постачальників енергоресурсів впливає на енергетичну безпеку країни?
9. Назвіть основні етапи енергетичного циклу, які потребують підвищення енергоефективності.
10. Як співвідносяться поняття енергетичної ефективності та сталого розвитку економіки?
11. Які комплексні заходи необхідні для підвищення енергоефективності в Україні?
12. Які фактори впливають на підвищення енергоефективності у вугільній енергогенерації?
13. Чому енергоефективність вантажних перевезень зросла на 5%, незважаючи на збільшення обсягів вантажопотоків?
14. Чим зумовлене зростання попиту на електроенергію у побутовому секторі розвинених країн?
15. Які втрати зазнають національні економіки через неефективне енергоспоживання, порівняно з європейськими стандартами?
16. Які елементи визначають зміст енергетичної безпеки на нормативному рівні?
17. Чому енергоефективність вважається важливим пріоритетом державної політики?

ТЕМА 3. ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Мета: ознайомити здобувачів вищої освіти з напрямки покращення енергоефективності підприємства.

План лекції

1. Напрямки покращення енергозбереження підприємства;
2. Енергетичний баланс підприємства. Модернізація системи підприємства;
3. Енергозбереження в цивільних спорудах.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

3.1. Напрямки покращення енергоефективності підприємства

Енергетична політика підприємства представляє собою низку задекларованих правил поведінки в енергетичній, політичній, економічній і частково в екологічній галузях діяльності підприємства. Енергетична політика підприємства розробляється відповідно до поставлених цілей та задач підприємства. Кожне підприємство має власні інтереси та власний погляд на шлях досягнення поставлених цілей, а отже і енергетична політика готується індивідуально для кожного окремого випадку. Ефективна енергетична політика підприємства є запорукою прибутковоговиробництва.

Енергетична політика повинна вирішувати наступні питання:

1. Забезпечення стабільної роботи енергетичного оснащення з метою виготовлення високоякісної і конкурентноздатної продукції в достатній кількості;
2. Забезпечення надійного енергопостачання підприємств, раціональне і ефективне використання палива і енергії;
3. Організація створення нового енергозберігаючого оснащення і технології, їх впровадження і наукове забезпечення
4. Забезпечення захисту екології, створення безпечних умов роботи при використанні енергетичного оснащення.
5. Розробка енергетичної стратегії до питань енергоефективності може допомогти в поліпшенні економічних показників підприємства. Це включатиме розподіл відповідальності на підприємстві і отримання "корпоративної підтримки" програми по енергоефективності, оскільки всі працівники повинні розуміти вигоди від поліпшення енергоефективності.

Без чітко впровадженої енергетичної стратегії підприємство не зможе розробити ефективну програму по енергоефективності. Енергетична стратегія підприємства повинна включати наступні питання:

1. Закупівля первинних ресурсів;
2. Їх перетворення на підприємстві;
3. Розподіл і постачання;
4. Використання енергії;
5. Загальний розподіл відповідальності керівної ланки за використання енергії.

Енергетична стратегія не повинна бути сформульована тільки на вартості енергії, вона повинна стати всеосяжним документом, що відображає те, як ухвалені рішення вплинуть на енергоефективність. Енергетична стратегія повинна включати ряд цілей, з якими зв'язатиметься робота підприємства, і встановлювати задачі для її поліпшення.

Одним із основних напрямків по зменшенню питомих витрат електричної енергії та енергоносіїв є розробка і впровадження заходів, спрямованих на раціональне її використання.

1. Вибір типу енергоносія.

Нижченаведений перелік включає ключові елементи розгляду, що необхідні при виборі типу енергоносія.

- Установити стратегічний план;
- Проаналізувати стратегію закупівель;
- Проаналізувати поточні тарифи енергокомпаній;
- Провести енергетичний аудит можливостей підвищення ефективності;

- Проаналізувати моделі споживання;
- Оцінити внутрішньозаводську генерацію (самогенерацію);
- Розглянути можливість використання альтернативних палив:

Можливість упровадження автоматичних засобів керування.

2. Установити стратегічний план

Із самого початку потрібно визначити енергетичні цілі. Деякі питання, щоможуть допомогти:

- Наскільки сильно рахунок за енергію впливає на рівень виробництва?
- Чи передбачаються заздалегідь фіксовані платежі за енергію?
- Чи містить фінансовий план кошти для проектів заощадження енергії?

3. Проаналізувати свою стратегію закупівель

Природний газ

Компанія може часто досягти успіху, провівши аналіз того, як вона купує природний газ. Розрахунок довгострокової стратегії покупок (хоч і займає багато часу) має переваги в порівнянні з щомісячними закупівлями, але деякі компанії продовжують купувати щомісяця і щорічно (за щомісячними оцінками).

Електроенергія

Сьогодні в наявності мається невелика кількість компаній, що можуть вибрати своїх постачальників електроенергії. Цим компаніям повідомляють у середньому про 2–5 різних постачальників електроенергії. Багато учасників ринку нездатні порівняти і вибрати "яблуко з яблук". Украй важлива оцінка енергетичної компанії, на яку можна покластися в спірних випадках, і яка допоможе орієнтуватися в ринковому середовищі. Потрібна буде докладна інформація про використання енергії, розуміння моделей використання необхідних для максимізації заощаджень.

4. Проаналізувати поточні тарифи енергокомпаній

Кожна енергокомпанія має свої власні тарифи, що засновані на цілій низці факторів, включаючи тип замовника (житловий сектор, комерційний, промисловий) і обсяг споживання. Тарифи часто важко зрозуміти замовникам, для яких обґрунтування тарифів не є частиною щоденної роботи. Оскільки бізнес розвивається, звичайно потрібно небагато уваги, щоб зрозуміти, коли підходять конкретні тарифи. Компанія може прийняти тариф, що не підходить іншим. Ця можливість заощаджень дуже часто не враховується.

5. Провести енергетичний аудит можливостей ефективності

Як і всі інші продукти, енерговитрати є функцією споживання і цін. Зниження цін – це тільки половина рівняння. Для оцінки можливостей зниження споживання енергії підприємства потрібно провести енергетичного аудита кваліфікованим інженером-енергетиком. Аудит перевіряє моделі споживання енергії і енергоспоживаюче устаткування (котли, холодильники, освітлювальну апаратуру і так далі) для розробки рекомендацій з поліпшення енерговикористання і зменшення витрат.

6. Проаналізувати моделі споживання

Компанія повинна установити, на якому основному рівні здатне працювати устаткування, це мінімізує можливість появи піків споживання. До того ж фактичний хід процесів можна переглядати при впровадженні змін, що мінімізують споживання енергії – і зберігають гроші.

7. Оцінити внутрішньо-заводську генерацію (самогенерацію)

Альтернативою закупівлі енергії від енергокомпанії або постачальника енергії може бути самогенерація енергії. Самогенерація енергії загалом, або зокрема, відповідно до вимог до енергії компанії, часто призводить до витрат на одиницю енергії меншим, чим найкращі пропозиції постачальника. Велика частина енергокомпаній недоброзичливо відноситься до самогенерації, оскільки вона призводить до великих утрат доходів енергокомпаній.

8. Розглянути можливість використання альтернативних палив

Можливість використання альтернативного палива (АП) дуже важлива для багатьох компаній. Для деяких підприємств АП може надати енергію для основної роботи, у той час, як для інших АП служить резервним джерелом енергії.

Іншою основною перевагою установки джерела АП є можливість компанії купувати АП на підставі безперервного (тобто гарантованого) постачання, що саме по собі дає значимі заощадження для компанії.

9. Можливість упровадження засобів керування

Професіонали-енергетики вважають, що одним з найбільш критичних елементів успішної енергетичної програми є загальне розуміння моделей використання енергії. При можливості забезпечення постачальників енергії докладними даними по споживанню енергії, вони зможуть розробити послуги "за замовленням" для максимізації ваших можливостей заощадження. Більшість компаній сьогодні використовують стандартні лічильники для одержання даних споживання енергії.

Розширені засоби керування можуть аналізувати моделі споживання реального часу і визначати, коли компанія переходить заздалегідь визначений поріг споживання. Не дозволяючи компанії перевищити цей поріг, засіб керування автоматично накаже визначеним, заздалегідь зазначеним, частинам устаткування тимчасово змінити режим роботи (виключає його на кілька хвилин і так далі). Такий "інтелектуальний лічильник" або розширений засіб керування, і надалі керує устаткуванням (повторним включенням через кілька хвилин і так далі). Такий засіб інтелектуальний і може пророчити, коли компанія досягне порога споживання, ґрунтуючись на моделях споживання, погодних умовах, дні тижня, часу дня й іншій статистиці. Застосування таких даних може привести до істотних заощаджень.

3.2. Енергетичний баланс підприємства. Модернізація системи підприємства.

1. Поняття енергетичного балансу підприємства

Енергетичний баланс підприємства – це сукупність показників, що характеризують кількісну відповідність між надходженням і використанням енергетичних ресурсів на об'єктах промислової енергетики. Основні аспекти енергетичного балансу підприємства регулюються ДСТУ 28-04-94 "Енергетичний баланс промислового підприємства. Загальні положення, терміни та визначення".

Класифікація енергетичних балансів:

1. **Оптимальний енергетичний баланс** – відображає мінімально можливі витрати на енергопостачання об'єкта за умов оптимальних режимів роботи обладнання, вибору економічно вигідних енергоресурсів і генераційних установок.

2. **Фактичний енергетичний баланс** – показує реальний стан використання енергоресурсів, враховуючи як обґрунтовані, так і необґрунтовані втрати.

3. **Енергетичний баланс у робочій формі** – деталізує розподіл енергоресурсів за виробничими, територіальними і цільовими ознаками без поділу на корисну складову та втрати.

4. **Частковий енергетичний баланс** – охоплює окремі види енергоресурсів (паливо, електроенергія тощо) і подається у грошовій, натуральній формах або у відсотковому вираженні.

5. **Зведений баланс** – об'єднує дані з усіх часткових балансів.

6. **Баланс витрат на енергоресурси** – енергетичний баланс, поданий у грошовому вираженні.

Форми складання енергетичного балансу:

1. **Експериментальна** – ґрунтується на випробуваннях електроустановок та замірах витрат енергоресурсів.

2. **Розрахункова** – базується на фізико-хімічних залежностях і формулах.

3. **Розрахунково-експериментальна** – поєднує елементи експериментального та розрахункового підходів.

Структура енергетичного балансу:

Енергетичний баланс складається з прибуткової та витратної частин:

- **Прибуткова частина** містить дані про виробництво і постачання енергоресурсів, залишки енергії, що переходять із попереднього періоду, та надходження з інших джерел.

- **Витратна частина** відображає напрями споживання енергії, втрати, передачу на сторону та залишки.

Особливості втрат:

Втрати енергії є неминучим елементом будь-якого виробничого процесу. Аналіз енергобалансу допомагає визначити основних споживачів енергоресурсів, що дозволяє розробити пріоритетні заходи з енергозбереження.

Значення даних енергобалансу:

Інформація, отримана з енергобалансу, використовується для обчислення низки показників. Наприклад, коефіцієнт централізації електропостачання демонструє частку електроенергії, отриманої з централізованих джерел, у загальному обсязі споживаної енергії, що дозволяє оцінити ефективність її постачання.

Таким чином, енергетичний баланс підприємства є важливим інструментом для аналізу, контролю та оптимізації споживання енергоресурсів.

2. Аналіз енергетичного балансу підприємства

Ефективний підхід до аналізу енергетичних балансів підприємства базується на обчисленні коефіцієнтів корисної дії (ККД) для окремих енергоносіїв і загальної енергетичної системи підприємства. Розрахунки проводяться на основі витратної частини енергетичного балансу, що відображає цільове використання палива та енергії.

Другий важливий напрям аналізу передбачає вивчення взаємозв'язку між енергетичними показниками та ключовими аспектами господарської діяльності

підприємства. Цей підхід дозволяє оцінити взаємний вплив енергетичного сектора і виробничої економіки через розрахунок інтегральних енергоекономічних показників. До них належать:

- електро- і енергоозброєність праці;
- енерго-, електро- та теплоємність продукції;
- енерго-, електро- та теплозабезпеченість основних виробничих фондів;
- теплоелектричний та електропаливний коефіцієнти.

Електробаланс є ключовим елементом аналізу, що демонструє співвідношення надходжень і витрат електроенергії. Він необхідний для організації заходів з економії енергії та контролю розподілу електроенергії між окремими технологічними процесами та агрегатами. Електробаланс дозволяє ідентифікувати втрати енергії та оцінювати ефективність впроваджених енергозберігаючих заходів.

Електробаланс складається з двох частин:

1. **Приходна частина** включає дані про електроенергію або потужність (активну та реактивну), що надходить від постачальника.
2. **Витратна частина** охоплює як корисні, технологічно необхідні витрати електроенергії, так і втрати.

Співвідношення між статтями витратної частини і приходної частини залежить від галузі промисловості, специфіки технологій та обладнання. Це дозволяє енергоменеджерам визначити пріоритетні напрями для впровадження енергозберігаючих заходів і зменшення витрат.

Завдання аналізу електробалансу полягають у:

- визначенні статей витрат електроенергії з деталізацією витрат на виробництво основної продукції;
- розрахунку фактичних питомих витрат електроенергії на одиницю продукції;
- виявленні можливостей для економії електроенергії.

Таким чином, аналіз енергетичного балансу підприємства є інструментом для підвищення енергоефективності, оптимізації витрат та зниження енергетичних втрат.

3. Система освітлення

Хоча в загальному споживанні енергії в промисловості частка освітлення невисока, проекти по установці ефективної системи освітлення все-таки мають високу економічну ефективність. Найчастіше на даному промисловому підприємстві використовуються лампи розжарювання і ртутні лампи. Вони не є найефективнішими. Заміна на флуоресцентне освітлення або натрієві лампи звичайно має строк окупності менш 5 років при існуючих в Україні тарифах на електроенергію. За рахунок установки енергоефективних ламп можна одержати й інші дуже важливі вигоди: такі лампи знижують витрати на експлуатацію і технічне обслуговування, тому що вони служать довше, ніж традиційні лампи, і з їх допомогою можна підвищити безпеку на робочому місці за рахунок забезпечення кращого освітлення при споживанні меншої кількості енергії. Установка ефективної системи освітлення може також свідчити про те, що підприємство зацікавлене у впровадженні програми енергоефективності в цілому і готове до цього. З психологічної точки зору це треба розглядати як позитивний фактор для впровадження програми підвищення енергоефективності на підприємстві. Першим кроком до підготовки модернізації системи освітлення є оцінка потреби у освітленні. Кількість світла вимірюється в люменах або в люксах. Суспільство інженерів-

світлотехніків, наприклад, рекомендує для внутрішнього освітлення виробничих приміщень рівень освітленості 500-10000 люкс, а для зовнішнього – 10-300 люкс .

Технологія освітлення лампами розжарювання є найбільш старою і самою неефективною. Вартість ламп розжарювання невисока, але втрати протягом усього періоду служби не конкурентноздатні в порівнянні з флуоресцентними лампами. Застосування флуоресцентних ламп у промисловості є гарним енергозберігаючим заходом для внутрішнього освітлення. При зовнішній освітленні ртутні лампи можуть бути замінені натрієвими лампами високого або низького тиску. Натрієві лампи низького тиску є найбільш ефективними серед інтенсивних газорозрядних ламп (до таких ламп відносять ртутні лампи, металогалогенні і натрієві лампи високого тиску). Однак натрієві лампи низького тиску забезпечують недостатню передачу кольору. Натрієві лампи високого тиску є проміжним варіантом: вони більш ефективні в порівнянні з ртутними лампами, але на 60 % менш ефективні, чим натрієві лампи низького тиску. Рівень інтенсивності освітлення натрієвими лампами високого тиску не є найвищим , але інтенсивність освітлення цими лампами вище, ніж натрієвими лампами низького тиску. Приймаючи рішення про вибір системи освітлення, необхідно належну увагу приділити баластам, оскільки вони мають безпосередній вплив на інтенсивність освітлення (і, зрозуміло, на його ефективність). Усі системи освітлення, крім ламп розжарювання, вимагають використання баластів. Існує два типи баластів для систем освітлення флуоресцентними лампами: магнітні й електронні. Останні є найбільш ефективними. Лампи з високоінтенсивним розрядом також вимагають застосування баластів, але з меншою кількістю варіантів вибору. Для того щоб одержати точні результати при оцінці витрат і вигод проекту по впровадженню систем освітлення, дуже важливо врахувати вартість як баласту, так і додаткової електричної енергії, що споживається ним.

Крім заміни системи освітлення, існує ряд інших енергозберігаючих заходів. Вимикання світла при відсутності необхідності в ньому – найпростіше рішення проблеми енергозбереження. Системи автоматичного регулювання можуть бути встановлені з метою відключення системи освітлення при відсутності в приміщенні працівників. Використання місцевого освітлення також забезпечує економію енергії. Сконцентрувавши світло на робоче місце (звичайно, установивши систему освітлення якнайближче до робочого місця). Регулярне технічне обслуговування може підвищити рівень продуктивності і збільшити інтенсивність освітлення при мінімальних витратах. Арматура люмінесцентних ламп також може бути модернізована при використанні рефлекторів для підвищення ефективного використання освітлення.

4. Модернізація електродвигунів і електроприводів

Навряд чи знайдеться промисловий процес, де б не використовувалися електродвигуни. Вони пускають у хід багато видів устаткування, у тому числі насоси, вентилятори, повітродувки, конвеєри, млини. Оскільки двигуни широко використовуються у виробничому процесі, вони споживають значну кількість електричної енергії і можуть стати привабливим об'єктом з погляду інвестування в енергозберігаючі заходи. Цілеспрямований і систематичний збір даних по кожному двигуні, що функціонує більш 2000 годин у рік, являється початковим етапом підвищення ефективності використання двигунів на підприємстві. При обліку даних про двигуни особливу увагу слід звернути на місце розташування двигунів, призначення, частоту обертання,

навантаження, паспортні дані. Відразу ж після огляду цього устаткування можна впровадити деякі заходи щодо підвищення ефективності електродвигунів на підприємстві.

Правильний вибір потужності електродвигуна дозволить скоротити споживання енергії. Найчастіше двигуни мають надмірну потужність, щоб при необхідності можна було б справитися зі значним перенавантаженням. Правильно підібрані електродвигуни повинні працювати при навантаженні 75-100 % від їхньої паспортної потужності. До того ж електродвигуни більшої потужності коштують дорожче, ніж електродвигуни меншої потужності. Зростають також витрати, оскільки електродвигуни працюють з максимальною ефективністю при навантаженні, близьким до повного.

Одна з можливостей енергозбереження – установка електродвигунів з частотно-керованим електроприводом. Вони застосовуються у випадках, коли навантаження електродвигуна коливається і він тривалий час працює з низьким навантаженням. Визначення графіка навантаження електродвигуна (відсоток навантаження від часу) має важливе значення при оцінці економічної ефективності: звичайно вигідно застосовувати частотно-керовані електроприводи для двигунів потужністю більш 10 кВт, що працюють більш 8000 годин у рік. Частотно-керовані електроприводи приводять споживання електроенергії у відповідність з рівнем навантаження, змінюючи частоту обертання електродвигуна. Застосування частотно-керованих електроприводів ефективно для вентиляторів, насосів і устаткування, частота обертання якого не є критичною. Електроприводи даного типу можуть сприяти підвищенню якості продукції, за рахунок контролю і зниження вартості технічного обслуговування.

Натяжка і регулювання пасових передач також підвищує енергоефективність. Необхідно систематично здійснювати контроль стану пасових передач. Ослаблення ременів і розрегулювання ремінних приводів приводять до збільшення втрат на тертя. Це викликає додаткове споживання електричної енергії скорочує термін служби ремінного приводу. Ремінні приводи мають низьку вартість, але для ефективного функціонування існує постійна необхідність у їхньому технічному обслуговуванні. Навчання персоналу, відповідального за керування системами електродвигунів, допоможе підвищити рівень технічного обслуговування.

Заміна стандартних клинчастих ременів високоефективними ременями підвищить загальну ефективність електропроводу при більш низьких витратах у порівнянні з вартістю нового двигуна з більш високим ККД. Клинчасті ремені з зубцями і синхронні ремені більш ефективні, чим стандартні клинчасті. Високоефективні електродвигуни (з підвищеним коефіцієнтом корисної дії) також можуть скоротити витрати на енергоресурси. ККД електродвигунів визначається як відсоток електричної енергії, перетвореної в механічну енергію.

Виходячи з діючих сьогодні тарифів на електричну енергію і щодо високих капітальних витрат, необхідних для модернізації електродвигунів, замінити функціонуючі двигуни новими більш ефективними в більшості випадків не має змісту. Однак періодично на підприємствах електродвигуни все-таки приходиться замінити (до 10 % у рік). Придбання високоефективних електродвигунів для заміни старих може мати високу економічну ефективність. Часто економічно ефективною є заміна двигуна на двигуни з великим ККД, якщо ККД приводу не можна змінити в іншому місці. Коефіцієнт потужності показує, наскільки ефективно пристрій перетворить вхідну напругу і струм у корисну електричну потужність.

3.3. Енергозбереження в цивільних спорудах

На сьогодні в Україні створено належну законодавчу і технічну базу для реалізації муніципальних програм з енергоефективності та енергозбереження. Ефективність і економічна доцільність впровадження заходів з підвищення енергоефективності комунальних будівель підтверджена успішною реалізацією низки проектів за підтримки міжнародних організацій (ПРООН, ГЕФ, GTZ та ін.) протягом останнього десятиліття.

Проте реалізація таких програм гальмується через низку бар'єрів, серед яких відсутність прозорого діалогу між громадами, владою та бізнесом. Це особливо актуально для соціально значущих установ, як-от школи, лікарні, заклади культури. Значна прогалина існує між наявними механізмами та реальним впливом громади на процеси розробки і впровадження програм з енергоефективності, зокрема через обмежений доступ до інформації про використання коштів та наслідки реалізованих проектів.

Для подолання цих викликів пропонується проект, спрямований на створення сталого механізму реалізації енергоефективних заходів у комунальних установах, зокрема освітніх. Основними завданнями проекту є:

- залучення місцевих громад до контролю за виконанням проектів;
- підвищення обізнаності населення;
- вдосконалення регуляторної політики на муніципальному рівні.

Ключовим елементом проекту стане створення дорадчих комітетів з енергозбереження, які сприятимуть налагодженню діалогу між громадами та органами влади. Ці комітети впливатимуть на формування енергозберігаючої політики та забезпечуватимуть прозорість використання муніципальних фондів револьверного фінансування енергоефективних проектів.

Додатково проект передбачає:

- розвиток об'єднань співвласників багатоквартирних будинків та житлових кооперативів;
- запровадження систем енергомоніторингу у шкільних закладах;
- організацію енергоаудитів для визначення реальних енерговтрат;
- залучення інвестицій у модернізацію інфраструктури;
- поліпшення умов навчання, праці та проживання завдяки зниженню енерговтрат і забезпеченню комфортного температурного режиму.

Реалізація проекту дозволить:

1. Забезпечити громаді доступ до інформації про енергоспоживання і програми з енергозбереження.
2. Надати механізми для контролю та участі у прийнятті рішень щодо енергоефективності.
3. Зменшити енерговтрати у бюджетних установах через впровадження інноваційних заходів.

Пілотне запровадження енергомоніторингу у школах, удосконалення матеріалів для утеплення будівель, модернізація систем опалення та утеплення фасадів — усе це спрямоване на значне підвищення ефективності використання енергоресурсів і скорочення витрат.

Таким чином, проект є комплексним кроком до сталого розвитку енергоефективності на муніципальному рівні, сприяючи економії ресурсів, покращенню умов життя та збереженню навколишнього середовища.

Завдання для самоконтролю

1. Які основні елементи складають витратну частину енергетичного балансу?
2. У чому полягає суть розрахунково-експериментального підходу до складання енергетичного балансу?
3. Як аналіз енергетичного балансу допомагає визначати можливості для енергозбереження?
4. Як системи автоматичного регулювання освітлення сприяють енергозбереженню?
5. Які заходи технічного обслуговування допомагають підвищити ефективність систем освітлення?
6. Які дані потрібно зібрати про електродвигуни для оцінки їх ефективності?
7. Як правильно підібрати потужність електродвигуна для забезпечення енергоефективності?
8. Чому заміна старих електродвигунів на двигуни з високим ККД є економічно вигідною?
9. Які основні бар'єри перешкоджають реалізації програм з енергоефективності у комунальних установах?
10. Як залучення громад до впровадження програм енергоефективності впливає на їх успішність?

ТЕМА 4. ВІДНОВЛЮВАНІ І НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ. СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ АПК З ВИКОРИСТАННЯМ ВІДЕ

Мета: ознайомити здобувачів вищої освіти з нетрадиційними та поновлювальними джерелами енергії.

План лекції

1. Загальні питання. Нетрадиційні джерела енергії в Україні;
2. Геліоенергетика та вітроенергетика;
3. Гідроенергетика та біоенергетика;
4. Енергія морських хвиль та припливів;
5. Порівняльна характеристика роботи ВЕУ;
6. Способи використання сонячної енергії;
7. Джерела та характеристика вторинних енергоресурсів.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

4.1. Загальні питання. Нетрадиційні джерела енергії в Україні

Характер взаємодії між людством і природою визначається насамперед людиною і антропогенним впливом на навколишнє середовище. Існуючі моделі розвитку суспільства визначають прямо пропорційну залежність між науково-технічним прогресом (символом економічного стану) і споживанням енергії на душу населення. У країнах Західної Європи воно становить більше трьох умовних тонн вугілля на рік (близько 100 ГДж), у США і Канаді цей показник утричі вищий (300 ГДж), але у більшості країн Африки – у 30–40 разів нижчий.

Проблеми використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) у різних галузях народного господарства почали розв'язуватися з другої половини ХХ ст. До цього спонукали кризові ситуації: світова енергетична криза 1973 р. і Чорнобильська катастрофа 1986 р., які змусили більшість країн переглянути свою енергетичну політику щодо темпів і перспектив практичного застосування НВДЕ.

В загальному випадку під нетрадиційними і поновлюваними джерелами енергії визначають джерела електричної і теплової енергії, що використовують енергетичні ресурси рік, водоймищ і промислових водостоків, енергію вітру, сонця, біомаси, стічних вод, твердих побутових відходів та ін.

Основні джерела поновлюваної енергії :

- сонячне випромінювання;
- гравітаційна взаємодія Сонця, Місяця і Землі, наслідком чого, наприклад, є морські припливи і відливи;
- тепла енергія ядра Землі, а також хімічних реакцій і радіоактивного розпаду в її надрах, які проявляються, зокрема, у вигляді геотермальної енергії джерел гарячої води – гейзерів.

Навколишній простір безупинно пронизується потоками енергії від різних джерел. Так, повний потік сонячного випромінювання на Землю дорівнює $1,2 \cdot 10^{17}$ Вт, тобто на одну людину приходиться близько 30 МВт, що відповідає потужності 10 великих дизель-електрогенераторів.

Важливість використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії обумовлена тим, що населення Землі в даний час складає близько 6 млрд людей і зростає приблизно на 2-3 % у рік, при середньому споживанні потужності на душу населення - 0,8 кВт. Національні розходження рівнів спожитої енергії - від 10 кВт у США, 4 кВт - у країнах Європи до 0,1 кВт - у Центральній Африці. Середні темпи росту національного доходу в країнах сучасного світу складають 2-5 % у рік. При цьому щорічне підвищення споживання енергії з урахуванням росту населення повинно бути 4 - 8 %, що неможливо забезпечити без використання нових джерел енергії. Нарощування виробництва енергії такими темпами за рахунок спалювання вуглеводородних палив веде до серйозних екологічних наслідків, зокрема, до парникового ефекту.

Інтерес до НВДЕ у всьому світі зумовлений двома негативними тенденціями розвитку традиційної енергетики: швидким виснаженням природних ПЕР і забрудненням навколишнього середовища. За даними ООН, уже до середини ХХІ ст. можливе виснаження таких видів ПЕР як нафта, газ і уран (U^{238}).

Особливу роль у виникненні ПЕР на Землі відіграє Сонце. Сонячна енергія протягом мільйонів років була рушійною силою виникнення родовищ нафти, газу та твердого

палива. Одним з основних напрямів нетрадиційної енергетики є використання енергії Сонця прямими і непрямими методами.

Прямі методи використання сонячної енергії ґрунтуються на перетворенні променистої енергії Сонця на електричну і теплову, непрямі – дозволяють використовувати кінетичну і потенційну енергію, що виникає внаслідок сонячного випромінювання з біосфери. Це енергія вітру, біомаси (органічні відходи в господарській діяльності людини, енергетичні плантації), океанів і морів (наприклад, енергія припливів і відпливів, температурного градієнта великих товщ води), гідроенергія (великих та малих річок, що виступають як гідроаккумулятивні системи).

Сумарний потенційний внесок усіх НВДЕ у світовий енергетичний баланс до кінця 2000 р. становив майже 10 %. Об'єм використання окремих видів НВДЕ розподілявся так (млн т у. п.): сонячна енергія (на гаряче водопостачання й опалення) – 36; геотермальна енергія – 29; енергія вітру – 7; енергія біомаси – 7; інші види енергії – 7 (усього – 86 млн т у. п.).

Енергетична криза 70-х рр. і усвідомлення наслідків Чорнобильської катастрофи зробили свою справу: світове співтовариство шукає «нову енергію», насамперед, у напрямі використання НВДЕ, об'єм яких до 2020 року повинен скласти 20% (табл. 4.1) від загального виробництва (споживання).

Таблиця 4.1 – Виробництво теплової та електричної енергії в країнах ЄС на базі нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії

Тип НВДЕ	Виробництво енергії, млн т н.е.		Загальні капітальні витрати у 1997–2000 рр., млрд доларів	Зниження викидів CO ₂ до 2010 р., млн т/рік
	1995	2020		
Вітроенергетика	0,350	6,90	34,56	72,0
Гідроенергетика	26,400	30,55	17,16	48,0
Фотоелектрична енергетика	0,002	0,26	10,80	3,0
Біомаса	44,800	135,00	100,80	255,0
Геотермальна енергетика	2,500	5,20	6,00	5,0
Сонячні теплові колектори	0,260	4,00	28,80	19,0
Усього	74,300	182,00	198,12	402,0

Примітка. Теплота згорання 1 т нафтового еквівалента (1 т н.е.) $Q^p = 41,86$ ГДж.

Потреба і можливість розвитку в Україні цього напрямку зумовлені наступними причинами:

- дефіцитом традиційних для України ПЕР;
- дисбалансом у розвитку енергетичного комплексу України, орієнтованого, на централізоване електро- і теплопостачання та значне (понад 40 %) виробництво енергії на

АЕС. Разом з тим, відсутнє власне виробництво ядерного палива, технології утилізації і переробки відходів АЕС, виробництв для модернізації устаткування діючих АЕС;

- наявністю науково-технічної і промислової бази, придатної для виробництва практично усіх видів устаткування нетрадиційної енергетики;
- сприятливими клімато-метеорологічними умовами для використання основних видів НВДЕ.

Виходячи з географічних, науково-економічних та екологічних факторів для України доцільно розглядати використання таких НВДЕ, як енергія Сонця, вітру, біомаси, малих рік, геотермальна енергія, ресурси яких подано в табл. 2.

Використання відновлюваних джерел енергії дозволить знизити споживання дефіцитних для України нафтопродуктів (загальний об'єм приблизно 300 млн т у. п./рік) на 5–6 %, зокрема за рахунок використання геліоресурсів – на 1,7 %, вітроенергії – на 2,8 %; геотермальної енергії – на 0,1 %; біогазу – на 0,2 %; гідроенергії рік – на 0,9 % (великих – 0,6 %, малих – 0,3 %).

Перевагою нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії є їх екологічна безпека та можливість локального використання в будь-якому районі. За даними ЮНЕСКО, приблизно 2 млрд людей на Землі мають обмежений доступ до електропостачання в силу відсутності розвинутих електричних мереж, а 2,4 млрд – до сучасних видів пального для приготування їжі та обігріву помешкань. Тому навіть активні прихильники випереджального розвитку ядерної енергетики у прогнозах на кінець ХХІ століття віддають поновлюваній енергії не менш 18 % загального споживання. Це, приблизно, стільки, скільки зараз людство одержує за рахунок викопного палива.

Таблиця 4.2 – Ресурси відновлюваних джерел енергії України

Джерело енергії	Теоретичний потенціал	Використання на початку ХХІ ст.		Технічний потенціал	
	МВт·год на рік	МВт·год на рік	т у. п.	МВт·год на рік	т у. п.
Геліоресурси	$720 \cdot 10^9$	$81 \cdot 10^3$	$10 \cdot 10^3$	$0,13 \cdot 10^9$	$0,16 \cdot 10^9$
Вітроенергетика	$965 \cdot 10^9$	$0,8 \cdot 10^3$	$0,096 \cdot 10^3$	$0,36 \cdot 10^9$	$40 \dots 70 \cdot 10^9$
Геотермальна енергетика	$5128 \cdot 10^9$	$0,4 \cdot 10^3$	$0,049 \cdot 10^3$	$14 \cdot 10^9$	$1,7 \cdot 10^9$
Біоенергія с.-г. відходів	$12,5 \cdot 10^6$	$0,14 \cdot 10^3$	$0,002 \cdot 10^3$	$6,1 \cdot 10^6$	$0,73 \cdot 10^6$
Гідроенергетика, зокрема:	$42,4 \cdot 10^6$	$10,2 \cdot 10^6$	$1,22 \cdot 10^6$	$21,5 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$
велика	$25,0 \cdot 10^6$	$9,7 \cdot 10^6$	$1,16 \cdot 10^6$	$15,1 \cdot 10^6$	$1,8 \cdot 10^6$
мала	$17,4 \cdot 10^6$	$0,5 \cdot 10^6$	$0,06 \cdot 10^6$	$6,4 \cdot 10^6$	$0,8 \cdot 10^6$

Енергетична стратегія України на період до 2030 року, яка передбачає використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії в наростаючих масштабах. З обліком природних, географічних і метеорологічних умов перевага віддається малим гідроелектростанціям, вітроенергетичним установкам, біоенергетичним установкам,

установкам для спалювання відходів рослинництва і побутових відходів, геліоводопідогрівачам. Потенціал цих джерел України оцінюється у 6 % від усієї розрахункової економії палива, що планується одержати за рахунок енергозбереження. При цьому особливо підкреслюється, що вони дають реальну економію палива, відчутний соціальний ефект, значно поменшують негативний вплив енергетики на довкілля. Їх застосування символізує реальний перехід від марнотратної до раціональної економіки.

Поряд зі структурною перебудовою економіки для успішного вирішення проблеми енергозабезпечення необхідно реалізувати низку організаційно-правових і технічних заходів з енергозбереження. За одночасної реалізації організаційно-правових заходів і суттєвих змін структури економіки обсяги споживання енергоресурсів можна скоротити у 2-3 рази.

Організаційно-правові заходи задля енергозбереження - це розробка і запровадження законів, стандартів, нормативів, податків на викиди шкідливих речовин, на використання імпортованих енергоносіїв, налагодження обліку шляхом використання лічильників ресурсів, державна підтримка впровадження нових ефективних видів техніки, технологій, матеріалів тощо.

Основний потенціал енергозбереження зосереджений у найбільш енергомістких галузях економіки. Змістом заходів в цих галузях є модернізація обладнання, оновлення технологічних процесів та застосування нових ресурсоощадних матеріалів. Це дозволить, окрім економії ресурсів, підвищити також якість виробів, що важливо для виходу на західні ринки.

4.2. Геліоенергетика та вітроенергетика

Сонце є основним джерелом енергії, що забезпечує існування життя на Землі. Унаслідок реакцій ядерного синтезу в його активному ядрі досягаються температури до 10^7 К. При цьому поверхня Сонця має температуру близько 6000 К. Електромагнітним випромінюванням сонячна енергія передається в космічному просторі і досягає поверхні Землі, з потужністю близько $1,2 \cdot 10^{11}$ Вт. Одержання такої енергії на протязі однієї години досить, щоб задовольнити енергетичні потреби всього населення Земної кулі протягом року. Максимальна щільність потоку сонячного випромінювання, що приходить на Землю, складає приблизно 1 кВт/м^2 . В залежності від місця, часу доби і погоди потоки сонячної енергії міняються від 3 до 30 МДж/м^2 у день (для різних населених районів).

Для створення комфортних умов життя одній людині, в середньому, потрібно приблизно 2 кВт на добу, або приблизно 170 МДж енергії. Якщо прийняти ефективність перетворення сонячної енергії в зручну для споживання форму - 10% та потік сонячної енергії - 17 МДж/м^2 у день, то необхідну для однієї людини енергію можна одержати з 100 м^2 площі земної поверхні. При середній щільності населення в містах - 500 чоловік на 1 км^2 , на одну людину приходить близько 2000 м^2 земної поверхні. Тобто, досить всього 5% цієї площі, щоб за рахунок сонячної енергії, що знімається з її, задовольнити енергетичні потреби людини.

Для характеристики сонячного випромінювання і взаємодії його з речовиною використовуються наступні основні величини.

Потік випромінювання – енергія, що випромінюється електромагнітними хвилями за одну секунду через одиницю довільної поверхні [$\text{Дж/с}=\text{Вт}$].

Щільність потоку випромінювання (енергетична освітленість) - відношення потоку випромінювання до площі поверхні, що опромінюється. Щільність потоку випромінювання від Сонця, що падає на перпендикулярну йому площадку поза земною атмосферою, ще називається **сонячною константою** δ .

Коефіцієнт поглинання - відношення потоку випромінювання, що поглинається поверхнею тіла, до потоку випромінювання, який падає на цю поверхню в тому же спектральному інтервалі. Залежить від частоти (довжини хвилі) випромінювання, природи і температури тіла. Тіло, для якого коефіцієнт поглинання дорівнює одиниці, поглинає все падаюче на нього випромінювання і називається абсолютно чорним тілом.

Відбивна здатність тіла - відношення потоку випромінювання, відбитого поверхнею тіла, до потоку, падаючого на його поверхню. Для поверхонь, що розсіюють падаюче сонячне випромінювання, цю величину називають альбедо.

Сонячні водопідігрівники (геліоводопідігрівники). Перетворення сонячної енергії в теплову забезпечується за рахунок здатності атомів речовини поглинати електромагнітне випромінювання. При цьому енергія електромагнітного випромінювання перетворюється в кінетичну енергію атомів і молекул речовини, тобто в теплову енергію. Результатом цього є підвищення температури тіла.

Для енергетичних цілей найбільш розповсюджено використання сонячного випромінювання для нагрівання води в системах опалення і гарячого водопостачання. Основним елементом сонячної нагрівальної системи є приймач, у якому відбувається поглинання сонячного випромінювання і передача енергії рідини. Найбільш розповсюджені плоскі (нефокусуючі) приймачі, які дозволяють збирати як пряме, так і розсіяне випромінювання й, у силу цього, здатні працювати також і в хмарну погоду. Вони мають невисоку вартість і є кращими при нагріванні рідин до температур нижче 100°C .

Зупинимось на характеристиці деяких конструкцій сонячної нагрівальної системи:

- відкритий резервуар на поверхні землі (наприклад, басейн) - найпростіший можливий нагрівач води. Підвищення температури води обмежено високим коефіцієнтом відзеркалення поверхні води, тепловіддачею до землі і повітря, витратою частини поглиненого тепла на випар води;

- відкритий резервуар (теплоізований від землі). Підвищення температури води обмежено високим коефіцієнтом відзеркалення поверхні води, тепловіддачею до повітря, витратою частини поглиненого тепла на випар води;

- чорний резервуар (рідина знаходиться в ємності з чорною матовою поверхнею), звичайно розташовуваної на даху будинку. Втрати тепла на випар відсутні, коефіцієнт поглинання чорної поверхні близький до одиниці. Нагрівачі цього типу недорогі, прості у виготовленні, дозволяють нагрівати воду до температури близько 45°C . Широке поширення одержали в Японії, Ізраїлі;

- чорний резервуар (з теплоізованим дном). Дозволяє зменшити майже в два - три рази втрати тепла, які мають місце в попередній конструкції. Для досягнення цього досить всього декількох сантиметрів ізолюючого шару (практично, будь-якого пористого матеріалу з розміром пір до 1 мм.), що укладається на дно ємності;

- закриті чорні нагрівачі (ємність нагрівача міститься в контейнері із прозорої для сонячного випромінювання кришкою, кращим матеріалом для якої є скло). Дозволяють виключити тепловіддачу від приймача в повітря, особливо, у вітряну погоду;

- металеві проточні нагрівачі (вода протікає по паралельним трубкам,

закріпленим на зачерненій металевій пластині). Звичайно діаметр трубок складає близько 2 см, відстань між ними 20см, товщина пластини 0,3см. Пластину з трубками для захисту від вітру поміщають у контейнер зі скляною кришкою.

Характеристики проточного нагрівача можуть бути поліпшені за рахунок зменшення конвективного переносу між прийомною пластиною і скляноюкришкою та радіаційних втрат від пластини, а також використання вакуумірованих приймачів, у яких заповнена рідиною чорна трубка міститься усередині зовнішньої скляної трубки й у просторі між ними створюється вакуум.Останнє виключає конвективний перенос тепла через зовнішню поверхню.

Нагріту в проточному нагрівачі рідину можна використовувати відразу чи запасати. Прокачування нагрітої рідини може здійснюватися як примусово , так і природною циркуляцією (конвекцією). В останньому випадку нагрівач повинний знаходитися нижче нагронадзвучача нагрітої води. Швидкість прокачування вибирають такою, щоб температура води підвищувалась приблизно на 4⁰С при кожному проході через нагрівач.

Перевагою системи з примусовою циркуляцією є: можливість використання існуючих водонагрівальних систем шляхом введення до їх складу приймача сонячного випромінювання і насосу; немає необхідності розташовувати накопичувальну ємність вище приймача. Недолік - залежність від електроенергії, споживаної насосом.

Підігрівники повітря. Сонячне випромінювання можна використовувати для підігріву повітря, просушування зерна, для обігріву будинків. Для останніх у кліматичній зоні України витрачається більше третини усіх первинних енергетичних ресурсів. Часткове розвантаження енергетики, пов'язане з проектуванням чи перебудовою будинків шляхом використання сонячного тепла, дозволяє заощадити значну кількість енергоносіїв систем теплопостачання.

Теплопровідність повітря набагато нижче, ніж води. Тому нагрівачі такого типу виготовляють з шорсткуватими прийомними поверхнями, які мають велику площу теплообміну, що дозволяє за рахунок турбулізації потоку значно підвищити інтенсивність тепловіддачі.

Сонячні системи для одержання електроенергії (сонячні електростанції). Концентрація сонячної енергії дозволяє одержувати температури до 700⁰С, що досить для роботи звичайного теплового двигуна з прийнятним коефіцієнтом корисної дії. Наприклад, параболічний концентратор з діаметром дзеркала 30 м дозволяє сконцентрувати потужність випромінювання порядку 700 кВт, що дає можливість одержати до 200 кВт електроенергії. Колектор передає сонячну енергію теплоносію (останній у цьому випадку може являти собою водяну пару високої температури), яка направляється в парову турбіну для вироблення електроенергії.

Для створення сонячних електростанцій великої потужності (порядку 10 МВт) можливі два варіанти: розосереджені колектори і системи з центральною сонячною вежею. Сонячна електростанція з розосередженими колекторами складається з безлічі невеликих концентруючих колекторів, кожний з яких незалежно стежить за Сонцем, передає енергію рідині (теплоносію), яка збирається від усіх колекторів в центральній енергостанції і надходить на турбінуелектрогенератора. Сонячна електростанція з центральною вежею складається зплоских дзеркал, які розташовані на великій площі, стежать за Сонцем івідбивають сонячні промені на центральний приймач, розміщений на вершині вежі. **Акумулятори теплової енергії.** Застосування описаних нижче стандартних

нагрівачів виявляється занадто дорогим для нагрівання великих обсягів рідини до температур $\leq 100^{\circ}\text{C}$. В цьому випадку ефективне застосування „сонячного ставка, який являє собою оригінальний нагрівач, де теплозахиною поверхнею є вода.

В „сонячний ставок (достатньо велику водойму, яка може бути вирита просто в землі) заливається кілька шарів води різного ступеня солоності. Шар найбільшої солоності, товщиною приблизно 0,5 м, розташовується на дні і нагрівається за рахунок сонячного випромінювання, яке поглинається дном водойми.

Таким чином, у неоднорідній водоймі придонний шар води більш солоний, чим шар над ним, і його щільність хоча і зменшується при нагріванні, але залишається вище щільності більш високого шару. Відсутність конвекції, що має місце в даному випадку, веде до того, що придонний шар нагрівається усе сильніше. Використання розчинів, щільність яких підвищується при нагріванні, дозволяє мати стабільні сонячні ставки, в яких досягається рівноважна температура 90°C і вище. Наприклад, сонячний ставок у Ейн - Бореке (Ізраїль) виробляє 150 кВт електроенергії з площі 0,74 га при вартості 0,1 долар США за 1 кВтч.

Пряме перетворення сонячної енергії в електричну (фотоелектричні перетворювачі). Найбільш оптимальним є пряме перетворення сонячної енергії в електричну, що стає можливим при використанні фотоелектричного ефекту.

Фотоелектричний ефект - електричне явище, яке відбувається при освітленні речовини, а саме: вихід електронів з металів (фотоелектрична емісія чи зовнішній фотоелектричний ефект); переміщення зарядів через границю розділу напівпровідників з різними типами провідності (р - n) (внутрішній фотоелектричний ефект); зміна електричної провідності (фотопровідність).

При освітленні границі розділу напівпровідників з різними типами провідності (р - n) між ними встановлюється різниця потенціалів (фото ЕДС). Ця різниця називається внутрішнім фотоелектричним ефектом, на використанні якого засноване створення фотоелектричних перетворювачів енергії (сонячних елементів і батарей). Сонячні елементи характеризуються коефіцієнтом перетворення сонячної енергії в електричну, котрий є відношенням падаючого на елемент потоку випромінювання до максимальної потужності електричної енергії, що виробляється. Кремнієві сонячні елементи мають коефіцієнт перетворення 10-15 %, тобто при освітленості 1 кВт/м^2 виробляють електричну потужність 1-1,5 Вт з кожного квадратного дециметра .

Типова структура сонячного елемента з р-n переходом зображена на рис. 4.1 і включає до себе: 1 - шар напівпровідника (товщиною 0,2-1,0 мікрон) з n- провідністю; 2 - шар напівпровідника (товщиною 250 - 400 мікронів) з р- провідністю; 3 - додатковий потенційний бар'єр (товщиною 0,2 мкм); 4 - металевий контакт з тильної сторони; 5 - сполучний провідник з лицьовою поверхнею попереднього елемента; 6 - протиотражальне покриття; 7-лицьовий контакт; 8 - провідник з'єднання з контактом наступного елемента.

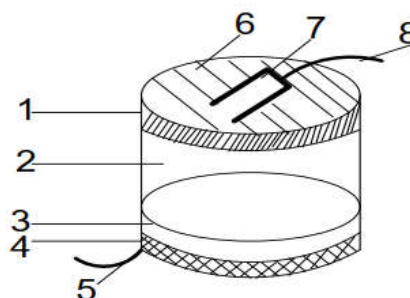


Рис. 4.1 – Сонячний елемент

Сонячні елементи з'єднуються послідовно в сонячні модулі, які, в свою чергу, паралельно – в сонячні батареї (рис. 4.2.).

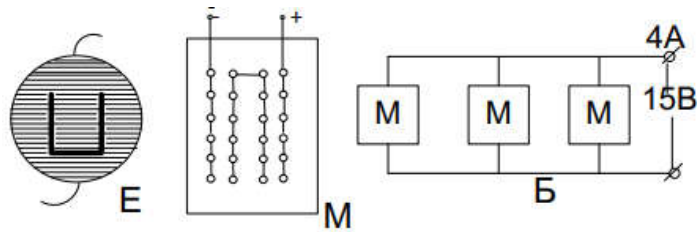


Рис. 4.2. Е – сонячний елемент, М – сонячний модуль, Б – сонячна батарея.

Важливим показником, що характеризує можливість широкого використання фотоелектричних перетворювачів сонячної енергії в електричну є вартість 1 Вт максимальної потужності, яка на даний час дорівнює 0,8 доларів США. При повній вартості сонячних елементів 4 долари США за 1Вт, допоміжної апаратури - 2 долари США за 1 Вт, опроміненні місцевості 20 МДж/м² у день та довговічності сонячних батарей 20 років вартість електроенергії складе приблизно 16 центів США за 1кВтч (4,4 центи за МДж). Така цілком конкурентоздатна з вартістю електроенергії, що виробляються дизель-генераторами у віддалених районах, де вартість доставки палива й обслуговування різко зростає. Слід очікувати, що в найближчий час сонячні батареї будуть широко використовуватись в освітлювальних системах, системах тепло- і водопостачання, в першу чергу, у сільських місцевостях.

Основними компонентами сонячної енергетичної установки є сонячна батарея з приладами контролю і керування, акумуляторна батарея, інвертор для перетворення постійного струму сонячної батареї в перемінний струм промислових параметрів, що споживається більшістю електричних пристроїв. Незважаючи на нерівномірність добового потоку сонячного випромінювання і його відсутність у нічний час, акумуляторна батарея за рахунок накопичення електрики, яка виробляється сонячною батареєю, дозволяє забезпечити безупинну роботу сонячної енергетичної установки.

Вітер – це рух повітряних мас земної атмосфери, викликаний перепадом температур в атмосфері через нерівномірне нагрівання її сонцем. Використання енергії вітру перетворення енергії сонця в механічну. Пристрої, що в свою чергу, перетворюють енергію вітру в будь – яку іншу (механічну, теплову, електричну), називають вітроенергетичними установками (ВЕУ).

Інтерес до вітроенергетичних установок (ВЕУ) значно зріс після енергетичної кризи 1973 року, коли різко подорожчали нафтопродукти. З того часу було збудовано багато вітроустановок, які активно використовують досягнення аеродинаміки, механіки та мікроелектроніки для управління і контролю. ВЕУ потужністю від кількох кіловат до мегаватів виробляють у Європі, США та інших регіонах світу. Більшість таких установок застосовуються для генерації електроенергії, як у складі енергосистеми, так і автономно.

Важливою умовою проектування ВЕУ є захист від руйнування через сильні пориви вітру. У середньому раз на 50 років у кожному регіоні спостерігаються вітри, швидкість яких у 5-10 разів перевищує середнє значення. Тому конструкції проектуються з великим

запасом міцності, а максимальна потужність визначається для стандартної швидкості вітру, яка зазвичай становить 12 м/с.

ВЕУ необхідно встановлювати досить високо, щоб забезпечити сильний та стабільний потік вітру, з мінімальними змінами напрямку і швидкості, які збільшуються з висотою над землею. Найкращими місцями для розміщення ВЕУ є відкриті височини без перешкод, бажано оточені полями або водною поверхнею в радіусі кількох сотень метрів. Зазвичай висота розміщення голівок вітроустановок варіюється від 5 до 50 м.

Для розрахунку швидкості вітру на різних висотах використовується апроксимаційна формула $U_z = U_{10}(z/10)^b$, z - висота (м), U_{10} - стандартна швидкість на висоті 10 м, а $b = 0,14$ - параметр для відкритої місцевості. Значення параметра b змінюється залежно від сезону і часу доби, тому формулу слід використовувати обережно, особливо для висот понад 50 м.

У сприятливих вітрових зонах середньорічна продуктивність ВЕУ становить 25-35% від їх максимальної потужності. Термін служби установок – 15-20 років, а вартість – від 1000 до 1500 доларів США за 1 кВт потужності. Оцінки щодо частки вітроенергетики в енергосистемах таких країн, як Великобританія і Німеччина, свідчать про потенціал досягнення не менш ніж 20%, навіть без кардинальних змін у інфраструктурі енергоспоживання.

Автономні ВЕУ є перспективними для заміни дизельних електростанцій та опалювальних систем, що працюють на нафтопродуктах, особливо у віддалених районах. Вони можуть використовуватись як для механічної роботи (наприклад, привод насосів), так і для генерації електроенергії. У разі виробництва електроенергії ВЕУ забезпечують роботу електрогенератора і називаються вітрогенераторами.

Принцип дії і класифікація ВЕУ. Як уже було сказано, у вітроенергетичних установках енергія вітру перетворює в механічну енергію робочих органів. Первинним і основним з них є вітроколесо, що безпосередньо приймає на себе енергію вітру і, перетворює її в кінетичну енергію обертання.

Обертання вітроколеса під дією вітру обумовлено тим, що на будь-яке тіло, яке обтікається потоком газу, діє сила P , яку можна розкласти на дві складові: - уздовж швидкості потоку (силу лобового опору F_o), і у напрямку, перпендикулярному швидкості потоку, що набігає, піднімальною силою F_n . Величини цих сил залежать від форми тіла, орієнтації його в потоці газу і швидкості. Під дією цих сил вітроколесо приводиться в обертання.

Вітроустановки класифікуються по двох основних ознаках: геометрії вітроколеса і його положенні щодо напрямку вітру. Якщо вісь обертання вітроколеса паралельна повітряному потоку, то установка називається горизонтально-осьовою, якщо перпендикулярна - вертикально-осьовою. Установки, що використовують силу лобового опору, як правило, обертаються з лінійною швидкістю, меншою швидкості вітру, а установки, що використовують підйомну силу, мають лінійну швидкість кінців лопат, яка більше швидкості вітру.

Кожне вітроколесо характеризується:

- ометаємою площею S , тобто площею, що покривається його лопатями при обертанні і дорівнює $S = \pi D^2 / 4$, де D - діаметр вітроколеса;
- геометричним заповненням, рівним відношенню площі проекції лопат на площину, перпендикулярну потоку, до ометаємої площі (так, наприклад, при однакових

лопатах четирилопатне колесо має вдвічі більше заповнення, чим дволопатне),

- коефіцієнтом потужності C_p , який характеризує ефективність використання енергії вітрового потоку та залежить від конструкції вітроколеса;
- коефіцієнтом швидкохідності Z , рівним відношенню швидкості кінця лопаті до швидкості вітру.

При швидкості вітру U та щільності повітря ρ вітроколесо з ометаємою площиною S розвиває потужність $P = C_p S \rho U^3 / 2$, яка пропорційна кубу швидкості вітру. ВЕУ з великим геометричним заповненням вітроколеса розвивають значну потужність при відносно слабкому вітрі, максимум потужності досягається при невеликих обертаннях колеса. ВЕУ з малим заповненням досягають максимальної потужності при великих обертаннях, та потребують більш великого часу при виході на цей режим. Тому перші використовуються у водяних насосах і, навіть, при слабкому вітрі зберігають працездатність, а другі – у якості електрогенераторів, де необхідна висока частота обертання.

Виробництво електроенергії ВЕУ. Використання вітроустановок для виробництва електроенергії є найбільш ефективним засобом утилізації енергії вітру. Вимоги до показників частоти та напруги електроенергії, яка виробляється ВЕУ, залежать від особливостей споживачів. Ці вимоги досить тверді при роботі ВЕУ у рамках єдиної енергетичної системи і доволі м'які - при використанні енергії вітроустановок в освітлювальних та нагрівних установках.

Основними елементами вітроелектрогенераторів є : власне вітроустановка, електрогенератор, система керування параметрами генерувальної електроенергії в залежності від змінювання сили вітру та швидкості обертання колеса Для виключення перебоїв в електропостачанні ВЕУ потрібні акумулятори електричної енергії або необхідно запаралелення з електроенергетичним обладнанням інших типів, тому що неминучі періоди безвітря.

Одним із засобів керування електроенергією вітру є випрямлення перемінного струму ВЕУ, а потім перетворення його в перемінний струм з заданими стабілізованими параметрами.

В таблиці 4.3 приведено характеристики вітру і показники ВЕУ, рекомендованих до впровадження.

Таблиця 4.3 – Віротехнічні показники вітроагрегатів, рекомендованих до впровадження

Зональна середньорічна швидкість вітру, м/с	Діапазон робочих швидкостей вітру ВЕУ, м/с	Розрахункова швидкість вітру, що відповідає номінальній потужності, м/с	Орієнтована частка використання ВЕУ, %
До 4,5	3-20	8	40
4,5-5,5	4-24	9	30
понад 5,5	4-24	10-12	30

4.3. Гідроенергетика та біоенергетика

Використання енергії потоків води теж відоме віддавна. Досвід багатьох країн доводить, що використання потенціалу малих річок на малих та мікро-ГЕС допомагає вирішити проблему поліпшення енергопостачання численних споживачів. Найбільш ефективні малі ГЕС, створені на існуючих гідротехнічних спорудах. В Україні налічується понад 63 тис. малих річок. Їх гідроенергетичний потенціал складає 30% від загального технічного потенціалу всіх річок України. На території України незадіяні ресурси гідроенергії менші від ресурсів енергії вітру, але цінні нижчими затратами та можливістю регулювання часу вироблення електроенергії.

Мала ГЕС в Європі споруджується за 8—10 місяців, термін її окупності 3—4 роки.

Відновлення гідроелектростанцій. Необхідно докласти зусиль для відновлення гідроелектростанцій (ГЕС), які були зупинені в 50–60-х роках ХХ століття. При цьому як реконструкція, так і будівництво нових ГЕС повинні здійснюватися із використанням сучасних технологій, що дозволяють експлуатувати ГЕС за "безлюдним" сценарієм. На таких станціях відсутня машинна зала та обслуговуючий персонал, а управління каскадом ГЕС може здійснювати одна людина через комп'ютер. У випадку "безлюдної" експлуатації малих ГЕС в Україні можливо досягти будівництва потужністю 700–1000 МВт на імпортованій техніці та до 4 МВт – на вітчизняній. Найперспективнішим регіоном для розвитку малої гідроенергетики є Карпати, де доцільно поєднувати будівництво ГЕС із протиповеневими заходами.

Досвід інших країн демонструє, що використання малих і міні-ГЕС для освоєння потенціалу малих річок є ефективним для покращення енергопостачання. Особливо продуктивними є малі ГЕС, зведені на основі наявних гідротехнічних споруд.

Біомаса як джерело енергії. Біомасу – складний комплекс органічних речовин, з яких складаються рослини і тварини – можна використовувати як відновлюване джерело енергії. Основу біомаси становлять органічні сполуки вуглецю, які при з'єднанні з киснем виділяють тепло. Енергія біомаси формується в процесі фотосинтезу під впливом сонячного світла, яке є природним способом накопичення сонячної енергії.

Біомаса також є базовою сировиною для утворення викопного палива (торфу, вугілля, нафти, природного газу). Рослинний матеріал, що накопичувався мільйонами років, поступово перетворювався на торф, буре і кам'яне вугілля, антрацит, а також нафту. Отже, біомаса і викопне паливо є природними акумуляторами сонячної енергії.

Промисловий потенціал біомаси. Енергія біомаси може широко використовуватися в промисловості. Наприклад, у країнах, які експортують цукор, відходи виробництва покривають до 40% потреб у паливі. Використання біопалива у вигляді дров, гною і рослинних залишків є ключовим для побутових потреб половини населення Землі. Водночас для сталого використання біомаси необхідно забезпечити її відновлення на рівні зі споживанням, адже витрати деревного палива значно перевищують його природне відновлення.

Енергетична цінність біомаси. Теплота згоряння біомаси варіюється залежно від типу сировини: від 10 МДж/кг для сирової деревини до 55 МДж/кг для метану. Суха біомаса має теплоту згоряння близько 20 МДж/кг.

Реалізація біоенергетики в Україні. Програма енергетичного розвитку України до 2030 року передбачає активне впровадження біоенергетики. Зокрема, переробка відходів тваринництва дозволить зменшити екологічне навантаження поблизу великих ферм, виробляти біогаз, органічні добрива і заощаджувати традиційне паливо.

Крім того, значний енергетичний потенціал мають тверді побутові відходи, що накопичуються на сміттєзвалищах і переробних заводах. Їх енергія еквівалентна сотням тисяч тонн умовного палива. У світовій практиці енергію з побутових відходів отримують переважно шляхом спалювання або газифікації, як це роблять у Японії, Данії, Швейцарії та інших країнах.

Як сировину для одержання рідкого і газоподібного палива можливе застосування біомаси швидкозростаючих рослин і дерев. Для цих цілей вважається доцільним використовувати площі вироблених торф'яних родовищ, не придатні для вирощання сільськогосподарських культур, а також площі чорнобильської зони.

Фотосинтез - процес утворення органічних речовин і акумулювання хімічної енергії під дією сонячного випромінювання, відбувається в листі рослин і в інших фотосинтезуючих організмах. Це найважливіший процес, з поновлення енергії, тому що всі живі організми складаються з матеріалу, що одержується в результаті фотосинтезу.

При фотосинтезі відбуваються хімічні реакції, в яких беруть участь вуглець С, водень Н, кисень О і сонячне випромінювання. У результаті фотосинтезу утворюються хімічні сполуки цих елементів, енергія яких більше, ніж енергія вихідних матеріалів, на величину поглиненої сонячної енергії. При наступній взаємодії отриманих речовин з киснем ця енергія вивільняється у виді тепла (приблизно 16 МДж/кг). При згорянні енергія біопалива розсіюється, але продукти згоряння можуть знову перетворюватися в біопаливо шляхом природних екологічних чи сільськогосподарських процесів. Таким чином, використання промислового біопалива, будучи добре ув'язаним із природними екологічними циклами, може не давати забруднень і забезпечувати безупинний процес одержання енергії. Подібні системи називаються агропромисловими. Схема планетарного кругообігу біомаси наведено на рис. 4.3.

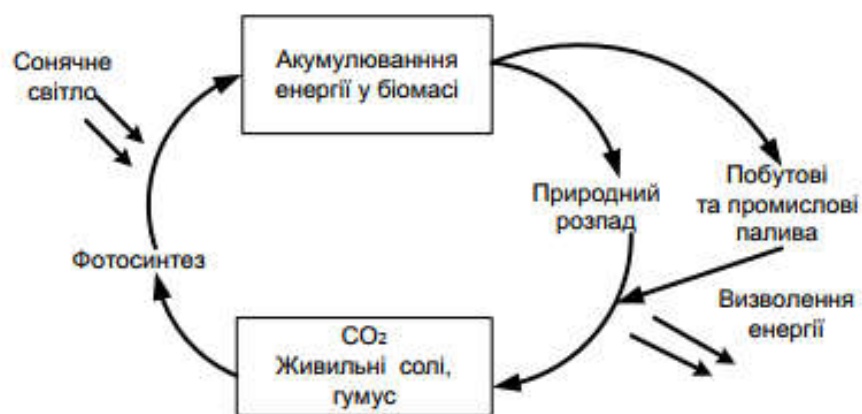


Рис. 4.3 – Схема планетарного кругообігу біомаси

Класифікація основних типів енергетичних процесів, пов'язаних з переробкою біомаси:

-Термохімічні процеси.

Пряме спалювання – використовується для отримання теплової енергії.

Піроліз – нагрівання біомаси в умовах відсутності повітря або з обмеженим доступом кисню, що іноді досягається за рахунок згоряння її частини. Продукти піролізу можуть бути газоподібними, рідкими (олії), твердими (деревне вугілля). Їхній склад залежить від температури, типу сировини та методу проведення процесу. Якщо головним продуктом є газ, процес називають газифікацією, а обладнання для цього – газогенераторами. Коефіцієнт корисної дії піролізу досягає 80–90%. Паливо, отримане таким способом, має меншу сумарну енергію згоряння порівняно з біомасою, але є зручнішим для транспортування, обігу, має менший вплив на екологію та більшу універсальність використання.

Гідрогенізація – подрібнену та розкладену біомасу (наприклад, гній) нагрівають до 600°C у середовищі водню під тиском 5 МПа. Утворені гази, такі як метан і етан, забезпечують теплотворну здатність близько 6 МДж на 1 кг сухої сировини.

-Біохімічні процеси.

Анаеробна переробка – у безкисневому середовищі мікроорганізми розщеплюють вуглецевмісні речовини, утворюючи біогаз – суміш метану, вуглекислого газу та інших газів.

Виробництво біогазу – економічно вигідне, якщо генератор працює на існуючих відходах, таких як каналізаційні стоки чи гній з тваринницьких ферм. На агропромислових комплексах біогазогенератори ефективно впроваджують у рамках замкнутого екологічного циклу: відходи ферментуються, а отриманий біогаз використовують для освітлення, обігріву, роботи машин чи генераторів, а оброблені залишки стають високоякісними добривами.

Спиртова ферментація – процес, у якому мікроорганізми виробляють етанол (етиловий спирт), що може слугувати рідким паливом замість бензину. Сировиною для ферментації зазвичай є цукор.

-Агрохімічні процеси.

Екстракція палива – отримання рідкого чи твердого палива безпосередньо з рослин або тварин. Наприклад, сік рослин видобувають шляхом надрізів або пресування свіжозрізаних частин. Схожий принцип використовується для отримання каучуку.

4.4. Енергія морських хвиль та припливів

Світовий потенціал енергії морських хвиль та припливів дещо перевищує ресурси гідроенергії. Найпоширенішим способом використання цієї енергії є будівництво припливних електростанцій (ПЕС). Наприклад, з 1967 року у гирлі річки Ранс у Франції працює ПЕС потужністю 240 МВт. Планується також спорудження ПЕС у затоці Фанді в Канаді, де приплив досягає рекордних 18 метрів, а також у гирлі річки Северн в Англії з припливами до 14,5 метрів, та в інших місцях із значним припливним потенціалом.

Перша у світі та найбільша припливна електростанція розташована у Франції на березі Ла-Маншу в гирлі річки Ранс. Щосекунди приплив переміщує тут 189 тис. м³ води. Різниця рівнів води сягає 13 метрів, а швидкість течії між Брестом і Сен-Мало досягає 90 км/год. У дамбі станції знаходиться великий накопичувальний резервуар із 24 турбоальтернаторами зі зворотними лопатями. Ці установки можуть працювати як турбіни або насоси, перекачуючи воду в обох напрямках.

Для України промислове використання енергії морських хвиль і припливів є складним. Основними перешкодами є схильність Азовського та Чорного морів до замерзання, а також відсутність придатних територій для будівництва таких станцій. Щодо припливної енергії, її потенціал вкрай низький: висота припливів у Чорному морі не перевищує 10 см, тоді як для ефективної роботи ПЕС необхідно щонайменше 5 метрів.

Моря і океани є величезними акумуляторами і трансформаторами сонячної енергії, яка перетворюється в енергію хвиль, течій, тепла та вітру. Енергетичні ресурси океану відновні і практично невичерпні. Досвід експлуатації вже діючих систем океанської і морської енергетики свідчить, що вона майже не завдає шкоди навколишньому середовищу. Світовий океан містить велетенський енергетичний потенціал. Це, по-перше, сонячна енергія, поглинута океанською водою, що виявляється в енергії морських течій, хвиль, прибою, різниці температур різних шарів морської води і, по-друге, енергія тяжіння Місяця та Сонця, яка спричинює морські припливи та відпливи. Використовується цей величезний і екологічно чистий потенціал поки що недостатньо.

Енергія припливів. Під впливом Місяця та Сонця в океанах і морях збуджуються припливи, які спричинюють періодичні коливання рівня води при її горизонтальному переміщенні. Відповідно енергія припливів складається з потенційної енергії води та кінетичної енергії хвиль. За розрахунками, вся енергія припливів Світового океану оцінюється у 1 млрд кВт, тоді як сумарна енергія всіх річок земної кулі дорівнює 850 млн кВт. Отже, величезна енергетична потужність морів і океанів дуже цінна для людини.

Століттями загадкою була причина морських припливів і відпливів. Сьогодні достовірно відомо, що ритмічний рух морських вод викликають сили тяжіння Місяця і Сонця. Припливи - результат гравітаційного притягання великих мас води океанів Місяцем і, меншою мірою, Сонцем. При обертанні Землі частина води океану піднімається і якийсь час утримується в цьому положенні гравітаційним притяганням. Під час припливу максимальний рівень підйому води досягає суші. Подальше обертання Землі послаблює вплив Місяця на цю частину океану, і приплив спадає. Припливи і відпливи повторюються двічі на добу, хоча точний час їх настання змінюється залежно від сезону і положення Місяця.

Якщо Місяць, Сонце і Земля знаходяться на одній прямій, то Сонце своїм тяжінням підсилює дію Місяця, - відбувається сильний приплив. Коли ж Сонце стоїть під прямим кутом до відрізка Земля-Місяць (квадратура), то настає слабкий приплив (мала вода). Період зміни сильного і слабого припливів - сім днів. Проте на рух припливів і відпливів впливають особливості руху небесних тіл, характер берегової лінії, глибина води, морські течії і вітер. Середня висота припливу становить лише 0,5 м, за винятком тих випадків, коли водянні маси переміщуються у відносно вузьких межах. Тоді висота хвилі може у 10-20 разів перевищувати нормальну висоту припливного підйому.

Найвищі і найсильніші припливні хвилі виникають у невеликих і вузьких затоках або гирлах річок, що впадають у моря і океани. Наприклад, припливна хвиля Індійського океану йде проти течії Гангу на відстань 250 км від його гирла. Припливна хвиля Атлантичного океану підіймається на 900 км вгору Амазонкою. У закритих морях, наприклад, Чорному або Середземному, виникають малі припливні хвилі. Найбільш придатними для використання енергетичного потенціалу є ті ділянки морського узбережжя, де припливи мають велику амплітуду, а контур і рельєф берега дають змогу влаштувати великі замкнуті "басейни".

Здавна люди намагались використати енергію припливів. Уже в Середньовіччі вона була застосована для практичних цілей. Першими спорудами, механізми яких приводились у дію припливною енергією, були млини талісопильні, що з'явилися у X-XI ст. на берегах Англії та Франції. Ритм роботи цих млинів був переривчастим, що допустимо для примітивних споруд, які виконували прості, але корисні для свого часу функції. Для сучасного промислового виробництва він мало придатний, тому енергію припливів спробували використати для отримання більш зручної електричної енергії. Але для цього необхідно було створити на берегах океанів і морів припливні електростанції (ПЕС). Перша морська ПЕС потужністю 635 кВт була побудована у 1913 р. у бухті Ліверпуля (Англія).

Спорудження ПЕС пов'язано з великими труднощами. Перш за все енергія залежить від характеру припливів, на які неможливо впливати, оскільки вони визначаються астрономічними чинниками. Незважаючи на це, робота з розробки планів ПЕС продовжується - на сьогодні запропоновано близько 300 різних технічних проектів їх будівництва. Однак далеко не у кожному регіоні земної кулі є умови для такого будівництва. Дослідження показали, що передача припливної електроенергії з узбережної зони у центральні частини материків буде виправдана лише для деяких районів Західної Європи, США, Канади, Південної Америки. Отже, у припливах і відпливах, що змінюють один одного двічі на день, міститься величезна енергія, яку теоретично можливо використовувати без жодних технічних проблем, однак такі масштабні проекти пов'язані з великими витратами капіталу, а також імпульсним характером одержання великої кількості електроенергії у віддалених від споживачів районах.

Найпростішою енергетичною установкою є гребля з турбінами поперек гирла морської затоки, але вона може спричинити деградацію навколишнього середовища. Як уже зазначалося, електростанції, які використовують енергію морських припливів, вигідно споруджувати на тих ділянках узбережжя Світового океану, де припливи найвищі. До таких ділянок належать, наприклад, канадська затока Фанді (висота припливу становить 17 м), протока Ла-Манш (15 м), Пенжинська затока Охотського моря (13 м) та ін. Уся потужність океанських припливів на планеті оцінюється у 3000 ГВт. З них приблизно 1000 ГВт розсіюється у мілководних прибережних районах, де можливе зведення інженерних споруд. Загальна кількість припливної енергії у Світовому океані - 3,9 о 10м кДж.

У Японії, наприклад, ПЕС працює за такою схемою: вночі, коли споживання електроенергії низьке, приплив піднімає морську воду у спеціальне водоймище, а вдень ця вода зливається назад, генеруючи електрику. Для Японії з її протяжною береговою лінією знайти придатні місця для будівництва таких ПЕС легко. У цій країні на сьогодні діють 53 атомні (тобто потенційно небезпечні) електростанції, а викопне паливо вона змушена імпортувати. Тому будівництво ПЕС для Японії і економічно вигідне, і екологічно дуже важливе. У процесі будівництва припливної електростанції велика увага приділяється саме екологічності спорудження. Для цього форма дна каналів, якими протікає морська вода, вибирається так, щоб тварини, що випадково потрапили до каналу, могли вибратися з нього.

Як же працює ПЕС, на річці будується гребля для затримки вод високого припливу. Коли припливні води відступають, затримана греблею вода випускається в океан через грушоподібні турбіни під греблею, і виробляється електроенергія. Електроенергію можна

виробляти як при відпливі, так і при припливі. Припливна хвиля затримується за греблею в результаті відкриття ряду донних затворів, що дозволяє їй рухатися нагору річкою у напрямку джерела. Затвори закривають тоді, коли приплив досягає найвищого рівня, а потім, по мірі відпливу, воді, замкненій за греблею, дозволяють стікати до моря через турбіни. При низькому рівні води, тобто при відпливі, велика частина цієї води спускається. Коли припливні води знов надходять, то зупиняються перед закритими затворами, рівень води з боку моря перевищує її рівень на боці греблі, зверненої до суші. Після того, як буде досягнутий достатній напір, воді дозволяють текти нагору річкою, проходячи через турбіни, і знову виробляти електрику. Таким чином, енергія виробляється і за рахунок відпливу, і за рахунок припливу.

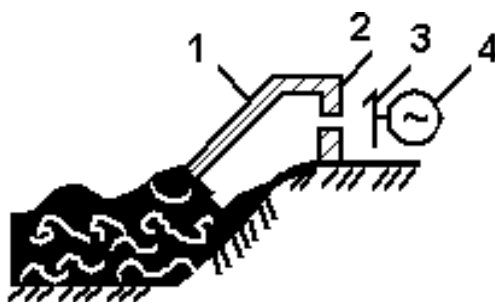


Рис. 4.4 – Схема припливної електростанції

На рис. 4.4 показана схема побудованої в Японії припливної електростанції потужністю 50кВт. Принцип її роботи приваблює своєю простотою і майже повною відсутністю рухомих частин. Хвиля, яка падає під козирок 1, стискає повітря й жене його крізь сопловий канал 2 до турбіни 3, яка приводить в дію електрогенератор 4.

В Японії створено подібну припливну електростанцію потужністю 50 кВт. Собівартість виробленої нею електроенергії становить 20-30 єн/кВт·год, що відповідає собівартості електроенергії, яка виробляється дизель-електричними станціями.

Основними причинами, які стримують розвиток хвильових енергоустановок, є розосередження енергії на великій поверхні, непостійне хвилевідтворення, низька швидкість руху хвиль при значних силах їхньої дії. Таким чином, коли проектується хвилеві енергоустановки, слід насамперед вирішувати питання концентрації та акумулювання енергії, а також ефективного її перетворення з максимальним використанням наявних технічних рішень. Основними шляхами розвитку хвильових енергоустановок є підвищення концентрації енергії хвиль і енергоємності акумуляторів, їхньої надійності та ефективності перетворення енергії.

4.5. Порівняльна характеристика роботи ВЕУ

Двохлопатові вітроколеса мають вищу економічність порівняно з трьохлопатовими, однак вони часто зазнають значних вібраційних навантажень, що є менш характерним для трьохлопатових конструкцій. Зменшення доцентрової сили, що діє на лопаті, досягається шляхом зниження їхньої маси.

Матеріалами для виготовлення лопатей можуть бути дерево, пластик та армоване скловолокно. Останнє має високу міцність, стійкість до штормів і навантажень, а також є

технологічним у виробництві. Вітродвигуни для водяних насосів оснащуються великою кількістю лопатей, що забезпечує ефективність роботи при низьких швидкостях вітру.

Особливості роботи вітродвигунів. Теоретично, максимальна потужність вітродвигуна збільшується зі зростанням швидкості вітру. На практиці це можливо лише за умови досягнення максимального ККД, що забезпечується при відношенні швидкості потоку до швидкості обертання $u = U_0/3$. Для вітроколеса з горизонтальною віссю обертання ця умова виконується лише при певній швидкості.

Вітродвигуни мають максимальну швидкість вітру (V_{\max}), при якій вони функціонують. Якщо швидкість вітру менша за цю межу, вихідна потужність знижується, а при перевищенні V_{\max} зменшується ККД. Наприклад, збільшення швидкості вітру на 33% подвоює потужність, а її зменшення на 50% знижує вихідну потужність до 12,5% від початкової.

Вітроколеса мають також мінімальну швидкість вітру, з якої починається їхнє обертання. Максимальна потужність досягається при номінальній швидкості, яка зазвичай перевищує середньорічну швидкість вітру для місцевості на 9–16 км/год. Для підтримання потужності при надмірних швидкостях використовується принцип "утримання плато". Він реалізується за допомогою механічних регуляторів або зміни кута атаки лопатей, що знижує ККД. Для захисту лопатей від руйнування під час сильного вітру передбачено поворотний механізм, який переводить лопаті у флюгерне положення.

Горизонтальні і вертикальні осі обертання. Вітродвигуни з горизонтальною віссю краще розроблені, ніж їхні аналоги з вертикальною віссю, проте потребують встановлення на вежах. Це обумовлено необхідністю забезпечення вільного простору для лопатей і використання вищих швидкостей вітру на значній висоті. Вартість спорудження вежі є важливим фактором економічної доцільності таких установок.

Вітродвигуни з вертикальною віссю обертання не потребують вежі і можуть бути встановлені на землі. Серед них виділяються ротор Савоніуса та ротор Дар'є.

- **Ротор Савоніуса** – складається із розрізаної вздовж циліндричної труби, половини якої трохи розсунуті. Максимальна потужність досягається, якщо відстань між половинами труби дорівнює половині її діаметра. Незважаючи на простоту конструкції, цей тип ротора поступається за ефективністю горизонтальним вітродвигунам.

- **Ротор Дар'є** – оснащений двома або трьома лопатями, які обертаються із швидкістю, що перевищує швидкість вітру у 3–4 рази. Для запуску такого ротора потрібен додатковий двигун.

Вітродвигуни з вертикальною віссю простіші у встановленні, але мають свої обмеження щодо потужності та ефективності.

4.6. Способи використання сонячної енергії

У СК використовується теплоносії (вода, повітря) температурою до 100 С. Це найбільш простий спосіб отримання низькопотенційного тепла.

У СТЕС використовується температура перегрітої пари біля 500 С.

У 1977 р. управління з енергетичних досліджень США витратило 60 млн. дол. на НДКР по створенню великих СЕС і тільки 6 млн. дол. на низькопотенційні геліоустановки.



Рис.4.5 – Класифікація способів використання сонячної енергії

4.6.1. Сонячні теплові електростанції (СТЕС) баштового типу

Для розміщення таких електростанцій найбільш підходять пустельні райони завдяки високій інтенсивності сонячного випромінювання.

Поле геліостатів: СТЕС баштового типу включає кілька сотень геліостатів – поворотних дзеркал, які стежать за переміщенням Сонця і відбивають його промені на теплоприймач, розташований на вершині башти.

Принцип роботи: Башта з теплоприймачем розміщується на південному краю поля геліостатів. Відбиті дзеркалами сонячні промені концентруються у теплоприймачі, де створюється високотемпературна пара (500–600°C). Ця пара подається на парову турбіну, яка обертає генератор для виробництва електроенергії.

Акумуляція енергії: СТЕС зазвичай оснащуються системами зберігання сонячної енергії, наприклад, сонячними ставками.

Сонячні ставки: Це унікальний нагрівальний резервуар, в якому прісна вода слугує теплозахисним шаром, а під нею знаходяться шари солоної та дуже солоної води. У сонячному ставку Ейн-Бореке (Ізраїль) площею 0,74 га виробляється 150 кВт електроенергії за вартістю 10 центів/кВт·год. Для роботи такого ставка потрібно 0,5–1 кг кухонної солі (NaCl) або магній-хлориду (MgCl₂) на 1 м² його площі.

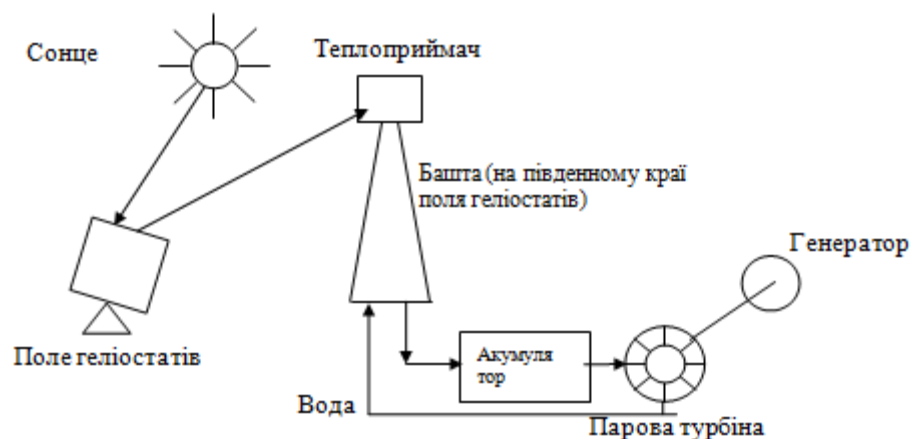


Рис. 4.6 – Схема Сонячної теплової електростанції баштового типу

4.6.2. Сонячні фотоелектричні системи (СФЕС)

Сонячні фотоелектричні системи складаються з фотоелектричних перетворювачів (ФЕП), найпоширенішими з яких є кремнієві фотодіоди.

Недоліки: Основним недоліком таких перетворювачів є низький коефіцієнт корисної дії (ККД). Найкращі зразки досягають ККД на рівні 18–24%, а серійні моделі мають ККД у межах 12–14%.

Особливості роботи: СФЕС генерують постійний струм, величина якого залежить від інтенсивності сонячного випромінювання. Напруга одного елемента зазвичай становить 0,4–0,45 В. Для збільшення вихідної потужності ФЕП об'єднують у сонячні батареї (СБ) шляхом послідовно-паралельного з'єднання елементів.

Лідери у виробництві: Японія та Німеччина займають провідні позиції у виробництві фотоелектричних перетворювачів.

4.6.3. Низькопотенційні системи перетворення сонячної енергії

Потреба в низькопотенційній тепловій енергії (до +65°C) для систем гарячого водопостачання (СГВ) становить 30–45% від загального енергоспоживання. Найекономічнішим способом отримання необхідної температури теплоносія є використання систем, що працюють без складних перетворювачів, таких як СТЕС і СФЕС. У сільськогосподарському виробництві для нагріву використовують рідину (воду) або повітря з температурою до +65°C.

Типи геліосистем:

1. Пасивні геліосистеми:

- Це найдешевший варіант, який використовує елементи будівельних конструкцій.

- Будинки з такими системами орієнтуються на місцевості таким чином, щоб максимально використовувати сонячну енергію: похилий дах із південного боку, заглиблення в землю з північного боку, теплоізоляція, штори, екрани тощо.

2. Активні геліосистеми:

- Включають сонячні колектори (СК) і теплоаккумулятори.
- Основний елемент – плоский сонячний колектор, який має теплоізольовану задню поверхню та заклеєну передню (краще подвійне скління).

Принцип роботи сонячного колектора: СК працює завдяки парниковому ефекту: короткі хвилі видимого світла проходять через скло та нагрівають теплоносії, але довгі хвилі інфрачервоного випромінювання назад через скло не виходять, створюючи ефект "пастки" для тепла.

Фактори використання сонячної енергії: Ефективність використання сонячної енергії залежить від географічної широти (φ), пори року та рівня сонячного випромінювання. В Україні, залежно від широти (52°–43° пн. ш.), річне надходження сонячної радіації становить 1050–1400 кВт·год/м² в умовах хмарності.

Оптимальні кути нахилу сонячних колекторів (СК):

- При цілорічному використанні кут нахилу β дорівнює географічній широті місцевості ($\beta = \varphi$).

- Для літнього періоду кут нахилу зменшують на 15° ($\beta = \varphi - 15^\circ$).

- Для зимового періоду кут нахилу збільшують на 15° ($\beta = \varphi + 15^\circ$).

Застосування в сільському господарстві:

- Сушка сільськогосподарських культур.

- Обігрів будівель.

- Системи гарячого водопостачання.

Для додаткового підвищення температури теплоносія разом із сонячними колекторами можуть використовуватися теплові насоси (ТН).

4.7. Джерела та характеристика вторинних енергоресурсів

Під вторинними енергоресурсами (ВЕР) мається на увазі енергетичний потенціал відходів або побічних продуктів, який може бути частково або повністю направлений на енергопостачання споживачів. Установки, що сприяють енергопостачанню ВЕР: ТО, ТН, ТЕГ.

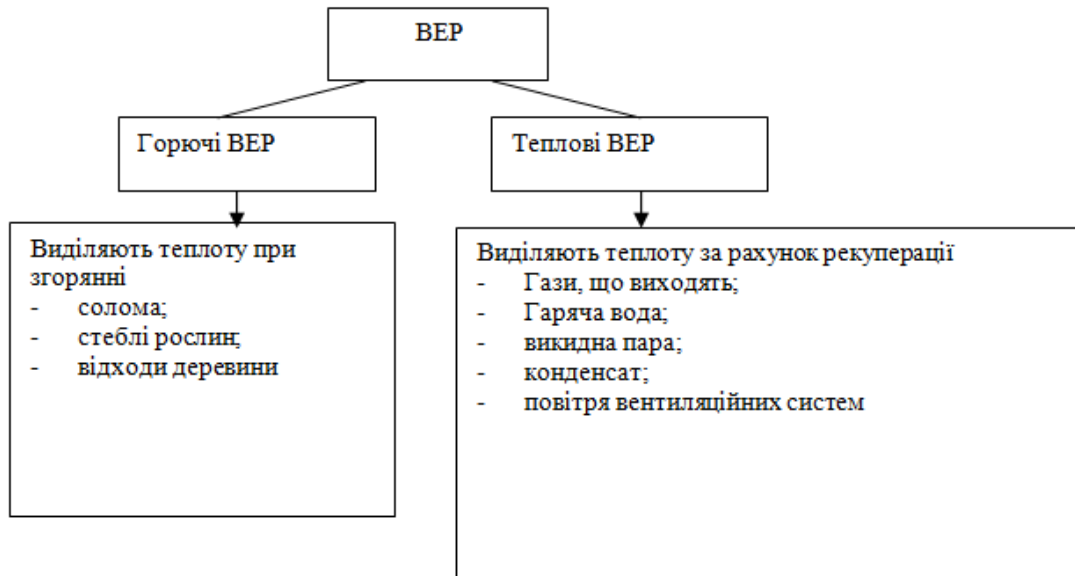


Рис. 4.7 – Класифікація ВЕР

На зображенні 4.7. представлено **схему класифікації вторинних енергоресурсів (ВЕР)**, яка ділить їх на два основні види:

1. **Гарячі ВЕР.** Ці ресурси виділяють тепло внаслідок спалювання. До них належать:

- **Солома**
- **Стебла рослин**
- **Відходи деревини**

2. **Теплові ВЕР.** Ці ресурси виділяють тепло за рахунок рекуперації, тобто відбору теплової енергії з процесів, де воно було побічним продуктом. До них належать:

- **Гази, що виходять**
- **Гаряча вода**
- **Викидна пара**
- **Конденсат**
- **Повітря вентиляційних систем**

- **Гарячі ВЕР** зазвичай пов'язані з використанням біомаси (наприклад, соломи чи відходів деревини) у якості палива, що має значний потенціал у відновлюваній енергетиці.

- **Теплові ВЕР** більшою мірою залежать від ефективності технологій рекуперації тепла, які дозволяють повторно використовувати енергію, що зазвичай

втрачається. Це особливо актуально для промислових процесів, де утворюється гаряча вода чи пара.

Класифікація демонструє різноманітність джерел вторинної енергії та їх потенціал у зменшенні втрат енергетичних ресурсів, підвищенні ефективності виробництва та розвитку екологічно чистих технологій.



Рис. 4.8 – Класифікація перетворювачів ВЕР

На рис. 4.8 представлена класифікація установок для перетворення виду енергії (ВЕП). Давайте розберемо її детальніше.

Загальна структура: установки для перетворення ВЕР поділяються на три основні категорії:

- ТО (Теплові обмінники): механізми, що працюють із тепловими потоками.
- ТН (Теплові насоси): установки, які переносять тепло з одного місця в інше.
- ТЕГ (Термоелектрогенератори): пристрої, що перетворюють тепло безпосередньо на електроенергію.

1. ТО (Теплові обмінники):

-Прямо плинні: тепло передається від одного середовища до іншого безпосередньо.

-Зворотно плинні: тепло передається за рахунок протилежного напрямку потоків середовищ.

2. ТН (Теплові насоси):

-Компресорні: використовують компресор для стискання робочої рідини або газу, щоб підвищити його температуру.

-Абсорбційні: працюють на основі поглинання тепла спеціальними речовинами.

-Термоелектричні: створюють різницю температур для перетворення енергії.

3. ТЕГ (Термоелектрогенератори):

-Металеві термопари: використовують властивості металів для перетворення тепла в електричну енергію (ефект Зеебека).

-Напівпровідникові: базуються на властивостях напівпровідників, які ефективніше працюють у такому перетворенні.

Ця схема показує різні технологічні підходи для перетворення теплової енергії в інші види енергії, а також можливості її переносу та збереження. Кожен метод має свої переваги та сфери застосування, наприклад, компресорні насоси використовуються у побутових холодильниках, а термоелектрогенератори – у пристроях для живлення електроніки.

Найпростіші трубчасті ТО бувають прямо плинні і зворотно плинні (рис. 4.9).

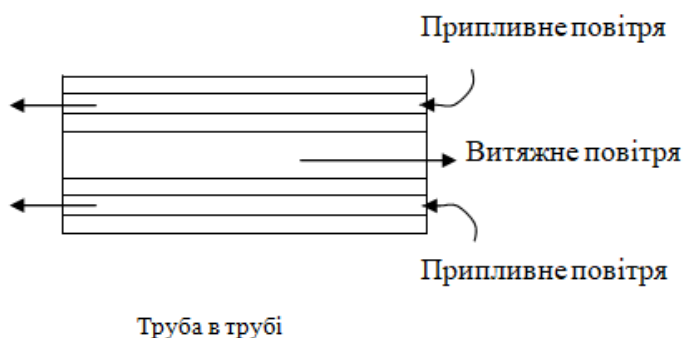


Рис. 4.9 – Трубчастий зворотно-плинний теплообмінник

На рис. 4.9 представлена схема трубчастого зворотно-плинного теплообмінника (ТО). Це приклад установки, що забезпечує передачу тепла між двома потоками повітря або іншого середовища. **Ключові елементи:**

1. Труба в трубі:

- Конструкція складається з двох концентричних труб, через які проходять різні потоки.
- Внутрішня і зовнішня труби забезпечують ізоляцію потоків і одночасний теплообмін.

2. Потоки повітря:

- **Припливне повітря** (вказано стрілками з одного боку) - це потік, який нагрівається або охолоджується під час контакту із зворотним потоком.
- **Витяжне повітря** (вказано стрілками з протилежного боку) - потік, який передає або забирає тепло.

Зворотний плин:

- Потоки повітря рухаються в протилежних напрямках, що підвищує ефективність теплообміну. Завдяки цьому:
 - Максимізується різниця температур між середовищами на кожній ділянці теплообмінника.
 - Збільшується кількість переданого тепла при однакових розмірах установки.

Переваги зворотно-плинних теплообмінників:

1. Висока ефективність теплообміну через протилежний рух потоків;
2. Компактність конструкції та простота реалізації;
3. Широке застосування в системах вентиляції, кондиціонування та обігріву;

Ця схема добре ілюструє, як працюють теплообмінники такого типу, зокрема для енергоефективного використання теплових потоків.

Рациональне використання вторинних енергоресурсів (через теплообмінники, теплові насоси та термоелектрогенератори) відкриває значний потенціал для економії енергії, покращення екологічної ситуації та розвитку відновлюваної енергетики. Рекуперація тепла та застосування ВЕР є важливими кроками до сталого розвитку.

Завдання для самоконтролю

1. Яким чином антропогенний вплив впливає на споживання енергії на душу населення у світі?

2. Назвіть основні чинники, які спонукали до розвитку нетрадиційних джерел енергії у другій половині ХХ століття.
3. Які основні джерела енергії відносяться до нетрадиційних і поновлюваних?
4. Який регіон України вважається найперспективнішим для розвитку малої гідроенергетики?
5. Які основні переваги технологій "безлюдного" сценарію експлуатації ГЕС?
6. Які терміни спорудження малої ГЕС в Європі, та скільки часу займає її окупність?
7. Що таке біомаса, і які органічні речовини вона містить?
8. Які основні процеси перетворення біомаси в енергію? Назвіть їх класифікацію.
9. Які особливості мають термохімічні процеси перетворення біомаси, такі як піроліз, газифікація та гідрогенізація?
10. Що таке анаеробна переробка, і як вона використовується для отримання біогазу?
11. Які переваги виробництва біогазу в рамках замкнених екологічних циклів агропромислових комплексів?
12. Що таке принцип "утримання плато" і як він реалізується у вітрових електроустановках?
13. Як захищають лопаті вітроколес від руйнування під час сильного вітру?
14. Які конструктивні переваги та недоліки вітродвигунів з вертикальною віссю обертання у порівнянні з горизонтальними?
15. Охарактеризуйте конструкцію ротора Савоніуса. Чому він поступається за ефективністю горизонтальним вітродвигунам?
16. Чим особливий ротор Дар'є і яка його основна конструктивна вимога для запуску?
17. Які умови є оптимальними для розміщення СТЕС баштового типу?
18. У чому особливості роботи сонячного ставку Ейн-Бореке?
19. Які основні недоліки фотоелектричних перетворювачів (ФЕП)?
20. Чим відрізняються пасивні та активні геліосистеми?

ТЕМА 5. ТЕХНОЛОГІЧНІ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Мета: ознайомити здобувачів вищої освіти з ймовірними втратами в електричних мережах.

План лекції

1. Втрата потужності в елементах електричної мережі. Елемент із зосередженим опором.
2. Однорідна лінія електропередач.
3. Лінія електропередачі з компенсуючими пристроями.
4. Облік ємнісних струмів щодо втрат потужності лініях електропередач.
5. Втрата потужності на корону.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.

IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

Завдання управління конкретними частинами електричних мереж мають вирішуватися з урахуванням їхньої взаємодії. Для формалізації таких завдань введемо поняття складової електричної мережі, що включає ряд електричних мереж нижчого рангу і взаємодіє з рядом мереж такого ж рангу. Наприклад, складова електрична мережа конкретного виробничого енергетичного об'єднання (ПЕО) включає мережу всіх підлеглих підприємств електричних мереж (ПЕМ) і взаємодіє з мережами суміжних ПЕО. Аналогічно складова електрична мережа конкретного ПЕМ включає в себе мережі всіх підпорядкованих районів електричних мереж (РЕМ) і взаємодіє з мережами суміжних ПЕМ, тощо.

Послідовне проведення принципу складання електричних мереж за територіальною ієрархією згори донизу призводить до мережі найнижчого рангу, складеної з трансформаторів, шин і ліній електропередачі. Це є об'єктом класичної теорії електричних мереж.

При розгляді режимів роботи складових електричних мереж необхідно розрізняти внутрішні режими, що характеризують обмін електричною енергією між мережами нижчого рангу та зовнішні режими, що характеризують взаємодію з мережами аналогічного рангу. Те й інше можна представляти балансами струмів, потужностей та енергії, причому кожна з цих величин має активну та реактивну складові.

Будь-який баланс має прибуткову та видаткову частини. Різниця між прибутковою та видатковою частинами балансу становить технологічну витрату енергії на її передачу та розподіл.

5.1. Втрата потужності у елементах електричної мережі. Елемент із зосередженим опором

Принципи методики визначення втрат потужності вивчимо на прикладі найпростішої схеми мережі (рис. 5.1). Ділянка 1–2 цієї схеми, що складається з активного та індуктивного опорів, укладена між навантаженнями, що відгалужуються від його кінців (рис. 5.1, а) або провідностями (рис. 5.1, б), назвемо ланкою мережі. Як ланка можна також розглядати провідність 1-1' або 2-2' (рис. 5.1, б). У загальному випадку під ланкою розуміємо однорідний елемент мережі, протягом якого струм залишається постійним або змінюється за цілком певним законом, умовимося, що надалі будемо мати на увазі симетричний трифазний ланцюг. Недотримання цих умов будемо обговорювати особливо.

Комплексне вираження повної потужності буде представляти у вигляді:

$$\dot{S} = \sqrt{3} \cdot \dot{U} \cdot \dot{I},$$

де \dot{U} - пов'язаний комплекс лінійного напруги; \dot{I} – комплекс лінійного струму.

Для навантаження індуктивного характеру $S = P - jQ$, а навантаження ємнісного характеру $S = P + jQ$. Тут P і Q -трифазна активна та реактивна потужності.

Введемо формулу визначення втрат потужності в ланці мережі S_2 і напрузі U_2 . На рис. 5.1 та у тексті індекс 1 відповідає параметрам початку ланки, а 2 - його кінця.

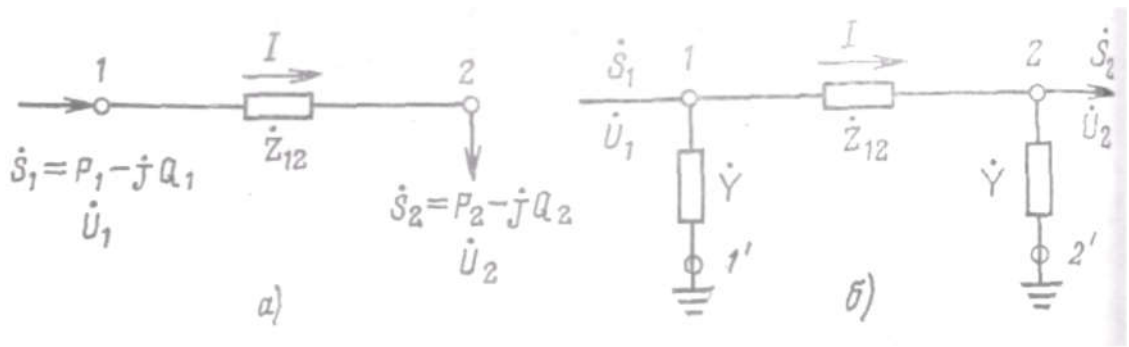


Рис. 5.1 – Ланка електричної мережі

Співвідношенню між напругами початку і кінця ланки мережі відповідає спільне рівняння:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot \dot{Z}, \quad (5.1)$$

Ліву та праву частини виразу (\dot{U}_1) помножимо на $\sqrt{3} \cdot \dot{I}$ тоді в результаті отримаємо:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}, \quad (5.2)$$

де, звідки $\Delta \dot{S} = \Delta P - j \Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot R - j 3 \cdot I^2 \cdot X \Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R \Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot X$

Якщо дані потужності навантажень, то струм, що протікає по лінії, можна визначити за формулою:

$$\dot{I} = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_2}, \quad (5.3)$$

а квадрат модуля струму:

$$|I|^2 = \frac{1}{3} \cdot \left| \frac{S_2}{U_2} \right|^2, \quad (5.4)$$

Виражаючи квадрат модуля струму ($\Delta \dot{S}$) через його значення ($|I|^2$), отримуємо наступну формулу втрат потужності для зв'язку мережі за даними його кінця:

$$\Delta S = \left| \frac{I_2}{U_2} \right|^2 \cdot \dot{Z}, \quad (5.5)$$

або U_2 , поєднуючи вектор з речовинною віссю комплексної площини:

$$\Delta \dot{S} = \Delta P - j \Delta Q = \frac{S_2^2}{U_2^2} \cdot R - j \frac{S_2^2}{U_2^2} \cdot X, \quad (5.6)$$

звідки

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R, \quad (5.7)$$

$$\Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X, \quad (5.8)$$

При розрахунку за відомими даними початку ланки: напрузі U_1 та S_1 потужності - розрахункові формули дещо видозмінюються, хоча перебіг міркувань залишиться незмінним. Вихідний вираз у цьому випадку запишемо у вигляді:

$$U_1 S_1 \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot \dot{Z}, \quad (5.9)$$

Використовуючи той самий метод перетворень, як і раніше, отримуємо:

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_1 - \Delta \dot{S}, \quad (5.10)$$

де ΔS - представляється виразом.

Потужність на початку ланки $S_1 = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_1 \cdot \dot{I}$, тому квадрат модуля струму:

$$|I|^2 = \frac{1}{3} \cdot \left| \frac{S_1}{U_1} \right|^2, \quad (5.11)$$

Підставляючи значення ($|I|^2$) у формулу ($\Delta\dot{S}$), одержуємо:

$$\Delta S = \left| \frac{S_1}{\dot{U}_1} \right|^2 \cdot \dot{Z}, \quad (5.12)$$

або U_1 , поєднуючи вектор напруги з речовинно комплексною віссю плоскості:

$$\Delta\dot{S} = \Delta P - \Delta Q = \frac{S_1^2}{U_1^2} \cdot R - j \frac{S_1^2}{U_1^2} \cdot X, \quad (5.13)$$

звідки

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cdot R, \\ \Delta Q &= \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cdot X \end{aligned} \quad (5.14)$$

При практичних розрахунках зазвичай потужність виражають у мегавольтамперах, напруга у кіловольтах та опір в омах. У цьому випадку втрати потужності також одержуємо в мегавольтамперах.

5.2. Однорідна лінія електропередачі

Для лінії електропередачі П - образну схему заміщення можна як ланка мережі з опором Z і провідностями Y_1 і Y_2 (рис. 5.2).

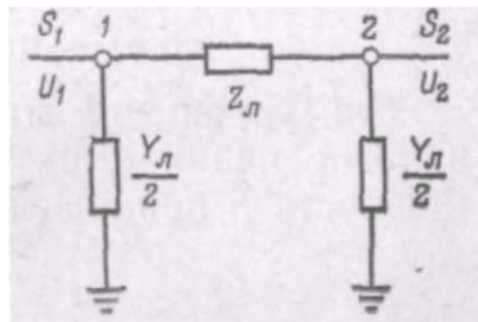


Рис 5.2 – Схема заміщення однорідної лінії електропередачі

Тому, ґрунтуючись на виразі (5.5), записаному для ланки мережі, втрати потужності однорідної лінії електропередачі можна представити формулою:

$$\Delta S_{\pi} = \left| \frac{S_2}{U_2} \right|^2 \cdot Z_{\pi} + \Delta S_{\pi,к}, \quad (5.15)$$

або

$$\Delta P_{\pi} = \frac{P_{21}^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R_{\pi} + \Delta P_{\text{кор}}, \quad (5.16)$$

і

$$\Delta Q_{\pi} = \frac{P_{21}^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X_{\pi} - \Delta Q_c, \quad (5.17)$$

де $\Delta P_{\text{кор}}$ - втрати активної потужності на корону; ΔQ_c – зарядна потужність лінії.

Формула (5.17) отримана на основі наближеного рівняння (5.1), що не враховує хвильовий характер і рівномірний розподіл параметрів лінії за її довжиною, які, починаючи

з певної довжини лінії, істотно впливають на фізичні процеси в лінії електропередачі. У випадку втрати потужності лінії довжиною L визначаються вираженням:

$$\Delta S_{\pi} = 3 \cdot Z_{оп}^* \cdot \int_0^L I_1^2 dl, \quad (5.18)$$

де I_1 – струм у точці лінії, розташованій на відстані l від кінця лінії; $\dot{I}_2 = (P_2 - jQ_2) / (\sqrt{3} \cdot U_2)$ – струм у кінці лінії, виражений через, активну та реактивну потужності та напругу в кінці лінії.

Тут вектор U_2 поєднаний із речовою віссю комплексної площини.

Для порівняно коротких ліній:

$$\Delta P_{\pi} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R, \quad \Delta Q_{\pi} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X, \quad (5.19)$$

5.3. Лінія електропередачі з компенсованими пристроями

У загальному випадку лінія електропередачі є складною енергетичною спорудою, що включає проміжні установки поздовжньої ємнісної та паралельної індуктивної компенсації або настроювальні пристрої; лінія стає неоднорідною (рис. 5.3).

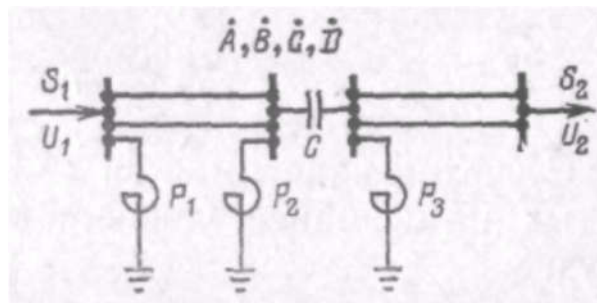


Рис. 5.3 – Ділянка лінії електропередачі з компенсуючим пристроєм

Втрати потужності у неоднорідній лінії зручно визначати за такою формулою:

$$\Delta S_{\pi} = S_1 + S_2, \quad (5.20)$$

де індекси 1 і 2 відносяться до параметрів відповідно початку та кінця лінії.

Розглянемо висновок розрахункової формули визначення втрат потужності при заданих напрузі U_2 , потужності S_2 і індуктивному характері навантаження. Вочевидь, що з відомих параметрах режиму початку лінії електропередачі процедура виведення формули не зміниться.

Вихідна формула має вигляд:

$$\dot{S}_1 = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \dot{I}_1, \quad (5.21)$$

Виразимо величини U_1 та I_1 через відповідні величини кінця електропередачі та параметри лінії. При цьому лінію будемо розглядати як триполюсник із узагальненими постійними A, B, C та D .

З теоретичної електротехніки відомо, що:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{A} \cdot \dot{U}_1 + \sqrt{3} \cdot \dot{B} \cdot \dot{I}_2 \\ \dot{U}_1 = \dot{A} \cdot \dot{U}_1 + \sqrt{3} \cdot \dot{B} \cdot \dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 = (\dot{C}_1 / \sqrt{3}) \cdot \dot{U}_2 + \dot{D}_2 \cdot \dot{I}_2 \end{cases}, \quad (5.22)$$

При індуктивному навантаженні:

$$\dot{S}_2 = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_2 \cdot \dot{I}_2 = P_2 - jQ_2; \sqrt{3} \cdot \dot{U}_2 \cdot \dot{I}_2 = P_2 + jQ_2, \quad (5.23)$$

Отримуємо два висловлювання для втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\pi} = & [(A' \cdot C' + A'' \cdot C'') \cdot U_2^2 + 3(B' \cdot D' + B'' \cdot D'') \cdot I_2^2 + \\ & + 2(A'' \cdot D' + B' \cdot C') \cdot P_2 + 2(B'' \cdot C' - A' \cdot D'') \cdot Q_2] - \\ & - j \cdot [(A' \cdot C'' - A'' \cdot C') \cdot U_2^2 + 3(B' \cdot D'' - B'' \cdot D') \cdot I_2^2 + \\ & + 2(B' \cdot C'' - A'' \cdot D') \cdot P_2 + 2(B'' \cdot C' - A' \cdot D') \cdot Q_2] = \Delta P_{\pi} - j\Delta Q_{\pi}, \end{aligned} \quad (5.24)$$

звідки

$$\Delta S_{\pi} = \Delta P_{\pi} - j\Delta Q_{\pi}; \Delta P_{\pi} = \text{Re}(\Delta S_{\pi}); \Delta Q_{\pi} = \text{Im}(\Delta S_{\pi})$$

Перші складові формул (5.23) і (5.24) є втрати холостого ходу, а другі – втрати короткого замикання. Інші доданки обумовлені хвильовим характером та розподіленістю параметрів лінії, а також протіканням ємнісних струмів. Отримані вирази для визначення втрат потужності універсальні і практично застосовуються до будь-яких ліній, включаючи електропередачі з проміжними компенсуючими установками та іншими пристроями.

5.4.Облік ємнісних струмів щодо втрат потужності лініях електропередач

Порівняння втрат потужності в лінії електропередачі розрахованих за точними та наближеними формулами, показує, що похибка наближених формул мінімальна в режимі передачі натуральної потужності і не перевищує $\pm 2,5\%$ у режимах передачі потужностей, близьких до натуральної, при $P = (0,975 \dots 1,025) \cdot P_{\text{ном}}$.

Це тим, що основний вплив на похибку наближених формул надає неврахування фізичних процесів, зумовлених рівномірним розподілом по довжині лінії індуктивного опору і ємнісної провідності. У режимі натуральної потужності останні як один компенсують, тобто. втрати реактивної потужності в індуктивному опорі в кожній точці лінії рівні ємнісній (зарядній) потужності, що генерується лінією. Активне опір далеких ліній електропередачі порівняно мало, і неврахування його розподіленості не істотно впливає характер протікають у лінії фізичних процесів.

Втрати потужності в лінії електропередачі з урахуванням фізичних процесів, спричинених рівномірним розподілом по довжині індуктивного опору та ємнісної провідності лінії при відомій напрузі та струмі (потужності) в кінці лінії можна записати у вигляді:

$$\Delta S_{\pi} = 3 \cdot I_a^2 \cdot Z_0 \cdot L + 3 \cdot Z_0 \cdot \int \left(\frac{I_c}{L} \cdot l \cdot k_1 \pm I_{pa} \right)^2 dl, \quad (5.25)$$

де $\frac{I_c}{L} \cdot l$ - ємнісний струм лінії довжиною L на відстані l від кінця; I_a^2 і I_p^2 - активний та реактивний струм в кінці лінії; струм I_{p2} береться зі знаком плюс при ємнісному характері

та мінус при індуктивному; $k_1 = 1 - s_{*2}^2$, тут s_{*2} - повна потужність наприкінці лінії у відносних одиницях на базі натуральної.

При записі виразу (5.25) вважалося, що напруга вздовж лінії незмінна і дорівнює номінальному.

Після інтегрування формулу (5.25) перетворимо на вигляд:

$$\Delta S_{\pi} = 3 \cdot Z \cdot (I_2^2 + I_{p2} \cdot I_c \cdot k_1 + 1/3 \cdot I_c^2 \cdot k_1^2), \quad (5.26)$$

Після заміни струмів через потужності та параметри лінії електропередачі, залежність (5.26) запишеться так:

$$\Delta S_{\pi} = \left(\frac{S_2^2}{U_2^2} \pm k_1 \cdot Q_2 \cdot b_c^2 + \frac{1}{3} \cdot k_1^2 \cdot U_2^2 \cdot b_c^2 \right) \cdot Z, \quad (5.27)$$

або у відносних одиницях:

$$\Delta S_{\pi} = (S_{*2}^2 \pm k_1 \cdot k_2 \cdot q_{*2} + \frac{1}{3} \cdot k_1^2 \cdot k_2^2) \cdot Z_{*}, \quad (5.28)$$

де q_{*2} - ємнісна провідність лінії; Z - пов'язаний комплекс повного опору лінії для відносних одиниць з урахуванням хвильового. $k_2 = b_c - Z_c b_c \ddot{z}_*$

Використання формул (5.27), (5.28) при техніко-економічному аналізі далеких ліній електропередачі для визначення втрат потужності водородних ділянок у режимах, відмінних від натурального, дає задовільні результати.

5.5. Втрати потужності на корону

Втрати потужності та енергії, що супроводжують коронний розряд, досягають у лініях 330 кВ і вище кількох сотень кіловат на один кілометр лінії, тобто в цих умовах втрати на корону не тільки сумірні, але часом і перевищують втрати на нагрівання проводів. Явище корони викликає додаткове нагрівання провідників, підвищує інтенсивність корозії проводів та арматури повітряних ліній, створює перешкоди для радіо- та телефонного зв'язку. Виникає необхідність боротьби з короною, а отже, вивчення факторів, які впливають її поява та розвитку.

Вперше явище корони було досліджено американським ученим Піком. На основі проведених ним дослідів було запропоновано аналітичний вираз для оцінки втрат потужності на корону, кВт/км, у всіх трьох дротах трифазної лінії змінного струму при частоті 50 Гц:

$$\Delta P_{\text{кор}} = (0,18/\delta) \cdot (U - U_0)^2 \cdot \sqrt{r/D_{\text{ср}}}, \quad (5.29)$$

де $D_{\text{ср}}$ - середньгеометрична відстань між проводами, см; r - радіус одиночного дроту, см; $U_{\text{ср}}$ - середньорічна лінійна напруга, кВ; U_0 - критичне напруження, кВ; якщо фактичне напруження вбирається у критичного, то корона відсутня; d - відносна середньорічна щільність повітря,

$$\delta = (0,386 \cdot p)/(273 + t)$$

p - середньорічний барометричний тиск повітря, мм рт. ст.; t - річна температура повітря.

Критична лінійна напруга, кВ, визначається виразом:

$$U_0 = 84,6 \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot \delta \cdot r \cdot \lg(D_{\text{ср}}/r), \quad (5.30)$$

де m_1 - коефіцієнт негладкості дроту, $m_1 = 0,82 - 0,85$; r - коефіцієнт негоди погоди.

Формули (5.29) та (5.30) були отримані при напругах близько 100-200 кВ для умови підвіски одного дроту у фазі; для більш високої номінальної напруги та розщеплених проводів у фазі ці формули, природно, не можуть бути використані. Проте з допомогою можна оцінити ступінь впливу різних чинників в розвитку корони і намітити основні напрями боротьби з короною.

Судячи з даних формул, основним засобом, що збільшує критичну напругу, служить підвищення радіусу дроту. Застосовується при напругах 330 кВ і вище розщеплення фази на 2, 3 і більше дротів і призводить до підвищення еквівалентного радіусу. Менш ефективним заходом боротьби з короною є збільшення середньгеометричної відстані між проводами, оскільки у формулі (5.30) він перебуває під знаком логарифму. Необхідно також уникати вм'ятин, задирок при монтажі дроту, застосовувати арматуру з гострими кутами, це зменшує коефіцієнт негладкості. Інші складові формул (5.29) та (5.30) обумовлюються погодними умовами.

Одже, для зменшення втрат і негативних наслідків коронного розряду необхідно досліджувати чинники, що впливають на його розвиток, і застосовувати заходи боротьби:

1. **Підвищення радіусу дроту:** Збільшення радіусу провідника є ефективним засобом зменшення ймовірності появи корони. Розщеплення фази на кілька провідників (2, 3 і більше) при напругах 330 кВ і вище підвищує еквівалентний радіус, зменшуючи інтенсивність корони.

2. **Збільшення відстані між проводами:** Збільшення середньгеометричної відстані між проводами впливає на критичну напругу, але є менш ефективним, оскільки цей параметр впливає на втрати лише логарифмічно.

3. **Поліпшення гладкості поверхні провідників:** Необхідно уникати пошкоджень проводів під час монтажу та застосовувати арматуру без гострих кутів. Це дозволяє зменшити коефіцієнт негладкості, що впливає на розвиток коронного розряду.

4. **Урахування погодних умов:** На втрати впливають температура, барометричний тиск та щільність повітря. Ці фактори слід враховувати при проєктуванні ліній.

Загалом, основні заходи боротьби з короною спрямовані на конструктивні зміни ліній електропередач, які підвищують критичну напругу, знижуючи ймовірність виникнення коронного розряду.

Завдання для самоконтролю

1. Що таке ланка мережі, і які її основні параметри?
2. Як визначається комплексне вираження повної потужності в трифазному ланцюзі?
3. Які види потужностей характеризують індуктивне та ємнісне навантаження?
4. Як виглядає співвідношення між напругами початку та кінця ланки ?
5. Як визначається квадрат модуля струму ?
6. Як хвильовий характер впливає на розподіл втрат потужності в довгих лініях?
7. Що таке компенсуючі пристрої в лінії електропередачі, і як вони впливають на втрати потужності?
8. Чому режим передачі натуральної потужності мінімізує похибку наближених формул для розрахунку втрат?

9. Як критична лінійна напруга впливає на появу коронного розряду?
10. Які конструктивні заходи можна застосовувати для зменшення втрат потужності на корону?

ТЕМА 6. ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ

Мета: ознайомити здобувачів вищої освіти з теоретичними заходами для зниження потужності енергії мережі

План лекції

1. Підвищення рівня робочої напруги.
2. Встановлення пристроїв продольно – поперечного регулювання потоків потужності в мережах.
3. Компенсація реактивної потужності.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

6.1. Підвищення рівня робочої напруги

Напруга істотно впливає втрати потужності, енергії і пропускну здатність мережі як однієї з найважливіших, визначальних ці величини параметрів.

Якщо не враховувати статичних характеристик навантаження, хвильового характеру і розподіл параметрів ліній, а також впливу на активний опір теплового ефекту навантаження, то з підвищенням напруги $\Delta U\%$ втрати потужності в опорах мережі знижуються, а в провідності збільшуються пропорційно квадрату напруги.

Кількісна зміна навантажувальних втрат потужності при відхиленнях напруги від номінального можна оцінити відомим виразом:

$$\Delta P_k \% = 1 - 1 / \left(1 \pm \frac{\Delta U \%}{100} \right)^2, \quad (6.1)$$

а втрат холостого ходу

$$\Delta P_x \% = \left(1 \pm \frac{\Delta U \%}{100} \right)^2 - 1, \quad (6.2)$$

Тут знак "+" відповідає збільшенню, а "-" зменшенню рівня напруги порівняно з номінальним.

"Правила пристрою електроустановок" допускають перевищення робочої напруги мережі понад номінальну на 20% у мережах до 20 кВ включно, 15% – у мережах 35–220 кВ, 10% у мережах 330 кВ та 5% – у мережах 500 кВ та вище. Звідси випливає, що у мережах до 220 кВ включно існують технічні можливості використання ефекту зниження навантажувальних втрат потужності та за рахунок підвищення робочого рівня напруги.

Втрати холостого ходу в трансформаторах залежать від напруги до їх відгалужень, а не від рівня напруги в мережі, тому їх можна утримувати на постійному рівні.

При підвищенні робочої напруги можуть зрости втрати на корону в повітряних лініях. Проте втрати корону в лініях 110 – 220 кВ незначні. Вони становлять помітну величину лише лініях 330 кВ і від. Але в цих лініях допустимі перенапруги ізоляції незначні і ефект від підвищення робочої напруги в них практично не може бути використаний для зниження навантажувальних втрат.

Резюмуючи вищевикладене, слід зробити висновок, що підтримання робочої напруги в мережі на гранично допустимому вищому рівні забезпечує більш високу якість напруги та зниження втрат енергії.

Для підтримки робочої напруги в лініях на високому рівні необхідно мати достатній арсенал регулюючих пристроїв і забезпечити позитивний баланс реактивної потужності в основних вузлах мережі. З точки зору забезпечення вимог до якості напруги споживачів на вторинних шинах понижуючих трансформаторів необхідно досягти напруги 1,05-1,1 номінальної для режимів максимальних іномінальних - для режимів мінімальних навантажень.

6.2. Установка пристроїв поздовжньо – поперечного регулювання потоків потужності у мережах

Економічний режим неоднорідної замкнутої мережі можна отримати, здійснивши примусове розподілення потужностей включенням в контур поздовжньо-перцевої ЕРС. Один із способів створення такої ЕРС полягає у застосуванні послідовних регулювальних трансформаторів ПРТ.

Нехай за рахунок неоднорідності мережі в контурі циркулює зрівняльна потужність $S_{y,n}$, що має напрямок, показаний на рис. 6.1. Для створення економічного розподілу потужностей за допомогою ПРТ треба створити в контурі примусову зрівняльну потужність, рівну за величиною $S_{y,n}$ та протилежну за знаком:

$$S_{y,n} = -S_{y,n} \quad (6.3)$$

Прийнята форма запису рівняння повної потужності:

$$S = \sqrt{3} \cdot \dot{U} \cdot \dot{I} = P - jQ; \quad (6.4)$$

а рівняння повного струму

$$\dot{I} = I_a - jI_p; \quad (6.5)$$

Включення поздовжньо-поперечної $\dot{E} = E' + E''$ показано на рис. 6.2. При такому включенні ЕРС верхня гілка (див. рис. 6.1) довантажуватиметься за активною потужністю і розвантажуватиметься за реактивною, а нижня – навпаки.

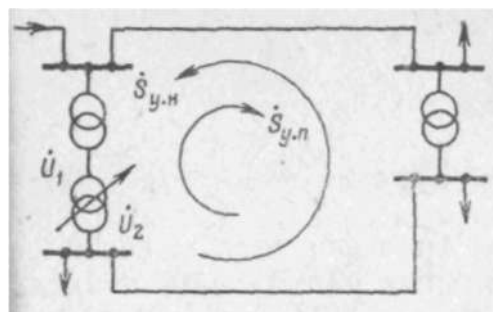


Рис. 6.1 – Принцип компенсації зрівняльної потужності

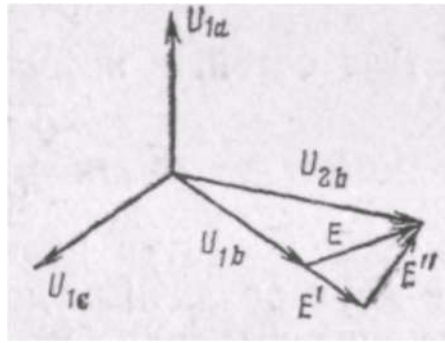


Рис. 6.2 – Принцип включення поздовжньо – поперечної ЕРС

Зрівняльна потужність, яка має бути створена за допомогою ПРТ для переходу до економічного режиму:

$$S_y = S_{ec} - S_{эк}$$

де $S_{ec}, S_{эк}$ - відповідно потужності при природному та економічному розподілі.

Тоді необхідні параметри ПРТ дорівнюватимуть:

$$\dot{E}_{эк} = E'_{эк} + E''_{эк} = \frac{S_y \cdot Z_y}{U} = \frac{(P_y - jQ_y) \cdot (R_k + jX_k)}{U} \quad (6.6)$$

Розкриваючи дужки, отримуємо:

$$E'_{эк} = \frac{P_y \cdot R_k + Q_y \cdot X_k}{U} \text{ та } E''_{эк} = \frac{P_y \cdot X_k - Q_y \cdot R_k}{U} \quad (6.7)$$

Для мереж, в яких $X \gg R$

$$E'_{эк} \approx \frac{Q_y \cdot X_k}{U} \text{ та } E''_{эк} = \frac{P_y \cdot X_k}{U} \quad (6.8)$$

Якщо контур включені трансформатори зв'язку мереж двох різних номінальних напруг та його коефіцієнти трансформації не врівноважені, всі вони створюють у контурі поздовжню ЕРС:

$$E'_T = U \cdot (1 - \prod_{i=1}^n k_i) \quad (6.9)$$

де n – число гілок у контурі.

Тоді необхідна поздовжня ЕРС ПРТ:

$$E'_{эк2} = E'_{эк} - E'_T \quad (6.10)$$

Для зниження класу номінальної напруги та номінальної потужності ПРТ їх зазвичай доцільно встановлювати в мережі нижчої напруги у гілках меншою пропускною здатністю. Однак за наявності контурів однієї напруги створювані в них від ПРТ зрівняльні потужності можуть викликати збільшені втрати потужності, що зведе до нуля ефект застосування ПРТ. Тому доцільним місцем установки ПРТ може бути галузь трансформатора зв'язку мереж двох різних номінальних напруг (див. рис. 6.1). Номінальна прохідна потужність ПРТ вибирається, виходячи з нормальних, і після аварійних режимів.

Для вибору місць розміщення та параметрів ПРТ у замкнутій мережі, що містить кілька контурів, може бути застосований градієнтний метод. Алгоритм розрахунку ось у чому.

Визначають природний та економічний розподіл потужностей з урахуванням вибору оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку.

1. Визначають зрівняльні потужності у всіх незалежних контурах.
2. Знаходять параметри ПРТ кожного незалежного контуру.
3. Встановлюють по черзі ПРТ у кожен контур та визначають їхню економічну ефективність. Установка ПРТ економічно доцільна, якщо:

$$W_a - W_p \geq p \cdot K_{\text{ПТР}}, \quad (6.11)$$

де W_a і W_p – економічний ефект від зниження втрат активної енергії та реактивної потужності, $K_{\text{ПТР}}$ – капітальні витрати в ПРТ; p - відрахування на амортизацію, поточний ремонт та обслуговування ПРТ;

$$p = p_n + p_a + p_{\text{т.о}},$$

p_n - Нормативний коефіцієнт ефективності капітальних витрат.

У формулі (6.11) не враховано вартість втрат енергії у ПРТ через свою малість.

5. Приймають до встановлення ПРТ, що дає найбільший економічний ефект.

6. Розрахунки за пп. 1–5 з урахуванням вже встановлених ПРТ повторюють доти, доки дотримується умова (6.11).

7. Параметри ПРТ вибирають, виходячи з максимального режиму мережі, в якому зазвичай вдається досягти найбільшого зниження втрат потужності.

6.3. Компенсація реактивної потужності

Для енергосистем, що мають дефіцит реактивної потужності, пристрої, що компенсують, розглядаються як засоби регулювання напруги. Однак, коефіцієнт потужності мережі безпосередньо впливає на втрати потужності та енергії, а також пропускну здатність мережі. Тому навіть при задовільних рівнях напруги встановлення компенсуючих та регулюючих пристроїв в енергосистемі може бути доцільним. Очевидно, встановлення додаткових компенсуючих та регулюючих пристроїв буде ефективним, якщо наведені витрати, пов'язані з їх спорудженням та експлуатацією, будуть меншими за одержуваний при цьому в енергосистемі економічний ефект:

$$Z_W + Z_Q + Z_U + Z_n - Z_k \geq 0 \quad (6.12)$$

де $Z_W + Z_Q + Z_U + Z_n$ – математичне очікування ефекту відповідно від зниження втрат енергії, зниження втрат реактивної потужності (враховується в енергосистемах, дефіцитних за реактивною потужністю), підвищення рівня напруги та підвищення пропускну здатності мережі; Z_k – витрати на встановлення та експлуатацію компенсуючого або регулюючого пристрою.

Найбільш просто піддаються кількісній оцінці величини $Z_W + Z_Q + Z_k$. Для визначення Z_U необхідно мати економічні характеристики якості напруги вузлів навантаження. Що ж до показника Z_n , його можна визначити з урахуванням економічного аналізу варіантів розвитку енергосистеми.

Розглянемо чисельних значень, що становлять вирази (6.11).

Економічний ефект, що отримується за рахунок зниження втрат активної потужності та енергії, може бути визначений з достатньою для практичних цілей точністю за очевидним виразом:

$$Z_W = (\Delta P_1 \tau_{p1} - \Delta P_2 \tau_{p2}) \beta,$$

де $\Delta P_1, \Delta P_2$ - втрати потужності в мережі до і після установки компенсуючих пристроїв КУ в максимальному режимі; τ_{p1}, τ_{p2} - час втрат від протікання по мережі реактивної потужності до і після установки пристрою, год; β – вартість 1 кВт·год втрат енергії.

При деяких припущеннях, прийнятних для практичних розрахунків, значення Z_W може бути визначено також за формулою:

$$Z_W = Q_k k_g^{\text{cp}} \tau_p^{\text{cp}} \beta, \quad (6.13)$$

де Q_k - встановлена потужність пристрою; k_g^{cp} - середній економічний еквівалент реактивної потужності у вузлі навантаження між значеннями до та після встановлення КУ потужністю; τ_p^{cp} - середнє значення часу втрат від протікання реактивної потужності.

Витрати, пов'язані з встановленням та експлуатацією КУ, визначаються рівнянням:

$$Z_k = Q_k T_{maxk} \beta_k, \quad (6.14)$$

де T_{maxk} - час використання максимального навантаження компенсуючого пристрою; β_k - Вартість 1 квар.ч, виданого пристроєм, що компенсує.

Якщо знехтувати інші складові ефекту, то економічна доцільність установки КУ може бути оцінена за допомогою виразів (6.13) та (6.14). Однак в умовах експлуатації перевагу слід надавати режимним критеріальним показникам. Тому й запишемо:

$$k_g^0 = \frac{T_{maxk} \beta_k}{\tau_p^{cp} \beta}. \quad (6.15)$$

Тут параметр є граничне значення економічного еквівалента реактивної потужності, лише на рівні якого термін окупності додаткових капіталовкладень у КУ дорівнює нормативному. Очевидно, при значеннях економічного еквівалента реактивної потужності вузлах електроспоживання нижче компенсація реактивної потужності у цих вузлах буде нераціональною. Сам собою економічний еквівалент – режимний параметр, і ним зручніше користуватися, ніж виразом (6.12), при практичному аналізі функціонуючої системи k_g^0 .

Звідси випливає, що як практичний (вторинний) критерій економічності розміщення додаткових КУ в енергосистемі може бути використаний економічний еквівалент реактивної потужності, записаний у вигляді умови:

$$k_3 \geq k_g^0 \quad (6.16)$$

Під економічним еквівалентом реактивної потужності у вузлі розуміють зниження активної потужності електричної системі при встановленні одиниці компенсуючого пристрою у вузлі електроспоживання, тобто. . У міру насичення вузлів навантаження (дефіцитних за реактивною потужністю) пристроями, що компенсують, їх питомі економічні еквіваленти знижуються до значення і подальше нарощування потужності КУ в цих вузлах стає недоцільним. Умова (8.16) орієнтовно відповідає ступеню компенсації. Досвід показує, що за подальше підвищення економічних показників мережі доцільніше проводити за рахунок інших способів підвищення якості напруги та пропускної спроможності мережі:

$$k_3 k_{3i} = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} k^0 q = 0,85 - 0,90q > 0,90$$

Зниження втрат реактивної потужності (для енергосистем, дефіцитних за реактивною потужністю) можна розглядати як економію на пристроях, що компенсують відповідної потужності:

$$Z_q = \delta Q \tau_p^{cp} \beta_k$$

Прийнята форма запису рівняння повної потужності:

$$S = \sqrt{3} \dot{U} j = P - jQ, \quad (6.17)$$

а рівняння повного струму:

$$\dot{I} = I_a - jI_p. \quad (6.18)$$

Включення поздовжньо-поперечної показано на рис. 6.2. При такому включенні ЕРС верхня гілка (див. рис. 6.1) довантажуватиметься за активною потужністю та реактивною, а нижня – навпаки:

$$\dot{E} = E' + E''$$

Зрівняльна потужність, яка має бути створена за допомогою ПРТ для переходу до економічного режиму,

$$S_y = S_e - S_3,$$

де S_e і S_3 – відповідно потужності при природному та економічному розподілі.

Тоді необхідні параметри ПРТ дорівнюватимуть:

$$\dot{E}_3 = E'_3 + jE''_3 = \frac{S_y Z_k}{U} = \frac{(P_y - jQ_y)(R_k + jX_k)}{U}. \quad (6.19)$$

Розкриваючи дужки, отримуємо:

$$E'_3 = \frac{P_y R_k + Q_y X_k}{U} \quad \text{та} \quad E''_3 = \frac{P_y X_k + Q_y R_k}{U}, \quad (6.20)$$

для мереж, в яких $X \gg R$

$$E'_3 \approx \frac{Q_y X_k}{U}, \quad \text{та} \quad E''_3 \approx \frac{P_y X_k}{U}, \quad (6.21)$$

Якщо контур включені трансформатори зв'язку мереж двох різних номінальних напруг та його коефіцієнти трансформації невірні, всі вони створюють у контурі поздовжню ЕРС:

$$E'_t = U \cdot (1 - \prod_{i=1}^n k_i), \quad (6.22)$$

де n - число гілок у контурі.

Тоді необхідна поздовжня ЕРС ПРТ:

$$E'_{\text{ЭК2}} = E'_{\text{ЭК}} - E'_t. \quad (6.23)$$

Для зниження класу номінальної напруги та номінальної потужності ПРТ їх зазвичай доцільно встановлювати в мережі нижчої напруги у гілках з меншою пропускну здатністю. Однак за наявності контурів однієї напруги створювані в них від ПРТ зрівнювальні потужності можуть викликати збільшені втрати потужності, що зведе до нуля ефект від застосування ПРТ. Тому доцільним місцем установки ПРТ може виявитися гілка трансформатора зв'язку мереж двох різних номінальних напруг (див. рис. 6.1). Номінальна прохідна потужність ПРТ вибирається, виходячи з нормальних, і післяварійних режимів.

Завдання для самоконтролю

1. Як впливає підвищення робочої напруги на втрати потужності в опорах мережі?
2. Які допустимі перевищення напруги для мереж різних класів напруг згідно з "Правилами пристрою електроустановок"?
3. Як змінюються втрати холостого ходу в трансформаторах при зміні напруги?
4. Який вплив має підвищення робочої напруги на втрати на корону в повітряних лініях?
5. Чому підтримання робочої напруги на гранично допустимому рівні є ефективним для зниження втрат енергії?
6. Які умови необхідні для підтримки високої напруги в електричних мережах?
7. Який діапазон напруги необхідно забезпечити на вторинних шинах понижуючих трансформаторів у режимах максимального та мінімального навантаження?
8. Для чого використовується поздовжньо-поперечна ЕРС у мережах?
9. Які функції виконують послідовні регульовальні трансформатори (ПРТ)?
10. Як розраховується поздовжня ЕРС, необхідна для створення економічного режиму?
11. Що таке зрівняльна потужність, і як вона впливає на розподіл навантаження в контурі?

12. Які гілки мережі є найбільш доцільними для встановлення ПРТ?
13. У яких випадках встановлення ПРТ є економічно доцільним?
14. Як визначають параметри ПРТ для замкнутої мережі з декількома контурами?

ТЕМА 7. СТРУКТУРА ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ЗАХОДИ ЩОДО ЙОГО ЗНИЖЕННЯ

Мета: ознайомити здобувачів вищого освіти з теоретичними даними витрати електроенергії у трансформаторних підстанціях та визначення заходів щодо їх зниження.

План лекції

1. Структура технологічної витрати електроенергії;
2. Заходи щодо зниження технологічної витрати електроенергії;
3. Методи розрахунку технологічної витрати електроенергії та потужності у трансформаторах;
4. Визначення втрат електроенергії у двообмотувальному трансформаторі;
5. Визначення втрат електроенергії у триобмотувальному трансформаторі;

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

7.1. Структура технологічної витрати електроенергії

Зниження технологічної витрати електроенергії на її транспорт (ТРЕТ) у трансформаторних підстанціях є частиною загального завдання підвищення економічності роботи електричної мережі та енергосистеми в цілому. Аналіз структури та динаміки технологічної витрати електроенергії в електричних мережах показав, що ТРЕТ на трансформаторних підстанціях становить близько 30 % сумарного ТРЕТ у мережах, причому у мережах напругою 330 кВ становить близько 10 %, у мережах 150 кВ – 20, у мережах 110 та 35 кВ – відповідно 40 та 50 % сумарного ТРЕТ у цих мережах. Звідси видно, що основна частка сумарного ТРЕТ посідає мережі напругою 0,4 – 10, 110 і 330 кВ – близько 24–28 % кожну із зазначених мереж. Це тим, що у мережах 0,4–10 кВ більшу питому вагу займає ТРЕТ у трансформаторних підстанціях, а мережах 330 кВ – в лініях електропередач. Основним показником роботи в галузі зниження ТРЕТ в електричних мережах є виконання у максимально можливому обсязі та кількості без витратних та маловитратних організаційних заходів, заходів щодо вдосконалення систем розрахункового та технічного обліку електроенергії, а також технічних заходів, за якими термін окупності капіталовкладень на впровадження за рахунок зниження ТРЕТ не перевищує вісім років.

7.2. Заходи щодо зниження технологічної витрати електроенергії

Можливість та економічну доцільність впровадження у практику експлуатації підстанцій методів оптимізації режимів роботи трансформаторних підстанцій визначають очікуваною економічною ефективністю методу та наявністю необхідних технічних засобів. У деяких випадках для здійснення результатів розрахунку оптимального режиму роботи підстанції необхідне проведення робіт з реконструкції підстанції – це може бути встановлення нових видів комутаційної апаратури тощо. У загальному випадку треба порівняти очікувану економію та необхідні для її отримання витрати.

Якщо очікуване зниження ТРЕТ становить A кВт • год/рік і для даної підстанції питома вартість ТРЕТ дорівнює C_0 грн./(кВт • год), то загальна економія буде $E = A \cdot C_0 \cdot 10^{-3}$ тис. грн./рік і має перевищувати річні витрати Z , які включають відрахування від капіталовкладень на реконструкцію підстанції K_p . Ці відрахування складаються з нормативного коефіцієнта ефективності капіталовкладень $E_a = 0,12$ та нормативного коефіцієнта амортизаційних відрахувань K_p . Крім відрахувань до річних витрат входять витрати на обслуговування та ремонт нововстановленої апаратури I_0 . Таким чином, умова економічної доцільності проведення тієї чи іншої реконструкції є такою нерівністю:

$$E > 90,12 + E_\phi) \times K_p + I_0.$$

7.3. Методи розрахунку технологічної витрати електроенергії та потужності у трансформаторах

Втрати активної та реактивної потужності в трансформаторі. На підстанціях енергетичних систем та систем електропостачання для зниження або підвищення напруги змінного струму використовуються статичні електромагнітні перетворювачі – силові трансформатори. Передача потужності в трансформаторах супроводжується втратами в активному та реактивному опорах обмоток, а також втратами, пов'язаними з гістерезисом, вихровими струмами та намагнічуванням сталі.

На рис. 7.1 показані схеми заміщення двох- та триобмотувальних трансформаторів.

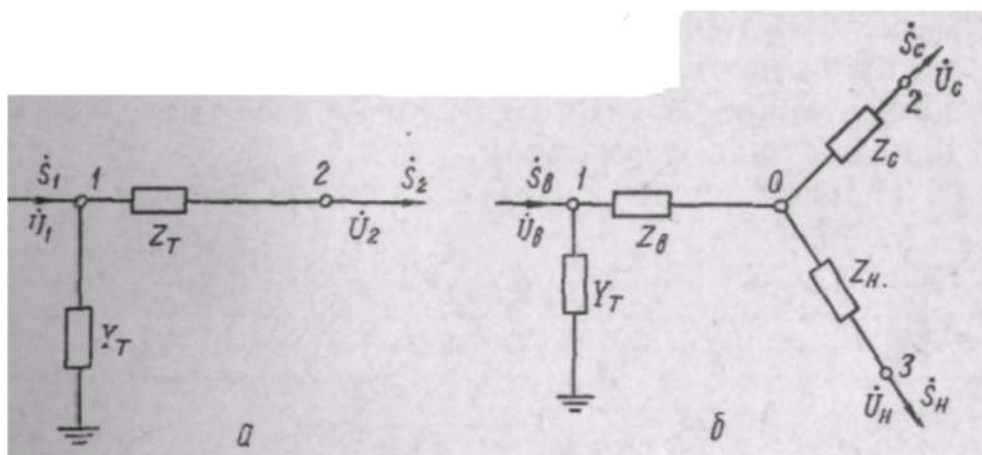


Рис. 7.1 – Схеми заміщення трансформаторів: а - двообмотувальні; б - триобмотувальні

Для двообмотувального трансформатора за Г-подібною схемою заміщення можна записати:

$$\dot{S}_1 = S_2 + \Delta S_T, \quad (7.1)$$

$$\text{де } \Delta \dot{S}_T = \Delta P_T - j\Delta Q_T,$$

$$\text{Так як } S_2 = P_2 - jQ_2,$$

$$\text{а } Z_T = R_T + jX_T$$

$$Y_T = g_T + jb_T, \quad (7.2)$$

$$\text{то } \Delta P_T = (P_2^2 + Q_2^2)R_T/U_{2\text{пр}}^2 + U_{2\text{пр}}^2 g_T = \Delta P + \Delta P_x$$

$$\text{а } \Delta Q_T = (P_2^2 + Q_2^2)X_T/U_{2\text{пр}}^2 + U_{2\text{пр}}^2 b_T = \Delta Q + \Delta Q_x$$

В вказаних рівняннях S_2 - повні потужності, які споживаються трансформатором і віддаються в мережу, кВ • А; ΔS_T - Втрата повної потужності в трансформаторі, кВ • А; ΔP_T - активна складова сумарних втрат потужності у трансформаторі, кВт; ΔQ_T - реактивна складова сумарних втрат потужності у трансформаторі, квар; Z_T - повний опір обмоток трансформатора, Ом; $R_T = R_{1T} + R_{2T}(U_1/U_2)^2$ - сума активного опору первинної обмотки та наведеного до неї активного опору вторинної обмотки, Ом; X_T - сума індуктивного опору розсіювання первинної обмотки та наведеного до неї індуктивного опору вторинної обмотки, Ом; g_T та b_T - провідності, що визначають активну та реактивну складові намагнічуючого струму трансформатора (I_x), кСм; P_2 - активна складова сумарної потужності, що віддається трансформатором в мережу, кВт; Q_2 - індуктивна складова потужності, що віддається трансформатором у мережу, квар; ΔP - втрати активної потужності на нагрівання обмоток трансформатора, кВт; ΔQ - втрати реактивної потужності на розсіювання в обмотках трансформатора, квар; $U_{2\text{пр}} = U_2/K_T$ - наведена величина вторинної напруги, кВ; K_T - коефіцієнт трансформації; Y_T - повна провідність трансформатора, кСм; ΔP_x - втрати активної потужності в сталі трансформатора, кВт; ΔQ_x - втрати реактивної потужності на намагнічування, квар.

Якщо дійсна напруга на затискачах трансформатора невідома, у розрахунках приймають номінальну напругу. У практичних розрахунках втрат потужності найчастіше користуються паспортними даними трансформаторів.

При номінальному навантаженні трансформатора:

$$\Delta P_K = 3I_{\text{НОМ}}^2 R_T.$$

звідки $R_T = \Delta P_K / 3I_{\text{НОМ}}^2 = \Delta P_K U_{\text{НОМ}}^2 / S_{\text{НОМ}}^2$, при будь-якому іншому навантаженні $\Delta P = 3I^2 R_T$, тоді $\Delta P = \Delta P_K (S/S_{\text{НОМ}})^2$. Звідси $\Delta P / \Delta P_K = 3I^2 / 3I_{\text{НОМ}}^2 = S^2 / S_{\text{НОМ}}^2$, а сумарні втрати активної потужності:

$$\Delta P_T = \Delta P_K (S/S_{\text{НОМ}})^2 + \Delta P_x, \quad (7.3)$$

Реактивний опір у рівнянні (ΔQ_T) можна замінити паспортними даними трансформатора:

$$X_T = u_p U_{\text{НОМ}}^2 / 100 S_{\text{НОМ}}. \quad (7.4)$$

Підставивши вираз (9.4) до рівняння (ΔQ_T), з урахуванням виразу (S_2), отримуємо:

$$\Delta Q_T = u_p S^2 / 100 S_{\text{НОМ}} + \Delta Q_x \quad (7.5)$$

або

$$\Delta Q_T = u_p / 100 (S/S_{\text{НОМ}})^2 S_{\text{НОМ}} + \Delta Q_x \quad (7.6)$$

При номінальному навантаженні трансформатора:

$$\Delta Q_{T,\text{НОМ}} = u_p S_{\text{НОМ}} / 100 + \Delta Q_x \quad (7.7)$$

На підставі виразів (9.6) та (9.7) можна записати

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{T,\text{НОМ}} (S/S_{\text{НОМ}})^2 + \Delta Q_x \quad (7.8)$$

За аналогією із втратами у двообмотувальних трансформаторах втрати потужності у триобмотувальних трансформаторах (рис. 7.1, б) можна представити рівняннями:

$$\Delta P_T = (P_B^2 + Q_B^2)R_{T.B}/U_B^2 + (P_C^2 + Q_C^2)R_{T.C}/U_C^2 + (P_H^2 + Q_H^2)R_{T.H}/U_H^2 + \Delta P_X \quad (7.9)$$

$$\Delta Q_T = (P_B^2 + Q_B^2)X_{T.B}/U_B^2 + (P_C^2 + Q_C^2)X_{T.C}/U_C^2 + (P_H^2 + Q_H^2)X_{T.H}/U_H^2 + \Delta Q_X \quad (7.10)$$

Індекси в, с, н відносяться до відповідних позначень параметрів обмоток вищої, середньої та нижчої напруги. Рівняння (9.8) та (9.10) для трьох-бмотувального трансформатора будуть:

$$\Delta P_T = \Delta P_{K.B}(S_B/S_{НОМ.В})^2 + \Delta P_{K.C}(S_C/S_{НОМ.С})^2 + \Delta P_{K.H}(S_H/S_{НОМ.Н})^2 + \Delta P_X; \quad (7.11)$$

$$\Delta Q_T = u_{K.B}S_B^2/100S_{НОМ.В} + u_{K.C}S_C^2/100S_{НОМ.С} + u_{K.H}S_H^2/100S_{НОМ.Н} + \Delta Q_X; \quad (7.12)$$

В рівняннях (7.9)...(7.12) втрати КЗ, опору та реактивна складова напруги КЗ вказані для окремих обмоток. У паспортних даних ці величини наводяться попарно (для забезпечення можливості перевірки їх досвідом КЗ).

У триобмотувальних трансформаторах активна складова напруги КЗ дуже мала, тому ур незначно відрізняється від u_k ,

$$u_p \approx u_k. \quad (7.13)$$

Рівняння (7.12) з урахуванням виразу (7.13) матиме вигляд:

$$\Delta Q_T = u_{p.B}S_B^2/100S_{НОМ.В} + u_{p.C}S_C^2/100S_{НОМ.С} + u_{p.H}S_H^2/100S_{НОМ.Н} + \Delta Q_X.$$

За нормованими параметрами (між обмотками), наведеними у довідниках, можемо визначити параметри променів схеми заміщення.

Розв'язавши систему рівнянь

$$\begin{cases} u_{K.B.C} = u_{K.B} + u_{K.C} \\ u_{K.B.H} = u_{K.B} + u_{K.H} \\ u_{K.C.H} = u_{K.C} + u_{K.H} \end{cases} \quad (7.14)$$

отримаємо

$$\begin{cases} u_{K.B} = 0,5(u_{K.B.C} + u_{K.B.H} - u_{K.C.H}) \\ u_{K.C} = 0,5(u_{K.B.C} + u_{K.C.H} - u_{K.B.H}) \\ u_{K.H} = 0,5(u_{K.B.H} + u_{K.C.H} - u_{K.B.C}) \end{cases}$$

У каталогах трансформаторів значення втрат ΔP_X і ΔP_K віднесені до номінальної потужності і приведені до напруги первинної обмотки. Останнім часом триобмотувальні трансформатори виготовляються із ставленням номінальних потужностей обмоток 100/100/100%. При цьому активні опори (наведені) всіх обмоток будуть рівними.

В експлуатації є триобмотувальні трансформатори, у яких одна або обидві вторинні обмотки мають номінальну потужність в 1,5 рази меншу, ніж потужність первинної обмотки, $100/1,5 = 66,7\%$ тобто номінальної потужності трансформатора. Співвідношення між потужностями у випадках складають , $100/100/66,7\%$; $100/66,7/66,7\%$ та $100/66,7/100\%$.

Намагнічуюча потужність ΔQ_X у відносних одиницях дорівнює струму ХХ у відсотках, що наводиться в каталожних даних: Тому

$$\begin{aligned} \Delta Q_X &= I_X; \\ \Delta Q_X &= I_X S_{НОМ}/100. \end{aligned} \quad (7.15)$$

При паралельній роботі трансформаторів їх еквівалентний опір зменшується, а втрати сталі і втрати намагнічування (втрати ХХ) збільшуються. Наприклад, при паралельній роботі n однакових трансформаторів потужність навантаження кожного трансформатора складе S/n , а втрати у всіх трансформаторах будуть у n разів більші:

$$\Delta P_{\Sigma T} = n[\Delta P_K(S/nS_{НОМ})^2 + \Delta P_X], \quad (7.16)$$

$$\text{або } \Delta P_{\Sigma T} = \Delta P_K(S/S_{НОМ})^2/n + n\Delta P_X, \quad (7.17)$$

$$\text{та } \Delta Q_{\Sigma T} = u_K(S/S_{НОМ})^2 S_{НОМ}/100n + n\Delta Q_X, \quad (7.18)$$

$$\text{або } \Delta Q_{\Sigma T} = [u_k(S/S_{\text{НОМ}})^2/100n + I_x n/100]S_{\text{НОМ}}, \quad (7.19)$$

Залежність втрат активної та реактивної потужності від режиму роботи трансформатора. По рівнянню (9.6) втрата активної потужності трансформатора:

$$\Delta P_T = (P_2^2 + Q_2^2)R_T/U_2^2 + U_2^2 g_T = \Delta P + \Delta P_x$$

Якщо напруга зміниться на величину $\pm \Delta U$, то

$$\Delta P_{\pm \Delta u} = (P_2^2 + Q_2^2)R_T/U_2^2(1 \pm \Delta U/100)^2 + U_2^2(1 \pm \Delta U/100)^2 g_T.$$

Зміну втрат активної потужності в трансформаторі отримаємо при відніманні $\Delta P_{\pm \Delta u} - \Delta P_T = (P_2^2 + Q_2^2)[1/(1 \pm \Delta U/100)^2 - 1]R_T/U_2^2 + [(1 \pm \Delta U/100)^2 - 1]U_2^2 g_T.$

Перша складова є зміною активної складової втрати потужності в обмотках трансформатора $[(\Delta P_{\pm \Delta u} - \Delta P_T)_{\text{обм}}]$ і друга - в магнітопроводі трансформатора $[(\Delta P_{\pm \Delta u} - \Delta P_T)_{\text{пров}}]$. Перша складова – навантажувальні втрати, а друга – ХХ.

Зміну активної складової втрати потужності в трансформаторі можна подати у відносних одиницях.

Втрати навантаження:

$$(\Delta P_{\pm \Delta u_k} - \Delta P)/\Delta P = \delta P_{\pm \Delta u_k} = 1/(1 \pm \Delta U/100)^2 - 1. \quad (7.20)$$

Втрати ХХ:

$$(\Delta P_{\pm \Delta u_x} - \Delta P_x)/\Delta P_x = \delta P_{\pm \Delta u_x} = (1 \pm \Delta U/100)^2 - 1, \quad (7.21)$$

Аналогічні рівняння отримаємо при розгляді втрати реактивної потужності:

$$\delta P_{\pm \Delta u_k} = 1/(1 \pm \Delta U/100)^2 - 1; \quad (7.22)$$

$$\delta P_{\pm \Delta u_x} = (1 \pm \Delta U/100)^2 - 1. \quad (7.23)$$

При підвищенні напруги на ΔU втрати потужності в опорах трансформаторів знижуються і при незмінній потужності зменшується струм), а в їх магнітопроводах - збільшуються пропорційно квадрату напруги. У рівняннях (7.19)...(7.23) перед ΔU знак плюс відповідає збільшенню, а мінус – зменшенню рівня напруги порівняно з номінальним.

У наведених рівняннях (7.19)...(7.23) не враховано статичні характеристики навантаження та тепловий ефект (зміна опору обмоток від температури). При обліку цих показників розрахунок значно ускладнюється, проте раніше отримані закономірності зберігаються.

У мережах напругою до 20 кВ включно допускають підвищення робочої напруги на 20 %, 35...220 кВ – на 15, 330 кВ – на 10, 500 кВ та більше – на 5.

7.4. Визначення втрат електроенергії у двообмотувальному трансформаторі

Для підрахунку втрат потрібні такі вихідні дані. Каталожні або паспортні:

- номінальна потужність трансформатора $S_{\text{НОМ}}$ кВА;
- втрати холостого ходу при номінальній напрузі ΔP_x кВт;
- втрати короткого замикання за номінального навантаження ΔP_k кВт.

Фактичні або розрахункові: електроенергія, що врахована за розрахунковий період за лічильниками: E_a , кВт·год; E_p , кВ·Ар·ч (лічильники встановлені за вищої напруги понижуючого трансформатора); повне число роботи трансформатора T_p , год, яке приймається у січні, березні, травні, липні, серпні, жовтні, грудні рівним 744 год, у квітні, червні, вересні, листопаді – 720 год, у лютому – 672 год (для високосного року 69); число годин роботи трансформатора з номінальним навантаженням $T_{\text{раб}}$, год, яке приймається

рівним для підприємств, що працюють в одну зміну, - 200, дві зміни - 450, в три зміни - 700 год на місяць.

За цими вихідними даними визначаються:

а) середньозважений коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ (за тригонометричними таблицями) із співвідношення:

$$tg\varphi_{cp} = \Delta\varphi_p / \Delta\varphi_a, \quad (7.24)$$

Коли відсутні лічильники реактивної потужності, замість $\cos\varphi_{cp}$ приймається фактичний ступінь компенсації реактивної потужності, що використовується для обчислення знижок або надбавок до тарифів електроенергії за компенсацію реактивної потужності;

б) коефіцієнт навантаження трансформатора:

$$k_H = \frac{\Delta\varphi_a}{S_{ном} T_{п} \cos\varphi_{cp}};$$

в) втрати електричної енергії у трансформаторі, кВт·год,

$$\Delta\Delta\varphi_a = \Delta P_x T_{п} + \Delta P_k k_3^2 T_{раб}.$$

7.5. Визначення втрат електроенергії у триобмотувальному трансформаторі

Для підрахунку втрат потрібні такі вихідні дані.

Каталожні або паспортні:

- номінальна потужність трансформатора $S_{ном}$ кВА;
- потужність обмоток вищої, середньої та нижчої напруги $S_{BH} = S_{ном}$; S_{CH} ;
- S_{HH} (у паспорті або каталозі надано у відсотках номінальної потужності), кВт·А;
- втрати холостого ходу при номінальній напрузі, ΔP_x кВт;
- втрати короткого замикання обмоток вищої, середньої та нижчої напруги при повному навантаженні обмоток ΔP_{BH} ; ΔP_{CH} ; ΔP_{HH} кВт.

Фактичні чи розрахункові:

- електроенергія, що пройшла через обмотки вищого $\Delta\varphi_{a,BH} = \Delta\varphi_{a,CH} + \Delta\varphi_{a,HH}$, середнього, $\Delta\varphi_{a,CH}$ і нижчого $\Delta\varphi_{a,HH}$ напруг, кВт·год (прийнятий понижуючий трансформатор);
- повне число годин роботи трансформатора (приймається, як і у випадку двообмотувального трансформатора) $T_{п}$, год;
- число годин роботи трансформатора з номінальним навантаженням (приймається, як і у випадку двообмотувального трансформатора) $T_{раб}$, год.

За цими вихідними даними визначають:

а) середньозважений $\cos\varphi_{cp}$ на сторонах вищої, середньої та нижчої напругі: $\cos\varphi_{cp,BH}$; $\cos\varphi_{cp,CH}$; $\cos\varphi_{cp,HH}$;

Середньозважені коефіцієнти потужності визначають за показаннями лічильників активної та реактивної енергії. За відсутності лічильників реактивної енергії, так само як і у випадку двообмотувальних трансформаторів, $\cos\varphi_{cp}$ приймається фактичний коефіцієнт ступеня компенсації реактивної потужності;

б) коефіцієнти навантаження кожної обмотки трансформатора:

$$k_{BH} = \frac{\Delta\varphi_{a,BH}}{S_{BH} T_{п} \cos\varphi_{cp,BH}};$$

$$k_{CH} = \frac{\Xi_{a,CH}}{S_{CH}T_{\Pi} \cos \varphi_{cp,CH}};$$

$$k_{HH} = \frac{\Xi_{a,HH}}{S_{HH}T_{\Pi} \cos \varphi_{cp,HH}};$$

в) втрати електроенергії у трансформаторі, кВт·год,

$$\Delta \Xi_a = \Delta P_x T_{\Pi} + (\Delta P_{BH} k_{BH}^2 + \Delta P_{CH} k_{CH}^2 + \Delta P_{HH} k_{HH}^2) T_{\text{раб.}}$$

Завдання для самоконтролю

1. Що таке технологічна витрата електроенергії на її транспорт (ТРЕТ)?
2. Яку частку сумарного ТРЕТ у мережах становлять втрати на трансформаторних підстанціях?
3. У яких мережах напруги спостерігається найбільша частка ТРЕТ?
4. Чому в мережах напруги 0,4–10 кВ частка ТРЕТ у трансформаторних підстанціях найбільша?
5. Який основний показник ефективності роботи щодо зниження ТРЕТ у мережах?
6. Як класифікуються організаційні заходи для зменшення ТРЕТ?
7. Яку роль відіграє вдосконалення систем обліку електроенергії у зниженні ТРЕТ?
8. Чому термін окупності капіталовкладень на зниження ТРЕТ обмежується 8 роками?
9. Як впливають безвитратні організаційні заходи на ефективність роботи електричних мереж?
10. Який вплив мають технічні заходи на скорочення ТРЕТ у мережах?
11. Які мережі напруги є найменш енерговитратними з точки зору втрат у трансформаторних підстанціях?
12. Як змінюється структура ТРЕТ залежно від рівня напруги в мережі?
13. Чому мережі 330 кВ мають значну частку втрат на лініях електропередач?
14. Як впровадження новітніх технологій може зменшити частку ТРЕТ?
15. Що є головною умовою економічної ефективності заходів щодо зниження ТРЕТ у трансформаторних підстанціях?

ТЕМА 8. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМУ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЙ З ДВОХОБМОТОЧНИМИ ТА ТРОХ-БМОТУВАЛЬНИМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Мета: ознайомити здобувачів вищого освіти з оптимізацією роботи трансформаторними підстанціями.

План лекції

1. Критерії визначення оптимального режиму роботи підстанції.
2. Розподіл ліній, що відходять між секціями шин вторинної напруги.
3. Оптимізація режиму роботи підстанції.
4. Статистичні показники роботи підстанцій.
5. Розподіл ліній, що відходять.
6. Оптимізація роботи підстанції з трансформаторами однакової та різної потужності.

7. Перевитрата потужності при недотриманні оптимального режиму роботи.
8. Вплив компенсації реактивної потужності.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

8.1. Критерії визначення оптимального режиму роботи підстанції

Вибір режиму роботи трансформаторних підстанцій визначається двома умовами: струм навантаження не повинен перевищувати допустимих значень з урахуванням тривалості його протікання; технологічна витрата електроенергії (втрати енергії) у трансформаторі має бути мінімальною.

Загальний випадок визначення оптимального режиму підстанцій із кількома трансформаторами. Завдання оптимізації режиму багато трансформаторної підстанції з двома обмотувальними трансформаторами полягає у виборі інтервалів навантаження, для яких сумарна технологічна витрата енергії буде мінімальною. Ці інтервали будуть визначатися точками перетину залежностей втрат потужності для двох розглянутих варіантів поєднання працюючих трансформаторів. При виборі порівнюваних пар варіантів треба підбирати їх поєднання в порядку зростання сумарної потужності.

Розглянемо це з прикладу двотрансформаторної підстанції. На підстанції встановлені два трансформатори потужністю 10 і 16 МВ·А. Знайдемо залежність втрат потужності від навантаження під час роботи одного трансформатора 10 МВ·А, одного трансформатора 16 МВ·А та двох трансформаторів 10 та 16 МВ·А паралельно.

Рис. 8.1. ілюструє цей приклад. Точки перетину кривих, що відображають залежності втрат від навантаження, відповідають рівності втрат у двох режимах, що порівнюються. Такі навантаження називаються критичними, оскільки є критеріями для вибору оптимального режиму.

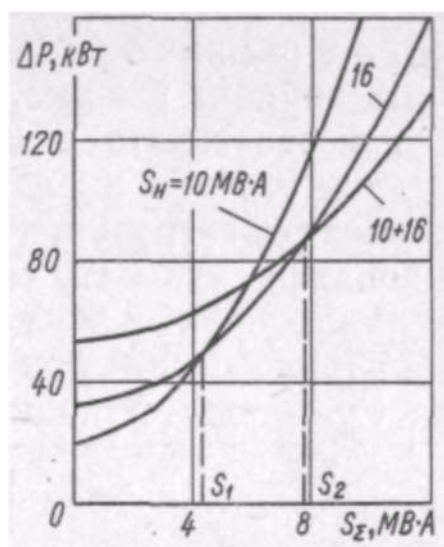


Рис. 8.1 – Залежність втрат потужності у трансформаторах від навантаження підстанції: S_1 та S_2 - критичні навантаження позначені.

Якщо фактичне навантаження підстанції знаходиться в діапазоні від 0 до S_1 , мінімально можливі втрати одержують при роботі одного трансформатора потужністю 10 МВА. Якщо фактичне навантаження $S_1 < S_{\phi} < S_2$, треба включити один трансформатор потужністю 16 МВА, а якщо навантаження перевищує S_2 , мінімум втрат буде відповідати включенню паралельно обох трансформаторів. Аналогічно вирішується завдання за будь-якої кількості трансформаторів. Щоб знайти загальне рішення, припустимо, що порівнюються два режими. Сумарну потужність включених трансформаторів як а позначимо S_a , а режимі б – S_b . Індексми а і б позначатимемо варіант режиму. Постійні втрати позначатимемо з індексом с, змінні – з індексом v. Маючи на увазі, що постійні втрати не залежать від навантаження, а змінні змінюються пропорційно квадрату її, запишемо вирази для втрат потужності у двох порівнюваних режимах функції поточного, фактичного навантаження.

Сумарні втрати в режимі:

$$\sum P_{ca} + \sum P_{va} S^2 / (\sum S_a)^2 \quad (8.1)$$

Сумарні втрати в режимі б:

$$\sum P_{cb} + \sum P_{vb} S^2 / (\sum S_b)^2. \quad (8.2)$$

Прирівнюючи вирази (8.1) і (8.2), знайдемо значення навантаження, коли втрати в порівнюваних режимах рівні. Це і буде критичне навантаження при порівнянні режимів «а» та «б». Позначимо її $S_{к.а,б}$.

Зробивши необхідні перетворення, знайдемо:

$$S_{к.а,б} = \sqrt{(\sum P_{cb} - \sum P_{ca}) / [(\sum P_{va} / \sum S_a)^2 - (\sum P_{vb} / \sum S_b)^2]}; \quad (8.3)$$

Співвідношення між критичним навантаженням та сумою номінальних потужностей включених трансформаторів у порівнюваних режимах значною мірою залежить від відношення змінних втрат (при номінальному навантаженні) до постійних. Це ставлення визначає характер залежності перевитрати втрат потужності при відхиленні від оптимального режиму. Якщо прийняти наближено, що відношення змінних наведених (з урахуванням втрат реактивної потужності) до постійних наведених втрат однаково для всіх трансформаторів, що беруть участь у порівнянні варіантів, то формулу (8.3) можна значно спростити. Вона набуде вигляду:

$$k = P_v / P_c$$

Розрахунок режиму роботи підстанцій із паралельно включеними трансформаторами. Вибір оптимального режиму роботи підстанції визначається порівнянням втрат потужності у двох (або більше) режимах. Якщо у одному з аналізованих режимів кілька трансформаторів працюють паралельно і несуть загальну навантажу \dot{S}_{Σ} , то визначення втрат потужності необхідно знати струми навантаження, які протікають кожний із паралельно включених трансформаторів. Умовами допустимості включення трансформаторів паралельно є:

- а) відповідність первинних та вторинних напруг напруги установки;
- б) рівність коефіцієнтів трансформації;
- в) однаковість схем з'єднання обмоток трансформаторів;
- г) рівність напруг КЗ;

д) невелика відмінність номінальних потужностей (їх відношення не повинно перевищувати трьох).

Наведені нижче загальні методи розрахунку, що відносяться до підстанцій з числом трансформаторів більше двох, розраховані в основному на вузлові підстанції електричних систем, де зустрічаються різноманітні поєднання трансформаторів різних потужностей та вторинної напруги.

Розглянемо загальний випадок, коли на підстанції встановлено кілька трансформаторів різної потужності, що мають різні напруги КЗ. Розрахунок режиму роботи такої підстанції необхідний визначення втрат потужності та електроенергії у кожному з паралельно працюючих трансформаторів.

Відомо, що при паралельному включенні декількох елементів схеми загальний струм розподілятиметься між ними пропорційно до провідностей цих елементів, що відповідає розподілу обернено пропорційно їх опорам. Так як при паралельному включенні трансформаторів їх напруги (і первинне, і вторинне) однакові, то розподіл загальної потужності буде таким самим, як і розподіл струмів. Надамо індекси $i = 1 \dots n$ аналізованим паралельно включеним елементам схеми. Опір трансформатора, виражений у відносних одиницях, віднесений до його номінальної потужності буде:

$$X_{*ni} = U_{ki}/100 = x_i S_{ni}/U_{ni}^2, \quad (8.4)$$

де U_{ki} - напруга короткого замикання; x_i - опір обмотки, Ом.

Для перетворення схеми та знаходження струморозподілу у її елементах необхідно знайти відношення опору трансформаторів до довільно обраної базисної потужності S_B . Для спрощення обчислень доцільно прийняти круглу величину S_B . Для подальшого $S_B = 100$ МВА. Приведені до цієї базисної потужності опору матимуть вигляд:

$$x_{*B} = x_{*ni} S_{Bi}/S_{ni} = U_{ki} S_B/100 S_{ni} = U_{ki}/S_{ni}, \quad (8.5)$$

Провідності паралельно включених опорів схеми знайдемо як величини, обернені до їх опорів:

$$b_{Bi} = 1/x_{*B} = S_{ni}/U_{ki}, \quad (8.6)$$

Загальна провідність усіх гілок:

$$b_{B\Sigma} = \sum_{i=1}^n b_{Bi} = 100 \Sigma (S_{ni}/U_{ki})/S_B. \quad (8.7)$$

Шукані частки струму, що протікають паралельно включеним елементам схеми s_i , знайдемо як відношення провідності окремих гілок до загальної провідності, яка може бути знайдена як сума провідностей окремих гілок:

$$s_i = b_{Bi}/b_{B\Sigma} = (S_{ni}/U_{ki})/[\sum_{i=1}^n (S_{ni}/U_{ki})]. \quad (8.8)$$

Ці ж величини визначають частки загальних струмів навантаження, що протікають через окремі трансформатори:

$$S_i = s_i S_\Sigma. \quad (8.9)$$

Вирази (8.9) дозволяють визначити втрати потужності у трансформаторах при загальному навантаженні підстанції S_Σ . Зауважимо, що у наведених вище виразах значення провідностей записані у відносних одиницях за базової потужності 100 МВ·А.

Абсолютні значення опорів окремих трансформаторів можна визначити так:

$$x = U_k U_n^2/100 S_n \quad (8.10)$$

Підставляючи в цю формулу лінійні значення первинної або вторинної напруги, знайдемо опори в омах, віднесені до тієї чи іншої (первинної або вторинної) напруги.

З рівняння (10.6) легко виходять вирази для окремих випадків. Якщо трансформатори однакової потужності мають різні значення напруги КЗ, то провідність трансформатора:

$$b_i = 1/U_{ki}. \quad (8.11)$$

якщо трансформатори різної потужності мають однакою напругу КЗ, то провідність трансформатора:

$$b_i = S_{hi}. \quad (8.12)$$

Формули були виведені у припущенні, що всі опори та провідності виведені у відносних одиницях і віднесені до базової потужності 100 МВ·А, а напруги КЗ віднесені до номінальної потужності відповідного трансформатора і виражені у відсотках. Так, якщо паралельно працюють два трансформатори потужністю 10 МВ · А, напруги КЗ яких дорівнюють 10,5 та 10 %, то їх провідності за формулою (8.11) дорівнюють 0,095 та 0,1. Сумарна провідність 0,195. Отже, перший трансформатор нестиме – 0,095/0,195 = 45,7% навантаження, а другий – 54,3%. Якщо два трансформатори з однаковими напругами КЗ мають номінальні потужності 10 і 25 МВ · А, то, віднісши ці значення до базисної потужності 10 МВ · А, знайдемо за формулою (8.10), що їх провідність дорівнює 0,1 і 0,25. Сумарна провідність – 0,35. Отже, перший трансформатор візьме він – 0,1/0,35 X 100 = 28,6 %, а другий – 71,4 % загального навантаження.

8.2. Розподіл ліній, що відходять між секціями шин вторинної напруги

Оптимізація режиму роботи трансформаторних підстанцій має розпочинатися на стадії проектування підстанції. Завданням оптимізації є, розподіл ліній вторинної напруги, що відходять між секціями шин за критерієм мінімуму сумарного технологічного витрати електричної енергії в обмотках трансформаторів і живильних їх лініях вищої напруги. Записавши цільову функцію у вигляді річної технологічної витрати електричної енергії, можливе знаходження умови оптимального розподілу навантаження між секціями трансформаторних підстанцій.

При складанні рівнянь цільової функції враховують схему включення трансформаторів за вищої напруги (ВН). Облік включення трансформаторів за ВН важливий з таких міркувань. При паралельному включенні розподіл навантажень між трансформаторами впливатиме лише на величину технологічної витрати енергії в трансформаторах, а величина технологічної витрати енергії в лініях, що живлять цю підстанцію, визначатиметься "природним" потокорозподілом потужності в мережі. При роздільному включенні, коли лінія і трансформатор працюють у блоці, розподіл навантажень між трансформаторами визначатиме потокорозподіл у живильних лініях і впливатиме на величину технологічної витрати енергії в блокувальну лінію – трансформатор

Умову оптимального розподілу навантажень між секціями підстанції з двома обмотувальними трансформаторами розглянемо з прикладу двох трансформаторної підстанції з роздільним включенням трансформаторів. Сумарна річна технологічна витрата енергії, кВт·год, у двох блоках лінія – трансформатор дорівнює:

$$\Delta W = \Delta P_{x1} t_1 + \Delta P_{x2} t_2 + S_{\Sigma max1}^2 \tau_{\Sigma 1} (R_1 + r_1) 10^{-3} / U^2 + S_{\Sigma max2}^2 \tau_{\Sigma 2} (R_2 + r_2) 10^{-3} / U^2, \quad (8.13)$$

де $\Delta P_{x1}, \Delta P_{x2}$ – втрати х. х. у трансформаторах, кВт; $S_{\Sigma max1}, S_{\Sigma max2}$ – максимальні потужності сумарних навантажень трансформаторів, кВ · А; t_1, t_2 – час роботи трансформаторів

протягом року, год; $\tau_{\Sigma 1}, \tau_{\Sigma 2}$ – час максимальних втрат у трансформаторах, що залежить від співвідношення максимальних потужностей та часу максимальних навантажень ліній, що живляться від першого та другого трансформаторів, год; U – номінальна напруга мережі ВН, кВ; R_1, R_2 – активні опори першого та другого трансформаторів, Ом; r_1, r_2 – еквівалентні активні опори ліній, що живлять перший та другий трансформатори, Ом.

Максимальна та середня квадратична потужності пов'язані співвідношенням:

$$S = S_{max} \sqrt{\tau} / \sqrt{8760}. \quad (8.14)$$

Співвідношення (10.13) з урахуванням виразу (10.14) можна уявити:

$$\Delta W = \Delta P_{x1} t_1 + \Delta P_{x2} t_2 + S_1^2 (R_1 + r_1) \times 8760 \cdot 10^{-3} / U^2 + S_2^2 (R_2 + r_2) \times 8760 \cdot 10^{-3} / U^2. \quad (8.15)$$

Продиференціювавши вираз:

$$S_1 (S_1 + S_2 = S_{\Sigma}), \quad (8.16)$$

отримаємо умову мінімуму річної технологічної витрати енергії:

$$S_1 / S_2 = (R_1 + r_1) / (R_2 + r_2). \quad (8.17)$$

Припустимо, до підстанції приєднано n ліній вторинної напруги, у тому числі n живиться від першого трансформатора, а m – від другого ($n + m = h$). Для кожної лінії відомі значення максимального навантаження та часу максимальних втрат. Середнє квадратичне навантаження трансформаторів:

$$\text{першого} \quad S_1 = (\sum_{i=1}^n S_{max i} \sqrt{\tau_i}) / \sqrt{8760}, \quad (8.18)$$

$$\text{другого} \quad S_2 = (\sum_{j=1}^m S_{max j} \sqrt{\tau_j}) / \sqrt{8760}, \quad (8.19)$$

Підставивши вирази (8.17), (8.19) у співвідношення (8.16), отримаємо умову мінімуму технологічної витрати енергії:

$$\frac{\sum_{i=1}^n S_{max i} \sqrt{\tau_i}}{\sum_{j=1}^m S_{max j} \sqrt{\tau_j}} = \frac{R_1 + r_1}{R_2 + r_2}.$$

Оскільки значення величини $(\sum_{i=1}^n S_{max i} \sqrt{\tau_i}) / (\sum_{j=1}^m S_{max j} \sqrt{\tau_j})$ різних варіантів розподілу лінії змінюється дискретно, то умовою оптимального розподілу ліній буде мінімум відхилення цієї величини від значення при оптимальному розподілі.

8.3. Оптимізація режиму роботи підстанції

Оптимальний режим підстанцій із трансформаторами однакової потужності. Підстанції з двома трансформаторами однакової потужності є найбільш поширеним варіантом багато трансформаторних підстанцій. Якщо працює n трансформаторів, то переходити на $(n+1)$ включений трансформатор необхідно в тому випадку, якщо фактичне навантаження перевищить "критичне" значення $S_k = S_n \cdot \sqrt{n \cdot (n + 1) \cdot P_c / P_v}$. Для двох трансформаторної підстанції можна отримати два види однієї і тієї ж формули. Якщо працює один трансформатор, приймаючи, що $n = 1$, другий слід включати при перевищенні навантаження. Якщо працюють два трансформатори, приймаючи $n = 2$, знайдемо, що другий трансформатор треба навантажити нижче $S_k = S_n \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot P_c / P_v}$. Незавжди помітити, що отримуємо в обох випадках те саме значення критичного навантаження.

Відношення критичного навантаження до номінальної $a = \frac{S_k}{S_n}$ для трансформаторної підстанції з трансформаторами однакової потужності значною мірою залежить від економічного еквівалента реактивної потужності. Звідси випливає, що на величину

відношення, а має значно впливати співвідношення між втратами реактивної та активної потужності при номінальному навантаженні, а також співвідношення між змінними і постійними втратами в трансформаторі. Так, для трансформаторів з первинним напругою 110 кВ, напруга КЗ становить 10,5, а трансформаторів з первинним напругою 0,38 кВ – 4,5...5,5 %. Струми х.х. становлять у першому випадку 0,7...0,9, тоді як у другому – 3,2–2,0 %. Отже, для трансформаторів РТП відношення ν буде 12...15, а споживчих трансформаторів всього 1,5...3.

Оптимальний режим підстанцій з різними трансформаторами потужності. Статистичні дані показують, що у системах електропостачання близько третини двотрансформаторних підстанцій з первинною напругою 110 та 35 кВ мають трансформатори різної потужності. В основному ці трансформатори є сусідніми за шкалою стандарту потужностей. Тому що для силових трансформаторів шкала стандарту побудована з коефіцієнтом 1,6, то з деяким наближенням можна прийняти, що номінальна потужність трансформатора більшої потужності становить 160% номінальної потужності трансформатора меншої потужності, тобто $S_{н.о} = 1,65$ н.м. Це співвідношення буде використане нижче. При двох трансформаторах різної потужності необхідно визначити значення критичного навантаження: перше $S_{к1}$ визначатиме умова переходу з трансформатора меншої потужності на трансформатор більшої потужності, а друге $S_{к2}$ – умова переходу з трансформатора більшої потужності на два паралельно включених трансформатора (при зростанні навантаження). Використовуючи загальний вид виразу для критичного навантаження, легко отримати вирази для зазначених двох значень критичного навантаження:

$$S_{к1} = S_{н.м} \sqrt{(P_{сб} - P_{см}) / (P_{ум} - P_{уб}) / \kappa^2}.$$

$$S_{к1} = S_{н.м} \sqrt{P_{см} / [P_{уб} - (P_{уб} - P_{ум}) \kappa^2 / (1 + \kappa)^2]}.$$

тут $\kappa = S_{н.б} / S_{н.м}$, яке приблизно можна приймати рівним 1,6.

Так само як для трансформаторів однакової потужності, при визначенні критичного навантаження необхідно враховувати втрати реактивної потужності, призводячи до втрат активної потужності за допомогою економічного еквівалента реактивного навантаження γ , кВт/квар. Для деяких поєднань потужностей трансформаторів величина критичного навантаження до S набагато більша (або менша), ніж для інших поєднань потужностей (наприклад, для трансформаторів 160–250 кВ·А – 10/0,4 кВ, 40 000–60 000 кВ·А – 110/10кВ, 25000–40000 кВ·А - 35/10 кВ). Це тим, що величини втрат х. х. та КЗ трансформаторів цих поєднань відрізняються один від одного більше (або менше), ніж трансформаторів інших поєднань.

Маючи на увазі пологий характер залежності втрат потужності в трансформаторах від навантаження в околицях оптимального режиму роботи підстанції, можна рекомендувати для виду підстанцій, що розглядається, переходити з трансформатора меншої на трансформатор більшої потужності при досягненні навантаженням 42% потужності працюючого трансформатора (при зростанні навантаження). При зниженні навантаження ця величина буде відповідати 37%. Якщо працює трансформатор більшої потужності, то при зростанні навантаження включати другий трансформатор слід при досягненні навантаження величини, що дорівнює 56%. При зниженні навантаження ця величина буде відповідати 39% сумарної потужності двох працюючих трансформаторів.

8.4. Статистичні показники роботи підстанцій

На підстанціях широке застосування отримали триобмотувальні трансформатори, які використовуються для зв'язку різних електричних систем з неоднаковими класами напруги, отримання кількох напруг, здійснення передачі електроенергії на різні відстані. Структурна схема, що пояснює роботу підстанції з триобмотувальними трансформаторами, показана на рис. 8.2.

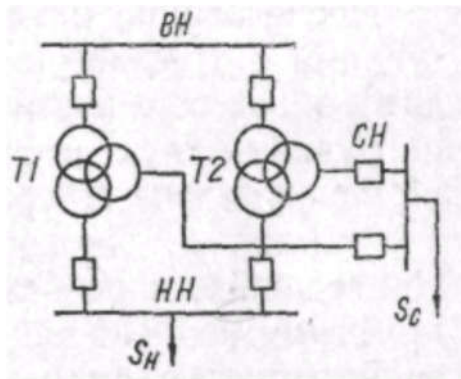


Рис. 8.2 – Структурна схема підстанції з триобмотувальними трансформаторами

На низьких підстанціях з вищою напругою 110 кВ частка кількості триобмотувальних трансформаторів становить приблизно 56,3%, а частка їх потужності - 56%. На низьких підстанціях з вищою напругою 220 і 330 кВ частка кількості та потужності триобмотувальних трансформаторів вище.

На підстанціях напругою 110 - 330 кВ, як правило, встановлюють два трансформатори. Кількість підстанцій напругою 110 кВ з кількістю трансформаторів більше двох незначна, підстанцій 220 кВ - приблизно 7-8%, підстанцій 330 кВ - досить велика (близько 20%), що є наслідком обмеженої одиничної потужності трансформаторів цього класу напруги. Середньозважена завантаження трансформаторів напругою 220 і 330 кВ становить приблизно 55%.

Дослідження оптимальних режимів роботи підстанцій з трьохобмотувальними трансформаторами зводиться до завдання з двома незалежними змінними - навантаженнями двох вторинних обмоток.

Вибір оптимального режиму роботи підстанції з триобмотувальними трансформаторами повинен проводитися порівнянням фактичного поєднання двох вторинних навантажень з їх критичним поєднанням (для понизливих підстанцій - навантажень обмоток середньої S_c і нижчої S_n напруги, підвищувальних підстанцій - навантажень обмоток вищої S_v і середньої напруги S_c).

8.5. Розподіл ліній, що відходять

Для визначення оптимального розподілу ліній, що відходять між шинами СН, ПН необхідно взяти до уваги принципову схему електричних з'єднань підстанції. Основні варіанти схем двох трансформаторних підстанцій показані на рис. 8.3.

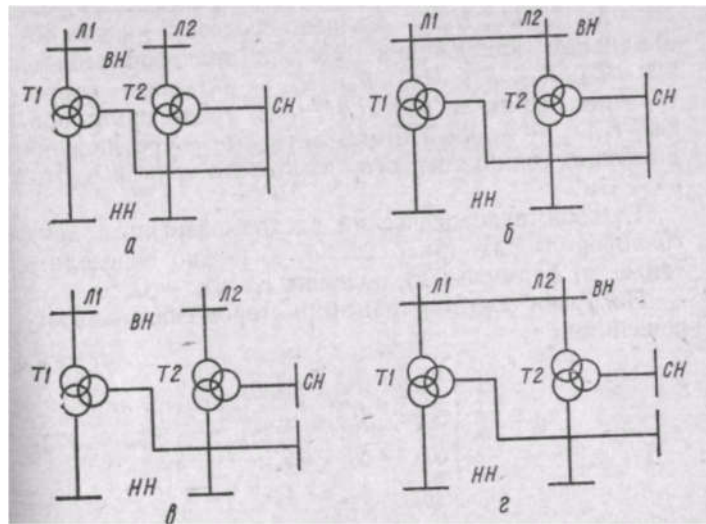


Рис. 8.3 – Схеми електричних з'єднань двох трансформаторних підстанцій з триобмотувальними трансформаторами

Варіанти а та в – відповідають схемою лінія – трансформатор, варіанти б, г – паралельному включенню трансформаторів за ВН. Живлення навантаження СН в варіантах, б - паралельно, в, г – окремо. Живлення навантаження ПН завжди проводиться окремо. Для схем г завданням оптимізації є також розподіл навантаження на стороні СН. Річний технологічний витрата енергії, кВт·год, у двох блоках лінія – триобмотувальний трансформатор (рис. 8.3, а) можна визначити, як і у випадку з двообмотувальними трансформаторами, через середні квадратичні потужності.

8.6. Оптимізація роботи підстанції з трансформаторами однакової та різної потужності

Знижувальні підстанції з трансформаторами однакової потужності. У числі підстанцій з триобмотувальними трансформаторами, які працюють у системах електропостачання, переважають підстанції стрехобмоточними трансформаторами однакової потужності.

Розглянемо низьку підстанцію з двома триобмотувальними трансформаторами однакової потужності. Порівнюємо сумарні втрати в трансформаторах, відповідні режиму а (працює один трансформатор) і режиму б (працюють два трансформатори):

$$P_c + P_{v\phi}(S_c + S_n)^2/S_{\phi,n}^2 + P_{v\phi}S_c^2/S_{c,n}^2 + P_{v\phi}S_n^2/S_{n,n}^2 = 2P_c + 0,5P_{v\phi}(S_c + S_n)^2/S_{\phi,n}^2 + 0,5P_{v\phi}S_c^2/S_{c,n}^2 + 0,5P_{v\phi}S_n^2/S_{n,n}^2 \quad (8.20)$$

Перетворивши рівняння (8.20), отримаємо:

$$S_c^2(R_\phi + R_c) + S_c S_n 2R_\phi + S_n^2(R_\phi + R_n) - P_c = 0 \quad (8.21)$$

де $R_\phi = 0,5P_{v\phi}/S_{\phi,n}^2$; $R_c = 0,5P_{v\phi}/S_{c,n}^2$, $R_n = 0,5P_{v\phi}/S_{n,n}^2$, $P_{v\phi}P_{vc}, P_{v\phi}$ – наведені втрати КЗ обмоток трансформатора вищої, середньої та нижчої напруги відповідно, кВт; P_c – наведені втрати ХХ трансформатора, кВт; $S_{\phi,n}$, $S_{c,n}$, $S_{n,n}$ – номінальні потужності обмоток вищої, середньої та нижчої напруги трансформатора відповідно, кВ·А.

Для практичних цілей вибору економічного режиму роботи підстанції зручно знаходити зони економічної роботи в координатах двовторинних навантажень.

Для підстанцій з триобмотувальними трансформаторами однакової потужності кордону цих зон будуть визначатися лініями критичного поєднання вторинних навантажень, при яких сумарні наведені втрати в трансформаторах однакові для двох порівнюваних режимів, тобто при роботі одного і двох трансформаторів або двох і трьох трансформаторів. На рис. 6.3 показано діаграму вибору економічного режиму роботи знижувальної підстанції 110/35/10 кВ з трьома триобмотувальними трансформаторами потужністю 10 МВ • А кожен. Криві критичного поєднання вторинних навантажень (суцільні лінії) поділяють зони економічної роботи одного (I), двох (II) та трьох (III) трансформаторів. На осях відкладаються сумарні вторинні навантаження підстанції в абсолютних одиницях.

8.6.1. Знижувальні підстанції із трансформаторами різної потужності.

В результаті зростання електричних навантажень встановлена потужність трансформаторних підстанцій збільшують установкою додаткових трансформаторів і частіше іншої потужності ніж працюючі трансформатори.

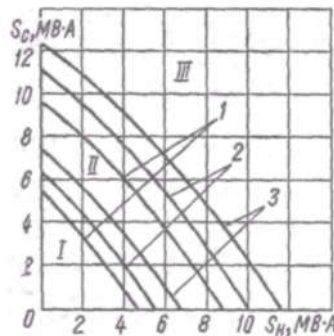


Рис. 8.4 – Діаграма вибору економічного режиму роботи нижчої підстанції 110/35/10 кВ з трьома трансформаторами по 10 МВ • А: 1 – $\gamma = 0,20$ кВт/квар; 2 – $\gamma = 0,08$ кВт/квар; 3 – $\gamma = 0,20$ кВт/квар; I – зона економічного режиму роботи одного трансформатора; II – двотрансформаторів; III – три трансформатори.

Для таких підстанцій, де встановлені два триобмотувальні трансформатори неоднакової потужності при виборі економічного режиму роботи виявляється необхідним знаходити два критичні поєднання вторинних навантажень: $S_{к.м-б}$, що визначає доцільність включення трансформатора більшої потужності замість трансформатора меншої потужності (при стійкому зростанні навантаження), і $S_{к.б-Σ}$, що визначає доцільність включення трансформатора меншої потужності паралельно з вже працюючим трансформатором більшої потужності. Отже, необхідно мати дві залежності для побудови на діаграмі двох кривих критичного поєднання вторинних навантажень, що розділяють зони економічних режимів роботи трансформатора меншої потужності (М), більшої потужності (Б) та паралельної роботи двох трансформаторів (Σ) (рис. 8.4).

У загальному вигляді порівнюємо сумарні наведені втрати потужності у трансформаторах у двох режимах а і б, припускаючи, що в даному випадку цими індексами визначається число та потужність трансформаторів, включених під навантаження:

$$P_{c.a} + P_{v6.a}(S_c + S_n)^2/S_{6.a}^2 + P_{vc.a}S_c^2/S_{c.a}^2 + P_{vn.a}S_n^2/S_{n.a}^2 = P_{c.б} + 0,5P_{v6.б}(S_c + S_n)^2/S_{6.б}^2 + P_{vc.б}S_c^2/S_{c.б}^2 + 0,5P_{vn.б}S_n^2/S_{n.б}^2 \quad (8.22)$$

Після ряду перетворень отримаємо рівняння, аналогічне до рівняння (8.21):

$$S_c^2(R_g + R_c) + S_c S_n 2R_g + S_n^2(R_g + R_n) - X = 0, \quad (8.23)$$

Розв'язавши рівняння (8.23) щодо змінного (сумарного навантаження шин середньої напруги), отримаємо рівняння:

$$S_{к.са,б} = \left[\sqrt{(R_g S_n)^2 - (R_g + R_c) - [R_n^2(R_g + R_n) - X]} - R_g S_n \right] / (R_g + R_c) \quad (8.24)$$

де $R_g = P_{вг.а} / S_{г.а}^2 - P_{вг.б} / S_{г.б}^2$; $R_c = P_{вс.а} / S_{с.а}^2 - P_{вс.б} / S_{с.б}^2$; $R_n = P_{вн.а} / S_{н.а}^2 - P_{вн.б} / S_{н.б}^2$;

Звідси

$$X = P_{с.б} - P_{с.а}, \quad (8.25)$$

де $P_{вга,б}$, $P_{вса,б}$, $P_{вна,б}$ – сумарні наведені втрати КЗ обмоток вищої, середньої та нижчої напруги трансформатора в режимі а або б відповідно, кВт; $P_{са,б}$ – сумарні наведені втрати ХХ трансформатора в режимі а або відповідно, кВт; $S_{ва,б}$, $S_{са,б}$, $S_{на,б}$ – сумарні номінальні потужності обмоток вищої, середньої та нижчої напруги трансформаторів у режимі а або б відповідно.

На рис. 8.5, а показана діаграма вибору економічного режиму роботи знижувальної підстанції напругою 110/35/10 кВ з трансформаторами потужністю 10 і 16 МВ·А. Побудовані за рівнянням (8.23), криві критичного поєднання вторинних навантажень (лінії М,Б і Б,М зони економічної роботи підстанції. При побудові кривих М, Б порівнюємо сумарні втрати в режимах а - робота трансформатора меншої потужності і б - робота трансформатора більшої потужності та в рівняння (8.24) параметри з індексами а і б підставляємо відповідно до цих режимів. При побудові кривих Б, М+ Б порівнюємо сумарні наведені втрати при роботі трансформатора більшої потужності та паралельній роботі двох трансформаторів, а в рівняннях (8.26) цим режимам відповідають параметри з індексами а і б відповідно.

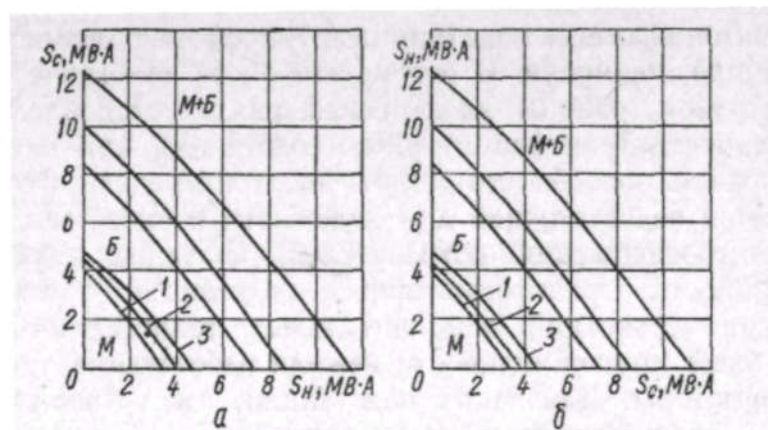


Рис. 8.5 – Діаграма вибору економічного режиму роботи нижчої підстанції 110/35/10 кВ з трансформаторами 10 та 16 МВ · А: 1 – 0,20 кВт/квар; 2 – 0,08 кВт/квар; 3 – 0,02 кВт/квар; а – $u_{кв} = 10,75\%$, $u_{кс} = 0$, $u_{кн} = 6,25\%$; б – $u_{кв} = 10,75\%$, $u_{кс} = 6,25\%$, $u_{кн} = 0$.

При виведенні зазначених вище залежностей передбачалося, що виконуються всі умови паралельної роботи трансформаторів, які щодо триобмотувальних трансформаторів можна сформулювати наступним чином:

1. Номінальні напруги обмоток ВН, СН і ПН повинні бути відповідно рівними.
2. Напруги КЗ кожної пари обмоток (ВН - ПН; ВН - СН; СН - ПН) паралельно працюючих трансформаторів повинні бути відповідно рівні.
3. Групи з'єднання відповідних обмоток повинні бути тотожні.

Відносини номінальних потужностей відповідних обмоток ВН, СН, ПН паралельно працюючих трансформаторів не повинні бути більше 3. При дотриманні умов паралельної роботи трансформаторів, навантаження розподіляються пропорційно номінальній потужності обмоток, в іншому випадку з'являються зрівняльні струми, які викликають додаткове довантаження в трансформацію.

8.7. Перевитрата потужності при недотриманні оптимального режиму роботи

Недотримання економічного режиму роботи підстанцій з триобмотувальними трансформаторами, причинами якого є відсутність ефективної і доступної для експлуатаційного персоналу підстанцій та ряд інших причин тягне за собою збільшення втрат (технологічної витрати) потужності та електроенергії при передачі її від джерел електропостачання до споживачів.

Для збільшення практичної цінності та зручності застосування діаграм вибору економічного режиму роботи підстанцій на діаграмах доцільно будувати ізолінії перевитрати потужності, що показують величину перевитрати потужності в трансформаторах при фактичному поєднанні вторинних навантажень, якщо воно не знаходиться в зоні економічного режиму роботи аналізованої підстанції. Величина перевитрати потужності δP (відн. од.) внаслідок відхилення від оптимального режиму роботи підстанції з триобмотувальними трансформаторами однакової потужності визначається виразом:

$$\delta P = \frac{\Delta P - \Delta P_0}{\Delta P_0} = \frac{n P_C + 1 / n (k_{3,6} P_{V6} + k_{3,c} P_{Vc} + k_{3,n} P_{Vn})}{n_0 P_C + 1 / n_0 (k_{3,6} P_{V6} + k_{3,c} P_{Vc} + k_{3,n} P_{Vn})} \quad (8.26)$$

де ΔP_0 , ΔP - втрати потужності в триобмотувальних трансформаторах в оптимальному і неоптимальному режимах відповідно, кВт; n - кількість працюючих трансформаторів (неоптимальний режим); n_0 - кількість трансформаторів, робота яких економічно доцільна (оптимальний режим); $k_{3,6}$, $k_{3,c}$, $k_{3,n}$ - коефіцієнти завантаження обмоток вищої, середньої та нижчої напруг відповідно.

Для підстанцій з триобмотувальними трансформаторами різної потужності вираз (8.26) має вигляд:

$$\delta P = \frac{P_C + k_{3,6} P_{V6} + k_{3,c} P_{Vc} + k_{3,n} P_{Vn}}{P'_C + k_{3,6} P'_{V6} + k_{3,c} P'_{Vc} + k_{3,n} P'_{Vn}} - 1. \quad (8.27)$$

У вираженні перевитрати втрат потужності в трансформаторах різної потужності (8.26) всі параметри зі штрихом належать коптимальному режиму роботи підстанції і визначаються кількістю потужністю трансформаторів, включених в економічно доцільному режимі.

8.8. Вплив компенсації реактивної потужності

Триобмотувальні трансформатори, що зв'язують мережі трьох класів напруг (частіше розподільні мережі 10 і 35 кВ з мережами живлення 110кВ) встановлюються на РТП, які є центрами харчування споживачів. У практиці, на шинах вторинної напруги (зазвичай на стороні 10 кВ) встановлюють БСК для компенсації реактивної потужності підстанції. Зупинимося на деяких особливостях, пов'язаних із встановленням БСК на шинах нижчої напруги підстанції з триобмотувальними трансформаторами на прикладі підстанції напругою 110/35/10 кВ з двома трансформаторами потужністю 20 МВ•А кожен.

В результаті компенсації реактивного навантаження підстанції, втрати активної потужності в трансформаторі знижуються на деяку величину dP :

$$\delta P = 100 \cdot (\Delta P - \Delta P_K) / \Delta P_K; \quad (8.28)$$

де ΔP і ΔP_K – втрати потужності в трансформаторі до та після встановлення батареї статичних конденсаторів відповідно, кВт.

$$\Delta P_K = P_0 + P_{\text{вб}} / S_{\text{н.б}}^2 [(P_{\text{с.н}} + P_{\text{н.н}})^2 + (Q_{\text{с.н}} + Q_{\text{н.н}} - Q_K)^2] + P_{\text{вс}} / S_{\text{н.с}}^2 (P_{\text{с.н}}^2 + Q_{\text{с.н}}^2) + P_{\text{вн}} / S_{\text{н.н}}^2 [P_{\text{н.н}}^2 + (Q_{\text{н.н}} - Q_K)^2] \quad (8.29)$$

де $P_{\text{с.н}}$, $P_{\text{н.н}}$ – активне навантаження обмотки середньої та нижчої напруги відповідно, кВт; $Q_{\text{с.н}}$, $Q_{\text{н.н}}$ – реактивне навантаження цих же обмоток, квар; Q_K – потужність, що віддається батареєю конденсаторів у мережу, кВар. Значення втрат потужності в трансформаторі до компенсації ΔP визначається за виразом (8.27) за значенням $Q_K = 0$.

Як видно з виразу (8.30), при величині виробленої конденсаторами потужності зменшується реактивна потужність, що протікає по обмотці ПН на величину $Q_{\text{н.н}} - Q_K$ і по обмотці ВН – на величину. У разі, коли $Q_{\text{н.н}} < Q_K < (Q_{\text{с}} + Q_{\text{н}})$, реактивна потужність, що проходить по обмотці ПН, збільшується на величину $Q_K - Q_{\text{н.н}}$, яка споживається реактивним навантаженням обмотки СН. Якщо потужність, вироблена конденсаторами перевищить сумарну реактивну навантаження підстанції, тобто $Q_K > Q_{\text{с.н}} + Q_{\text{н.н}}$ то величина реактивної потужності $Q_{\text{н.н}} + Q_{\text{с.н}} - Q_K$ віддаватиметься в мережу живлення (перекомпенсація реактивного навантаження), що вкрай небажано, тобто призводить до збільшення втрат потужності в обмотках ВН та ПН, а, отже, до збільшення сумарних втрат потужності у трансформаторі.

Внаслідок роботи батареї статичних конденсаторів, встановленої на наших НН, змінюється коефіцієнт потужності навантаження $\cos \varphi_n$ і коефіцієнт завантаження обмоток ПН, а, отже, всього трансформатора.

Регулюючи частку вироблення реактивної потужності батареєю конденсаторів, змінюємо втрату потужності в мережі живлення і трансформаторі і втрату напруги на ділянці, яка була б викликана перебігом частки реактивної потужності.

Для визначення оптимальної ємності конденсаторів використовуються монограми, які показують зміни напруги і втрат потужності в трьохобмотувальних трансформаторах з батареями конденсаторів на стороні ПН. Коефіцієнти завантаження обмоток визначаються з найбільш характерних для конкретної підстанції добових графіків навантаження.

Втрати напруги між обмотками ВН – СН та ВН – НН триобмотувального трансформатора напругою 110/35/10 кВ потужністю 20 МВ·А становлять 5–6,5% та 6–8% відповідно від первинної напруги. В результаті компенсації реактивного навантаження втрати напруги зменшуються, а вторинні напруги підвищуються (можуть перевищити свої номінальні значення). Одночасно знижуються втрати потужності в трансформаторі – величина зниження втрат потужності залежить і від ступеня завантаження трансформатора, і від коефіцієнтів потужності навантаження.

Завдання для самоконтролю

1. Розподіл ліній, що відходять між секціями шин вторинної напруги.
2. Перевірте та забезпечте високий рівень ефективності трансформаторів.

3. Ефективні трансформатори допомагають зменшити втрати енергії та підвищити загальну продуктивність системи.

4. Оптимізація роботи підстанції з трансформаторами однакової та різної потужності.

5. Вивчення впливу змінних навантажень на режим роботи підстанцій та розробка стратегій оптимізації для адаптації до них.

6. Розробка алгоритмів автоматичного регулювання, спрямованих на оптимізацію роботи систем при різних навантаженнях.

ТЕМА 9. ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ І ПІДХОДИ ДО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ В ЕЛЕКТРОПРИВОДІ

Мета: ознайомити здобувачів вищого освіти з підходами до енергоефективності в електроприводі.

План лекції

1. Основні поняття і тенденції розвитку енергозбереження.
2. Багаторівнева структура сучасного електропривода.
3. Шляхи реалізації енергозбереження засобами промислового електропривода.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

9.1. Основні поняття і тенденції розвитку енергозбереження

В Україні функціонує розвинений електроенергетичний комплекс, заснований на Об'єднаній енергосистемі, що об'єднує 8 регіональних енергосистем. Електроенергія виробляється ТЕС, АЕС і ГЕС, розподіляється 27 енергопостачальними компаніями, частина з яких приватизована.

Теплоенергетика. Станом на 2003 рік теплові електростанції (ТЕС) України забезпечували 68,8% загальної встановленої потужності (36,4 млн кВт). На ТЕС експлуатувалося 104 енергоблоки потужністю від 150 до 800 МВт, з яких 90 працювали на вугіллі. Теплоелектроцентралі (ТЕЦ), що входять до систем централізованого тепlopостачання, обслуговували 63% побутових споживачів. Потужність ТЕЦ становила 7,1 млн кВт, а їхня частка у централізованому тепlopостачанні – 23%.

Атомна енергетика. АЕС виробляли 45,3% електроенергії України, а після зупинки енергоблоку №3 ЧАЕС їхня загальна потужність становила 11,8 млн кВт. До атомного енергетичного комплексу входять державні департаменти, п'ять АЕС у складі НАЕК «Енергоатом», науково-дослідні центри та підприємства атомної промисловості.

Гідроенергетика. ГЕС забезпечували 8,9% встановленої потужності електростанцій (4,7 млн кВт) і відігравали ключову роль у покритті пікових навантажень. Дніпровський

каскад із шести ГЕС разом із Київською ГАЕС мав потужність 3,9 млн кВт та входив до ГАГК «Дніпрогідроенерго».

Нетрадиційна енергетика. Нетрадиційні джерела енергії (вітер, сонце, біомаса, малі водотоки) у 2003 році виробили 7,9 млн кВт·год електроенергії.

Електричні мережі. Мережі Мінпаливенерго включали понад 1 млн км повітряних і кабельних ліній, 206 846 трансформаторних підстанцій загальною потужністю 202 204 МВА. Магістральні лінії (220–750 кВ) експлуатувалися НЕК «Укренерго», яка управляє Об'єднаною енергосистемою (ОЕС) України.

Однією з проблем української енергетики є те, що їй бракує маневрових потужностей, які дозволяють покривати попит на електроенергію під час пікових навантажень, а також перетоки електроенергії. За 5 місяців 1998 р. українська енергетика була в зимовій кризі, (дефіцит потужності складав понад 4 млн кВт) і у весняній кризі (надлишок потужності складав майже 7-8 млн кВт). Частота напруги коливалася від мінімального рівня 49,1 Гц до максимально припустимого рівня - 50,4 Гц.

Основні показники роботи ОЕС України в перспективі до 2030 року наведені в табл. 9.1.

Таблиця № 9.1.

Рік	Встановлена потужність електростанцій, млн. кВт	Виробництво електроенергії, млрд. кВтг	Споживання електроенергії (Брутто), в ОЕС України,	Максимум навантаження ОЕС, млн.кВт
2002	52,9	171,7	169,9	28
2003	52,9	173	174,7	28,2
2004	53,4	174	170	28,3
2005	54,9	175	170	28,5
2010	57,3	190	185	30
2015	58,7	210	202	32
2020	59,7	230	222	35
2025	62	260	250	38
2030	65	280	270	40

Перспективна структура потужностей за генеруючими джерелами зображена на рис. 9.1.

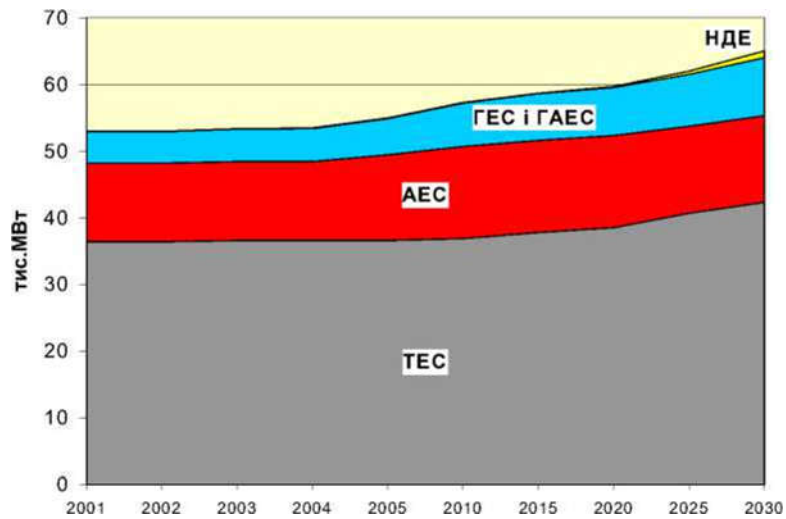


Рис. 9.1 – Перспективна структура потужностей за генеруючими джерелами

Структура потужностей за генеруючими джерелами на перспективу до 2030 року, млнкВт наведена в табл. 9.2.

Таблиця № 9.2.

Рік	Тип генеруючих джерел			
	ТЕС	АЕС	ГЕС і ГАЕС	НДЕ
2001	36,4	12,8	4,7	0,04
2002	36,4	11,8	4,7	0,04
2003	36,4	11,8	4,7	0,05
2004	36,6	11,8	5	0,05
2005	36,6	12,8	5,5	0,06
2010	36,9	13,8	6,5	0,08
2015	37,8	13,8	7	0,1
2020	38,5	13,8	7,2	0,2
2025	40,7	13	7,8	0,5
2030	42,3	13	8,7	1

Баланс виробництва електроенергії до 2030 року зображений на рис. 9.2.

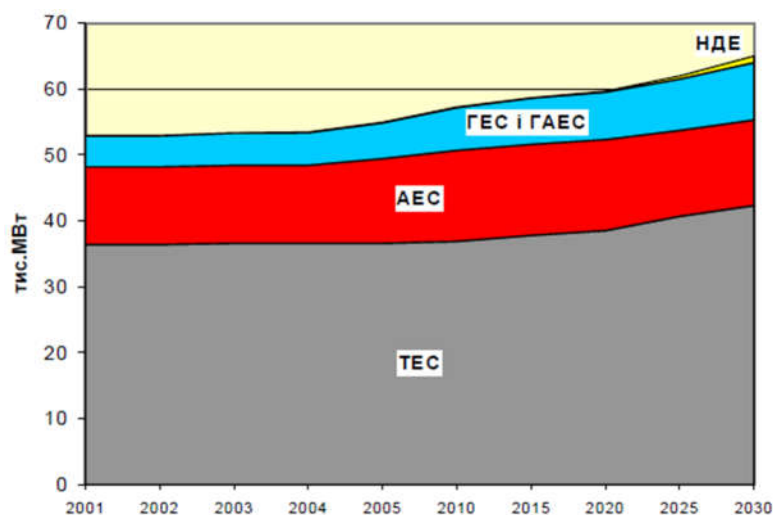


Рис. 9.2 – Баланс виробництва електроенергії до 2030

Баланс виробництва електроенергії за генеруючими джерелами на перспективу до 2030 року, млрд кВт год. наведено в табл. 9.3.

Таблиця № 9.3.

	ТЕС ГенКо + ТЕЦ	АЕС	ГЗС +ГАЕС	НДЕ	Блок - станції
2003	80,0	81,4	9,3	0,0079	8,9
2004	78,5	76,5	12,7	0,009	8,9
2005	76	79,5	13,2	0,01	8,9
2010	79	88,2	14,8	0,05	9
2015	98,6	84,6	16,7	0,1	10
2020	121	83,6	17,2	0,2	10
2025	149	83	18,5	0,5	12
2030	165	83	20	1	15

Як уже вам відомо, енергозбереження - це комплекс заходів, спрямованих на раціональне використання енергетичних ресурсів. У результаті проведення цих заходів знижується потреба в паливно-енергетичних ресурсах на одиницю кінцевого продукту і зменшується шкідливий вплив на навколишнє середовище.

Механізм втілення енергозбереження в життя - реалізація законодавчих, організаційних, економічних, технічних та інформаційних заходів, спрямованих на ефективне використання енергетичних ресурсів і поліпшення стану навколишнього середовища.

Крім поняття «енергозбереження» існують ще енергоефективність, енергоменеджмент, енерговикористання, енергоаудит, енергоконсалтинг.

Енергосервісна компанія здійснює енергоконсалтингову діяльність в поєднанні з пошуком інвесторів для реалізації конкретних проектів, енергозбереження чи сама виступає як такий інвестор.

Оскільки загальне визначення енергії - це потужність помножена на термін роботи, то одиницею вимірювання електричної енергії є кілоВат - година (кВт-г). Основними величинами і пара-метрами, за допомогою яких можна охарактеризувати електричну

Енергозбереження засобами промислового електропривода енергію є загальновідомі: електрична напруга - U , (В); електричний струм - I , (А); повна, активна і реактивна потужності - S , P , Q у кілоВольт-Амперах ($\text{kВ} \cdot \text{А}$), кіловатах (кВт) і кіловольт-амперах реактивних (квар), відповідно; коефіцієнт потужності - $\cos\phi$, частота - f (Гц).

Електрична енергія має ряд особливостей:

- безпосередньо не підлягає візуальному сприйняттю;
- легко перетворюється в інші види енергії (наприклад, у теплову, механічну);
- досить просто і з великою швидкістю передається на великі відстані;
- можливий її розподіл в електричних мережах;
- проста у використанні за допомогою машин, установок, приладів;
- дозволяє змінювати свої параметри (напругу, струм, частоту);
- зручна для контролю і керування;
- якість її визначає якість роботи устаткування, що споживає цю енергію;
- якість енергії в місці виробництва не може бути гарантією її якості в місці споживання;
- нерозривність у часовому вимірі процесів виробництва і споживання енергії;
- процес передачі енергії супроводжується її втратами.

Електричну енергію передає електромагнітне поле провідника. Цей процес має хвильовий характер, причому частина електроенергії, що передається, витрачається в самому провіднику, тобто втрачається. Звідси впливає поняття «втрати електроенергії». Втрати електроенергії є у всіх елементах електричної системи: генераторах, трансформаторах, лініях електропередачі тощо, а також у електроприймачах (електричних двигунах, електротехнологічних пристроях і агрегатах).

Нехай коефіцієнт корисної дії теплової електростанції дорівнює 33%. Це означає, що з 100 цистерн палива, яке надійшло на теплову електростанцію, більш ніж 66 викидається в навколишнє середовище у вигляді тепла. Якщо ще врахувати витрати енергії на видобуток палива, його транспортування, передачу електричної енергії, то виявляється, що з 100 цистерн палива раціонально використовується лише 20, а 80 цистерн викинуто в навколишнє середовище. Співвідношення раціонально використаної і витраченої енергії просто вимагає радикальної зміни цих величин.

Загальна втрата електроенергії складається з двох частин: номінальних втрат, що визначаються умовами роботи при номінальних режимах і оптимальному виборі параметрів системи електропостачання, і додаткових втрат, обумовлених відхиленням режимів і параметрів від номінальних значень. Економія електроенергії в системах електропостачання ґрунтується на мінімізації як номінальних, так і додаткових втрат.

Заходи щодо ефективного використання електричної енергії варто вибирати, виходячи з принципу досягнення мінімуму витрат при виконанні умов надійності системи електропостачання і якості електричної енергії. Необхідно вживати заходи щодо зниження втрат і підвищення рівня експлуатації елементів системи електропостачання.

Основним напрямом в галузі енергозбереження є економія електроенергії при її передачі, розподілі і використанні. Реальне енергозбереження стосується питань роботи електропостачальних мереж, перетворювачів енергії всіх типів і технологічних механізмів.

Енергозберігаючими заходами при передачі електроенергії є:

- раціональний вибір рівня напруги мережі живлення і роду струму (постійний чи змінний);

- прийняття економічно доцільного перетину проводів і кабелів;
- підвищення коефіцієнта потужності;
- наближення джерел живлення до споживачів;
- оптимізація графіків навантажень тощо.

Витрати електроенергії на її передачу непродуктивні, тому не-обхідно зводити їх значення до мінімуму. В електричних мережах України втрати (теоретичні) електричної енергії складають близько 11% . Фактично у 2002 році вони склали 20,04% - завдяки відсутності належного обліку електричної енергії, наявності неефективної системи управління, яка існує в державі. У розвинутих країнах цей показник значно нижчий. Наприклад, у ФРН втрати в мережах складають 6,5%.

Ефективність впровадження енергозберігаючих заходів споживачами електроенергії може бути значно вищою, оскільки понад 90% виробленої енергії споживається системами електропривода, електротехнологічними й освітлювальними установками. Найбільші резерви енергозбереження закладені в удосконаленні електропривода, на частку якого приходиться близько 60% усієї споживаної електроенергії. У деяких галузях промисловості споживання електроенергії електроприводом досягає 80%. Зменшення швидкості двигуна до швидкості робочого механізму допомагає заощаджувати енергію і поліпшує керування технологічним процесом. У той же час про економічність привода говорити рано, хоча б у силу малих фактичних значень його коефіцієнтів завантаження.

Електропривод у порівнянні з іншими типами приводів має ряд переваг:

- робота без відходів і безшумність створює комфорт для людей;
- високий ККД, тобто виділяються менші теплові втрати. Внаслідок цього зменшуються габарити устаткування і площа охолодження;
- електропривод регульований і оборотний.

Електроприводи зі складним, складно керованим технологічним процесом складають невелику частку від загального числа. Основна ж їх частина - прості, звичайно нерегульовані масові пристрої, як наприклад, вентилятори, насоси, конвеєри, підйомні крани, механізми в переробній промисловості, будівництві тощо. Саме ці об'єкти є основними споживачами електроенергії і тут можлива реальна її економія.

Розглянемо процеси, що впливають на енергозбереження в електроприводі і визначальні тенденції його розвитку:

- збільшення енергоємних технологій при зростаючій складності одержання енергії, дефіциті доступних енергоресурсів. Добути тонну палива і виробити відповідну кількість електроенергії приблизно вдвічі дорожче, ніж заощадити. Надалі ця різниця зростатиме;
- ускладнення технології, що призводить до збільшення частки регульованого чи керованого по пуску електропривода. Закінчується дискусія про можливі варіанти регульованого електропривода - практично однозначно вибір робиться на користь електропривода змінного струму;
- зростаючі вимоги створення умов для безаварійної роботи електропривода за рахунок підвищення ефективності керування режимами енерговикористання електричних машин, енергопостачальних мереж;
- бурхливий розвиток перетворювальної техніки (тиристорів, що запираються, силових транзисторів) та засобів керування (мікроелектроніки, мікропроцесорної техніки тощо);

- поява доступних кожному інженеру потужних обчислювальних засобів, що відкривають нові можливості раціонального проектування й оптимізації електропривода.

Тому актуальною є задача розробки і широкого впровадження енергозберігаючих заходів і засобів промислового електропривода.

9.2. Багаторівнева структура сучасного електропривода

Електропривод - це електромеханічний пристрій, що здійснює кероване перетворення електричної енергії в механічну, а також зворотне перетворення і призначений для надавання руху робочим машинам та механізмам. Електропривод є тою ланкою, що зв'язує енергосистему з технологічними установками. У деякій мірі електропривод виконує роль регулятора цих зв'язків.

Сучасний автоматизований електропривод є складною функціонально-взаємозалежною за елементами системою, яка являє собою конструктивну єдність електромеханічного перетворювача енергії (двигуна) і електричного перетворювача, що утворюють енергетичний (силовий) канал, а також пристроїв керування перетвореною енергією й інформаційно-вимірювальних, що складають керуючий канал. Електропривод забезпечує перетворення електричної енергії в механічну відповідно до алгоритму роботи технологічної установки.

Відмінною рисою сучасного регульованого привода змінного струму є наявність таких основних елементів (рис. 9.3):

- простого і надійного асинхронного чи синхронного двигуна, мінімізованого за масогабаритними, вартісними і енергетичними показниками;
- перетворювача частоти з ланкою постійного струму з інвертором на повністю керованих приладах і некерованим випрямлячем;
- датчиків енергетичних, механічних і технологічних параметрів регулювання, що забезпечують необхідну точність стабілізації координат у замкнутій системі;
- мікропроцесорної системи керування з функціями безпосереднього регулювання вихідних координат, формування законів широтноімпульсного керування (ШІМ), діагностики, прогнозування, взаємодії з іншими локальними приводами.

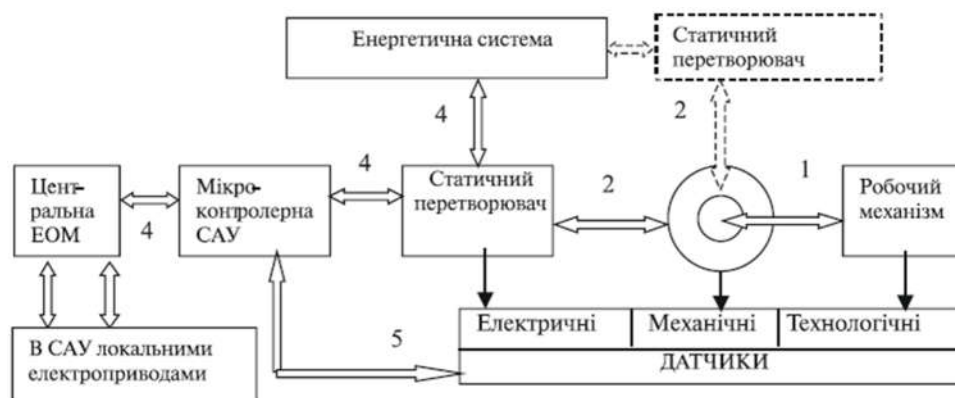


Рис. 9.3 – Структура сучасного електропривода

Завдання об'єднання в єдину систему різних за природою функціонально-закінчених елементів електропривода покладається на багаторівневі сполучні пристрої. Це сукупність

конструктивних, схемо-технічних і програмних засобів, що забезпечують безпосередню оптимальну взаємодію складених елементів привода з метою максимальної реалізації можливостей кожного з цих елементів.

Сполучний пристрій першого рівня характеризується механіко- енергетичною взаємодією двигуна і робочого механізму і є механічним, гідравлічним чи електромагнітним передавачем енергії від електричної машини на виконавчий механізм. Його функції зводяться до узгодження руху двигуна і виконавчого органу механізму при максимальному ККД передачі й усталеній роботі у всіх режимах. Останнє забезпечується узгодженням механічних характеристик двигуна і механізму відповідно до виразу:

$$\frac{M_J}{\Delta\omega} = \beta - \beta_c < 0,$$

де M_J - динамічний момент привода; $\Delta\omega$ - збільшення частоти обертання; β і β_c - жорсткості механічних характеристик двигуна і механізму.

Швидкодія механічної частини привода характеризується електромеханічною сталою часу T_m , що має порядок від десятих часток секунди до кількох секунд.

Другий і третій рівні - електроенергетичні. Для одержання двигуном електроенергії з необхідними параметрами амплітуди і частоти напруги в кожній фазі, а також для керування і регулювання параметрів потоку енергії служить статичний перетворювач. Оскільки двигун - безперервний нелінійний елемент, а перетворювач - нелінійний дискретний елемент, то виникає необхідність в узгодженні їх роботи. Для одержання максимального ККД і найменшого коефіцієнта спотворення необхідно живити двигун квазисинусоїдальними струмом і напругою. На цих рівнях розв'язується завдання поліпшення енергетичних і динамічних характеристик привода. Швидкодія електроенергетичних рівнів характеризується електромагнітними сталими часу T_e , що мають порядок сотих і десятих часток секунди.

Четвертий рівень - інтерфейси локального керування і регулювання параметрів енергетичного каналу привода. Від організації даного інтерфейсу залежать функціональні і сервісні можливості привода, точність і швидкодія. Інтерфейс реалізований у вигляді портів, таймерів, цифро-аналогових перетворювачів і підсилювачів формування сигналів керування силовими транзисторами або тиристорами.

П'ятий рівень - пристрої інформаційно-вимірювальної системи привода. Вимірюваними є фізичні величини:

- електричні (струм, напруга, ЕРС тощо);
- механічні (момент, швидкість, переміщення тощо);
- технологічні (тиск, температура тощо);

Пристрої п'ятого рівня здійснюють перетворення сигналів з первинних датчиків, гальванічну розв'язку, підсилення, інтегрування й аналого-цифрове чи імпульсно-цифрове перетворення сигналів для подання їх у форматі мікроконтролерної системи керування. Швидкодія такого рівня визначає точність і швидкодію четвертого рівня і забезпечується вибором принципів перетворення сигналів, характером обміну в цифровій системі і конкретній апаратній реалізації.

Мікроконтролерна САУ містить енергетичну модель електромеханічного пристрою, що враховує чотири складових: мережі, перетворювальний пристрій, двигун і технологічний механізм у площинах споживання енергії, її використання і енергоуправління.

Шостий рівень - інтерфейс міжприводного обміну, реалізує координацію роботи локальних електроприводів між собою і зв'язок з центральною ЕОМ вищого рівня ієрархії. Обмін, як правило, здійснюється в цифровому кодї з високою швидкістю за наявності великої оперативної пам'яті для статистичної обробки інформації, з контролем поточного стану кожного привода і можливістю інтерактивного режиму зв'язку з оператором.

Останні роки ознаменувалися значними успіхами силової електроніки - було освоєно промислове виробництво біполярних транзисторів з ізольованим затвором IGBT, тиристорів, що запираються GTO, тиристорів, що комутуються з інтегрованим керуванням IGCT, а також силових інтелектуальних модулів IPM з вбудованими засобами захисту ключів та інтерфейсами для безпосереднього підключення до мікропроцесорних систем керування. Зростання ступеня інтеграції в мікропроцесорній техніці і перехід від мікропроцесорів до мікроконтролерів з вбудованим набором спеціалізованих периферійних пристроїв зробили необоротною тенденцією масової заміни аналогових систем керування приводами на системи прямого цифрового керування.

Під прямим цифровим керуванням розуміється не тільки без-посереднє керування від мікроконтролера кожним ключем силового перетворювача, але і забезпечення можливості прямого введення в мікроконтролер сигналів різних зворотних зв'язків (незалежно від типу сигналу: аналоговий чи цифровий) з подальшою програмно-апаратною обробкою всередині мікроконтролера. Таким чином, система прямого цифрового керування орієнтована на відмову від значного числа додаткових інтерфейсних пристроїв і створення одноплатних контролерів керування приводами. В решті решт вбудована система керування проектується як однокристална і разом із силовим перетворювачем та виконавчим двигуном конструктивно інтегрується в одне ціле - мехатронний модуль руху.

Електроприводи, керовані по розвинутих алгоритмах за допомогою мікроконтролерів, мають ряд переваг:

- збільшення енергетичної ефективності системи - регулювання швидкості знижує втрати потужності;
- удосконалення функціонування - цифрове керування може додати такі властивості, як інтелектуальні замкнуті контури, зміна частотних властивостей, діапазону контрольованих несправностей і здатність до взаємодії з іншими системами;
- спрощення електромеханічного перетворювача енергії - регульовані приводи дозволяють усунути необхідність у трансмісіях, коробках передач, редукторах;
- простота відновлення програмного забезпечення - системи на базі мікроконтролерів із флеш пам'яттю можуть швидко змінювати за необхідності свій алгоритм і регульовані змінні.

З виконанням приводів регульованими складність системи часто збільшується. Основною умовою їх використання є збереження загальної вартості системи в обґрунтованих межах. Для ряду систем, особливо в побуті, загальна вартість повинна бути еквівалентна вартості нерегульованого варіанта.

Енергозбереження в електроприводі є частиною загального процесу ефективного використання електроенергії і визначається трьома процесами:

- енергоспоживанням;
- енерговикористанням споживаної енергії;
- енергоуправлінням процесу енергоспоживання.

Енергоспоживання - процес формування складових потужності на вході перетворювача при роботі електропривода. Цей процес характеризується залежностями активної, реактивної і потужності перетворення від швидкості і моменту двигуна.

У питаннях енергоспоживання необхідне чітке уявлення про характер перетворення енергії, складові потужності, про показники якості електроенергії (ПЯЕ), їх вплив на характеристики електромеханічних перетворювачів.

Енерговикористання - використання потужності споживаної з мережі. Цей показник характеризує якісну сторону процесу енергоспоживання. Він показує, наскільки ефективно використання споживаної електроенергії, яка частина її належить до втрат, а яка — до корисної потужності, що йде на вал робочої машини, як розподіляються втрати, що визначають робочий режим електродвигуна, його температуру і надійність.

У питаннях енерговикористання найважливішим є баланс складових потужності, що дозволяє виявити механізми старіння електроустаткування на додачу до відомих і пов'язаних в основному з термічним характером впливу енергопроцесів на робочі й експлуатаційні характеристики.

Енергоуправління - процес формування режимів енергоспоживання за допомогою технічних пристроїв і систем, що впливають на кола керування електроприводом та перетворювальними пристроями, що живлять ці кола. До енергоуправління варто віднести керування перерозподілом втрат в електричних двигунах, оптимізацію втрат, мінімізацію нагрівання активних частин електричної машини, зниження рівнів споживаної реактивної потужності і генерування гармонік струму. При цьому варто мати на увазі те, що зазначені вище позитивні властивості система електропривода здобуває не за рахунок використання деяких інших технічних засобів, а за рахунок використання регульовальних можливостей системи електропривода.

Такий енергетичний підхід, що базується на спільності процесів енергоспоживання, енерговикористання і енергоуправління, зв'язує в єдиний електромеханічний комплекс елементи, що розглядалися раніше без взаємозв'язку: енергосистема, споживач (електропривод) і технологічна установка. Кожний з компонентів має свої регульовальні можливості в галузі керування енергоспоживанням, перерозподілом втрат тощо.

9.3. Шляхи реалізації енергозбереження засобами промислового електропривода

Перший шлях стосується найпростішого некерованого масового електропривода і полягає в удосконаленні процедури енергозбереження засобами промислового електропривода вибору двигуна для конкретної технологічної установки з метою дотримання номінального теплового режиму двигуна при експлуатації.

Постановка задачі очевидна - двигун заниженої потужності швидко виходить з ладу, а двигун завищеної потужності перетворює енергію неефективно, тобто з високими питомими втратами в самому двигуні (низький ККД) і в мережі живлення (низький $\cos\phi$). Розв'язання задачі не завжди елементарне, зустрічаються помилки, а оскільки найпростіших електроприводів мільйони, то можливі великі збитки. У випадках, коли навантаження незмінне, помилки викликані лише низькою кваліфікацією проектувальників (двигун вибирали за діаметром вала). Коли навантаження змінюється, вибір виявляється

значно складнішим, що додатково ускладнюється недостатністю вихідної інформації, паспортних і каталожних даних.

В основі взаємовідносин між енергопостачальною організацією і підприємством лежать встановлювані з урахуванням тих чи інших факторів тарифи на електроенергію. Недосконалість тарифу очевидна, оскільки він не враховує якість споживаної енергії і вплив цього параметра на характеристики електроустаткування.

Мінімальні витрати енергії можливі при різному ступені аварійності електроустаткування, є досить складною функціональною залежністю від стану устаткування, рівня його обслуговування, стану енергетичного господарства в цілому, включаючи і показники якості електроенергії. Загальні витрати включають не тільки сплату за електроенергію, перетворену тим чи іншим способом на корисний продукт, але й витрати на ремонт і обслуговування електроустаткування. З цієї причини доцільніше розглядати показник, що дорівнює сумі безпосередніх платежів за електроенергію і витрат на відновлення електроустаткування:

$$Z = Z_1 + Z_2,$$

де (Z_1 - витрати на електроенергію, визначені за триставочним чи зонним тарифом; Z_2 - вартість ремонтів, відновлення електроустаткування).

Останній показник досить високий і в основному характеризує стан енергогосподарства: при задовільному - витрати на ремонт мінімальні, при незадовільному - приблизно однакові з платежами по основних статтях.

Відомо, що в окремих підгалузях промисловості аварійність електродвигунів коливається від 20 до 60 - 70 % на рік, причому зазначені показники відрізняються навіть у випадку однотипних підприємств чи виробництв. Характерно, що при загальному спаді виробництва кількість аварійних відмовлень машин не зменшується, а зростає.

З урахуванням недовантаження електричних машин у нормальному технологічному режимі на 20 - 25 % і зниженні продуктивності в 2,5 - 3 рази, витрати на ремонт двигунів (при наробітку на відмовлення 4000 годин) впритул наближаються до вартості електроенергії, що спожив би двигун за час експлуатації між двома ремонтами за умови, що ціна 1 кВт·год знаходиться на рівні 0,13-0,15 грн. З урахуванням транспортних та інших витрат, пов'язаних з аварійним виходом двигунів з ладу, питомі витрати на ремонт наближаються до відповідного показника для нових заводських машин.

Другий шлях підвищення економічності масового нерегульованого електропривода - перехід на енергозберігаючі двигуни і двигуни поліпшеної конструкції, спеціально призначені для роботи з регульованим електроприводом.

В енергозберігаючих двигунах за рахунок збільшення маси активних матеріалів (заліза і міді) підвищені номінальні значення ККД і $\cos\phi$. Енергозберігаючі двигуни використовуються, наприклад, у США і дають ефект при постійному навантаженні. Доцільність застосування енергозберігаючих двигунів повинна оцінюватися з урахуванням додаткових витрат, оскільки невелике (до 5%) підвищення номінальних ККД і $\cos\phi$ досягається за рахунок збільшення маси заліза на 30-35%, міді на 20-25%, алюмінію на 10-15% і в цілому двигуна на 25-30% відносно звичайних двигунів.

Орієнтовні залежності ККД і $\cos\phi$ від номінальної потужності для звичайних і енергозберігаючих двигунів фірми Гоулд наведені на рис. 9.4.

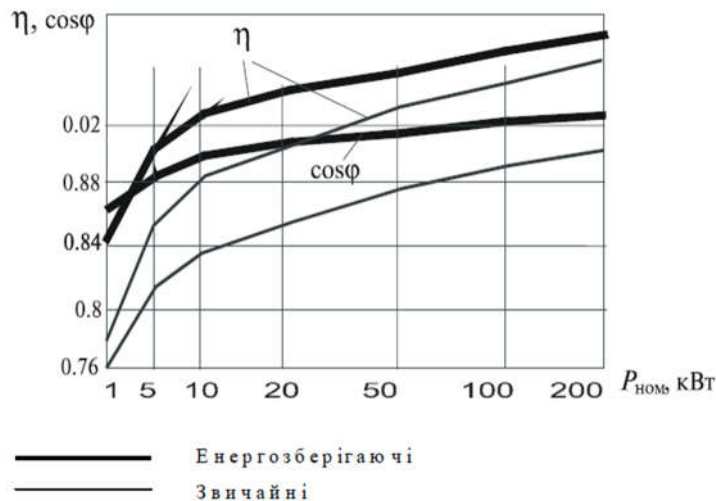


Рис. 9.4 – Орієнтовні залежності ККД і $\cos\varphi$ від номінальної потужності

Очікується зміна методик проектування двигунів, що відповідають їх застосуванню в складі саме регульованого електропривода. Насамперед це стосується асинхронного двигуна, для якого відмова від традиційних вимог фіксованої амплітуди і частоти мережі живлення, прямого вмикання в мережу живлення, забезпечення заданої перевантажної спроможності призводить до істотної зміни конструкції і різкого поліпшення характеристик. Слід відзначити випуск серії асинхронних двигунів, спроектованих фірмою Siemens для загальнопромислових електроприводів. Змінюється методика проектування й інших типів двигунів, розширюється їх номенклатура. Очевидно, варто очікувати різкого, вибухового поліпшення характеристик по-новому спроектованих двигунів для регульованого електропривода, і відповідного коригування вимог до систем керування. Так прогнозується зростання частоти живлення двигунів у регульованому електроприводі до 500-1000 Гц і вище та зниження індуктивностей обмоток.

Спостерігається зростання випуску електропривода із синхронними двигунами зі збудженням від постійних магнітів (так званий безконтактний вентильний двигун (ВД) постійного струму). Ці двигуни мають найкращі масогабаритні показники. Серед інших типів двигунів виділимо індукторний двигун (Switch Reluctance Motor), який розроблений і активно пропонується в останні роки. Як стверджують розробники, його характеристики поліпшені, що в комбінації зі спрощеним силовим перетворювачем дозволяє сподіватися на його масове застосування.

Перспективним є також синхронно-реактивний двигун, що за прогнозами матиме масогабаритні показники, які лежать у проміжку між відповідними рекордними значеннями синхронного й асинхронного двигунів, а за енергетичною ефективністю, можливо, перевершує їх, причому при нижчій вартості. Реактивні вентильні двигуни спрощують схеми комутаторів і якірних обмоток. При оптимізації кута випередження інвертора можна домогтися збільшення моменту і ККД привода. Існує оптимальний кут випередження залежно від частоти обертання. Збільшення ККД досягається також за рахунок відповідного скорочування кроку обмотки.

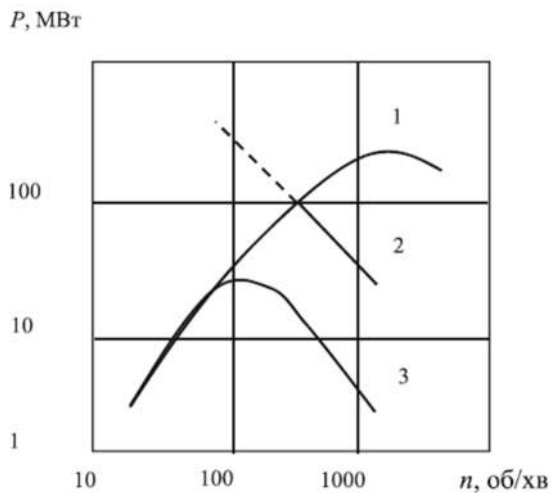


Рис. 9.5 – Максимальні потужності електричних машин

На рис. 9.5 зображені максимальні потужності електричних машин (1- синхронних з надпровідною обмоткою і з пуском за схемою ВД; 2- синхронних з асинхронним пуском; 3-постійного струму.).

Для найкращого використання синхронного двигуна традиційної конструкції необхідно зменшити надперехідні реактивні опори (за рахунок відкритих пазів статора, збільшення повітряного зазору, демпферної обмотки на роторі тощо) і реакцію якоря (за рахунок збільшення повітряного зазору і вибором коефіцієнта полюсного перекриття).

Слід також відмітити, що Першотравневим заводом у Донбасі налагоджений випуск низьковольтних (380/660В) асинхронних короткозамкнених двигунів з підвищеним пусковим моментом (до 3...4 відн. од.). Такі двигуни ефективні в системах регульованого привода і споживають практично в два рази менший пусковий струм, а також можуть бути використані в умовах вугільних шахт (у вибухо-пожежонебезпечних умовах).

Третій шлях полягає в усуненні проміжних передач. Суть проблеми полягає в тім, що електрична енергія доступна на фіксованій частоті (50 Гц), а механічна енергія потрібна в широкому спектрі частот (швидкостей). Методи, розроблені багато років тому для вирішення цієї проблеми, використовують дорогі системи, двигун чи механічні регулятори.

До складу узагальненої схеми електропривода входять — перетворювач чи механічний регулятор (коробки швидкостей, муфта ковзання), муфта, редуктор і робочий орган, що є частиною робочої машини (рис. 9.16).

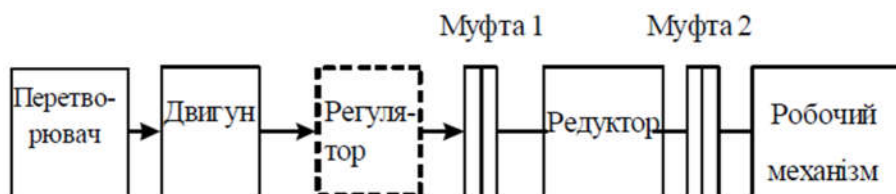


Рис. 9.6 – Складу узагальненої схеми електропривода

Орієнтовні значення ККД елементів привода складають: перетворювач - $\eta_{\text{п}} = 0,5 \div 0,95$ (менші значення - для малих швидкостей обертання, великі - для більш високих швидкостей); двигун - $\eta_{\text{д}} = 0,75 \div 0,95$ (менші значення для мікромашин, більші - для машин підвищеної потужності); механічний регулятор - $\eta_{\text{рег}} = 0,9 \div 0,95$; муфта - $\eta_{\text{м}} \approx$

0,95; редуктор - $\eta_p = 0,95$; робочий механізм - $\eta_{pm} \approx 0,95$ (для приводного барабана стрічкового конвеєра).

Коефіцієнт корисної дії системи електропривода:

$$\eta = \eta_p \eta_d \eta_m^i \eta_p \eta_{pm}$$

Підстановка у формулу усереднених значень ККД для привода з електродвигуном потужністю 10-100 кВт дає значення ККД у діапазоні $\eta = 0,65 - 0,75$. При цьому в середньому від семи до десяти відсотків потужності втрачається в механічних передачах. Таким чином, усунення механічних передач призводить до істотного підвищення ККД системи (на 7-10%), що є однією з основних тенденцій розвитку електропривода, а в перспективі - поєднання електродвигуна і робочого органу.

За способом передачі механічної енергії від вала двигуна до робочого механізму електропривод поділяють на три групи:

- груповий (рис. 9.7, а), у якому кілька робочих машин при-водяться в рух через передачі одним двигуном (привод зернозбирального комбайна);
- одиночний (рис. 9.7, б), у якому кожен механізм приводиться в рух одним двигуном;
- багатодвигуновий (рис. 9.7, в), у якому окремий механізм приводиться в рух кількома двигунами (приводний барабан конвеєра, барабан підйомної машини, привод повороту потужного екскаватора).

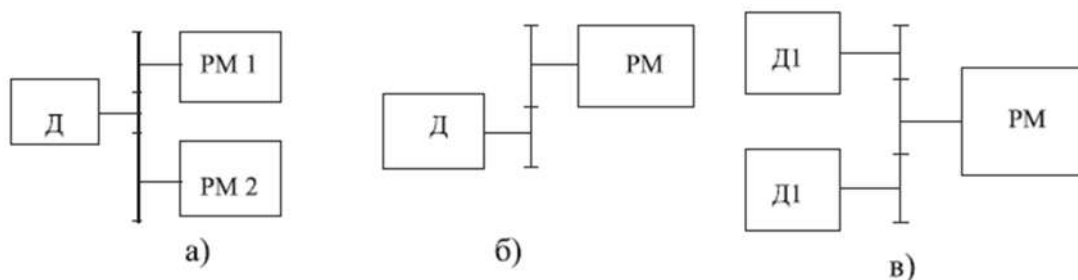


Рис. 9.7 – Методи передачі механічної енергії від вала двигуна до робочого механізму

Впровадження одиночного привода крім зниження в кілька разів енергоємності виробництва за рахунок усунення безлічі проміжних передач і кращого використання встановленої потужності привода дозволило значно підвищити надійність виконання технологічних процесів, крім того, знизити виробничий травматизм, обумовлений наявністю великої кількості відкритих механічних передач. Також покращилися умови праці за рахунок усунення звукових ефектів, пов'язаних з роботою великої кількості ремінних і ланцюгових передач, різноманітних муфт, валів, що обертаються, довжиною до 20 м, зубцевих і черв'ячних передач тощо.

Для приведення в рух робочого механізму до нього необхідно прикласти деякий момент при визначеній швидкості. При цьому потужність на валу складе:

$$P = M_{\omega}$$

На рис. 9.8 зображено розподіл енергії в однодвигуновому одношвидкісному приводі.

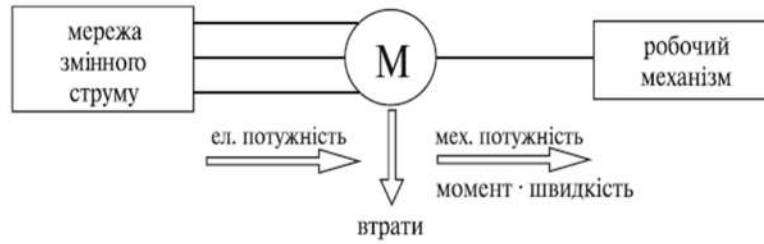


Рис. 9.8 – Розподіл енергії в однодвигуновому приводі

Умови змінюються, якщо регулювати швидкість розглянутого устаткування, використовуючи редуктор фрикційного типу (муфта, ремінь, гідравлічне сполучення тощо). У цьому випадку момент на валу двигуна і робочого механізму однаковий, але швидкості різні (рис. 9.9). Таким чином, різниця потужностей перетворюється в тепло фрикційної передачі:

$$M\omega_d - M\omega_{pm} = M(\omega_d - \omega_{pm}) = \Delta P$$

Інший приклад показаний на рис. 9.10.

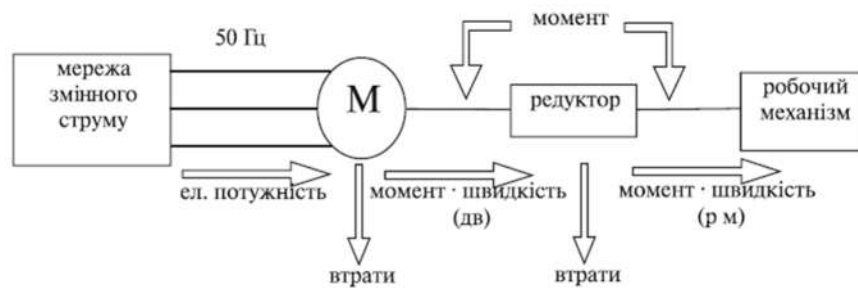


Рис. 9.9

Як привод насоса використовується двигун з постійною швидкістю. Потік рідини контролюється закриттям і відкриттям клапана. Крім випадку, коли клапан цілком відкритий, енергія втрачається в клапані і насосі. Таким чином, регулювання дроселюванням неефективне.



Рис. 9.10

Практично немає втрат у випадку, коли керування здійснюється за допомогою механічних передач (рис. 9.11), тому що передача перетворює і момент, і швидкість. Їх добуток залишається постійним. При якісному обслуговуванні передачі мають дуже мале

тертя. Таким чином, потужності на вході і виході привода практично дорівнюють одна одній. Однак передачі, що постійно перемикаються, непридатні для приводів з великою потужністю, вони дорогі і мають потребу в частому обслуговуванні. Стаціонарні багаторівневі коробки передач, хоч і придатні для потужних приводів, мають усі вищезгадані недоліки.

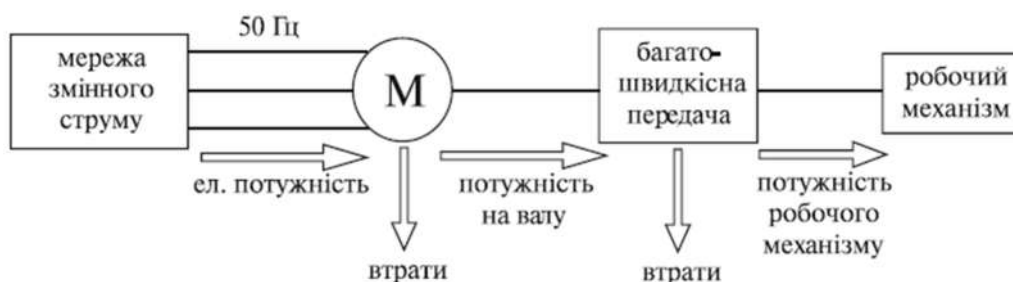


Рис. 9.11

При виборі перспективних варіантів систем електроприводів варто враховувати можливість використання багатодвигунового електропривода, що у даний час одержав значне поширення в промисловості. Його використання обумовлене такими причинами:

- відсутністю приводного двигуна, редуктора чи іншої механічної передачі необхідної потужності;
- бажанням підвищити швидкість привода за рахунок зниження сумарного моменту інерції приводних двигунів;
- необхідністю забезпечення підвищеної надійності приводних пристроїв шляхом завищення встановленої потужності привода, тобто створення резерву на випадок виходу з ладу одного чи декількох двигунів;
- бажанням створення більш сучасних машин і механізмів (наприклад, стрічкових конвеєрів із двома і більше приводними барабанами, установок із проміжними приводами тощо);
- необхідністю економії електроенергії в механізмах з великим діапазоном зміни навантаження (більше, ніж у $1,5 \div 2$ рази).

Застосування багатодвигунового привода в складних технологічних установках найчастіше дозволяє значно спростити й здешевити їх за рахунок усунення складних і дорогих механічних передач між різними виконавчими органами. При цьому з'являються також можливості підвищення продуктивності, економічності і поліпшення інших експлуатаційних характеристик.

Четвертий шлях полягає в економії електроенергії робочими установками і механізмами за рахунок підвищення ефективності виконання технологічного процесу.

Промислові підприємства вимагають підвищення ефективності роботи технологічних установок і механізмів, особливо вугільні шахти, які є великими споживачами електричної енергії зі складним електроенергетичним господарством. Встановлена потужність окремих електроприймачів шахт складає десятки тисяч кіловат при річному споживанні електроенергії в десятки і навіть сотні мільйонів кіловат - годин, одинична ж потужність окремих машин досягає кількох тисяч кіловат.

Економія електроенергії установками і механізмами за рахунок підвищення ефективності виконання технологічного процесу містить у собі такі основні заходи:

- узгодження режимів роботи установки при зміні навантаження;

- підвищення ККД установки;
- регулювання продуктивності установки;
- виконання оптимальної циклограми й упорядкування графіка навантажень;
- забезпечення нормованого завантаження (для підйомних машин, конвеєрів тощо);
- контроль стану технологічної установки;
- застосування нових видів електропривода;
- організаційні заходи.

Особливості видобутку вугілля вимагають збільшення електроспоживання окремих електроприймачів. Так для водонасичених шахт потрібна установка 10, а в деяких випадках і більшої кількості насосів. Для шахт крутого падіння потрібна розгалужена мережа стиснутого повітря з компресорним господарством у десятки тисяч кіловат. У глибоких шахтах потрібне збільшення потужності підйомної машини до 10 МВт. За таких умов економія електроенергії в окремих споживачах і шахти в цілому може мати значну величину, що в остаточному підсумку позначиться на зниженні собівартості видобутого вугілля.

П'ятий шлях полягає у виборі раціональних режимів роботи й експлуатації електропривода. Сюди входять:

- вибір раціонального способу і діапазону регулювання швидкості електропривода залежно від технологічних умов роботи машин і механізмів;
- вибір раціонального способу регулювання швидкості залежно від характеру зміни навантаження;
- підвищення завантаження робочих машин;
- виключення режиму неробочого ходу;
- зниження напруги на затискачах двигуна;
- мінімізація струму і втрат енергії АД при зміні навантаження;
- оптимізація динамічних режимів;
- використання синхронної машини як компенсатора реактивної потужності;
- використання акумуляторів енергії.

Необхідність вивчення технологічного режиму робочої машини є основою для можливого комплексу заходів, що забезпечують ефективність енергозбереження. При цьому мова може йти як про регулювання швидкості технологічного агрегату, так і про його керованість. Під терміном «керованість» розуміється можливість зміни параметрів технологічного режиму за рахунок інших методів впливу, у тому числі й найпростіших — періодичних пусків і зупинок.

Розглядаючи, наприклад, електропривід турбомеханізмів, можна відмітити, що можливі три принципово різних способи регулювання технологічного параметра:

- аеродинамічним шляхом, що полягає у впливі на характеристики проточної частини (дроселюванням чи установкою кута нахилу лопаток направляючого апарата). Спосіб пов'язаний з істотним зниженням ККД;
- зміною швидкості обертання шляхом застосування регульованого електропривода. Це забезпечує практично незмінний високий ККД при істотному збільшенні капітальних витрат;
- шляхом вмикання і вимикання кількох агрегатів у випадку, якщо працює група електроприводів.

Третій варіант регулювання має обмеження - за числом пусків нерегульованих електроприводів через небезпеку виходу з ладу електричних машин, з одного боку, і за числом пусків для технологічного механізму через екстремальні технологічні навантаження в агрегаті, що пускається, при прямому некерованому пуску, з іншого. Аналіз показує, що при плавному керованому пуску практично виконуються дві наведені умови. Стосовно до приводів змінного струму як варіант схеми керованого пуску може служити

схема з тиристорним регулятором напруги (ТРН) у колі статора. Вартість таких пристроїв приблизно в п'ять разів нижче вартості систем частотнорегульованого електропривода. В окремих випадках застосування пускових систем підвищує час наробітку на відмову синхронних двигунів у кілька разів, робочих коліс відцентрового насоса на 15 - 75 % тощо.

Іноді пуски двигунів утруднюються через високу концентрацію робочого тіла в робочій частині турбомеханізму (руда в млині), заклинювання коліс насосів тощо. За таких умов навіть при повній напрузі живлення пусковий момент двигуна може бути меншим моменту зрушення механізму, і звичайна схема ТРН для пуску таких технологічних машин не дає необхідного позитивного результату. У цьому випадку є виправданим переведення ТРН у режим перетворювача частоти, тобто застосування так званого квазічастотного керування. Цей захід дає позитивний результат, оскільки дозволяє здійснити передпускове прокручування агрегату при частотах 0 - 0,7 Гц. Застосування пускових пристроїв дозволяє ви-рішити дві пов'язані одна з одною задачі: забезпечити реальне енергозбереження засобами електропривода і зберегти працездатність механічного й електромеханічного устаткування.

Зниження продуктивності машин і установок призводить до зниження ресурсу працездатності за цілим числом факторів, так чи інакше пов'язаних зі зростанням числа пусків електричних двигунів (у тому числі і в регульованих електроприводах). При цьому необхідно враховувати таке:

- в умовах істотного зниження продуктивності агрегатів і процесів, відсутності можливості використання регульованого електропривода через його дорожнечу, істотним резервом економії електроенергії є періодичні відімкнення енергоємних споживачів. При цьому необхідно використовувати спеціалізоване енергозберігаюче устаткування - пускові системи, що забезпечують як без-посередню економію енергоресурсів, так і працездатність електричних машин;

- насиченість парку електричними машинами, що були в ремонті, свідомо визначає досить високі витрати на ремонт електроустаткування. При цьому висока аварійність електричних машин визначається не стільки низькою якістю ремонту, скільки зміною характеристик конструкційних матеріалів (насамперед електротехнічної сталі), що призводять до перерозподілу втрат у двигуні і зміни теплового балансу та зниження реальної навантажувальної спроможності;

- відхилення напруги живлення, через відсутність засобів її ефективного регулювання, призводить до зростання споживаної реактивної потужності асинхронними двигунами, зниження її генерування синхронними машинами, збільшення втрат у сталі, підвищення аварійності двигуна;

- будь-які форми неякісної напруги живлення, порушень використання енергії споживачем через зміну його внутрішніх характеристик призводять не лише до збільшення втрат, але і появи змінних складових електромагнітного моменту двигуна. Знакозмінні

складові моменту є причиною високочастотних вібрацій всіх елементів конструкції, передчасного старіння ізоляції і підвищення аварійності електроустаткування.

Як правило, необхідність регулювання швидкості чи моменту електроприводів виробничих механізмів диктується вимогами технологічного процесу. Наприклад, зниження швидкості ліфта не-обхідне для точного позиціонування кабіни перед зупинкою. Однак існує ряд механізмів безперервного транспорту для переміщення твердих, рідких і газоподібних продуктів (конвеєри, вентилятори, насоси) з нерегульованим асинхронним електроприводом, що надає руху робочим органам з постійною швидкістю незалежно від завантаження механізмів. При неповному навантаженні робота з постійною швидкістю характеризується підвищеною питомою витратою електроенергії в порівнянні з номінальним режимом.

Зниження швидкості механізмів безперервного транспорту при недовантаженні дозволяє виконати необхідну роботу з меншою питомою витратою електроенергії. У цьому випадку економічний ефект з'являється також за рахунок поліпшення експлуатаційних характеристик технологічного устаткування. Так, при зниженні швидкості зменшується знос тягового органа транспортера, збільшується термін служби трубопроводів за рахунок зниження тиску тощо. Ефект у сфері технології часто виявляється істотно вищим, ніж за рахунок економії електроенергії.

З іншого боку, висувається необґрунтоване бажання використовувати плавно регульовані системи привода з великим діапазоном регулювання для цих установок. У той же час досить великий діапазон регулювання продуктивності для механізмів з вентиляторним характером навантаження можна одержати при діапазоні зміни швидкості, що не перевищує 20%.

Як інший приклад можна навести ліфти в невисоких будинках (до 16 — 24 поверхів), коли замість дорогої, складної і менш надійної плавно регульованої системи можна обійтися використанням двошвидкісного АД з короткозамкненим ротором і підвищеним пусковим моментом.

Такий привод дозволяє в кілька разів знизити робочу швидкість кабіни перед зупинкою, що зменшує знос гальмівного пристрою і збільшує саму точність зупинки. Пуск двошвидкісних двигунів - прямий на високу швидкість. Гальмування виконується перемиканням напруги на обмотку малої швидкості. Відтак двигун переходить у режим генераторного гальмування і частота його обертання знижується в 3-4 рази. Зупинка двигуна здійснюється відключенням від мережі обмотки малої швидкості і накладенням механічного гальма.

Наступний напрям енергозбереження належить до основних споживачів електричної енергії - електроприводів з нерегульованими АД і полягає в створенні спеціальних схемних рішень, що забезпечують мінімізацію шкідливого впливу на енергетичні показники при відхиленні навантаження від номінального. Спеціальні регулятори електричної енергії (регулятори напруги), що включаються між джерелом живлення і статором двигуна, крім енергозбереження виконують також інші функції (керують режимами пуску і гальмування, регулюють швидкість і момент, здійснюють захист, діагностику тощо), тобто підвищують технічний рівень привода, збільшують його надійність.

При роботі АД має місце недовикористання встановленої потужності, необґрунтоване завищення їх потужності, а також недовантаження. При цьому знижуються

ККД і коефіцієнт потужності АД. Регулювання напруги на статорі АД при постійній частоті забезпечує найекономічніший режим його роботи при зміні навантаження. Отже, мінімізується споживаний асинхронним двигуном струм і тим самим втрачається електроенергія в ньому.

Регулювання напруги АД у функції струму знижує втрати електроенергії до 5%, що при широкому застосуванні асинхронного електропривода дозволяє одержати великий економічний ефект.

Проблема акумуляторів енергії для систем електропривода є досить важливою. Акумулятори енергії з різними фізичними принципами її акумуляції перспективні насамперед для транспортних систем. Визначено перспективу в застосуванні акумуляторів - компенсаторів в електроприводах з різкозмінним навантаженням, як регульованих, так і нерегульованих. Нова елементна база і насамперед, малогабаритні ємнісні акумулятори, робить реальними передумови до створення принципово нових комплектних пристроїв для сучасного електропривода - накопичувально-компенсуючих пристроїв, з відповідними системами керування.

Шостий шлях полягає у виборі раціонального типу електропривода для конкретної технологічної установки і переході від нерегульованого електропривода до регульованого. Він припускає виконання таких операцій:

- аналіз технологічного процесу, умов експлуатації і, у результаті, розробка технічних вимог до електропривода;
- вибір перспективних варіантів систем електроприводів, їх техніко-економічне порівняння і вибір раціонального типу електропривода;
- розрахунок системи електропривода, у тому числі встановленої потужності і розробка системи керування;
- розробка конструкторської документації.

Удосконалювання технологічних процесів і автоматизація виробництва пов'язані з застосуванням регульованого електропривода. Застосування регульованого електропривода сприяє вирішенню задач щодо забезпечення оптимальних режимів роботи механізмів, зниження собівартості і підвищення якості продукції, що випускається, зростання продуктивності праці, підвищення ефективності використання енергії, надійності і терміну служби устаткування.

Варто згадати, що асинхронні двигуни зі змінним опором у колі ротора (рис. 9.13) і двигуни постійного струму незалежного збудження з регульованим реостатом (рис. 9.14), керуються зі збільшенням втрат.

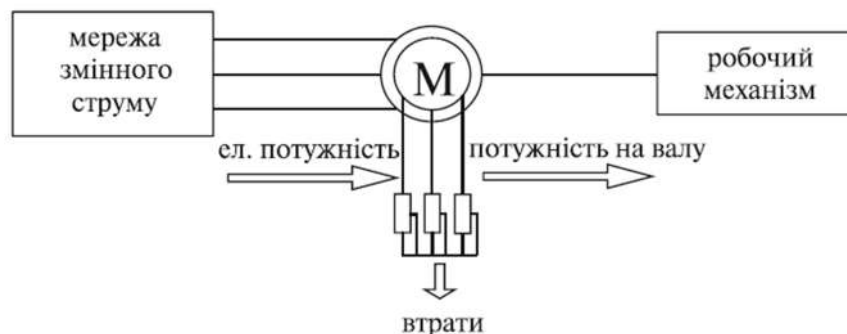


Рис. 9.13 – Схема асинхронні двигуни зі змінним опором у колі ротора

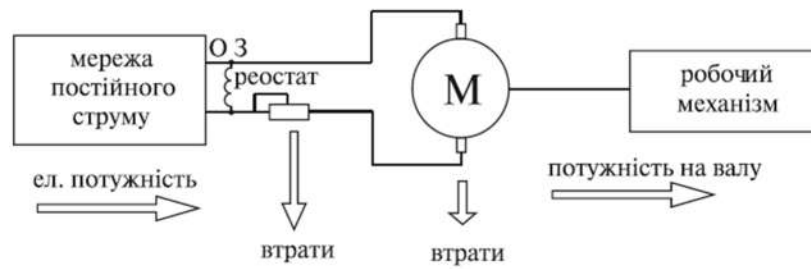


Рис. 9.14 – двигуни постійного струму незалежного збудження з регульованим реостатом

З погляду енергозбереження найбільш ефективні регульовані електроприводи змінного струму, особливо для турбомеханізмів (вентиляторів, компресорів, насосів), підйомних машин, верстатів із ЧПУ тощо. Економія електроенергії може складати до 50%.

Цілий ряд промислових механізмів (транспортні, підйомнотранспортні, транспортно-складських і робототехнічних систем, ліфти тощо) працюють з частими вмиканнями, вимагаючи реалізації пускогальмівних режимів. Використання для керування такими механізмами відносно недорогих систем ТРН-АД дозволяє здійснювати режими плавного (м'якого) пуску і гальмування за рахунок формування необхідного часового закону зміни напруги першої гармоніки при ударі у пуску чи значення постійної напруги при динамічному гальмуванні. Це забезпечує істотне зниження пускових струмів, зменшення енергоспоживання на 3-6% (залежно від потужності двигуна й інтенсивності роботи), а також вирішення ряду технологічних задач (обмеження механічних кінематичних передач, зниження прискорень і ривків, збільшення надійності і терміну служби устаткування).

Якщо за сукупністю вимог для керування механізмом доцільно використовувати регульований, частотно-регульований електропривод, то реалізація режимів частотного пуску і гальмування дозволяє знизити втрати енергії в перехідних режимах у кілька разів у порівнянні з некерованими перехідними процесами. У цьому випадку, функціональна схема виглядає, як показано на рис. 9.15. На протизагу рис. 9.18 видно, що двигун змінного струму живиться електроенергією зі змінюваною частотою від перетворювача частоти (ПЧ). Оскільки швидкість двигуна буде відповідати частоті електричного струму мережі, регулюючи частоту на виході перетворювача, одержимо зміну швидкості двигуна. Втрати

Енергозбереження засобами промислового електропривода енергії, що спостерігалися на рис. 9.9; 9.10; 9.13 і 9.14 зведені до нуля.

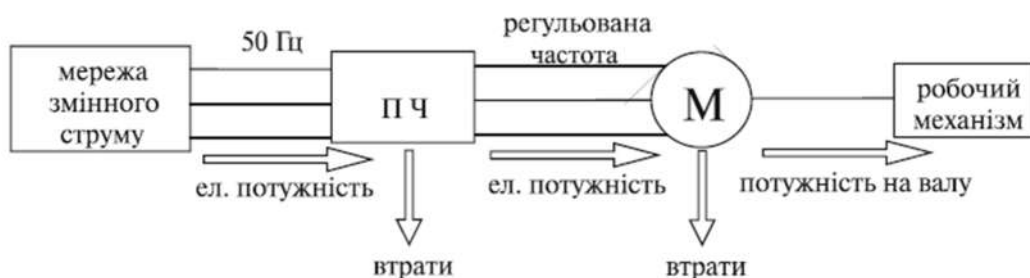


Рис. 9.15 – Функціональна схема керування ЕП

Дуже перспективні вентильні двигуни з постійними магнітами. Новим шляхом енергозбереження стає переведення двигунів на модульну конструкцію й оптимізація режимів їх роботи на базі мікроконтролерів, що дозволить у 3 ÷ 5 разів знизити втрати енергії, у 2 ÷ 3 рази зменшити масу двигунів.

При переході від нерегульованого електропривода до регульованого варто пам'ятати, що:

- економія енергії часто досягається не за рахунок власне при-вода, а за рахунок того процесу, що привод обслуговує. При цьому економія може в багато разів перевищувати власне споживання електропривода;

- для одержання корисного енергетичного ефекту часто не-обхідне регулювання в дуже невеликих межах при обмежених вимогах до якості регулювання. Так, лише незначне регулювання швидкості насоса, що подає гарячу воду в будинок, забезпечує істотну економію дорогої гарячої води. Такий підхід дозволяє замість дорогих і складних перетворювачів частоти використовувати значно дешевші і надійніші регулятори напруги, підведеної до обмоток статорів асинхронних двигунів;

- в даний час намітилася тенденція заміни регульованого при-вода постійного струму на привод змінного струму. На сьогоднішній день частка регульованого привода змінного струму мала, однак вона постійно зростає.

У галузях промислового використання приводів постійного струму з'явився попит на більш надійні безколекторні машини, при експлуатації яких потрібно менше витрат. Назріла також необхідність у застосуванні безконтактних приводів змінного струму, що забезпечують підвищення ККД і енергетичних показників установки, її продуктивність і надійність. У таких великих машинах, як шахтні стаціонарні установки, для економічного регулювання продуктивності необхідний безконтактний привод.

У підйомних установках підвищення ККД, надійності, ресурсу працездатності і зменшення експлуатаційних витрат неможливі без заміни привода постійного струму на безредукторний безколекторний привод змінного струму з аналогічними регульовальними властивостями.

Економічна доцільність використання синхронних двигунів на потужних конвеєрах і технологічні вимоги обумовлюють необхідність застосування безколекторного чи безконтактного регульованого привода змінного струму з СД.

Сформовані традиції застосування синхронних двигунів для потужних турбомеханізмів з метою підтримки високих загально- шахтних енергетичних показників при мінімальних витратах і вимоги регулювання продуктивності зміною частоти обертання робочого колеса свідчать про актуальність використання регульованого безколекторного привода змінного струму з СД.

Одним з найбільш перспективних і універсальних типів електроприводів із синхронними машинами є безколекторний або без-контактний вентильний двигун, у якому регулювання швидкості і моменту здійснюється підведеними напругою, струмом збудження і кутом випередження вмикання вентилів при самоуправлінні по частоті живлення. Він має регульовальні якості машин постійного струму і надійність систем змінного струму.

Для широкого впровадження регульованого електропривода необхідно вирішити безліч задач, у тому числі такі:

- розробити спеціальні синхронні двигуни для застосування їх у системі вентиляного двигуна (у тому числі індукторні);
- розробити спеціальні асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором для застосування їх у системах частотно-регульованого електропривода;
 - зменшити вплив вентиляних перетворювачів на мережу;
 - створити перетворювачі, форма струму і напруги яких наближалася б до синусоїдальної.

Істотне зниження енергоспоживання за рахунок широкого застосування регульованого електропривода в даний час важко реалізувати через обмежені можливості капіталовкладень з метою ре-конструкції електроприводів. Необхідно використовувати раціональний підхід, що поєднує можливості регульованого і нерегульованого, наприклад, керованого по пуску, що забезпечує ефект досить близький до найдосконаліших приводів. Варто враховувати енергозбереження засобами промислового електропривода враховувати і рівень обслуговування електроустаткування, що, як пра-вило, не відповідає стандартам, властивим регульованим приводам з високими технічними характеристиками. У цьому зв'язку для одержання економічної ефективності при мінімальних витратах необхідно розробити такі системи і заходи:

- системи полегшеного пуску синхронних двигунів електроприводів, що забезпечують економію електроенергії до 10 - 15 % і підвищення технічної надійності СД у 2-3 рази;
- системи плавного запуску групи потужних синхронних двигунів турбокомпресорів, насосів, вентиляторів за схемою ТРН-СД, що забезпечують підвищення надійності електричних машин, турбомеханізмів і зниження плати за електроенергію до 20%;
- пристрої і системи для керування рівнем напруги живлення, що забезпечують істотне зниження енерговитрат і підвищення працездатності електроустаткування;
- формування технологічного завантаження електродвигунів відповідно до сертифікаційних параметрів, одержаних в ході післяремонтних випробувань при експлуатації;
- використання систем діагностики електроприводів, які базуються на енергетичних критеріях, що забезпечить визначення втрат і сертифікацію двигунів після їх ремонту на спеціалізованих підприємствах;
- формування графіків навантаження установок з потужними електроприводами, технологічними ємностями тощо.

Для приводів механізмів, що вимагають плавного пуску і не-значного (до 10%) діапазону регулювання швидкості (насоси, вентилятори, компресори, конвеєри тощо) застосовують тиристорні регулятори напруги. Завод ХЕМЗ виготовив і впровадив кілька таких систем у високовольтному виконанні (6 кВ) для привода механізмів з вентиляторним характером навантаження. На Запорізькому електроапаратному заводі налагоджений випуск низьковольтних регуляторів напруги для керування двигунами потужністю до 100 кВт.

Аналіз режимів роботи регульованого і нерегульованого електропривода вказує на неоднозначність поняття ефективної роботи приводів змінного струму в області частот обертання близьких до номінальної. Очевидно, що тут є визначений діапазон швидкостей, де застосування нерегульованого електропривода більш раціональне. Це пояснюється тим,

що будь-яка схема регульованого електропривода крім втрат енергії, що йдуть на її перетворення, призводить до додаткових втрат у самому двигуні і шкідливо

впливає на мережу живлення й інші пристрої і системи. Під поняттям «шкідливо» розуміють насамперед додаткові втрати, електромагнітну несумісність і передчасну зношуваність електроізоляційних матеріалів.

Очевидна необхідність створення систем, що забезпечували б контроль зони економічної роботи ($\omega_n - D\omega_1$][$\omega_n + D\omega_2$), а також значення швидкостей $\omega_{вг}$ і $\omega_{нг}$, при яких робота привода неефективна через технічні й інші обмеження з одного боку, і небезпечна при перевищенні припустимої швидкості, з іншого (рис. 9.16).

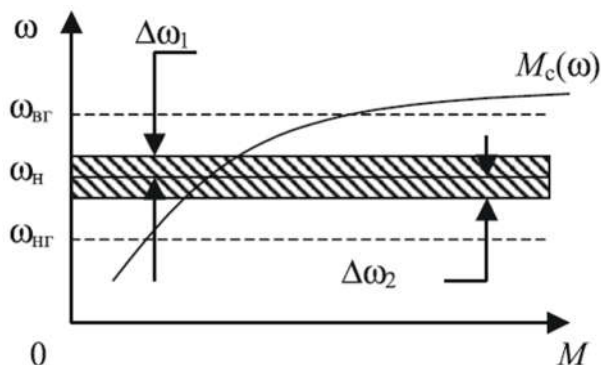


Рис. 9.16 – Контроль зони економічної роботи

Сьомий шлях полягає в поліпшенні якості електроенергії засобами силової перетворювальної техніки регульованого електропривода.

Регульований електропривод при роботі впливає на мережу електропостачання, що виражається в зниженні коефіцієнта потужності на вході перетворювача, коливаннях напруги в мережі і спотворенні синусоїдальної форми напруги.

Зниження коефіцієнта потужності збільшує реактивну потужність системи електропостачання, що призводить до додаткових втрат напруги й енергії і вимагає збільшення пропускної здатності її елементів.

В електричних мережах підприємства із сучасним устаткуванням вентильні перетворювачі знаходять усе ширше застосування. Питома вага нелінійних навантажень безупинно зростає. В цих умовах рівень вищих гармонік у кривій напруги мережі нерідко досягає 10-15%.

Несинусоїдальність напруги і струму обумовлює додаткові втрати і нагрівання, а також прискорене старіння ізоляції електродвигунів, трансформаторів і, крім того, негативно позначається на функціонуванні різних видів електроустаткування. Специфічний вплив на різні види електроустаткування, системи релейного захисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку виявляється диференційованим і залежить від амплітудного спектру напруги (струму), параметрів електричних мереж та інших факторів. У загальному випадку відсутня залежність між енергією гармонічної перешкоди і ступенем впливу її на електричну мережу. Ця обставина обумовила широке застосування показника, що характеризує спотворення кривої напруги мережі на затискачах електроприймачів, який називається коефіцієнтом несинусоїдальності напруги, %:

$$k_{нс} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^l U_n^2}}{U_n} 100,$$

де U_n і U_n - напруга n -ї гармоніки і номінальна напруга мережі.

Відповідно до ДСТУ 13109-87 припустиме значення $k_{нс}$ обмежується 5% з інтегральною ймовірністю 95% за час вимірювання, зазначений у стандарті. Номер останньої з гармонік, що враховуються, не наведений. Він може бути визначений у конкретних випадках, виходячи з загальноприйнятого в електротехніці 5%-ого рівня значимості результатів. Не враховуються в розрахунку $k_{нс}$ гармоніки, нехтування якими призводить до додаткової похибки понад 5%.

У стандарті не вказуються припустимі значення $k_{нс}$, значення окремих гармонік напруги і струму у вузлах мережі; немає також вказівок щодо характеру частотної характеристики мережі. Вимоги ДСТ 13109-87 відносяться до електричних мереж загального призначення; тому в деяких випадках може бути допущений $k_{нс} > 5\%$. Наприклад, на шинах перетворювачів прокатних станів припустиму несинусоїдальність напруги визначають, виходячи з умов нормальної роботи перетворювачів при відсутності на їх шинах інших навантажень.

Остання обставина послужила причиною обмежень несинусоїдальності на більш високих ступенях напруги, що містяться в стандартах деяких країн. Так, у Швеції для мереж 0,25-0,43 кВ припустимі значення $k_{нс}$ відповідають 4%, для мереж 3,3-24 кВ -3%, 36 - 72 кВ - 2%, вище 84 кВ - 1%. У Японії для мереж 1 - 66 кВ і більше - відповідно 2 і 1%. У Європейському стандарті EN 50,006 припустимі значення гармонік напруги задаються на затискачах еталонних опорів, що рівносильне нормуванню гармонік струму.

Обмеження гармонік струму, генерованих окремими нелінійними навантаженнями чи проникаючих з розподільних мереж у мережі енергосистеми, у найбільшій мірі сприяє зменшенню впливу гармонічних перешкод на інші електроприймачі й електричні мережі. Так, у Франції ці струми обмежуються 5% діючого значення усіх вищих гармонік струму, генерованого нелінійними навантаженнями чи цеху, чи підприємства.

Створення й освоєння промисловістю високоефективних силових електронних приладів типу IGBT, GTO тощо дозволило істотно розширити функції силових електронних пристроїв, використовуваних для регулювання якості електроенергії. Вирішення цих задач стало особливо актуальним у зв'язку з реалізацією програм енергозбереження. За останні роки в промислових країнах впроваджені стандарти з жорсткими вимогами до якості електроенергії.

Традиційно для регулювання якості електроенергії використовувалися тиристорні стабілізатори, компенсатори реактивної потужності та пасивні фільтри. Нова елементна база силової електроніки дозволяє створювати перетворювачі змінного/постійного струму, що працюють у 4-х квадрантах комплексної площини на стороні змінного струму з імпульсною модуляцією на підвищених частотах (цей термін відповідає новому стандарту МЕК 60030551). Це дозволяє керувати потоками електроенергії в будь-якому напрямку відповідно до заданого закону.

На рис. 9.17 зображено принцип роботи чотириквadrантного перетворювача (напруга має синусоїдальну форму, а струм - трапецієподібну, при цьому фазовий зсув відповідає квадранту площини на векторній діаграмі).

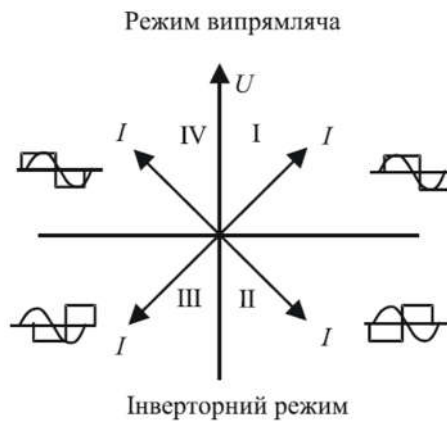


Рис. 9.17 – Принцип роботи чотириквadrантного перетворювача

При включанні акумуляторів енергії до перетворювача з боку постійного струму стає можливим здійснювати обмін реактивною потужністю, що включає потужність вищих гармонік між мережею змінного струму і акумулятором. Така схема лежить в основі більшості сучасних методів регулювання якості електроенергії.

При коливаннях напруги, особливо в малопотужних електричних системах (невеликі струми короткого замикання), існує проблема їх компенсації, оскільки в цьому випадку вимагаються високо-швидкісні пристрої компенсації реактивної потужності.

У цьому випадку ефективне вирішення проблеми може бути здійснене за допомогою нового покоління статичних тиристорних компенсаторів.

Завдання для самоконтролю

1. Яким чином статичний перетворювач забезпечує оптимальні параметри енергії для електродвигуна?
2. Що таке інтерфейси локального керування і яку роль вони виконують в електроприводі?
3. Які фізичні величини вимірюються на п'ятому рівні системи електропривода?
4. Як мікроконтролерна система керування взаємодіє з енергетичними і механічними компонентами електропривода?
5. Що таке система прямого цифрового керування в електроприводах і які її переваги?
6. Яким чином сучасні технології, такі як IGBT транзистори та IPM модулі, впливають на розвиток електроприводів?
7. Що таке енергоспоживання в електроприводі і які фактори на нього впливають?
8. Які методи дозволяють підвищити енергетичну ефективність електропривода?
9. Які основні фактори слід враховувати при виборі електродвигуна для конкретної технологічної установки?
10. Яка роль тарифів на електроенергію в енергозбереженні промислових електроприводів?
11. Чому надмірно потужний двигун може бути неефективним з точки зору енергозбереження?

12. Як впливають додаткові витрати на матеріали (залізо, мідь, алюміній) при виготовленні енергозберігаючих двигунів?

13. Які основні переваги має перехід на енергозберігаючі двигуни в промислових установках?

14. Як можна зменшити втрати енергії в електроприводі за допомогою усунення проміжних механічних передач?

15. Які основні компоненти складають узагальнену схему електропривода, і як вони впливають на ефективність роботи системи?

16. Які методи застосовуються для підвищення ККД асинхронних двигунів у регульованих електроприводах?

17. Як впливає зниження індуктивностей обмоток на ефективність роботи асинхронних двигунів у нових конструкціях?

18. Які особливості мають безконтактні вентильні двигуни постійного струму та їх роль у сучасних електроприводах?

ТЕМА 10. ВИБІР РАЦІОНАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ Й ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОПРИВОДА

Мета: ознайомити здобувачів вищого освіти з підходами до енергоефективності в електроприводі.

План лекції

1. Вибір раціонального способу і діапазону регулювання швидкості електропривода залежно від технологічних умов роботи машин і механізмів;

2. Вибір раціонального способу регулювання швидкості залежно від характеру зміни навантаження;

3. Підвищення завантаження електропривода. Виключення режиму неробочого ходу;

4. Використання синхронної машини як компенсатора реактивної потужності.

Хід проведення лекційного заняття

I. Організація групи;

II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;

III. Викладення та обговорення нового матеріалу.

IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

10.1. Вибір раціонального способу і діапазону регулювання швидкості електропривода залежно від технологічних умов роботи машин і механізмів

10.1.1. Регулювання продуктивності вентиляторних установок і вимоги до електропривода

Вентиляторні установки головного провітрювання є одним з найбільш відповідальних і найбільш енергоємних агрегатів шахти. Режими роботи вентилятора змінюються і залежать від багатьох факторів. Параметри витрати і депресії змінюються на

достатню величину, тому необхідно забезпечити можливо більшу зону економічних режимів.

При виборі раціонального способу і діапазону регулювання швидкості електропривода необхідно враховувати наступне:

- сезонні коливання тиску і температури навколишнього середовища вимагають регулювання продуктивності в межах 10...15%;
- за період експлуатації шахти продуктивність може зрости в 1,5...2 рази;
- зміна добового ритму гірничих робіт (підривні роботи наприкінці змін) вимагає підвищення продуктивності на 15...20%;
- у святкові і ремонтні дні продуктивність може складати 30...50% робочої.

Аеродинамічне регулювання здійснюється такими методами: дроселюванням; поворотом лопаток направляючого апарата; поворотом лопаток робочого колеса (для осьових вентиляторів) чи поворотом закрилок (для відцентрових вентиляторів).

Перший метод не застосовується через низьку економічність. Найбільш поширене регулювання направляючим апаратом. Але в такого методу мала глибина економічного регулювання. Також з'являються пульсації потоку і надмірні вібрації. Найбільш ефективним є застосування цього методу при підтримці постійної продуктивності, оскільки крива економічної роботи більш полого (похила).

Більш економічним методом є третій метод, але через складність і ненадійність конструкції застосовується мало.

Найбільш перспективним є регулювання зміною швидкості обертання робочого колеса. Закони пропорційності чи закони експлуатації турбомашин формулюються: зі зміною частоти обертання робочого колеса турбомашини при постійній характеристиці зовнішньої мережі подача (продуктивність) змінюється пропорційно першому степеню, напір - пропорційно квадрату, а споживана потужність - пропорційно кубу частоти обертання:

$$Q_1 = Q \cdot (n_1/n);$$

$$H_1 = H \cdot (n_1/n)^2;$$

$$P_1 = P \cdot (n_1/n)^3;$$

звідки $H_1 = H \cdot (Q_1/Q)^2$; $P_1 = P \cdot (Q_1/Q)^3$.

Останні два рівняння є відповідно рівняннями квадратичної і кубічної парабол, які в свою чергу є геометричним місцем точок, координати яких визначають подібні режими турбомашини при зміні її частоти обертання.

На рис. 10.1 зображені графіки потужності при регулюванні відцентрового вентилятора ВЦД-32 направляючим апаратом (НА) і зміною швидкості (ЗШ).

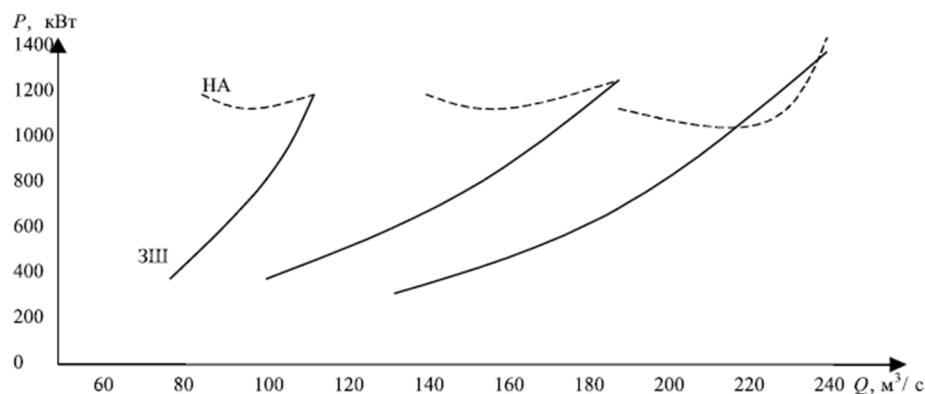


Рис. 10.1 – Графіки потужності при регулюванні відцентрового вентилятора ВЦД-32

Аналіз характеристик показує, що при невеликій глибині регулювання в області малих і середніх витрат економічність обох методів однакова. Але з ростом глибини зміни витрати ефективність регулювання різко зростає.

Області економічної роботи відцентрових і осьових вентиляторів залежно від способу регулювання зображені на рис. 10.2.

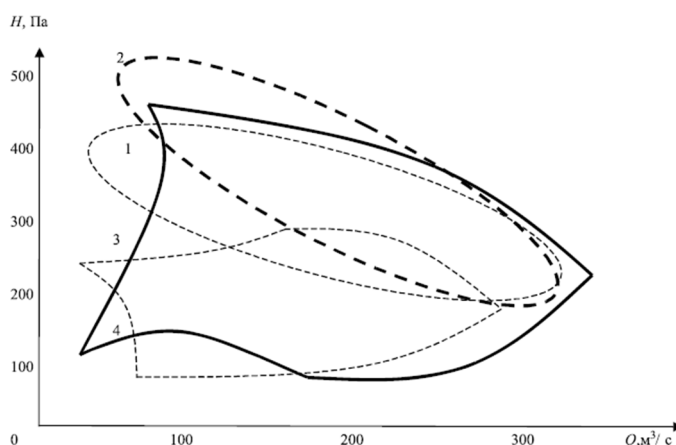


Рис. 10.2 – Области економічної роботи відцентрових і осьових вентиляторів залежно від способу регулювання: 1 - ВЦД-3,5 і 2 - ВЦД-32 - регулювання направляючим апаратом; 3 - ВОД-30 - регулювання направляючим апаратом і поворотом лопаток колеса; 4 - ВЦД-32 - регулювання швидкості обертання за допомогою регульованого електропривода

З рис. 10.2 видно, що найбільша зона економічної роботи у відцентрового вентилятора з регулюванням швидкості роботи. Розширення зони економічної роботи дозволяє з більшою ймовірністю забезпечити економічність проектованої чи підвищити ККД діючої установки.

На рис. 10.3 зображені криві, що характеризують економічність регулювання вентиляторних установок різними способами.

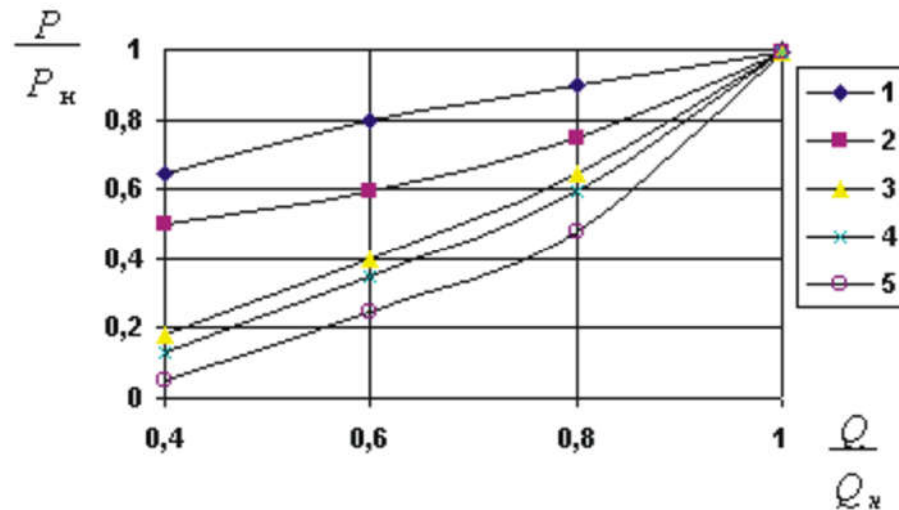


Рис. 10.3 – Економічність регулювання вентиляторних установок різними способами: 1 - дросельне регулювання; 2 - направляючим апаратом; 3 - муфтами ковзання; 4 - реостатне з АД; 5 - каскадними схемами з АД

Аналіз кривих показує, що найбільш економічним способом регулювання продуктивності вентиляторів головного провітрювання є регулювання за допомогою зміни швидкості обертання, найменш економічне - дросельне регулювання. Розрахунки показують, що регульований привод дозволяє значно скоротити витрату споживаної електроенергії (до 40%). Більш половини цього заощаджується за рахунок скорочення споживання в неробочі дні, коли продуктивність вентилятора може бути зменшена до 50% від граничного значення.

До переваг способу регулювання частоти обертання належать: висока економічність роботи; постійний ККД вентилятора при регулюванні з постійним еквівалентним отвором; простота конструкції вентилятора за рахунок виключення направляючого і поворотного пристроїв; збільшення границі (зони) економічної роботи і зниження енергоспоживання.

Регулювання швидкості обертання виконується при обертанні двигуна і дозволяє здійснити настроювання вентилятора на необхідний режим роботи. Регульований електропривод найзручніше поєднувати зі схемами автоматизації й автоматичного регулювання провітрювання. Існує практична можливість тривалої роботи вентиляторних установок зі зниженою в порівнянні з розрахунковою продуктивністю.

Застосування регульованого електропривода додатково дає:

- зняття обмежень за газовим фактором на ведення технологічного процесу видобутку і можливість підвищення продуктивності шахти при тому самому устаткуванні і витратах;
- істотне збільшення зони економічної роботи вентилятора, зменшення числа типорозмірів вентиляторів, підвищення серійності і зниження вартості вентиляторів;
- збільшення терміну служби вентилятора за рахунок роботи в полегшених режимах при зниженій швидкості обертання;
- зниження витрат на виробництво, передачу і розподіл електроенергії, що обумовлено скороченням її споживання майже в два рази.

Додатково нова технологія енергозбереження у вентиляторних установках з великою сумарною потужністю дозволяє регулювати потужність у години максимуму навантаження і тим самим скоротити витрати на електроенергію при двоставочному тарифі.

Електропривод і система регулювання вентиляторів головного провітрювання вугільних шахт повинні забезпечувати:

- глибину регулювання за витратою 1:2, за тиском 1:3 при плавному характері зміни параметрів;
- якомога більшу зону економічної роботи вентилятора;
- високі енергетичні показники - ККД і коефіцієнт потужності;
- стійку швидкість при падінні чи кидку навантаження і коливаннях напруги мережі живлення;
- можливість оперативного регулювання режиму роботи вентилятора.

Наведений порівняльний аналіз показує безумовну доцільність устаткування потужних шахтних вентиляторів регульованим електроприводом.

10.1.2. Керування продуктивністю насосних установок

Насосні агрегати можна умовно класифікувати на три основні групи:

1. Потужні агрегати енергетичних об'єктів (понад 500 кВт).
2. Промислові агрегати та насосні станції централізованого водопостачання (50–300 кВт).
3. Масові установки (2–50 кВт), що включають насоси з продуктивністю 12–100 м³/год і напором 20–80 мм водяного стовпа.

У першій групі активно застосовуються прогресивні види електроприводів, тоді як у другій та, особливо, третій групі домінують нерегульовані електроприводи з асинхронними короткозамкненими двигунами. Регулювання продуктивності в цих системах здебільшого здійснюється дроселюванням, що є енергетично неефективним і не забезпечує оптимального споживання ресурсів при змінних технологічних потребах.

Типовими прикладами таких механізмів є насосні станції холодного і гарячого водопостачання, а також системи опалення житлових і промислових будівель. Обладнання, розраховане на максимальну продуктивність, часто працює з нижчим навантаженням через коливання потреб у різний час доби. За статистикою, середнє добове завантаження насосів холодного водопостачання становить лише 50–55% від їх максимальної потужності. Сучасні системи водопостачання мають низьку ефективність при зменшенні витрат, що призводить до зростання тиску у мережі, витоків води та негативного впливу на обладнання.

Енергоефективність роботи насосів визначається їхньою фізичною залежністю: момент опору зростає пропорційно квадрату швидкості, а потужність двигуна зменшується за кубічним законом при зниженні частоти обертання. Це відкриває значні можливості для енергозбереження.

Традиційні методи регулювання передбачають дроселювання напірних ліній насосів або зміну кількості працюючих агрегатів залежно від технологічних параметрів, таких як тиск у мережі чи рівень води в резервуарах. Проте ці методи орієнтовані на технологічні завдання і недостатньо враховують енергетичну ефективність, що спричиняє втрати енергії через:

- дроселювання;
- створення надлишкового тиску;
- витоки води;
- підвищення геометричного підйому під час відкачування.

З появою регульованих електроприводів стало можливим розробити нову технологію транспортування води з плавним регулюванням параметрів роботи насосів. Такий підхід дозволяє уникнути непродуктивних витрат електроенергії та підвищити ефективність систем водопостачання.

Однак оснащення насосів регульованими електроприводами саме по собі не гарантує економії. Для досягнення реальної ефективності необхідно:

1. Оцінити потенціал енергозбереження на об'єкті з урахуванням його характеристик.
2. Розробити оптимальні технічні рішення з урахуванням капітальних витрат.
3. Реалізувати алгоритм управління, який дозволяє реалізувати потенціал економії.

Системний підхід передбачає аналіз насосної установки з урахуванням усіх взаємопов'язаних характеристик: параметрів насосів, трубопроводів, режимів енергоспоживання та діапазонів подачі. Це дозволяє досягти оптимального режиму роботи системи.

Рис. 10.4 ілюструє можливості зниження потужності, споживаної двигуном насоса, при регулюванні швидкості електропривода в порівнянні з регулюванням дросельною заслінкою.

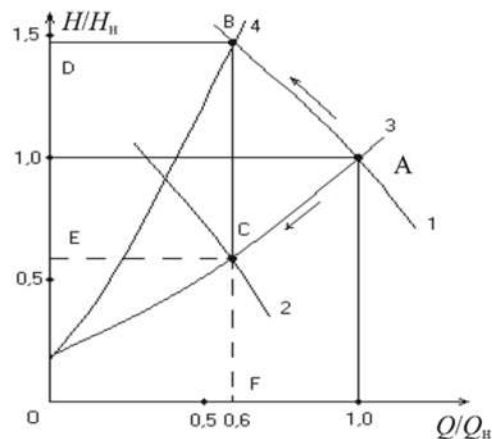


Рис. 10.4 – Зниження потужності, споживаної двигуном насоса, при регулюванні швидкості електропривода в порівнянні з регулюванням дросельною заслінкою

При номінальній витраті і напорі насос працює в точці А, що відповідає характеристиці магістралі 3 і характеристиці $Q - H$ насоса (крива 1) при номінальній швидкості двигуна. Зі зменшенням витрати при нерегульованому електроприводі (на малюнку показана витрата, що складає $0,6 Q_n$) за рахунок дросельного регулювання відбувається зміна опору магістралі (крива 4). Насос працює в точці В кривої 1, що призводить до зростання напору, який стає більшим від номінального. Потужність, споживана насосом, пропорційна площі прямокутника $ODBF$.

При використанні регульованого електропривода за рахунок зниження швидкості насос працює при зменшенні витрати в точці С, що відповідає іншій характеристиці $Q - H$

(крива 2) при незмінній характеристиці магістралі (крива 3). Потужність, споживана електроприводом у цьому випадку, пропорційна *OECF*, що наочно ілюструє можливості істотного зниження енергоспоживання при впровадженні регульованих електроприводів насосів. Найкращі техніко-економічні показники при регулюванні швидкості насосів забезпечує система ПЧ-АД.

Щоб повніше представити енергетичні процеси в насосній установці, обладнаній регульованим електроприводом, варто враховувати, що переміщення робочих координат насоса щодо характеристики водоводу при зниженні подачі насосної установки призводить, як правило, до виходу робочих точок насоса з робочої зони, тобто до зниження ККД працюючих агрегатів, а в ряді випадків до кавітаційного чи помпажного режиму. Особливо значних змін зазнає ККД регульованих насосів - у них він може змінюватися від номінальних значень до нуля, коли при зниженні частоти обертання тиск, що розвивається насосом, дорівнює або нижче тиску, створюваного роботою паралельно ввімкнених насосів, чи геометричного підйому.

На рис. 10.5 показана у відносних одиницях $n^* = n/n_n$ і $H_{ст}/H_{\phi}$ область значень ККД регульованого насоса η_i , обмежена величинами $h_i = 0,95\eta_n$ і $\eta_i = 0,1h_n$. Тут n_i, n_n - поточна і номінальна частота обертання насоса; $H_{ст}$ і H_{ϕ} - геометричний підйом чи протитиск і фіктивний напір насоса при нульовій подачі.

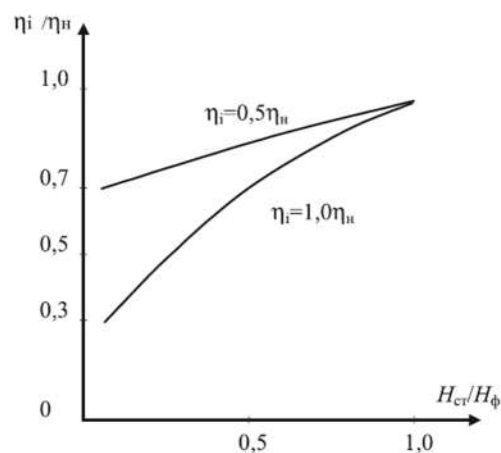


Рис. 10.5 – Область значень ККД регульованого насоса

З рис. 10.5 видно, що значення ККД залежать як від частоти обертання, так і від поточних координат насоса, водоводу і протитиску в мережі. Тому закономірна поява питання, якою мірою зниження ККД насоса при зменшенні обертів компенсується зниженням напорів при русі по траєкторії водоводу. Визначено, що для регульованого насоса залежно від його характеристик, а також характеристик паралельно працюючих насосів і трубопровідної мережі існує обмежений інтервал частоти обертання, на якому його енергетичні характеристики не гірші ніж при номінальній частоті обертання.

На рис. 10.6 зображені криві, що відбивають залежності відносних питомих витрат електроенергії W^* на перекачування одиниці об'єму води від відносної частоти обертання (n_i/n_n) насоса при різних значеннях протитиску в мережі.

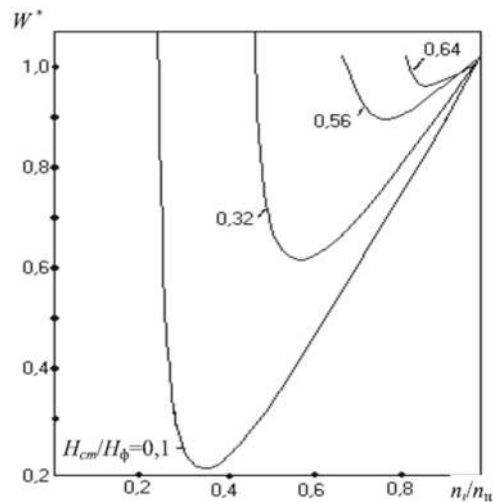


Рис.10.6 – залежності відносних питомих витрат електроенергії W^*

Залежності характеризуються чітко вираженим екстремальним характером. Спочатку, при зниженні частоти обертання від номінального значення, питомі витрати електроенергії зменшуються. Однак, коли енергозбереження від зниження напору стає співмірним із втратами через зниження коефіцієнта корисної дії (ККД) насоса, досягається екстремальна точка функції. Подальше зниження частоти обертання призводить до стрімкого зростання питомих витрат електроенергії, і криві на графіку демонструють тенденцію до нескінченності в міру наближення ККД до нуля.

Абсолютне значення екстремуму залежить від протитиску з боку інших працюючих насосів. Зі зміною кількості насосів екстремальна точка зсувається в ту чи іншу сторону.

Оскільки системи водопостачання є динамічними, їхні робочі параметри змінюються з часом. Це може призвести до ситуацій, коли насосна установка працює в режимі з дуже низьким ККД (аж до 0,1). За певних умов такий режим може тривати кілька годин на добу (3 –5 годин).

Щоб уникнути подібних режимів, ще на етапі проектування систем автоматичного управління (САУ) визначають режимні точки, в яких необхідно змінювати кількість працюючих насосів для мінімізації енергоспоживання. У САУ застосовуються технічні рішення, які запобігають потраплянню регульованих насосів у зону низьких значень ККД.

Такі рішення базуються на використанні сучасної програмованої мікропроцесорної апаратури. Ця апаратура здатна ідентифікувати параметри роботи системи, розраховувати поточні налаштування САУ та змінювати параметри об'єкта управління відповідно до заданого критерію. Регульований електропривід забезпечує переміщення параметрів стану установки, виходячи з розрахунків регулюючого пристрою або заданих зовнішньою програмою.

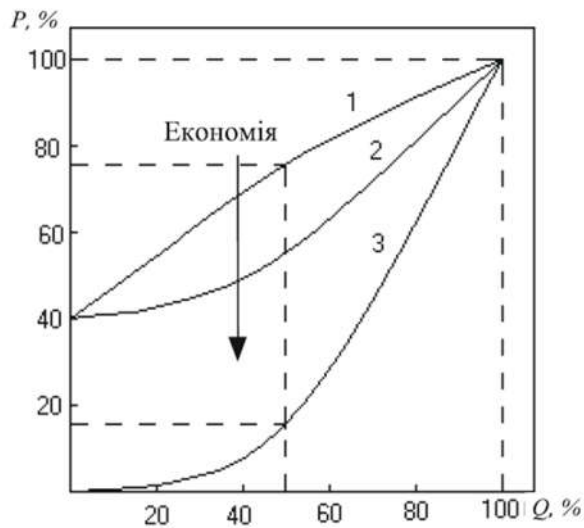


Рис. 10.7 – Криві необхідної потужності насосних приводів трьох принципів керування

На рис. 10.7 порівнюються криві необхідної потужності насосних приводів трьох принципів керування. Як видно з рисунка при подачі в обсязі 50% розрахункового максимуму необхідна потужність при дроселюванні (крива 1) складає 73%, при використанні запірнорегулюючої арматури (крива 2) - тільки 50% номінальної, при регулюванні частоти обертання електродвигуна (крива 3) - всього 14% номінальної потужності.

Економічність визначається не тільки енергетичними витратами, враховуються також шуми при регулюванні. Рис. 10.8 показує зміну рівня звукового тиску (шумів) при регулюванні потоку з трьома різними системами.

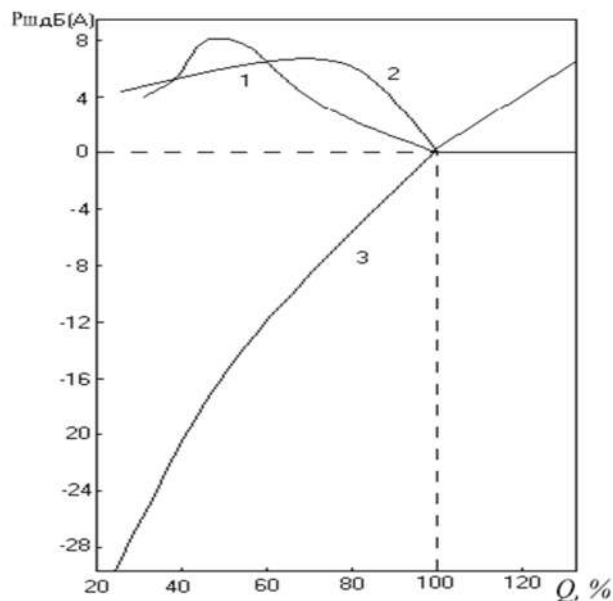


Рис. 10.8 – Зміну рівня звукового тиску (шумів) при регулюванні потоку з трьома різними системами: 1 - регулювання дроселем; 2 - використання запірнорегулюючої арматури; 3 - регулювання частоти обертання електродвигуна

Від номінальної точки спостерігається збільшення рівня шуму для обох механічних систем, особливо в діапазоні робочих частот — від 40 до 80% від проектного максимуму. У випадку електричного регулювання частоти обертання електродвигуна рівень шуму знижується на 20 дБ. У порівнянні з механічною системою перевага становить 20–30 дБ, що дозволяє суттєво скоротити витрати на заходи зі зниження шуму.

Для оцінки економії електроенергії та води під час впровадження регульованого електропривода було проведено експеримент на підкачувальній насосній станції холодного водопостачання житлових будинків. На насос із номінальною продуктивністю 100 м³/год і напором 32 м встановили частотно-регульований електропривод, який забезпечує стабільний напір на виході незалежно від витрати. Провели вимірювання тиску на вході й виході станції та фіксацію витрати електроенергії і води при роботі насоса в нерегульованому та регульованому режимах.

Результати показали, що за рік економія електроенергії склала близько 45 500 кВт·год (40,5%), а економія води - 114 135 м³ (25%). Економічний ефект тільки за рахунок зниження витрат електроенергії дозволив окупити вартість обладнання для регулювання частоти обертання протягом року експлуатації.

Цей приклад наочно демонструє значний потенціал енергозбереження завдяки використанню систем регульованих асинхронних електроприводів, особливо частотно-регульованих (ПЧ-АД). Згідно з попередніми розрахунками, широке впровадження таких приводів дозволить зменшити загальне енергоспоживання на 7–10%.

Використання регульованих електроприводів у насосних установках систем водопостачання і водовідведення відкриває можливість створення принципово нової енергозберігаючої технології транспорту води. Ця технологія не тільки скорочує споживання електроенергії, але й зменшує втрати теплової енергії та води через витоки, спричинені підвищеним тиском у мережі. Частотне регулювання дозволяє уникнути аварійних ситуацій, запобігаючи гідравлічним ударами, які виникають під час зміни режимів роботи чи запуску систем із нерегульованими приводами.

Нові технології забезпечують гнучке й оперативне вирішення завдань водопостачання і водовідведення із суттєвим скороченням витрат енергії на перекачування води та стоків. Однак для повного використання цього потенціалу необхідно на всіх етапах проектування, впровадження та експлуатації систем автоматизації мати максимально точну і повну інформацію про стан об'єкта управління.

10.1.3. Регулювання швидкості конвеєрних установок

На рис.4.9 зображений стрічковий конвеєр зі стрічкою, що рухається зі швидкістю x . Рух стрічки передається від двигуна Д через редуктор Р і барабан Б.

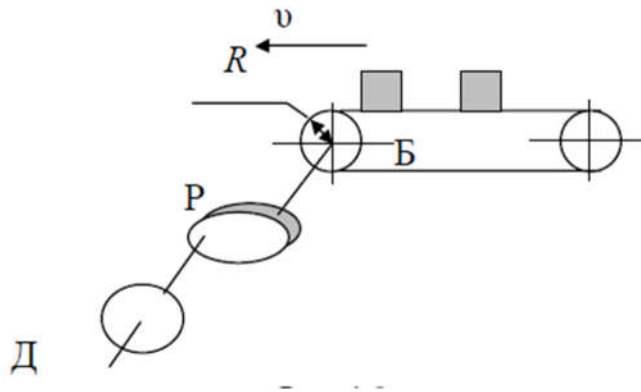


Рис.10.9 – Схема стрічкового конвеєра

Момент на валу приводного двигуна конвеєра:

$$M = \frac{FR}{i_p \eta_p}$$

де R - радіус барабана; F - зусилля на приводному барабані. Зусилля на барабані має дві складові:

$$F = F_0 + F_B$$

де F_0 - зусилля, затрачуване на переміщення стрічки конвеєра; F_B - зусилля необхідне для переміщення вантажу.

Коли вантаж на конвеєрі відсутній, двигун розвиває момент неробочого ходу:

$$M_0 = \frac{F_0 R}{i_p \eta_{p0}}$$

де η_{p0} - ККД редуктора, що відповідає зусиллю F_0 .

З огляду на властивості механічних передач, залежність моменту на валу двигуна від зусилля на барабані

$$M_* = M_{0*} + (1 - M_{0*})F_{B*}$$

де $M_* = \frac{M}{M_H}$; $M_{0*} = \frac{M_0}{M_H}$; $F_{B*} = \frac{F_B}{F_{BH}}$; M_H - номінальний момент на

валу двигуна необхідний для переміщення стрічки і номінального вантажу при номінальній швидкості; F_{BH} - складова тягового зусилля F в органі конвеєра, виникаюча за рахунок переміщення лише номінального корисного вантажу.

Складова F_B тягового зусилля і швидкість переміщення стрічки V конвеєра визначають його продуктивність:

$$Q_* = F_{B*} V_*$$

де $Q_* = \frac{Q}{Q_H}$; Q_H - номінальна продуктивність конвеєра; $V_* = \frac{V}{V_H}$; V_H і V - відповідно, номінальна і фактична швидкості руху стрічки.

При постійній номінальній швидкості конвеєра ($V_* = 1$):

$$Q_* = F_{B*}$$

потужність, що розвивається двигуном на валу:

де $P_* = \frac{P}{P_H}$; $P_* = \frac{\omega}{\omega_H} = 1$; $\omega = \frac{V i_p}{R}$; P_H , ω_H - номінальна потужність і кутова швидкість на валу двигуна.

Аналіз залежності показує, що коли знижується продуктивність ефективність роботи конвеєра зменшується, оскільки зростає відносна частка потужності, що витрачається на подолання моменту неробочого ходу M_0 . Очевидно, що при недовантаженні конвеєра більш

економічним по витратах енергії є режим роботи зі змінною швидкістю, що забезпечує ту саму продуктивність, але при сталості складової зусилля $F_{B*} = 1$. Відповідно до $Q_* = F_{B*}V_*$ швидкість у цьому випадку повинна змінюватися за законом:

$$\omega_* = V_* = Q_*$$

якому відповідає потужність на валу двигуна

$$P'_* = M_*\omega_* = [M_{0*} + (1 - M_{0*})]Q_* = Q_*$$

На рис.10.10 показані залежності потужності на валу двигуна для конвеєра з моментом неробочого ходу $M_0 = 0,3 M_H$ для постійної ($V = \text{const}$) і регульованої ($F_B = \text{const}$) швидкостей стрічки.

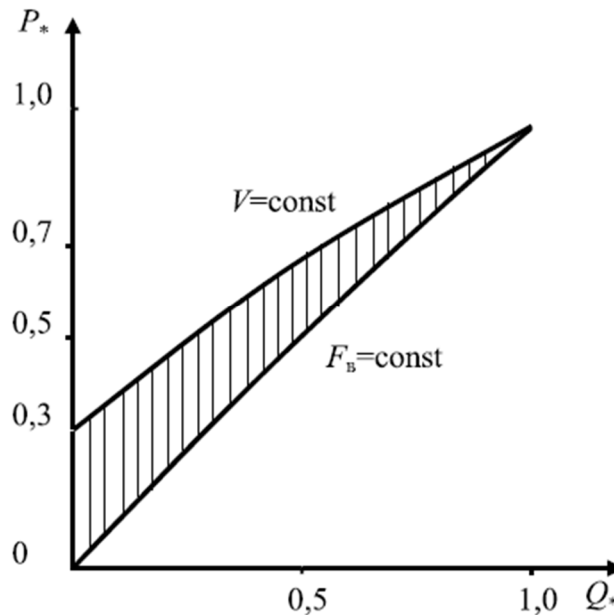


Рис. 10.10 – Залежності потужності на валу двигуна для конвеєра

Заштрихована зона відповідає економії потужності, одержуваній за рахунок регулювання швидкості

$$\Delta P_* = P_* - P'_* = M_{0*}(1 - Q_*)$$

Таким чином, ефект від регулювання швидкості тим вище, чим більший момент неробочого ходу і чим значніше знижується продуктивність конвеєра.

10.1.4. Регулювання швидкості вантажопідійомних машин

Для механізмів вантажопідійомних машин, таких як крани та ліфти, використовуються різні системи асинхронного приводу, які можна поділити на дві категорії. Перша базується на релейно-контакторних апаратах із застосуванням реостатного регулювання, динамічного гальмування та багатошвидкісних двигунів. Друга включає системи з напівпровідниковими пристроями, що використовують перетворювачі напруги, частоти та імпульсні регулятори. Для кранів і ліфтів масового використання наразі переважають системи першої категорії, що не включають керовані напівпровідникові перетворювачі. Проте релейно-контакторні системи часто не забезпечують необхідних енергетичних показників і якості регулювання координат в електроприводах цього класу, що вимагає розробки вдосконалених електроприводів другої категорії.

Вибір системи електропривода для таких механізмів залежить від вартості, розмірів, енергетичних характеристик, надійності та умов експлуатації. Оскільки вантажопідйомні машини мають широке застосування, для них часто потрібні максимально прості та економічні електроприводи з простими схемами та достатніми технічними характеристиками. Однією з таких систем є перетворювач напруги для асинхронного двигуна.

Приводні двигуни кранів і ліфтів працюють в повторно короткочасному режимі. Вони більшу частину часу (60-70% або більше) працюють на високих обертах, близьких до номінальних, а лише 15% часу - на зниженій частоті. При роботі на високих обертах найкраще підключати асинхронний двигун безпосередньо до мережі, оскільки в цей час перетворювач не потрібен. Однак для роботи на низькій частоті або для коректного пуску і гальмування необхідний керований перетворювач.

Як керований перетворювач найкраще підходить перетворювач частоти (ПЧ), оскільки він забезпечує високу якість регулювання швидкості, моменту і струму асинхронного двигуна. При роботі на високій швидкості більш ефективним є тиристорний регулювальний нормальний перетворювач (ТРН), оскільки при нульовому куті керування тиристори повністю відкриті, і в мережу не потрапляють високі гармоніки. Використання ПЧ на високих обертах може бути проблематичним через труднощі з генераторним режимом та рекуперацією енергії в мережу або через зниження коефіцієнта потужності при наявності інвертора струму.

Основним режимом роботи системи ТРН-АД є фазовий. Дослідження показують, що технічні можливості цієї системи можна значно розширити шляхом використання спеціальних режимів АД, таких як квазічастотний та кроковий.

При здійсненні квазічастотного керування частоти значимих гармонік виражаються у вигляді:

$$f_n = \frac{f_{n1}(m_1 + l_1)q_1 + f_{n2}(m_2 + l_2)q_2}{(m_1 + l_1)q_1 + (m_2 + l_2)q_2}$$

$$f_{n1} = f_M \left[1 - \frac{T_M}{t_T} \frac{k_1}{(m_1 + l_1)} \right];$$

$$f_{n2} = f_M \left[1 - \frac{T_M}{t_T} \frac{k_2}{(m_2 + l_2)} \right].$$

де $m_1, l_1, q_1, m_2, l_2, q_2$ - параметри квазічастотного керування; f_M - частота мережі; t_T - мінімальний час такту перемикання; $k_1, k_2 = 0, 1, 2, \dots$ - цілі числа, що задовольняють нерівності, T_M - період мережі:

$$k_1 q_1 + k_2 q_2 \leq 2[(m_1 + l_1)q_1 + (m_2 + l_2)q_2] \frac{t_T}{T_M}$$

Частоту f_n значимої гармоніки напруги можна наблизити до будь-якої заданої частоти в зоні між f_{n1} і f_{n2} . Отже, змінивши параметри квазічастотного керування, можна здійснити в широкому діапазоні плавне регулювання частоти значимої гармоніки.

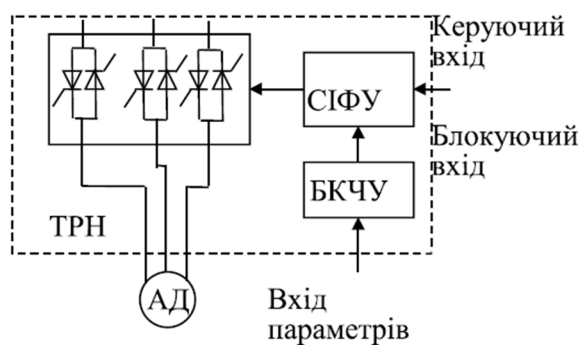


Рис. 10.11 – Схема керування АД

На рис. 10.11 наведена схема керування АД, у якій забезпечується як квазічастотний, так і фазовий режим керування. Система імпульсно-фазового керування СІФУ має два входи: вхід керування і релейний вхід блокування, до якого приєднаний блок квазічастотного керування БКЧУ. При зміні U_k здійснюється регулювання амплітуд значимих гармонік напруги на статорі АД, а при зміні параметрів квазічастотного керування - регулювання частоти цих гармонік.

На рис. 10.12 зображені два сімейства експериментальних механічних характеристик 1-5 і 6-8, що отримані при здійсненні зазначеного способу. На рисунку: 1 - $m_1 = 2, l_1 = 6$; 2 - $m_1 = 2, l_1 = 6, q_1 = 3, m_2 = 3, l_2 = 6, q_2 = 1$; 3 - $m_1 = 2, l_1 = 6, q_1 = 1, m_2 = 3, l_2 = 6, q_2 = 1$; 4 - $m_1 = 2, l_1 = 6, q_1 = 1, m_2 = 3, l_2 = 6, q_2 = 3$; 5 - $m_2 = 3, l_2 = 6$; 6 - $m_1 = 4, l_1 = 12$; 7 - $m_1 = 4, l_1 = 12, q_1 = 2, m_2 = 5, l_2 = 12, q_2 = 1$; 8 - $m_2 = 5, l_2 = 12$; 9 - природна характеристика.

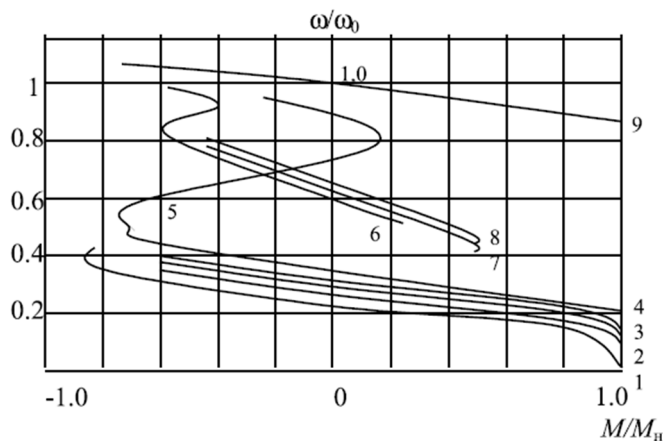


Рис. 10.12 – Сімейства експериментальних механічних характеристик

У кожному з цих сімейств механічні характеристики розташовані близько одна до одної, що говорить про високу плавність регулювання швидкості.

Квазічастотне керування має такі переваги: забезпечення стабільної зниженої швидкості в розімкнутій системі керування, регулювання моменту в широкому діапазоні з плавним переходом з рушійного режиму АД в гальмівний, здійснення електричного гальмування у визначеній зоні швидкостей.

Крім переваг таке керування має і недоліки: труднощі забезпечення гальмування поблизу синхронної швидкості, а також наявність шуму і вібрацій АД. Останній недолік є найбільш істотним.

Разом з тим, квазічастотне керування становить значний інтерес для віброприводів, у яких робочий орган робить коливальний рух. Квазічастотний режим становить інтерес і як спеціальний режим роботи електропривода, виконаного за системою ТРН-АД. Раціональне поєднання квазічастотного, крокового і фазового режимів значно розширює функціональні можливості цієї системи. На базі системи ТРН-АД розроблені електроприводи механізму пересування однобалкових мостових кранів і тельферів.

Значний інтерес становить використання ТРН для керування низькошвидкісними лінійними асинхронними двигунами (ЛАД), що, на відміну від АД, мають ряд особливостей. Через підвищений повітряний зазор у ЛАД великий намагнічувальний струм, а струм індуктора мало залежить від швидкості (ковзання). Тому електричні втрати в первинних обмотках ЛАД при живленні від ПЧ чи ТРН не так різко відрізняються між собою, як у АД. Також через підвищений повітряний зазор швидше згасають електромагнітні перехідні процеси, і має місце більш висока стійкість роботи електропривода в замкнутих системах регулювання. У системах ТРН-ЛАД при фазовому керуванні зі зворотним зв'язком по швидкості забезпечується без коригувальних пристроїв регулювання в діапазоні до (150-200):1, а при квазічастотному - керуванні в розімкнутій системі регулювання швидкості здійснюється в діапазоні (10-15):1 і вище при плавному переході з рушійного режиму в гальмівний. Система ТРН-ЛАД, зокрема, може бути використана для реалізації безредукторного електропривода кабіни ліфта.

Квазічастотне керування демонструє високу плавність регулювання швидкості, що є його основною перевагою, забезпечуючи стабільну знижену швидкість і ефективне регулювання моменту в широкому діапазоні. Це керування також дозволяє здійснювати електричне гальмування на певних швидкостях, однак має недоліки, зокрема труднощі з гальмуванням поблизу синхронної швидкості та виникнення шуму і вібрацій, що є значущою проблемою.

Квазічастотне керування є перспективним для віброприводів, де робочий орган виконує коливальний рух, а також для спеціальних режимів роботи електроприводів, зокрема в системах ТРН-АД для кранів і тельферів. Вдосконалене поєднання різних режимів (квазічастотного, крокового та фазового) значно розширює функціональні можливості таких систем.

Особливий інтерес викликає використання ТРН для управління низькошвидкісними лінійними асинхронними двигунами (ЛАД), які мають специфічні властивості, зокрема більший намагнічувальний струм та високу стійкість в замкнутих системах регулювання. Такі системи можуть забезпечити регулювання швидкості в широкому діапазоні без необхідності в коригувальних пристроях, що робить їх ефективними для застосування в безредукторних електроприводах, таких як електропривод кабіни ліфта.

10.2. Вибір раціонального способу регулювання швидкості залежно від характеру зміни навантаження

10.2.1. Вибір способу регулювання швидкості при постійному навантаженні двигуна

У регульованому електроприводі при зміні швидкості має місце зміна навантаження двигуна. У той же час для повного використання двигуна його потужність повинна бути

вибрана так, щоб навантаження при роботі на новій швидкості не перевищували припустимої за умовами нагрівання. Досягається це вибором

відповідного способу регулювання, при якому виконується дана умова.

Способи регулювання швидкості за умовою припустимого навантаження поділяються на дві групи:

- регулювання при постійному моменті (зміна напруги на якорі ДПС чи статорі СД, зміна опору в роторі АД чи в колі якоря ДПС, у деяких каскадних схемах, у вентильному двигуні);
- регулювання при постійній потужності (ослаблення магнітного потоку ДПС, зміна числа пар полюсів АД, у деяких каскадних схемах).

Регулювання швидкості при постійному моменті забезпечує регулювання швидкості униз від номінальної, тобто $\omega_n = \omega_{max}$. Номінальний момент двигуна дорівнює моменту навантаження, тобто $M_n = M_c$, і номінальна потужність дорівнює:

$$P_n = M_n \omega_n = M_m \omega_{max} = P_{m max}$$

Таким чином, номінальна потужність двигуна дорівнює максимально можливій, і при цьому на всіх швидкостях двигун завантажений повністю і працює в нормальному тепловому режимі, тобто спосіб регулювання швидкості є раціональним.

Для регулювання швидкості при постійній потужності характерне регулювання швидкості вгору від номінальної, тому за номінальну швидкість двигуна приймають мінімальну швидкість у діапазоні, тобто $\omega_n = \omega_{min}$. Оскільки номінальна потужність двигуна дорівнює максимальній потужності навантаження $P_{m max} = M_m \omega_{max}$, то номінальний момент двигуна

$$M_n = \frac{P_n}{\omega_n} = \frac{P_{m max}}{\omega_{min}} = \frac{M_m \omega_{max}}{\omega_{min}} = M_m D$$

де $D = \frac{\omega_{max}}{\omega_{min}}$ - діапазон регулювання.

З виразу видно, що номінальний момент двигуна повинен у D раз перевищувати момент навантаження. Двигун завантажений повністю тільки на максимальній швидкості ω_{max} , коли по якорі протікає номінальний струм, а магнітний потік мінімальний. При інших, менших швидкостях потік двигуна збільшується, струм у якорі зменшується, і тим самим двигун є недовикористаним за умовами нагрівання. Виявляється завищеним габарит двигуна, що визначається номінальним моментом.

Таким чином, при сталому навантаженні використання способів регулювання швидкості при постійній потужності є нераціональним оскільки вимагає завищення габаритів двигуна.

10.2.2. Вибір способу регулювання швидкості при постійній статичній потужності

Регулювання швидкості при постійному моменті можливо тільки вниз від номінальної. За номінальну швидкість двигуна приймаємо максимальну швидкість у діапазоні, тобто $\omega_n = \omega_{max}$. Максимальний момент двигуна, на який він повинний бути вибраний при $P_c = const$, відповідає мінімальній швидкості:

$$M_{m max} = \frac{P_m}{\omega_{min}} = M_n$$

отже, номінальна потужність двигуна:

$$P_H = M_H \omega_H = \frac{P_H \omega_{max}}{\omega_{min}} = P_M D$$

тобто вона повинна бути в D раз більше потужності навантаження P_M . Це означає, що при роботі двигуна на всіх швидкостях, крім мінімальної, він буде недовантажений і недовикористаний по нагріванню.

Регулювання швидкості при постійній потужності забезпечує регулювання швидкості вгору від номінальної. Тоді як номінальна повинна бути прийнята мінімальна швидкість у заданому діапазоні, тобто $\omega_H = \omega_{min}$, а номінальний момент:

$$M_H = \frac{P_M}{\omega_{mix}} = \frac{P_M}{\omega_H}$$

тоді номінальна потужність вибраного двигуна:

$$P_H = M_H \omega_H = \frac{P_H \omega_H}{\omega_H} = P_M$$

тобто дорівнює потужності навантаження. Двигун при цьому завантажений цілком на всіх швидкостях і буде працювати в нормальному тепловому режимі.

Проведений аналіз дозволяє зробити висновок - для вибору мінімального за габаритом двигуна і забезпечення його повного використання по нагріванню необхідно, щоб спосіб регулювання швидкості за показником припустимого навантаження цього двигуна відповідав залежності навантаження від швидкості. При навантаженні виду $M_M = const$ доцільне використання способів регулювання при постійному моменті, а при $P_M = const$ - при постійній потужності.

10.3. Підвищення завантаження електропривода. Виключення режиму неробочого ходу

Підвищення завантаження електропривода до номінального значення і максимально можливе виключення режиму неробочого ходу дозволяє знизити енергоспоживання за рахунок збільшення ККД і коефіцієнта потужності привода.

При коефіцієнті навантаження, меншому $0,4...0,5$, необхідна заміна на двигун меншої потужності. Якщо $(0,4...0,5) \leq k_3 \leq (0,7...0,75)$, доцільність заміни повинна бути підтверджена зменшенням сумарних втрат енергії в двигуні й у мережі:

$$\frac{1 - \eta_1}{\eta_1} + k_e \frac{tg \varphi_1}{\eta_1} > \frac{1 - \eta_2}{\eta_2} + \frac{tg \varphi_2}{\eta_2}$$

де η_1, η_2 - ККД порівнюваних двигунів при заданому навантаженні; $tg \varphi_1, tg \varphi_2$ - тангенси кутів φ_1 і φ_2 , що відповідають значенням коефіцієнта потужності $\cos \varphi_1$ і $\cos \varphi_2$; k_e - коефіцієнт підвищення втрат, кВт/квар, що визначає втрати активної потужності, що приходяться на передачу 1 квар у даній системі електропостачання.

Величина коефіцієнта підвищення втрат k_e може бути визначена з табл. 10.1, а якщо він не заданий, його приймають рівним $0,07$ кВт/квар для високовольтних споживачів, чи $0,125$ кВт/квар для низьковольтних споживачів.

Таблиця 10.1 – Величина коефіцієнта підвищення втрат k_e

Характеристика трансформатора і системи	k_e , кВт/квар
---	------------------

електропостачання, від якої живиться двигун	у години максимуму	у години мінімуму
Трансформатори, що живляться безпосередньо від шин електростанцій	0,02	0,02
Трансформатори мережі, що живляться від електростанцій на генераторній напрузі	0,07	0,04
Знижуючі трансформатори 110/35/10 кВ, що живляться від районних мереж	0,1	0,06
Знижуючі трансформатори 10/6/0,4 кВ, що живляться від районних мереж	0,15	0,1

Режим неробочого ходу привода є економічно недоцільним, оскільки призводить до необґрунтованого споживання активної енергії:

$$W = P_0 t_0$$

де P_0 - потужність, споживана з мережі на неробочому ходу за час t_0 .

Крім того, збільшуються втрати енергії при передачі зайвої реактивної потужності. Орієнтовне споживання реактивної енергії Q у функції коефіцієнта завантаження при $Q_0 = 0,4 P_H$ зображено на рис. 10.13

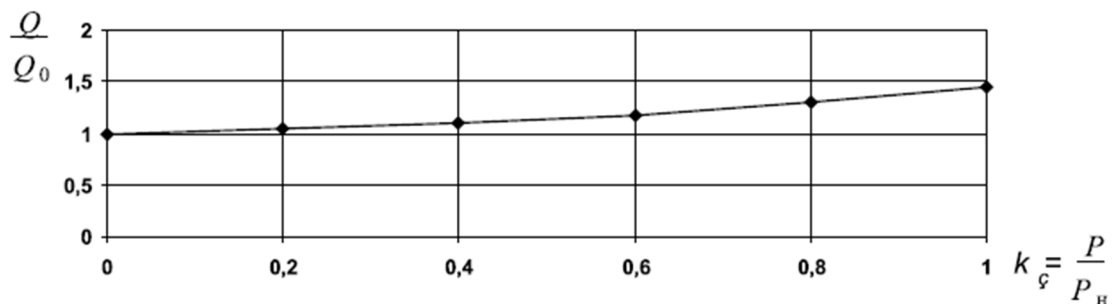


Рис. 10.13

Втрати активної потужності ΔP_L і енергії ΔW_L трифазних лініях

$$\Delta P_L = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} r \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta W_L = \Delta P_L t_H$$

де $r = \frac{\rho L}{S}$ - активний опір проводу чи шини, кабелю, Ом; ρ - питомий опір матеріалу проводу при 20°C (для алюмінію 0,026...0,029; для міді 0,0175...0,018; для сталі 0,1...0,14 Ом·мм²/м); L - довжина лінії, м; S - перетин провідника, мм²; P , Q - відповідно, розрахункова активна і реактивна потужності, передані через лінію, кВт, квар; U - лінійна напруга, кВ; t - тривалість роботи за розрахунковий період, год.

Втрати активної потужності в двообмоточному трансформаторі

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P'_0 + \Delta P_{\text{по}} + k_{\text{зт}}^2 \Delta P'_k$$

де $\Delta P_{\text{по}}$ - втрати на примусове охолодження (враховуються тільки для потужних трансформаторів, що мають систему примусового охолодження); $\Delta P'_0 = \Delta P_0 + k_e \Delta Q_0$ - наведені втрати потужності неробочого ходу; $\Delta P'_k = \Delta P_k + k_e \Delta Q_k$ - наведені втрати

потужності короткого замикання; ΔP_0 --втрати неробочого ходу при номінальній напрузі (за паспортом); ΔP_k - втрати короткого замикання при номінальному навантаженні (за паспортом); $k_{зт} = \frac{S_\phi}{S_H}$ - коефіцієнт завантаження трансформатора, дорівнює відношенню фактичного навантаження трансформатора S_ϕ до його номінальної потужності S_H ; $\Delta Q_0 = S_H \frac{I_0}{100}$ реактивні втрати неробочого ходу трансформатора; U_k - струм неробочого ходу трансформатора (за паспортом); $\Delta Q_k = S_H \frac{I_k}{100}$ - реактивні втрати короткого замикання трансформатора; U_k - напруга короткого замикання трансформатора (за паспортом).

При розрахунку економічного ефекту від заміни незавантажених двигунів більшої потужності на двигуни меншої потужності необхідно знати сумарні втрати активної потужності:

$$\Delta P = [Q_0(1 - k_3^2) + k_3^2 Q_H] k_e + \Delta P_0 + k_3^2 P_H$$

де $Q_0 = \sqrt{3} U_H I_0$ - реактивна потужність, споживана електродвигуном з мережі при неробочому ході; I_0 - струм неробочого ходу електродвигуна; $k_3 = \frac{P_{ср}}{P_H}$ - коефіцієнт завантаження електродвигуна; $P_{ср}$ - середнє навантаження електродвигуна; $Q_H = \frac{P_H \operatorname{tg} \varphi_H}{\eta_H}$ реактивна потужність електродвигуна при номінальному навантаженні; $\operatorname{tg} \varphi_H = \operatorname{tg}(\arccos \varphi_H)$; $\Delta P_0 = P_H \frac{1-\eta_H}{\eta_H} \frac{k_p}{1+k_p}$ - втрати активної потужності При неробочому ході двигуна, $\Delta P_H = P_H \frac{1-\eta_H}{\eta_H} \frac{1}{1+k_p}$ - приріст втрат активної потужності в двигуні при номінальному (100%) навантаженні; $k_p = \frac{\Delta P_0}{\Delta P_H}$ - розрахунковий коефіцієнт, що н залежить від конструкції двигуна і визначається з формули $k_p = \frac{\Delta P_0^*}{(1-\eta_H) - \Delta P_0^*}$; ΔP_0^* - втрати неробочого ходу, віднесені до номінальної потужності двигуна.

Коефіцієнт k_p має такі значення для різних типів двигунів:

$$0,5 \leq k_p \leq 1 - \text{ДПС послідовного збудження};$$

$$1 \leq k_p \leq 2 - \text{ДПС незалежного збудження};$$

$$0,5 \leq k_p \leq 1 - \text{асинхронні.}$$

Нижні значення коефіцієнта відповідають тихохідним двигунам, верхні - швидкохідним.

10.4. Використання синхронної машини як компенсатора реактивної потужності

Робота системи електропостачання характеризується споживанням електроприймачами реактивної потужності. Це викликає:

- додаткові втрати енергії в системі;
- зниження рівня напруги і необхідність мати підвищену пропускну здатність підстанцій і розподільних мереж, що знижує економічність роботи системи.

У зв'язку з цим необхідно проводити компенсацію реактивної потужності. Одним з ефективних способів компенсації є використання синхронної машини, що за рахунок регулювання струму збудження може здійснювати генерацію реактивної потужності в електричну мережу. У цьому випадку СД працює з випереджуючим $\cos \varphi$.

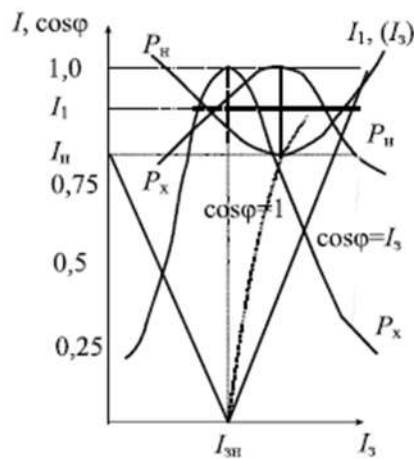


Рис. 10.14.

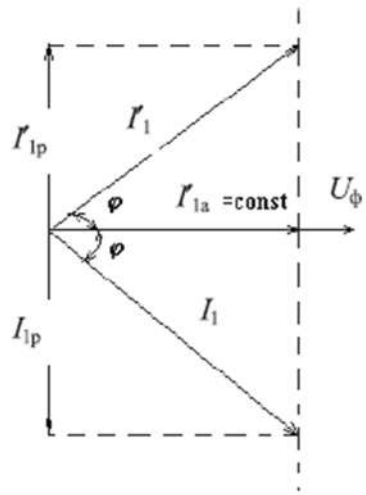


Рис. 10.15.

Можливість роботи СД як джерела (компенсатора) реактивної потужності ілюструють V - подібні характеристики (рис. 10.14), що становлять залежності струму статора двигуна I_1 і його $\cos \varphi$ від струму збудження I_3 при $U_\phi = const$, $f_1 = const$ і $P_1 = const$. Залежності струму $I_1(I_3)$ мають мінімум, якому відповідає максимум коефіцієнта потужності $\cos j = 1$, що пояснюється за допомогою векторної діаграми СД (рис. 10.15).

При невеликих струмах збудження струм статора I_1 відстає від напруги U_ϕ на кут φ , що відповідає роботі СД із відстаючим $\cos \varphi$ і споживанню ним реактивної потужності з мережі живлення. Активна складова повного струму $I_{1a} = I_1 \cos \varphi$ збігається за напрямком з вектором напруги мережі U_ϕ , а реактивна складова $I_{1р}$ відстає від нього на 90° , що і визначає споживання реактивної потужності.

Нехай СД працює при постійному навантаженні і споживає з мережі активну потужність:

$$P_1 = 3U_\phi I_1 \cos \varphi = 3U_\phi I_{1a}$$

З виразу видно, що при $P_1 = const$ і струм $I_{1a} = const$. Тому при зростанні струму збудження СД кінець вектора повного струму I_1 буде переміщуватися вгору по штриховій вертикальній лінії (рис. 10.15), що означає зменшення реактивної складової струму. При деякому струмі збудження, близьке до номінального, реактивна складова струму стане дорівнювати нулю, тобто струм статора дорівнюватиме активній складовій I_{1a} . Цьому режиму і буде відповідати точка мінімуму кривих струмів $I_1(I_3)$ і максимально можливе значення $\cos \varphi = 1$.

При подальшому збільшенні струму збудження (перезбудження СД) знову з'явиться реактивна складова струму $I'_{1р}$, але уже випереджуюча напругу мережі на 90° . Струм статора I'_1 також буде випереджати напругу мережі, і СД буде працювати з випереджуючим $\cos \varphi$, віддаючи реактивну енергію в мережу живлення.

На рис. 10.14 показані залежності при двох рівнях навантаження - номінальному (P_n) і при неробочому ході (P_x). Зона характеристик праворуч від штрих-пунктирної лінії $\cos \varphi = 1$ відповідає роботі СД із випереджуючим $\cos j$, а ліворуч - з відстаючим. З рисунка видно, що з ростом потужності навантаження зона генерації реактивної потужності випереджуючого $\cos j$ зміщується у бік великих струмів збудження. Таким чином, якщо СД працює зі змінним навантаженням на валу, то для повного використання його

компенсаційних властивостей, потрібна відповідна зміна його струму збудження, що призводить до збільшення габаритної потужності двигуна.

Відношення повної (габаритної) потужності до активної:

$$\frac{S}{P} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{P} = \sqrt{1 + \left(\frac{Q}{P}\right)^2}$$

Нехай необхідна реактивна випереджальна потужність складає 40% активної потужності, тобто $Q/P = 0,4$. Розрахунок за формулою показує, що при цьому відношення S/P складе 1,08, тобто генерування зазначеної реактивної потужності вимагає збільшення габаритної потужності лише на 8%.

Споживана реактивна потужність СД:

$$Q = 3 U_{\phi} I_1 \sin \varphi.$$

Зручніший вираз можна одержати з векторних діаграм. Для полюсного двигуна:

$$Q = 3U_{\phi} \left[\frac{E \cos \theta}{X_d} - U_{\phi} \left(\frac{\cos^2 \theta}{X_d} + \frac{\sin^2 \theta}{X_q} \right) \right]$$

де X_d і X_q - індуктивні опори СД відповідно по поздовжній і поперечній осях.

Для неполюсного двигуна $X_d = X_q = X_1$;

$$Q = \frac{3U_{\phi}}{X_1} (E \cos \theta - U_{\phi})$$

Наведені вирази підтверджують, що зі збільшенням струму збудження і тим самим ЕРС зростає генерована двигуном реактивна потужність, значення якої при цьому залежить від навантаження, що визначає кут навантаження θ .

Завдання для самоконтролю

1. Що таке раціональний спосіб регулювання швидкості електропривода і чому важливо правильно вибрати спосіб регулювання залежно від технологічних умов?
2. Які основні фактори впливають на вибір способу регулювання швидкості для вентиляторних установок у шахтах?
3. Які є методи аеродинамічного регулювання швидкості роботи вентиляторів, і як вони відрізняються за ефективністю?
4. Як зміна швидкості обертання робочого колеса впливає на подачу, напір та споживану потужність вентилятора?
5. Яка методика застосовується для регулювання швидкості обертання вентилятора за допомогою електропривода, і чому цей метод є найбільш перспективним?
6. Як часто в насосних установках виникає ситуація, коли насос працює в режимі з дуже низьким ККД, і як це можна уникнути?
7. Як співвідносяться зміни частоти обертання насоса та зміни в енергетичних характеристиках при регулюванні швидкості?
8. Які фактори визначають оптимальну частоту обертання насоса для мінімізації енергоспоживання в різних системах водопостачання?

ТЕМА 11. ВИБІР РАЦІОНАЛЬНОГО ТИПУ ЕЛЕКТРОПРИВОДА

Мета: ознайомити здобувачів вищої освіти з раціональним застосуванням та

вибором електроприводу.

План лекції

1. Вибір системи електропривода;
2. Енергозберігаючі аспекти застосування частотно регульованого електропривода;
3. Приклади використання частотно– регульованого електропривода;
4. Тенденції розвитку сучасного електропривода.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

11.1. Вибір системи електропривода

У табл. 11.1 (див. додаток) представлені основні характеристики систем електропривода. Остаточне рішення про вибір системи електропривода приймається на основі їх техніко-економічного порівняння. Мри цьому, у випадку, якщо приведені витрати різних варіантів приблизно однакові, перевагу варто віддавати варіанту з меншими капітальними витратами, тобто з меншим первісним вкладенням засобів.

У практиці часто постає завдання модернізації існуючого обладнання. Це відбувається у таких випадках:

- коли вийшло з ладу застаріле обладнання, яке більше не випускається або не відповідає сучасним технологічним вимогам;
- коли часто трапляються аварії механізмів;
- коли планується реконструкція всього технологічного ланцюга, до якого входить дане обладнання.

Під час модернізації існуючого устаткування необхідно дотримуватися таких вимог:

- максимально використовувати наявне обладнання;
- мінімізувати зміни в існуючій схемі.

Типи основних регульованих електроприводів з коротким описом їх характеристик наведені в таблиці 11.2. ММХ - машина з подвійним живленням.

Таблиця 11.2 – Типи основних регульованих електроприводів

	Тип електропривода									
	ВП (ТП-Д)	Частотно-регульований електропривод (ПЧ-АД)			ВД		АВК	МПЖ	Фазове керування (ТРН-АД)	Привод з електромагніт- ними муфтами
1. Тип двигуна	ДПС	АД з короткозамкненим ротором			СД		АД з фазним ротором		АД з короткозамкненим ротором	
2. Щітки, чи колектор контактні кільця	+	-			-(+)		+		-	
3. Керування з боку	якоря	статора			статора		статора		статора	
4. Регульований параметр	напруга	частота і напруга			напруга		напруга		напруга зб. ел.маг. муфти	
5. Структура перетворювача	КВ	КВ-ІН	КВ-ІС	ШІМ	КВ-ІС	БПЧ	І	БПЧ		
6. Режими роботи:										
руховий	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
гальмівний	+	+	-	+	+	+	-	-	+	-
чотири квадранти	+	+	-	+	+	+	-	-	-	-
часті пуски	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-
часті реверси	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-
7. Можливий діапазон робочих частот	Зі збільшенням частоти зменшується гранична потужність	Верхня межа обмежена механічною міцністю машини			Верхня межа обмежена механічною міцністю машини. Усталена робота при низьких швидкостях.		0–50 Гц	30–70 Гц	40–50 Гц	0–50 Гц

Системи регулювання швидкості на змінному струмі поділяються за енергетичним принципом на три основні типи:

1. Системи з регулюванням кількості енергії, що подається на електродвигун. До цього класу належать системи, що регулюють напругу на статорі та частоту живлення. Ці методи є простими й економічними, але мають недоліки, зокрема необхідність перетворення всієї поданої енергії. Також пристрої для плавного регулювання високої напруги в широкому діапазоні є складними й дорогими.

2. Системи з втратою енергії ковзання. До цього класу належать реостатні системи, приводи з поворотним статором, асинхронні муфти ковзання, гідромуфти тощо. Вони є малоефективними, а їх реалізація у випадку високих потужностей часто ускладнюється.

3. Системи з рекуперацією енергії ковзання. Цей клас включає каскадні схеми з подачею регульованої напруги в роторне коло асинхронного двигуна. Серед таких систем поширений асинхронно-вентильний каскад (АВК). Основні недоліки цих систем – зниження коефіцієнта потужності зі збільшенням глибини регулювання та обмеження максимальної швидкості двигуна, що впливає на ефективність роботи, наприклад, вентиляторів.

Машини подвійного живлення. Вони дозволяють регулювати швидкість у межах вище та нижче синхронного значення, що знижує потужність перетворювачів. Проте їхнім недоліком є обмежений діапазон регулювання.

Переваги електроприводів змінного струму:

- Електроенергія переважно виробляється та передається змінним струмом.

- Електродвигуни змінного струму значно компактніші, легші та дешевші за двигуни постійного струму.
- Вищий рівень надійності завдяки відсутності колекторно-щіткового вузла.
- Більша швидкодія завдяки меншому моменту інерції.
- Енергетичні та регульовальні показники систем змінного струму з тиристорними перетворювачами на рівні або кращі за аналоги постійного струму.
- Вартість перетворювачів для змінного струму співмірна з аналогами для постійного струму, але системи генератор-двигун для постійного струму дорожчі та менш ефективні.

Використання електроприводів постійного струму доцільне лише у випадках:

- Наявності регульованого джерела постійного струму.
- Відсутності серійних приводів змінного струму для специфічних застосувань.
- Умов експлуатації, де приводи змінного струму поступаються в надійності.
- Для підйомно-транспортного обладнання з тривалим режимом рекуперативного гальмування.

Переваги вентильного двигуна (ВД):

- Універсальність і найкращі технічні характеристики серед регульованих приводів.
- Можливість реалізації пуску надпотужних синхронних машин.
- Високий ККД, надійність, та можливість роботи з випереджаючим коефіцієнтом потужності.

Частотно-регульовані приводи змінного струму дозволяють економити енергію завдяки усуненню втрат у регулюючих пристроях. Додатково вони мають функції енергозбереження, знижуючи витрати електроенергії на 5-30%.

Режим енергозбереження є ефективним рішенням для таких задач, як регулювання швидкості обертання вентиляторів і насосів, керування обладнанням зі змінним навантаженням, а також управління машинами, що значну частину часу працюють із малим навантаженням. Одним із ключових об'єктів енергозбереження є системи водо- та теплопостачання, де основними напрямками економії є зменшення витрат електроенергії на роботу обладнання та скорочення невиробничих втрат тепла й води.

Використання частотно-регульованого електропривода забезпечує технічний і економічний ефект завдяки:

- зворотному зв'язку, що дозволяє автоматично регулювати потужність двигуна залежно від заданих параметрів (тиск, температура, швидкість тощо);
- реалізації «м'якого» пуску та зупинки двигуна;
- скороченню витрат на встановлення додаткового регулюючого обладнання;
- зменшенню експлуатаційних витрат.

Частотно-регульований електропривод має значні переваги порівняно з традиційними приводами, особливо в системах, де потрібне регулювання параметрів, таких як об'єм, швидкість чи тиск. Серед основних переваг: енергозбереження, покращена керованість, підвищена якість продукції та обладнання, зниження витрат на обслуговування, адаптивність до агресивних умов та скорочення часу простоїв.

Проте є й недоліки: високі початкові витрати, наявність гармонік струму й напруги, необхідність додаткових фільтрів та ізоляційних трансформаторів, складність у монтажі, потреба у додатковому просторі для електроніки й скорочення терміну служби двигуна.

Існують різні чинники, які сприяють або заважають використанню як традиційних, так і частотно-регульованих електроприводів. Якщо недоліки традиційного привода суттєві, їх можна усунути, замінивши його частотно-регульованим аналогом. Проте після встановлення частотно-регульованого привода можуть виявитися нові проблеми, зокрема вібрація та шум.

Вібрація часто стає серйозною проблемою, оскільки частотно-регульований привод може генерувати небажані коливання на різних частотах. Для їх усунення використовують фільтри на вході та виході перетворювача. Шум, який зменшується завдяки усуненню механічних складових у традиційних приводах (муфт, редукторів), може посилюватися через роботу електроніки частотно-регульованого привода, навіть якщо вентилятори працюють тихіше на низьких швидкостях.

Зазвичай старі пускачі та вимикачі залишають для забезпечення можливості швидкої заміни електроніки в разі проблем. Хоча це розглядається як перевага частотно-регульованих приводів, така практика зумовлена переважно вимогами до модернізації обладнання. Незважаючи на можливі недоліки, частотно-регульовані приводи легше адаптувати до нових умов роботи.

Вони широко застосовуються для роботи насосів, компресорів, вентиляторів, транспортерів, дробильних і змішувальних установок, центрифуг, металообробного обладнання, бурових установок, кранів, ліній виробництва металевого листа, паперу, плівки, а також для високооберткових механізмів, таких як шпинделі шліфувальних верстатів.

11.2. Енергозберігаючі аспекти застосування частотно-регульованого електропривода

Знання типу механічних характеристик необхідно для оцінки можливостей частотно-регульованого електропривода в заощадженні енергії. З механічної характеристики залежність потужності може бути розрахована за допомогою відомої формули. Також можна оцінити необхідну енергію, використовуючи вираз:

$$W = \frac{1}{\eta_d} M \omega T_{\text{роботи}}.$$

Для попередньої оцінки коефіцієнта корисної дії (ККД) рекомендується приймати значення 80–85% для двигунів потужністю менше 7,5 кВт і 90–95% для частотно-регульованих електроприводів та двигунів потужністю 75 кВт і більше.

Розглянемо два приклади для демонстрації енергозбереження, яке досягається завдяки використанню частотно-регульованих електроприводів. У першому випадку підйомний кран із традиційною системою керування замінюється на частотно-регульований електропривод. У другому прикладі відцентровий насос із дросельним керуванням замінюється насосом із регульованою швидкістю, оснащеним частотно-регульованим електроприводом.

На рис. 11.1,а ілюструється економія енергії в підйомному крані, який є обладнанням із постійним моментом (рис. 11.1, б).

При традиційній системі керування (рис. 11.2) електрична потужність залишається майже незмінною у всьому діапазоні швидкостей, а втрати енергії виникають через тертя в редукторі, роботу гідравлічних або індукційних муфт чи реостатів.

З іншого боку, при використанні частотно-регульованого електропривода електрична потужність змінюється пропорційно до потужності на валу двигуна. Різниця між потужностями у двох випадках, помножена на час роботи на кожному рівні швидкості та підсумована за весь період експлуатації, визначає обсяг енергії, яку можна заощадити.

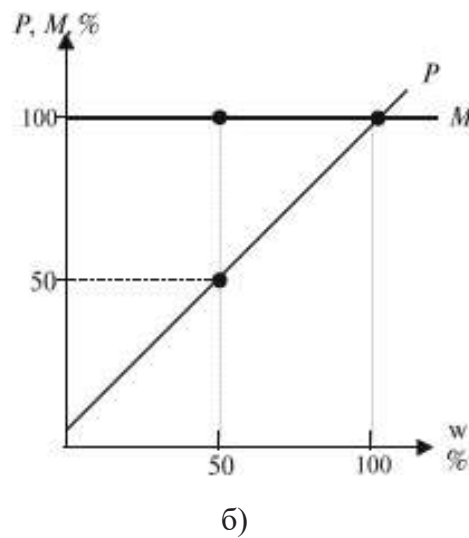
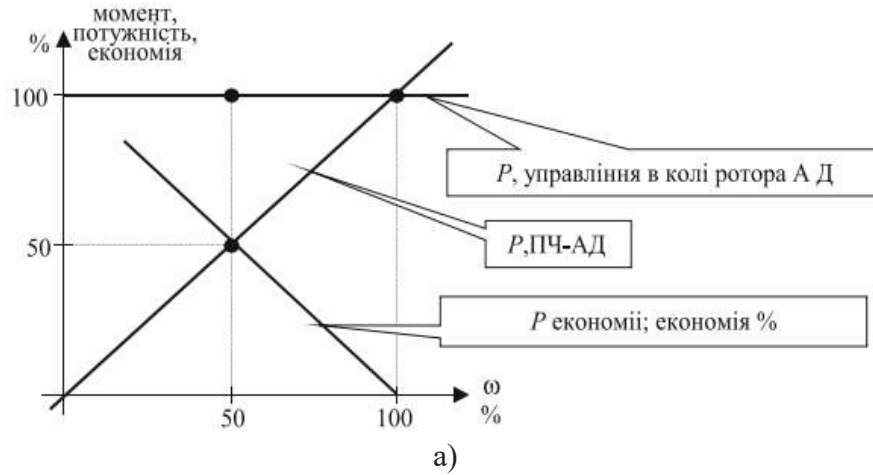
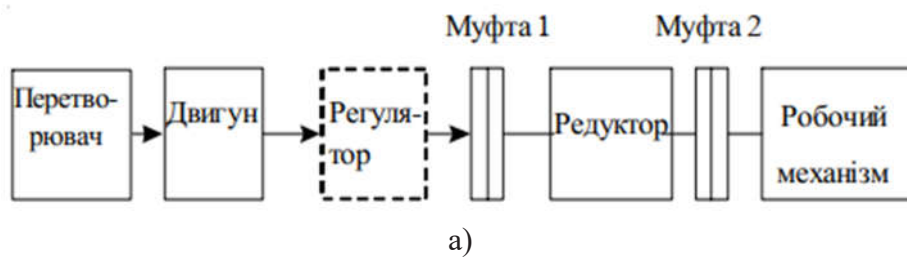
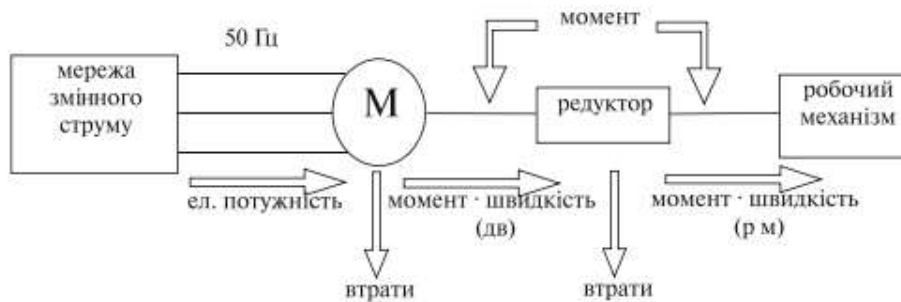


Рис. 11.1 – Економія енергії в підйомному крані, який є обладнанням із постійним моментом





б)

Рис. 11.2 – Традиційній системі керування

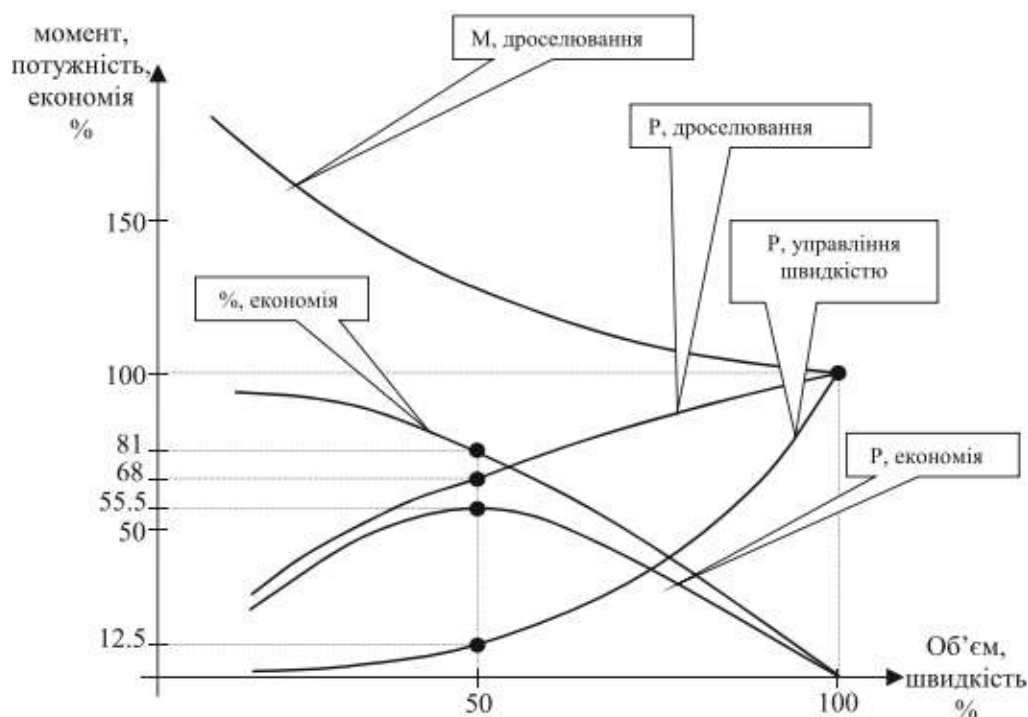


Рис. 11.3 – Характеристики роботи відцентрового насоса

На рис. 11.3 наведено графіки, що стосуються роботи відцентрового насоса, який зазвичай використовується для зрошення та інших задач, пов'язаних із перекачуванням води. На малюнку показано кілька кривих, які ілюструють залежність моменту від об'єму рідини, що перекачується ($u \text{ м}^3/\text{хв}$), для насоса з постійною швидкістю обертання та регулюванням потоку за допомогою дроселя.

Також представлено залежність необхідної потужності для роботи насоса з постійною швидкістю та при регульованій швидкості з повністю відкритим дроселем.

Енергозбереження визначається як різниця між споживаною потужністю насоса при постійній швидкості та потужністю при регульованій швидкості. Ця різниця, виражена у відсотках, відображає економію енергії, яку можна досягти за рахунок переходу від регулювання за допомогою дроселя до регулювання швидкості.

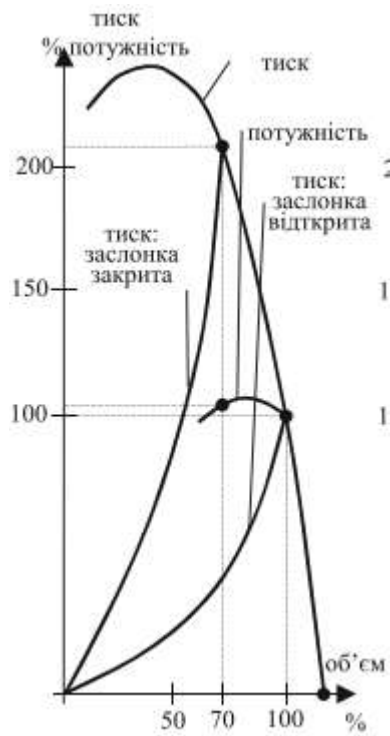


Рис. 11.4 – Механічні характеристики вентилятора при регулюванні потоку за допомогою дроселювання

На рис. 11.4 зображено механічні характеристики вентилятора при регулюванні потоку за допомогою дроселювання. Графік демонструє залежність внутрішнього тиску вентилятора від об'єму повітря, що перекачується, за умови постійної швидкості. Крім того, наведено дві системні криві: одна відповідає відкритому дроселю, коли вентилятор забезпечує максимальний потік повітря, а інша – закритому дроселю, що відповідає 70% максимального потоку. Робочі точки визначаються як місця перетину характеристик системи з характеристикою вентилятора. Важливо зазначити, що при закритому дроселі обсяг поданого повітря зменшується, тоді як тиск усередині вентилятора зростає. Також показано необхідну потужність привода, яка залишається майже постійною в розглянутому діапазоні.

Коли використовується частотно-регульований електропривод, дросель завжди залишається відкритим (за наявності). У цьому випадку існує лише одна системна крива, але для вентилятора відображено дві характеристики, як показано на рис. 11.5.

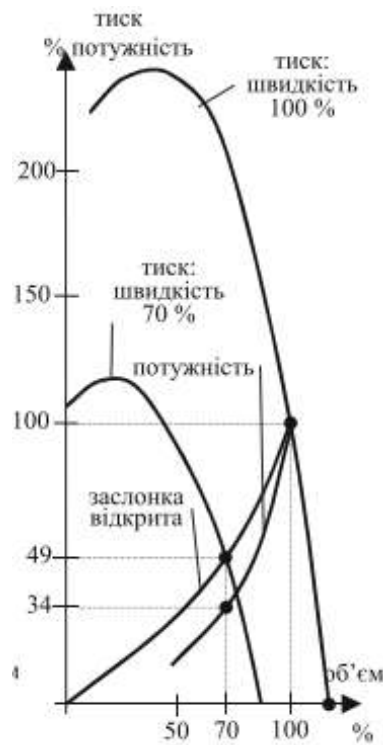


Рис. 11.5

Робочі точки визначаються перетинами системної кривої з характеристиками вентилятора. При цьому, на низьких швидкостях внутрішній тиск вентилятора зменшується, оскільки повітря переміщується без перешкод. Як результат, необхідна споживана потужність вентилятора також знижується зі зменшенням обсягу потоку. Залежність потужності від обсягу повітря також представлена на графіку.



Рис. 11.6 – Зображення потужності вентилятора залежно від трьох методів регулювання повітряного потоку

Рис. 11.6 демонструє необхідну потужність вентилятора залежно від трьох методів регулювання повітряного потоку: дроселювання, регулювання положення лопаток турбіни та використання частотно-регульованого електропривода. Із графіка видно, що регулювання положення лопаток споживає менше потужності порівняно з дроселюванням. Проте цей метод все ще поступається за енергоефективністю частотному регулюванню швидкості.

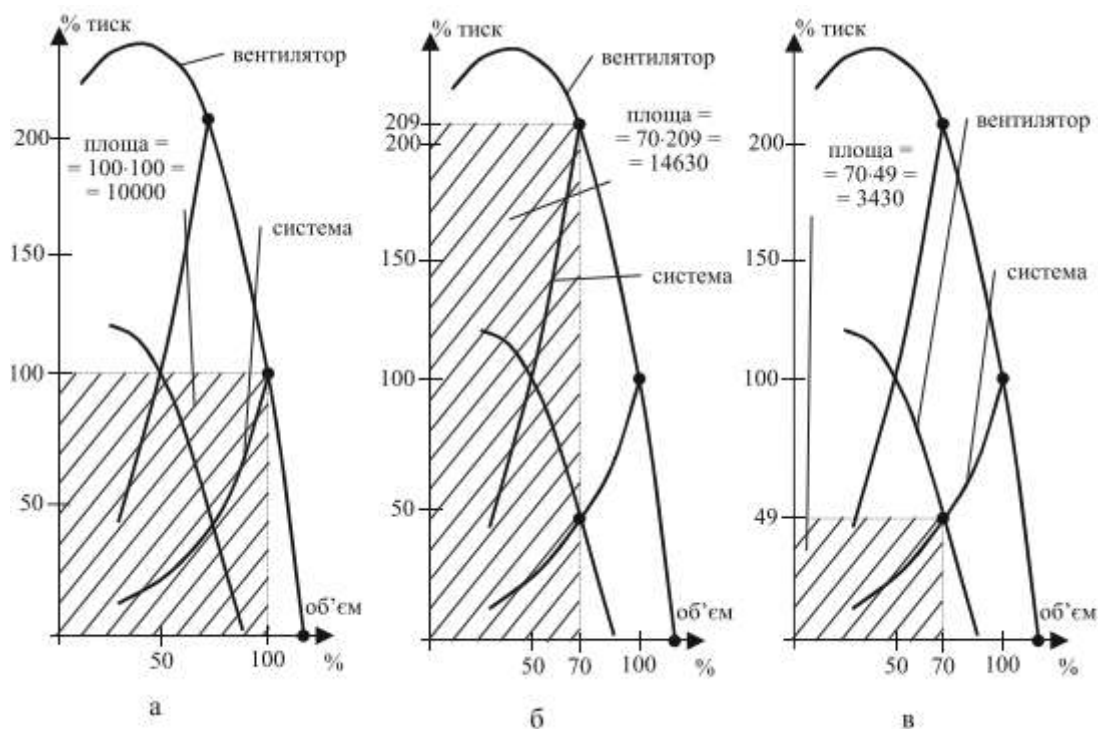


Рис. 11.7 – Механічні характеристики вентилятора за трьох умов: а – дросель повністю відкритий, що відповідає 100% об'єму повітряного потоку; б – дросель закритий, при цьому пропускається лише 70% об'єму потоку; в – дросель відкритий, але швидкість вентилятора знижена до 70%, що також забезпечує 70% об'єму потоку.

На рис. 11.7 представлені механічні характеристики вентилятора за трьох умов:

Тиск, помножений на об'єм потоку, дає значення потужності. Таким чином, площа заштрихованої зони на графіку пропорційна необхідній потужності. Однак це твердження є справедливим лише частково, оскільки робота турбомеханізмів має свою специфіку: споживана потужність вентилятора може значно варіюватися залежно від його робочої точки.

Це явище детальніше ілюструється в табл. 11.3, де наведено відповідні дані, що підтверджують цю залежність.

Таблиця 11.3 – Дані підтвердження залежностей

Рисунок	11.7 а	11.7 б	11.7 в
Площа	10000	14630	3430
Відповідна потужність	100	102	32
Площа у. о.	1,0	1,46	0,34
Потужність у. о.	1,0	1,02	0,32

ККД вентилятора	56	79	56
-----------------	----	----	----

З аналізу табл. 11.3 можна зробити висновок, що для випадку 11.7а зв'язок між площею графіка "тиск-об'єм" і фактичною споживаною потужністю є досить очевидним. Проте для випадку 11.7б така залежність менш чітка. Якщо при 11.7б використовувати площу як основу для вибору приводного двигуна, то результатом буде завищення необхідної потужності. Причина цієї невідповідності полягає в значному зниженні ККД вентилятора за даних умов.

Ці приклади наочно демонструють основні принципи енергозбереження при застосуванні частотно-регульованого електропривода. Варто враховувати, що кожен привод потребує індивідуального аналізу, і можливості економії енергії значно зростають, якщо привод працює на знижених швидкостях упродовж тривалого часу.

11.3. Приклади використання частотно-регульованого електропривода

11.3.1. Керування потоком рідини і газу

Асинхронні двигуни звичайно використовуються для привода вентиляторів і насосів для транспортування потоків рідин і газів.

Вони знаходять застосування у всіх галузях комерційної і промислової діяльності. Прикладами можуть служити вентилятори, піддувала, вентилятори парових котлів, насоси для перекачування грузлих рідин і вентилятори підживлювачів котлів. Звичайно ці двигуни працюють при будь-яких навантаженнях з постійною швидкістю. Керування потоком здійснюється з використанням механічних дроселів, клапанів і вентилів.

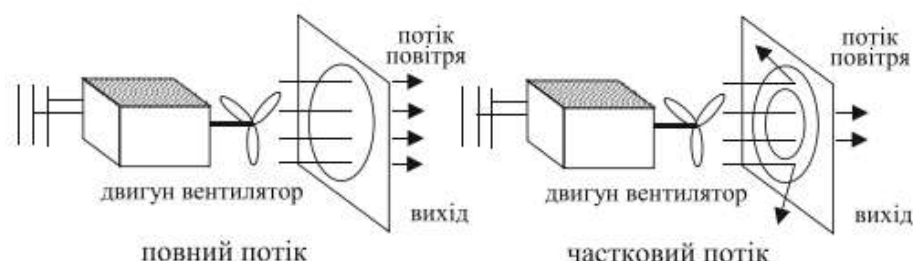


Рис. 11.8 – Типова схема електроприводу вентилятора

Типовий приклад наведено на рис. 11.8, де двигун змінного струму приводить вентилятор охолодження. Двигун розрахований на максимальне навантаження, а об'єм повітря, що перекачується, відповідає максимальним вимогам технології. Якщо ж процес потребує меншого об'єму повітря, потік можна зменшити за допомогою налаштування вихідних дроселів, які обмежують потік. Однак при такому обмеженні потоку потужність, споживана двигуном, залишається близькою до номінальної, навіть якщо потік значно менший за максимальний. Таким чином, механічні дроселі та клапани, які регулюють потік, розсіюють енергію, споживану двигуном, що обертається з постійною швидкістю.

Важливою характеристикою вентиляторів і насосів є те, що потік пропорційний швидкості обертання. Ця властивість була використана при розробці ремінних та

редукторних передач для двигунів з постійною швидкістю обертання. Зараз потік можна регулювати зміною швидкості обертання двигуна чи насоса, як показано на рис. 11.9.

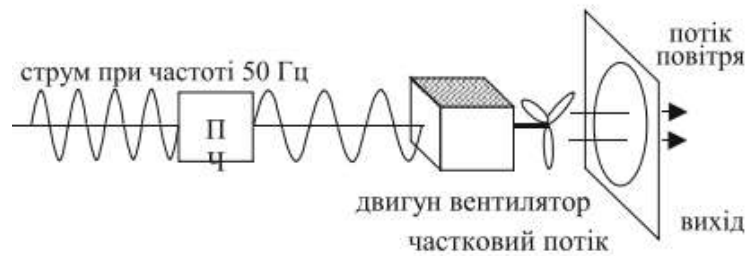


Рис. 11.9 – Схема регулювання електроприводу вентилятора через ПЧ

При низьких швидкостях і зменшеному потоці споживана потужність становить лише невелику частку від номінальної. Енергія, що розсіюється традиційними елементами регулювання при досягненні малих потоків, може бути зекономлена шляхом зниження швидкості обертання вентилятора чи насоса. Використовуючи частотно-регульований привід, швидкість обертання можна регулювати відповідно до вимог процесу без втрат енергії (див. рис. 11.3).

Якщо вентилятор або насос працює на низьких швидкостях більшу частину робочого циклу, застосування частотно-регульованого приводу дасть значний економічний ефект.

Деякі турбомеханізми, що працюють при навантаженні, близькому до номінального, можуть використовуватися з частотно-регульованим приводом, хоча це не призведе до суттєвої економії енергії. Однак, такі режими, як керований розгін і гальмування, особливо для вентиляторів і насосів з великою інерцією, виправдовують використання частотного керування.

Також слід враховувати обмеження моменту і швидкості, які необхідно встановити при використанні частотно-регульованого приводу в турбомеханізмах. Для навантажень з великою інерцією потрібно обмежити роботу на кривій моменту-швидкості подалі від зони зриву моменту. Крім того, слід врахувати сумісність окремих типів частотно-регульованих приводів для роботи на низьких швидкостях (менше 20% від максимальної швидкості).

11.3.2. Переміщення матеріалів

Машини для переміщення матеріалів використовуються для виконання навантажувальних, розвантажувальних і транспортних операцій. Прикладом таких машин є конвеєри, підйомні крани, автонавантажувачі, елеватори. Вони потребують спеціальних приводів, що забезпечують вимоги безпеки, захищеності та портативності. Для регулювання швидкості та великого моменту часто використовуються двигуни постійного струму.

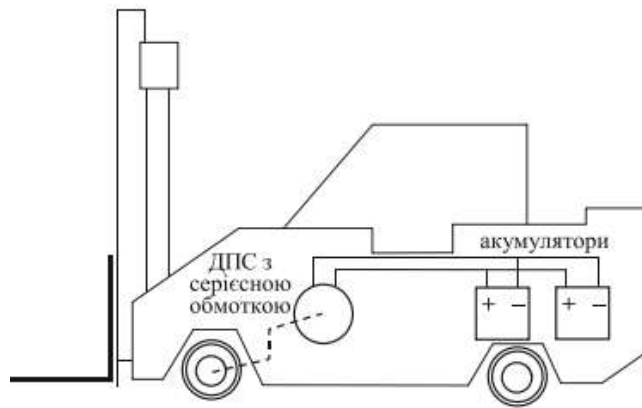


Рис. 11.10 – Схема електрозавантажувача

На рис. 11.10 показано електрозавантажувач, де для забезпечення великого моменту при низькій швидкості використовується привід постійного струму з серійною обмоткою. Такий двигун має м'яку статичну характеристику, що дозволяє отримати максимальний момент при великих навантаженнях. Швидкість можна регулювати за допомогою реостата, підключеного послідовно з двигуном. Для мобільності цей двигун зручно підключати до електричних батарей. Однак у такого приводу є кілька недоліків, таких як необхідність технічного обслуговування колектора, чутливість до вологи та бруду, а також низька ефективність. Колекторний двигун постійного струму потребує частих оглядів та технічного обслуговування, що збільшує час простою.

Асинхронні двигуни можуть широко застосовуватися в механізмах для переміщення матеріалів. Вони не потребують технічного обслуговування колектора, немає електромеханічних контактів і комутаційних апаратів, а також втрат енергії в додаткових опорах. Асинхронний двигун для мобільних установок також має меншу вагу порівняно з двигуном постійного струму такої ж потужності. Момент може регулюватися зміною напруги і частоти для точного контролю швидкості.

Розглянемо застосування частотно-регульованого приводу на прикладі електрозавантажувача (рис. 11.11).

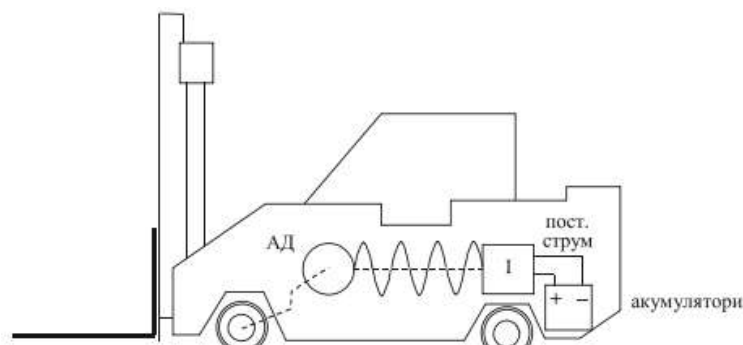


Рис. 11.11 – Застосування частотно-регульованого приводу для електрозавантажувача

Тут інвертор (І) перетворює енергію постійного струму батарей на енергію змінного струму з змінною напругою та частотою. На виході інвертора момент поступово збільшується при пуску двигуна і залишається сталим під час розгону. Коли досягається

необхідна потужність, частота на виході інвертора збільшується для досягнення високої швидкості. Швидкість двигуна можна швидко знижувати за допомогою гальмування в генераторному режимі, що є важливою характеристикою для приводів мобільного устаткування. Рекуперативне гальмування в частотно-регульованому приводі здійснюється шляхом зменшення частоти інвертора до рівня, при якому синхронна швидкість буде нижчою за швидкість двигуна. Це змушує двигун працювати в генераторному режимі і перетворювати механічну енергію в електричну, яку потім подають назад у батареї. Частотно-регульований привід з широтно-імпульсною модуляцією є ідеальним для цього, оскільки в ньому немає ліній змінного струму, через які б могла відбуватися передача реактивної енергії в мережу. Крім того, відсутні додаткові інверторні та випрямляючі кола, що робить конструкцію частотно-регульованого приводу максимально простою.

Використання частотно-регульованого приводу в транспортуванні матеріалів призводить до покращення ефективності та продуктивності. Це дозволяє знизити витрати на обслуговування і, завдяки рекуперації енергії, зменшити необхідні батареї для мобільних установок у порівнянні з приводом постійного струму.

11.3.3. Керування часом затримки в хімічних процесах

Керування часом затримки є важливим аспектом хімічних процесів. Час затримки визначається необхідністю досягнення певного ступеня реакції, відстою, подрібнення тощо. Процес може регулюватися через контроль вхідних значень, класифікацію вихідних або їх комбінацію. Такі процеси, як мінералізація, кристалізація, фільтрація, змішування і робота з відходами, традиційно потребують двигунів із постійною швидкістю. Зазвичай ці операції виконуються на низьких швидкостях, тому для цього використовуються редуктори або пасові передачі для зниження швидкості.

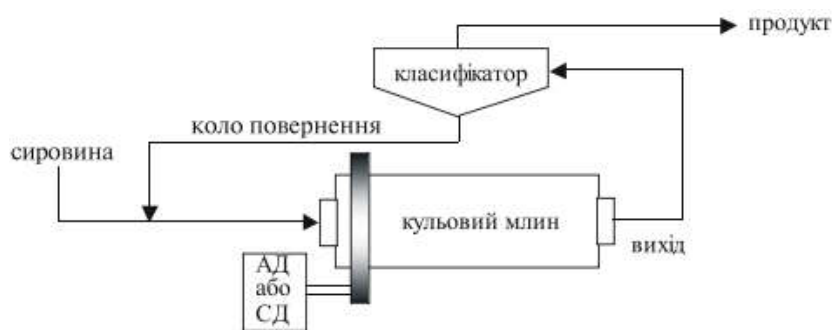


Рис. 11.12 – Кульовий млин

На рис. 11.12 зображений кульовий млин, який працює з традиційним приводом і використовується для помелу на цементному заводі. Двигун змінного струму приводить млин через фіксований комплект передач. Ступінь подрібнення залежить від швидкості обертання млина і ступеня подрібнення матеріалу, що подається на вхід. У цьому випадку процес регулюється через цикл повернення матеріалу шляхом класифікації виходу млина та повернення неопрацьованого матеріалу для повторної обробки. Втрати енергії залежать від частки виходу, яка повинна бути повернена.

Використання частотно-регульованого приводу в цьому випадку дозволяє регулювати час подрібнення матеріалу шляхом зміни швидкості обертання двигуна, а не

швидкості подачі матеріалу. Це дає змогу зберегти енергію за рахунок зменшення повторної циркуляції матеріалу.

У кульовому млині на рис. 11.13 необхідний ступінь подрібнення може бути досягнутий за допомогою частотно-регульованого приводу.



Рис. 11.13 – Схема кульовому млині - ПЧ

Найбільш підходящою комбінацією є система з низькошвидкісним синхронним двигуном і перетворювачем частоти. Такі системи частотно-регульованого приводу широко використовуються в великих цементних кульових млинах. Синхронні двигуни можуть бути спеціально спроектовані для роботи на низьких швидкостях, навіть нижче 120 об/хв.

У цьому прикладі використання частотного керування дозволяє обійтись без редукторів та реверсування матеріалу. Це дає змогу підвищити ефективність, знизити витрати та покращити якість продукції. Спеціальний тип перетворювачів для низькошвидкісних частотно-регульованих приводів називається циклоконверторами. Вони є оптимальними, коли максимальна необхідна швидкість є часткою номінальної швидкості великих синхронних двигунів. Циклоконвертори змінюють вхідну напругу та частоту без використання випрямляча та інвертора.

11.3.4. Модернізація верстатної обробки на виробництві

У деяких верстатах використовуються двигуни з постійною швидкістю обертання. Прикладами таких машин можуть бути токарні, різальні верстати, електропилки та стрічково-шліфувальні верстати. Процеси обробки вимагають певного діапазону робочих швидкостей, що залежать від типу матеріалу, який обробляється. Регулювання швидкості здійснюється за допомогою пасових передач або редукторів.

Якщо необхідне точніше керування швидкістю, можна застосовувати векторний метод, що дозволяє контролювати швидкість з точністю до $\pm 1\%$. При додаванні тахогенератора точність можна підвищити до $\pm 0,1\%$.

На рис. 11.14 зображений токарний верстат із двигуном змінного струму з постійною швидкістю обертання.

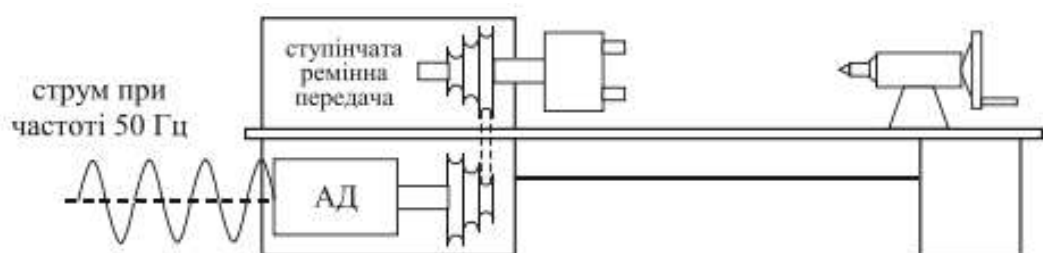


Рис. 11.14 – Токарний верстат із двигуном змінного струму

Регулювання швидкості здійснюється за допомогою ступінчатої пасової передачі. Переміщення приводного ременя з одного колеса на інше дозволяє змінювати передаточне число. Найбільше колесо на валу двигуна з'єднується з найменшим колесом на валу шпинделя, підтримуючи натяг ременя.

Хоча такий пристрій є простим і енергетично ефективним, швидкість обмежена кількістю ступенів пасової передачі чи редуктора. Крім того, перемикання швидкостей вимагає відключення устаткування, що займає певний час.

Для забезпечення тривалого терміну служби інструментів і високої якості продукції необхідно підтримувати постійну швидкість різця та стабільний різальний момент. Це означає, що повинна підтримуватися постійна потужність, а швидкість підлаштовується під змінний діаметр матеріалу. Наприклад, при фрезеруванні швидкість повинна змінюватися залежно від діаметра обробного інструмента і товщини знімаємого шару.

Частотно-регульовані приводи є ідеальними для верстатної обробки, оскільки вони забезпечують точне регулювання швидкості на тривалий період. Як показано на рис. 11.15, частотно-регульований привод працює в діапазоні частот від 50 до 100 Гц.

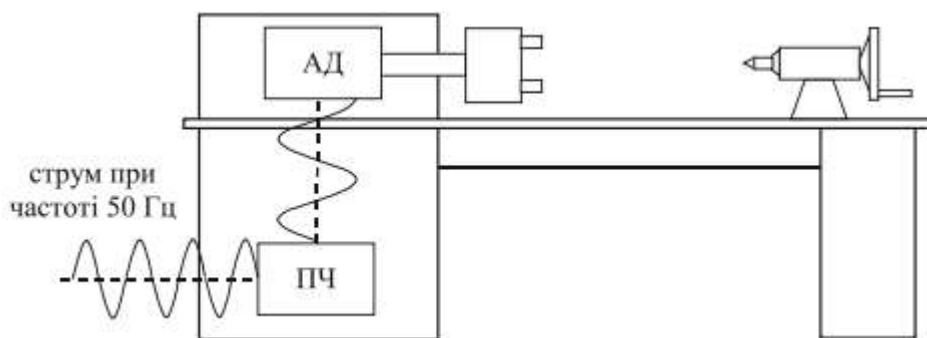


Рис. 11.15 – Токарний верстат із Д - ПЧ

Це гарантує тривалий термін служби інструментів і високу якість продукції, а також надає гнучкість, оскільки не вимагається використання ременів чи редукторів. Більше того, такі приводи легко інтегруються з програмованими контролерами, мікрокомп'ютерами для автоматизації та впровадження цифрових систем.

Варто зазначити, що використання частотно-регульованого приводу при частотах нижче 50 Гц, де потрібна постійна потужність на низьких швидкостях, може бути технічно недоцільним. В таких випадках потужність приводу може зменшуватись нижче потужності двигуна, що може призвести до недостатнього моменту.

11.3.5. Керування рівнями потоків мас

Потоки мас широко застосовуються в різних галузях, таких як харчова промисловість, вугільні склади, хімічні заводи тощо. Для цього використовуються пристрої, зокрема фідери, гвинтові насоси та ковшові підйомники. Традиційно в таких системах застосовуються двигуни змінного струму з постійною швидкістю обертання, оснащені механічними регуляторами швидкості. Швидкість роботи механізму налаштовується так, щоб забезпечити рівномірну і безперервну подачу матеріалу на наступний етап, наприклад, на конвеєр.

Зворотний зв'язок у таких системах зазвичай реалізується через часову затримку. Маса матеріалу на виході конвеєра приблизно відповідає масі потоку, проте через довжину конвеєра виникає ефект усереднення. Щоб мінімізувати цей ефект, довжина конвеєра має бути якомога меншою. Регулятор швидкості налаштовується з урахуванням затримки зворотного зв'язку, щоб уникнути його пошкодження. У такій системі зменшується ймовірність "перевищення" через похибки у потоці, що забезпечує більшу стабільність.

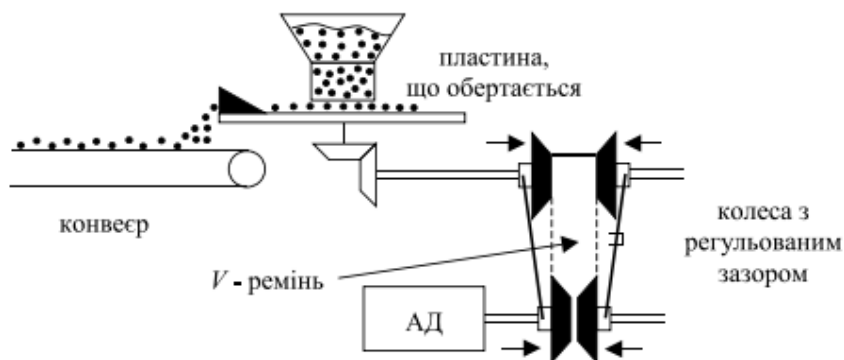


Рис. 11.16 – Фідер

На рис. 11.16 зображений фідер у вигляді обертової пластини з традиційним керуванням. Він приводиться в рух двигуном змінного струму з постійною швидкістю через пасову передачу з регульованим зазором барабанів. Змінюючи положення пар барабанів, можна регулювати передаточне число, зберігаючи постійний натяг V-ремня. Однак така система, хоча й забезпечує плавне регулювання швидкості, вимагає значного механічного обслуговування.

Системи частотно-регульованого привода дозволяють регулювати швидкість без використання механічних регуляторів.

На рис. 11.17 представлена та сама конструкція, але вже з частотно-регульованим приводом і низькошвидкісним асинхронним двигуном, з'єднаним безпосередньо з валом пластини фідера.

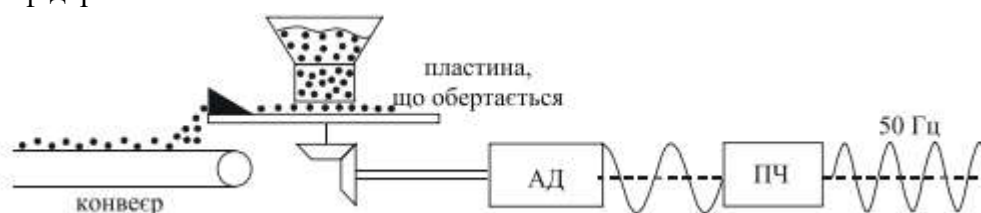


Рис. 11.17 – Схема фідера з АД-ПЧ

Регулювання швидкості двигуна дозволяє змінювати рівень подачі. Така система є більш ефективною завдяки усуненню втрат тертя в пасовій передачі. Крім того, вона менш чутлива до перевантажень або недовантажень і не вимагає частого обслуговування, характерного для систем із пасовими передачами.

11.4. Тенденції розвитку сучасного електропривода

Основна частина промислових енергетичних перетворювачів будується за схемою трифазного випрямляча та трифазного автономного інвертора напруги. У зв'язку зі

зростаючими вимогами до впливу споживачів на електромережу запроваджуються стандарти (IEEE-519, МЕК 555, ДСТ 13109), що обмежують використання спрощених схем випрямлення. Для підвищення якості енергоспоживання, зменшення встановленої потужності й вартості перетворювачів застосовуються випрямлячі на некерованих ключах, системи стабілізації напруги постійного струму, додаткова індуктивність і високочастотне імпульсне регулювання струму. У таких силових схемах використовуються SMART-технології.

Перетворювачі енергії оснащуються сучасними силовими приладами (MOSFET, IGBT, IGCT), які мають низькі динамічні втрати. Основним режимом роботи таких пристроїв є високочастотна широтно-імпульсна модуляція (ШІМ) із частотою 10–20 кГц, що сприяє підвищенню ефективності сучасних електродвигунів.

Перспективним напрямком є прямі перетворювачі частоти на повністю керованих силових ключах (матричні перетворювачі), які виключають додаткові реактивні елементи, такі як індуктивності та конденсатори. Ці пристрої забезпечують синтез необхідної вихідної напруги (струму) для живлення двигуна й оптимізують характер енергоспоживання, навіть із можливістю створення випереджального коефіцієнта потужності.

Для первинного перетворення сигналів застосовуються датчики струму, напруги, положення (зокрема, Хола), тахогенератори, фотоімпульсні сенсори, кодові датчики, синусно-косинусні трансформатори, індуктосини та інші пристрої. Використання нових типів сенсорів, таких як п'єзоелектричні, ємнісні або лазерні, поки що обмежене. Значний прогрес досягнуто завдяки впровадженню систем непрямого вимірювання, які дозволяють зменшити кількість сенсорів, наприклад, відмовитися від датчика частоти обертання або механічних датчиків руху.

Основні завдання керування електроприводом включають забезпечення необхідної частоти обертання, регулювання електромагнітного моменту, потужності, прискорення, положення ротора чи інших технологічних параметрів. Розрізняють задачі стабілізації, стеження, позиціонування, інваріантності (незалежності від зовнішніх впливів), автономності та оптимального керування.

Методи синтезу керування базуються на математичних моделях, що описують фізичні процеси в приводі. Рівняння електроприводів зазвичай зводяться до рівнянь Кірхгофа для електромагнітних кіл і Н'ютона для механічних систем. У складних випадках, наприклад, для індукторних двигунів або при наявності люфтів і гнучких механічних зв'язків, використовуються польові моделі чи рівняння в частинних похідних.

Особливості керування двигунами змінного струму полягають у необхідності контролю як механічних, так і електромагнітних змінних, таких як потіккозчеплення чи реактивний струм. Попри поширення векторного керування, простіші системи, наприклад з характеристикою $U/f = \text{const}$, залишаються популярними завдяки своїй надійності та ефективності, особливо в розімкнених системах.

Аналіз продукції провідних світових виробників систем приводу та наукових досліджень у цій галузі вказує на ключові тенденції розвитку електроприводів:

1. **Зменшення частки двигунів постійного струму.** Частка приводів із двигунами постійного струму поступово знижується, тоді як приводи з двигунами змінного струму набирають популярності. Це обумовлено низькою надійністю механічного колектора та вищою вартістю колекторних двигунів у порівнянні з двигунами змінного струму. Згідно з прогнозами, на європейському ринку регульованих приводів двигуни

змінного струму становитимуть 68%, тоді як двигуни постійного струму – лише 15%. Решта припадатиме на механічні та гідравлічні приводи.

2. **Домінування асинхронних двигунів із короткозамкненим ротором.** Асинхронні приводи переважають (приблизно 80% нерегульовані). Завдяки здешевленню перетворювачів частоти частка частотно-регульованих приводів стрімко зростає.

3. **Альтернативи колекторним приводам.** Синхронні двигуни зі збудженням від постійних магнітів або електромагнітним збудженням стають основною заміною колекторним приводам. Вони особливо ефективні для високоточних приводів, хоча й дорожчі. Синхронні реактивні двигуни дозволяють частково знизити вартість.

4. **Вентильно-індукторні двигуни (ВІД).** За прогнозами, ВІД стане провідною технологією ХХІ століття. Ці двигуни прості у виготовленні, дешеві та мають пасивний феромагнітний ротор без обмоток чи магнітів. Проте їх ефективність залежить від мікропроцесорного керування та сучасної силової електроніки. Для тягових приводів перспективними є індукторні двигуни з незалежним збудженням.

5. **Масові та спеціалізовані застосування.** Для стандартних завдань (насоси, вентилятори, компресори) достатньо частотно-регульованих асинхронних приводів зі скалярним керуванням. Для високоточного обладнання (верстати, роботи, транспорт) необхідні приводи з векторним керуванням, частка яких зараз складає близько 5% і зростає.

6. **Пряме цифрове керування моментом.** Приводи з прямим цифровим керуванням моментом мають високу швидкодію і орієнтовані на транспорт, підйомні механізми, роботи й ліфти. Ці системи базуються на цифрових релейних регуляторах або нечіткій логіці.

7. **Розвиток обчислювальної техніки.** Ускладнення структур керування потребує збільшення продуктивності процесорів і використання спеціалізованих мікроконтролерів (DSP). Ці контролери забезпечують високу продуктивність і мають вбудовані периферійні пристрої, такі як генератори сигналів і алгоритми векторної широтно-імпульсної модуляції.

8. **Розширення функцій керування.** Сучасні вбудовані системи не лише керують силовими перетворювачами, а й забезпечують інтерфейс із користувачем і підтримують керування технологічними процесами.

Ці тенденції свідчать про перехід до більш досконалих технологій керування електроприводами, орієнтованих на ефективність, точність і зручність експлуатації.

Рис. 11.18 демонструє додаткові можливості сучасних систем керування перетворювачами частоти для приводів насосів.

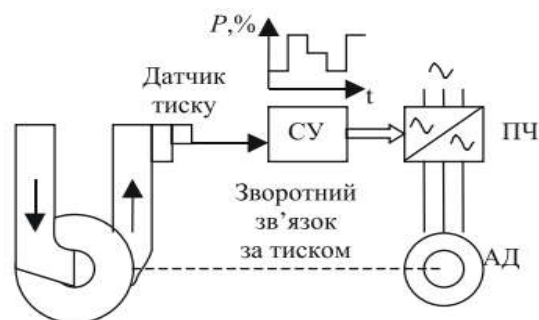


Рис. 11.18 – Додаткові можливості сучасних систем керування перетворювачами частоти для приводів насосів

Система керування включає універсальний регулятор технологічної змінної та генератор керуючих сигналів, що працює на основі годин реального часу. Це рішення дозволяє підтримувати заданий рівень тиску в трубопроводі відповідно до добової циклограми виключно за допомогою електропривода, без залучення промислових контролерів.

Перспективні системи керування електроприводами орієнтовані на комплексну автоматизацію технологічних процесів і синхронізовану роботу декількох приводів у рамках промислової мережі. Контроль над мережею здійснюється промисловим контролером або керуючим комп'ютером (рис. 11.19).

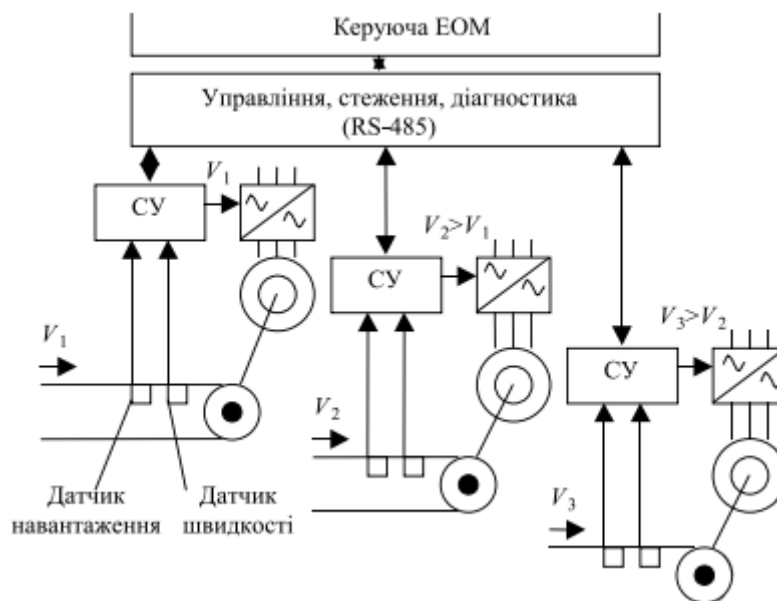


Рис. 11.19 – Схема контролю над мережею

Серед найперспективніших інтерфейсів для таких систем виділяються RS-485 і CAN. Інтерфейс CAN поступово стає стандартом для розподілених систем керування у сферах електротранспорту та робототехніки.

1. **Здешевлення приводів у масових застосуваннях.** Прагнення знизити вартість приводів для побутової техніки (пилососи, пральні машини, холодильники, кондиціонери тощо) сприяло переходу до бездатчикових систем керування. У таких системах механічні координати привода (положення, швидкість, прискорення) оцінюються за допомогою цифрових спостерігачів. Це можливо завдяки високій продуктивності процесорів, що дозволяють у реальному часі вирішувати системи диференціальних рівнянь, які описують поведінку привода.

2. **Використання потужних мікроконтролерів.** Сучасний рівень розвитку мікропроцесорної техніки дозволяє створювати потужні однокристальні системи керування приводами на базі DSP-мікроконтролерів для виробів з річним обсягом випуску від 10 000 одиниць. Такі системи, обмежені базовими інтерфейсними функціями, можуть коштувати лише 10–20 доларів США.

3. **Розробка програмного забезпечення.** Основні витрати при створенні систем керування електроприводами пов'язані не з апаратною частиною, а з розробкою алгоритмів і програмного забезпечення, що відповідають сучасним вимогам.

Отже, сучасні промислові енергетичні перетворювачі базуються на трифазних схемах випрямлення та автономного інвертування напруги, що забезпечує високу ефективність та надійність. Запровадження міжнародних стандартів сприяє вдосконаленню технологій, спрямованих на зниження впливу на електромережу та оптимізацію енергоспоживання.

Використання SMART-технологій, сучасних силових приладів (MOSFET, IGBT, IGCT) і високочастотної широтно-імпульсної модуляції дозволяє підвищити ефективність та функціональність електроприводів. Розвиток матричних перетворювачів частоти відкриває нові можливості для створення компактних та енергоефективних систем, що забезпечують оптимальний режим живлення двигунів.

Перехід до бездатчикових систем керування, розвиток потужних DSP-мікроконтролерів і впровадження інтерфейсів RS-485 і CAN роблять приводи більш доступними, особливо для масового використання, та сприяють їх інтеграції в автоматизовані промислові мережі.

Основна увага приділяється розробці програмного забезпечення, яке дозволяє реалізовувати складні алгоритми керування в реальному часі, забезпечуючи високу точність, адаптивність і функціональність систем.

Перераховані тенденції вказують на стрімкий перехід до інтелектуальних, високопродуктивних і зручних у використанні систем керування електроприводами, які стають основою для модернізації промислових і побутових процесів.

Завдання для самоконтролю

1. На якій схемі базуються сучасні промислові енергетичні перетворювачі?
2. Які міжнародні стандарти сприяють вдосконаленню схем випрямлення?
3. Як SMART-технології впливають на ефективність сучасних систем електропривода?
4. Які сучасні силові прилади застосовуються в перетворювачах енергії, і які їх переваги?
5. У чому полягає основна перевага матричних перетворювачів частоти?
6. Які типи датчиків використовуються для первинного перетворення сигналів у системах електропривода?
7. Які задачі покладаються на системи керування електроприводом?
8. Як методи синтезу керування пов'язані з математичними моделями?
9. Чому попит на простіші системи керування ($U/f = \text{const}$) залишається високим, незважаючи на поширення векторного керування?
10. Які тенденції визначають розвиток бездатчикових систем керування?
11. Які переваги забезпечують мікроконтролери DSP у системах електропривода?
12. Як інтеграція інтерфейсів RS-485 і CAN впливає на розподілені системи керування?
13. Чому основна увага в розробці сучасних систем електропривода приділяється програмному забезпеченню?

ТЕМА 12. ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ СИСТЕМИ РЕГУЛЬОВАНОВОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДА ЗМІННОГО СТРУМУ

Мета: ознайомити здобувачів вищої освіти з енергозберігаючими системами регульованого електропривода змінного струму

План лекції

1. Частотно–регульований електропривод з асинхронними двигунами;
2. Асинхронний електропривід з фазовим керуванням;
3. Електропривод з векторним керуванням.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

12.1. Частотно–регульований електропривод з асинхронними двигунами

Зростаючі вимоги до технологій, жорсткі стандарти якості виробничих процесів, а також потреба у швидкому переналаштуванні промислових установок стали основними чинниками, що обумовили стійку тенденцію впровадження регульованих електроприводів у різних галузях економіки в останні роки.

Розвиток математичної теорії машин змінного струму, вдосконалення напівпровідникових пристроїв та використання сучасних засобів керування, включаючи мікроконтролери, дозволили створити високоякісні та надійні системи регульованих асинхронних електроприводів, які стають основним типом регульованих електроприводів.

З іншого боку, через зростання цін на електроенергію та обмежені можливості збільшення потужностей енергогенеруючих установок питання енергозбереження, включаючи зменшення енергоспоживання, набуло особливої актуальності в останній час.

Основні типи регульованих асинхронних електроприводів з двигунами з короткозамкненим ротором включають:

- частотно–регульований електропривод, що відповідає високим вимогам щодо діапазону та якості регулювання швидкості і виконання складних законів руху;
- систему з реалізацією енергії ковзання – асинхронно-вентильний каскад АВК;
- систему з тиристорним регулюванням напруги – асинхронний двигун ТРН-АД, призначену для масових електроприводів з керованими пускогальмівними режимами та режимами короткочасного зниження швидкості.

Швидкість асинхронних двигунів пропорційна частоті напруги мережі живлення. Зміна швидкості обертання двигуна може бути досягнута шляхом зміни частоти живлення. Момент двигуна пропорційний магнітному потоку в повітряному зазорі двигуна, який залежить від напруги живлення та обернено пропорційний частоті цієї напруги. Таким чином, момент двигуна можна змінювати шляхом підстроювання напруги живлення під необхідну частоту.

Для отримання постійного моменту при змінних швидкостях за допомогою двигуна змінного струму необхідно мати джерело енергії з регульованими напругою та частотою, що забезпечує постійне співвідношення:

$$U/f = \text{const},$$

де U – напруга мережі живлення; f – частота.

Найпоширеніший спосіб отримання цього типу енергії – це перетворення змінного струму в постійний через випрямляч, а потім повернення до змінного через інвертор, де напруга регулюється випрямлячем, а частота – інвертором.

Основні елементи частотно-регульованого приводу включають випрямляч, інвертор, асинхронний або синхронний двигун, програмований мікроконтролер, а також індуктивності та/або ємності для стабілізації виходу випрямляча і зменшення рівня вищих гармонік.

При підключенні великої індуктивності до виходу випрямляча утворюється інвертор із джерелом струму (current-source inverter, CSI), а при підключенні великої ємності – інвертор із джерелом напруги (voltage-source inverter, VSI).

Узагальнена функціональна схема частотно-регульованого електропривода зображена на рис. 12.1.

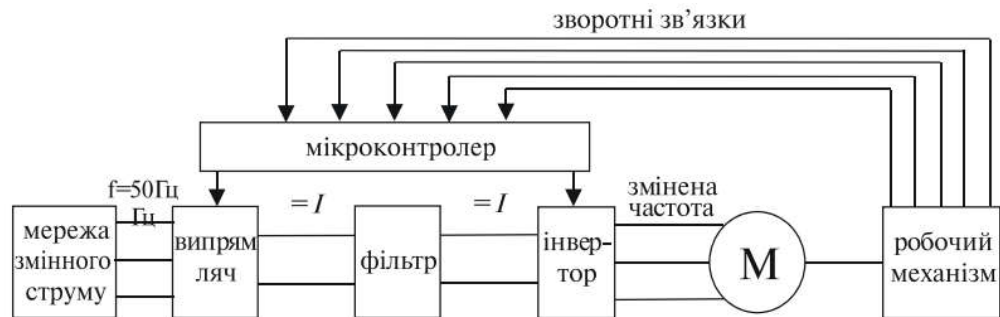


Рис. 12.1 – Узагальнена функціональна схема частотно-регульованого електропривода

Частотно-регульовані електроприводи можна класифікувати за типом двигуна та перетворювача:

- частотно-регульований електропривод з асинхронним двигуном, з інвертором струму або напруги;
- частотно-регульований електропривод із синхронним двигуном, з інвертором струму або напруги;
- використовується техніка широтно-імпульсної модуляції (ШІМ), що зменшує вміст гармонік та покращує форму кривої струму чи напруги на виході інвертора.

Також застосовується технологія, відома як широтно-імпульсна модуляція (ШІМ). У цій схемі використовується некерований випрямляч, а змінний струм з регульованою частотою та напругою формується інвертором. ШІМ дозволяє зменшити вміст гармонік на виході інвертора, покращуючи форму кривої струму або напруги. Раніше ШІМ використовувалась переважно для малих потужностей, але зараз вона активно застосовується й у потужних частотно-регульованих електроприводах. ШІМ стала домінуючою технологією в частотно-регульованих електроприводах.

У таблиці 12.1 показано порівняння властивостей, переваг та недоліків трьох типів частотно-регульованих електроприводів.

Таблиця 12.1 – Порівняння трьох типів частотно-регульованих електроприводів

	Інвертор напруги	Інвертор струму	ШІМ
Сумісність	є	немає	є
Плавний старт	є	є	є
Настроювання	на вибір	вбудовано	на вибір
Ступінь нагрівання двигуна	низький	низький	високий
Шум двигуна	низький	низький	високий
Часткове навантаження	є	нестійке	є
Робота на низьких швидкостях	немає	немає	плавна
Низькошвидкісні пульсації моменту	є	є	немає
Частота вище 50 Гц	є	немає	є
Захист від розриву кола	вбудовано	потрібно	вбудовано
Захист від короткого замикання кола	потрібний	вбудовано	потрібний
Захист від перевантаження	потрібний	вбудовано	потрібний
Багатодвигуновий привід	є	на вибір	є
Контролер і логіка	проста	більш складна	складна
50 Гц коефіцієнт потужності	низький	низький	високий
50 Гц гармоніки	високі	високі	низькі
Гармоніки двигуна	помірні	помірні	високі
Сплески напруги	немає	є	є
Розміри фільтра постійного струму	великі	великі	малі
Шум інвертора	середній	середній	високий
Транзисторна технологія	є	немає	є
Комутація інвертора	низька частота	низька частота	висока частота
Розміри і вага	середні	великі	малі
Зауваження: на вибір - означає, що властивість забезпечується за окрему плату; потрібно - означає, що властивість забезпечується в основній конструкції.			

Частотно-регульований електропривод із синхронними двигунами є найбільш економічним при потужностях понад 1000 кВт, де зазвичай використовується інвертор струму з навантаженням, що комутується. Використання синхронних двигунів з постійними магнітами в таких системах частотного керування постійно зростає.

Ізолюючі трансформатори майже завжди використовуються для частотно-регульованих електроприводів потужністю 750 кВт і вище. Вони виконують роль проміжної ланки між зовнішнім джерелом енергії та електроприводом, знижуючи рівень гармонік та обмежуючи перенапруги. Ізолюючі трансформатори необхідні навіть для малих частотно-регульованих електроприводів, якщо гармоніки впливають на лінії зв'язку та комп'ютерні системи, включаючи персональні комп'ютери. Крім того, вони забезпечують захист двигунів від перенапруг, ізоляцію електричної мережі від перешкод та підвищення надійності як для приводу, так і для двигунів.

Для керування не тільки швидкістю, а й моментом на валу двигуна в системі електроприводу необхідно мати перетворювач частоти з регульованою напругою по частоті та амплітуді. Зазвичай для цього використовується закон керування, що забезпечує певне співвідношення напруги і частоти U/f , яке визначає значення магнітного потоку в машині. Однак таке регулювання не дозволяє досягти високої швидкодії у перехідних процесах, що обмежує застосування асинхронних двигунів з таким керуванням у механізмах з позиційним керуванням.

Для забезпечення необхідної швидкодії електропривода в перехідних процесах був розроблений метод просторового векторного керування, також відомий як керування з

орієнтацією магнітного поля. Цей метод базується на керуванні двома складовими поля статора: одна з них відповідає за потік у повітряному зазорі двигуна, а інша – за момент на його валу. Завдяки цьому методу можна швидко змінювати значення моменту в широкому діапазоні швидкостей. При такому керуванні індукційний двигун працює подібно до двигуна постійного струму з незалежним збудженням.

При реалізації цього методу керуються складовими струму статора в системі обертових координат. Розрізняють пряме і непряме векторне керування. Існує багато модифікацій векторного керування. Зокрема, просторовий вектор обчислюється мікроконтролером з використанням моделі, яка враховує параметри конкретного типу двигуна, такі як активні опори ротора і статора, індуктивність розсіювання тощо. Одночасно обробляється інформація від датчика швидкості двигуна.

На рис. 12.2 наведена узагальнена схема векторного керування.

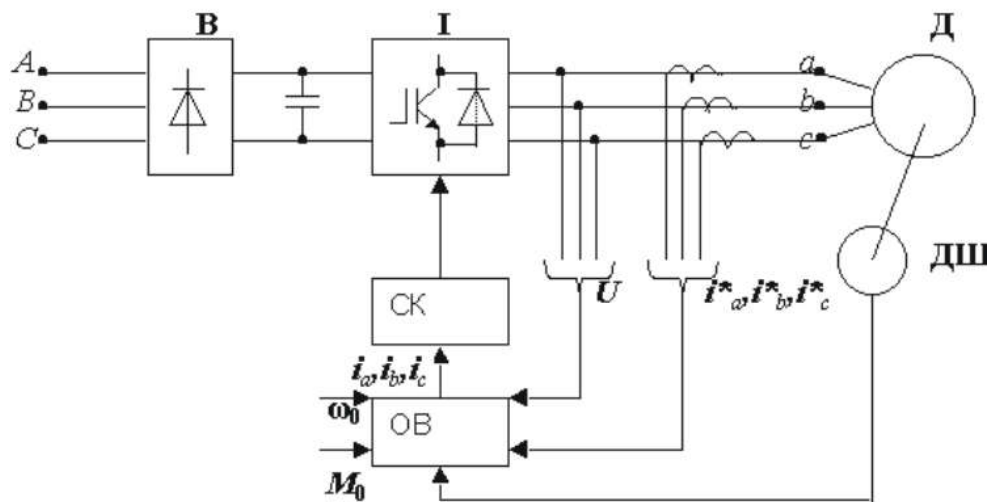


Рис. 12.2 – Узагальнена схема векторного керування: СК - система керування інвертором; ОВ - об- числювач вектора керування; ДШ - датчик швидкості; Д - двигун; В - випрямляч; І - інвертор

Незалежно від обраного способу керування, для регулювання значення та частоти напруги живлення в електроприводі необхідно використовувати перетворювач частоти, який може бути реалізований за допомогою різних схем. До появи новітніх приладів силової електроніки для цієї мети здебільшого застосовувались тиристорні перетворювачі частоти з прямим підключенням до електричної мережі (циклоконвертори), а також рідше використовувались перетворювачі з вираженою ланкою постійного струму, що поєднують випрямляч і інвертор.

У випадку використання звичайних тиристорів інвертор напруги працює за схемою з примусовою комутацією. Тиристорні перетворювачі мають низку суттєвих недоліків, що значно знижують техніко-економічні характеристики електропривода в цілому. Основними недоліками є низькі масогабаритні питомі показники та наявність вищих гармонік у вихідній напрузі, зменшення яких за допомогою методів ШІМ ускладнюється через частотні характеристики тиристорів. Тому для ефективного керування асинхронними електроприводами малої та середньої потужності використовують інвертори напруги на базі IGBT-транзисторів з робочою частотою, що виходить за межі звукового діапазону.

Масове виробництво перетворювачів для електроприводів на основі сучасних двоопераційних приладів освоїли практично всі провідні електротехнічні компанії світу. Незважаючи на різноманіття перетворювачів, для них характерне використання однакової класичної структури силової схеми (рис. 12.3.): В - трифазний мостовий некерований (нерегульований) випрямляч, LC-фільтр, ланка постійного струму та трифазний мостовий автономний інвертор напруги АІН з широтно-імпульсною модуляцією (ШІМ).

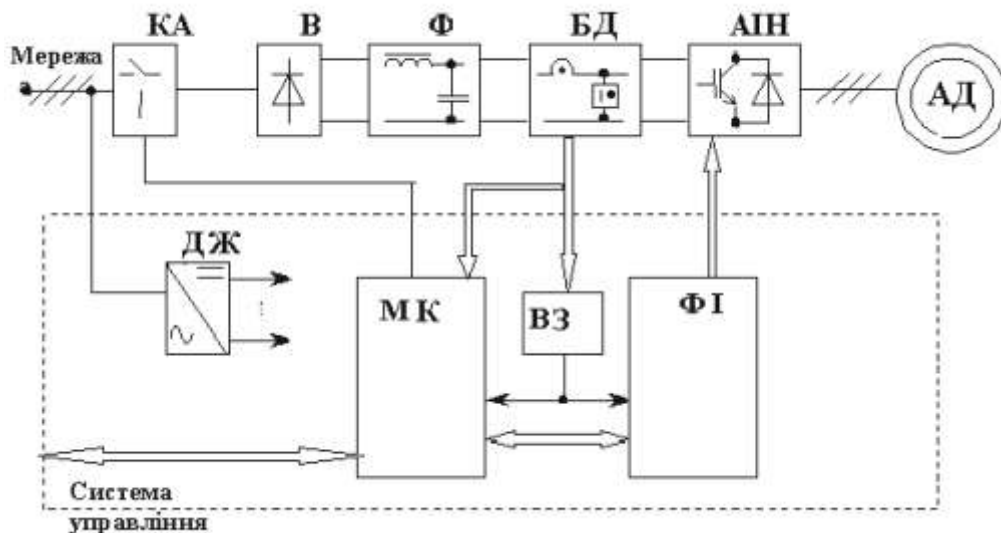


Рис. 12.3 – Класичної структури силової схеми ПЧ: КА - комутаційний апарат системи управління; БД - блок датчиків; ДЖ - джерело живлення; МК - мікроконтролер; ВЗ - вузол захисту; ФІ - формувач керуючих імпульсів

Некерований режим роботи випрямляча і властивості силових керованих ключів інвертора знімають питання обмеження di/dt і $dч/dt$ у колах вентилів, застосування громіздких снабберів для захисту від перенапруг тощо.

Різноманітність силових схем обмежується лише відмінностями у типах та способах підключення комутаційних і захисних апаратів (електромагнітні пускачі, автоматичні вимикачі, запобіжники, струмообмежувальні реактори), датчиків струму і напруги, а також пристроїв гальмування (інвертор для рекуперації енергії, ключ для електродинамічного гальмування). Основна увага при розробці силових частин перетворювачів переміщується з області схемотехніки (важливої для тиристорних пристроїв) у напрямку оптимізації конструктивних рішень і теплофізичних розрахунків, а також підвищення стійкості до аварійних режимів.

Інформаційний канал, що включає алгоритми керування та регулювання, а також мікроконтролерні системи управління (МСУ), має найбільший вплив на споживчі характеристики перетворювачів та електроприводів. Саме ці системи визначають регульовальні властивості, динамічні характеристики, функціональність і адаптивність електропривода до складних автоматизованих технологічних процесів.

Ефективність використання частотно-регульованих асинхронних електроприводів на базі IGBT-інверторів із МСУ включає:

- енергозбереження і ресурсозбереження;
- значне зниження споживання реактивної потужності з мережі;

- збільшення ресурсу роботи електричного, механічного та гідравлічного обладнання;

- автоматизацію та оптимізацію керування технологічними процесами.

Крім двоступеневого перетворення електричної енергії (випрямлення і інвертування), силовий канал вирішує такі завдання:

- керовані зв'язки з мережею, оперативне вмикання і вимикання електропривода;

- аварійні відключення електропривода від мережі та автоматичні повторні включення;

- електромагнітна сумісність (ЕМС) електропривода з мережею, включаючи індустриальні радіоперешкоди;

- захист елементів перетворювача та електродвигуна від неприпустимих струмів і напруг;

- реалізація гальмівних режимів електропривода.

Кожне з цих завдань має кілька варіантів розв'язання, що відрізняються схемним і апаратним виконанням відповідних вузлів силового каналу. Керований зв'язок з мережею може бути реалізований двома способами:

- використанням дистанційно керованого електромагнітного апарату у поєднанні з некерованим діодним випрямлячем;

- використанням напівкерованого діод-тиристорного випрямляча без апарату.

Оперативне і аварійне керування здійснюється МСУ. Вибір схеми підключення залежить від системи електропостачання на об'єкті, характеристик мережі та комутаційного обладнання.

Електромагнітна сумісність електропривода з мережею живлення повинна забезпечуватися за допомогою належної зарядки фільтрів при підключенні до мережі, з обмеженням екстраструмів і перенапруг, забезпеченням високого коефіцієнта потужності та обмеженням радіоперешкод, що генеруються в мережу, до встановлених стандартами значень. Також необхідно здійснювати струмообмеження при аваріях у випрямлячі і ланці постійного струму.

Для забезпечення допустимих значень вхідного коефіцієнта потужності використовують вхідні реактори та реактори в колі заряду фільтруючого конденсатора. Мінімізація коефіцієнта несинусоїдальності напруг і струмів мережі досягається через розрахунок і вибір вхідних дроселів та дроселя фільтра ланки постійного струму. Результати досліджень показали, що для забезпечення прийняттого вхідного коефіцієнта потужності достатньо встановлення вхідних реакторів на рівні 1,5–5% в залежності від індуктивності мережі живлення.

Основним джерелом індустриальних перешкод є АІН через дуже високі швидкості перемикання IGBT. Вхідні реактори, разом з встановленим перед ними фільтром радіоперешкод, вирішують проблему обмеження радіоперешкод, що без фільтра можуть мати неприпустиму величину (120-130 дБ). Фільтр для зменшення радіоперешкод електроприводів виконується у вигляді окремого силового модуля і включає комбінацію різних типів дроселів і конденсаторів, з'єднаних за певною схемою.

Захист електропривода від неприпустимих струмів і напруг у робочих режимах, у режимах перевантаження й аварій є однією з найскладніших задач проектування

силового каналу (рис. 12.4.). Причому складність полягас в оптимізації способів і засобів захисту за критеріями їх ефективності (достатності) та економічності.

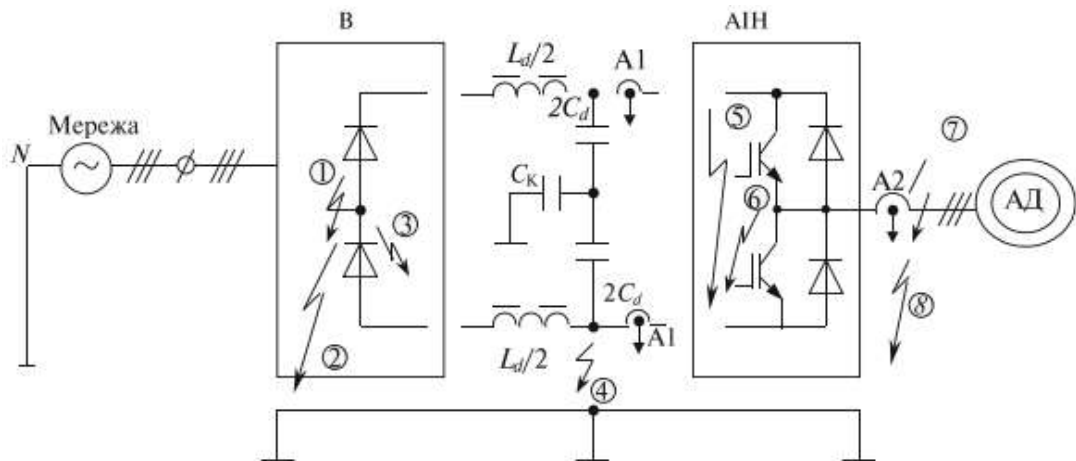


Рис. 12.4 – Силовий канал захист електропривода

На схемі на рис. 12.4 кола протікання аварійних струмів і відповідні аварійні режими позначені цифрами 1–8. Причиною аварійних струмів можуть бути короткі замикання в колах перетворювача і двигуна (1, 7), пошкодження силових напівпровідникових приладів перетворювача (3, 6), несанкціоноване включення транзистора АІН (5), порушення ізоляції та замикання на корпус у колах перетворювача і двигуна (2, 4, 8) при живленні від мереж з заземленою нейтраллю N . Вимкнення аварійних струмів засобами захисту може призвести до неприпустимих перенапруг, що потребує обмеження цих перенапруг у колах вентилів випрямляча, а особливо транзисторів АІН.

Аварійні режими 1–4 небезпечні для вентилів випрямляча. Оскільки ці режими супроводжуються високими кратностями ударних струмів і великими значеннями інтегралів I^2t для діодів і тиристорів, їх захист здійснюється за допомогою автоматичних вимикачів або швидкодіючих плавких запобіжників у входних колах перетворювача. Для обмеження неповторюваних комутаційних перенапруг у колах вентилів використовують захисні RC-кола або варистори.

Ключовими елементами, що впливають на працездатність і надійність транзисторного АІН, є смісний фільтр постійного струму та головне коло розряду смності фільтра на вихідні транзистори інвертора.

Сучасні напівпровідники IGBT здатні витримувати струм, в 8–10 разів більший за номінальний, у режимі короткого замикання протягом 10-20 мкс. Максимально допустимі напруги на переході IGBT складають від 1200 до 3500 В. Типовий час вимкнення IGBT становить 1 мкс. Таким чином, при включенні інвертора з номінальною напругою в колі постійного струму 514 В в режимі короткого замикання, сумарна індуктивність смісного фільтра і шин головного кола повинна бути в межах $75/I_n$ для приладу 12 класу до $150/I_n$ для приладу 17 класу. Для приводу потужністю 100 кВт, побудованого на приладах 12 класу, ця індуктивність має бути близько 0,1 мкГн і зменшуватися зі збільшенням потужності.

Для вирішення цієї проблеми використовують плоскопаралельну ошиновку головного кола та малоіндуктивні електричні конденсатори європейських виробників. Точні розрахунки індуктивності такої ошиновки утруднені, але при проектуванні можна

використовувати відому залежність погонної індуктивності плоскопаралельної системи однофазних шин прямокутного перерізу від їх геометричних розмірів для високих частот і відповідні номограми. Це рішення дозволяє забезпечити сумарну індуктивність ошиновки головного кола і смісного фільтра в межах 0,08–0,1 мкГн. Для приводів більшої потужності використовуються паралельні з'єднання вхідних інверторів, підключених до загальної трифазної вихідної шини через вирівнювальні реактори. При цьому коефіцієнт нерівномірності розподілу вихідних струмів між інверторами становить 1,05–1,15 при кількості паралельних кіл від 2 до 12.

Елементи силового фільтра постійного струму становлять до 50% об'єму перетворювача і до 40% його маси. Розрахункова ємність C_d фільтра в стандартних перетворювачах складає приблизно 100 мкФ/кВт. Найпідходящими для цього є електролітичні конденсатори, які мають велику питому ємність і призначені для роботи в колах постійного та пульсуючого струму. Оскільки максимальні напруги таких конденсаторів становлять 350–400 В, у схемі фільтра вони з'єднуються в паралельно-послідовні групи.

Аварійні струми в режимах 5–8 протікають у колах транзисторів АІН, які є набагато більш уразливими до перевантажень по струму. Захистити IGBT за допомогою апаратних засобів силових кіл практично неможливо. У режимах 5–7 ситуація погіршується енергією потужного конденсатора C_d (1000 мкФ) фільтра ланки постійної напруги. Тут можливе лише термінове (1–3 мкс) вимкнення транзисторів через кола керування. Для цього в колі силового каналу електропривода встановлені безінерційні датчики струму. Крім того, аварійне вимкнення транзисторів може здійснюватися спеціальними формувачами керуючих сигналів - інтелектуальними драйверами з функціями захисту.

Важливу роль у захисті, регулюванні та вимірюванні робочих параметрів електропривода відіграють датчики струму і напруги силового каналу. Вони повинні вимірювати постійні, змінні в широкому діапазоні частот та імпульсні струми і напруги в різних колах електропривода. Вимоги до датчиків включають високу точність вимірювання, лінійність вихідної характеристики, високу швидкодію та гальванічну розв'язку вхідних і вихідних кіл з високим рівнем ізоляції. Модулі LEM, що працюють за принципом компенсації магнітного потоку за допомогою елемента Хола та електронної вимірювальної схеми, задовольняють цим вимогам.

На рисунку 12.4 зображено два варіанти підключення датчиків струму: **A1** у вхідних ланцюгах (постійного струму) та **A2** у вихідних ланцюгах (змінного струму) АІН. Датчики **A1** відстежують аварійні струми для всіх режимів (5–8). Подвійне підключення датчиків **A1** обумовлене режимом 8, у якому аварійний струм протікає лише через одне з двох вхідних кіл АІН. Для інших режимів достатньо одного датчика **A1**. Датчики **A2** фіксують аварійні струми режимів 6–8 (у режимі 6 виявляється дисбаланс трьох фазних струмів асинхронного двигуна, АД). Режим 5 блокується системою керування та спеціальною схемою підключення і властивостями драйверів.

Для мінімізації паразитної індуктивності у вхідних колах АІН і зменшення комутаційних перенапруг на IGBT доцільніше використовувати підключення датчиків **A2**.

Особливістю режиму 8 є те, що швидкість наростання di/dt аварійного струму обмежується індуктивністю $L_d/2$ і мережею. Час досягнення струмом порогового значення для захисту може виявитися недостатнім, що може призвести до теплового пробою IGBT. Датчики **A2** фіксують дисбаланс трьох струмів негайно. Для прискорення реакції захисту у

схемах із датчиками **A1** середня точка конденсаторів C_d фільтра через додатковий конденсатор C_k (ємністю 4–10 мкФ) підключається до корпусу. Під час заряду C_k індуктивність мережі $L_d/2$ виключається з контуру короткого замикання. При цьому враховується зростання напруги на C_d у режимах неробочого ходу та переривчастого струму, яке становить до 1,21 разу порівняно з напругою в режимі безперервного струму випрямляча.

Для досягнення потрібної індуктивності L_d залежно від номінального струму фільтра застосовують групове паралельно-послідовне з'єднання однотипних дроселів. Дросель, як правило, виконується на розрізному осерді з немагнітним зазором.

В електроприводі потрібно захищати обмотки АД від перенапруг, спричинених проблемою «довгого кабелю», характерною для IGBT-інверторів. Для цього використовуються два варіанти фільтрів: **паралельний фільтр** (встановлюється біля АД на відстані 1–2 м) і **послідовний фільтр** (підключається до вихідних затискачів перетворювача). Необхідність застосування фільтрів залежить від параметрів IGBT-модулів, типу двигуна і кабелю.

Для електродинамічного гальмування передбачається встановлення гальмівного транзисторного ключа на шині постійної напруги. Гальмівний резистор розміщується поза перетворювачем і підключається до його силових затискачів. Потужність гальмівного контуру становить 20–50% від номінальної потужності електропривода. Система керування електропривода включає канал для керування гальмівним регулятором з відповідним програмним забезпеченням.

Мікроконтролер виконує функції керування і обробки даних. Його вибір визначається вимогами до системи та вартістю. У систему керування також входять допоміжні вузли (датчики, блоки введення-виведення, пульт керування). Обмін даними між вузлами здійснюється через магістраль RS-485.

Ключі перетворювача керуються драйверами, які забезпечують контроль стану транзисторів і регулювання часу вмикання/вимикання. Частота ШІМ вибирається з урахуванням синусоїдальності струмів двигуна і мінімізації динамічних втрат у IGBT.

Одним з недоліків таких систем є комутаційні втрати в IGBT, які обмежують частоту комутації. При високих швидкостях комутації та довгих кабелях зростають перенапруги, що можуть пошкодити ізоляцію двигуна.

Одним із способів зниження комутаційних втрат є використання принципів «м'якої» комутації силових ключів інвертора – в нулі струму або напруги. Одна з таких схем з осцилограмою напруги на навантаженні наведена на рис. 12.5.

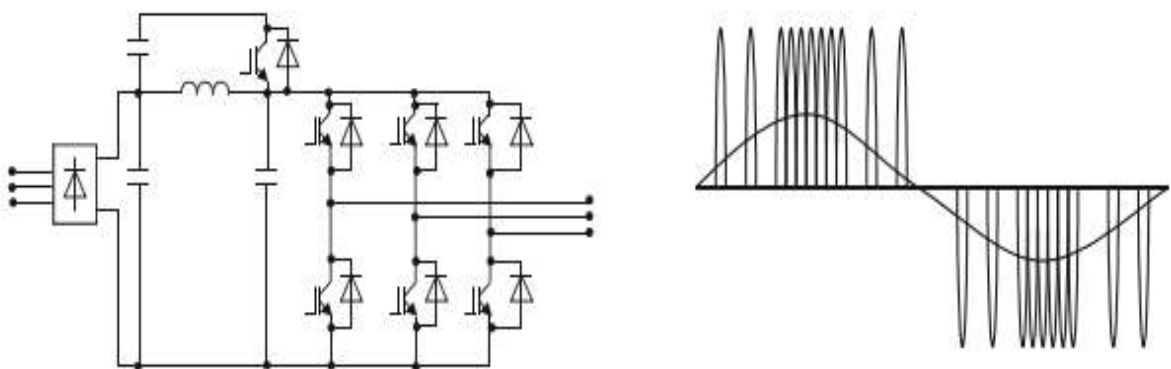


Рис. 12.5 – Схема комутації силових ключів інвертора - в нулі струму або напруги

На шині постійного струму формується послідовність однополярних імпульсів напруги дзвоноподібної форми. Для створення необхідної вихідної напруги інвертор застосовує принципи число-імпульсної модуляції замість ШІМ. Комутація імпульсів відбувається в моменти, коли напруга на шині постійного струму дорівнює нулю.

Для масового застосування в індукційних електроприводах існує широка номенклатура інтелектуальних модулів. Вони зазвичай включають некерований випрямляч і транзистори для трифазної мостової схеми, а також елементи захисту, контролю та управління перетворювачем частоти.

Активно розвиваються інтелектуальні силові модулі (ІРМ), які об'єднують у одному корпусі основну частину схеми перетворювача частоти разом із системами керування, захисту, діагностики, автоматики режимів і джерелами живлення. Відомі виробники, такі як **Mitsubishi**, **Fuji**, **Semikron** та інші, випускають серії ІРМ (одно-, дво- і шестиключові), створені за багатопаровими технологіями. У цих модулях застосовуються гібридні схеми та поверхневий монтаж із граничними параметрами: до 800 А/1200 В для одноключових модулів і до 300 А/1200 В для шестиключових. Вони забезпечують керування силовими ключами через малопотужні гальванічно розв'язані сигнали рівня TTL, а також мають захист від перевантаження струмом, перенапруги та перегріву.

Компанія **International Rectifier** пропонує серію ІРМ «Powertrain» (рис. 12.6), яка є ремонтпридатними перетворювачами частоти для регульованого електропривода. У цих модулях використовуються технології поверхневого монтажу як для силової частини, так і для «інтелектуальної» складової.

Структура і функції модулів ІРМ:

- Випрямлення змінного струму первинної мережі живлення.
- Перетворення високовольтної постійної напруги на змінну для керування двигуном.
- Гальванічна розв'язка силових і керуючих кіл.
- Захист від коротких замикань, перенапруг і перегріву.
- Формування 5- і 15-вольтних постійних напруг для живлення внутрішніх блоків системи та зовнішніх пристроїв (мікроконтролерів, ШІМ-модуляторів).
- Підключення зовнішньої мережі живлення, двигуна та керуючих сигналів.

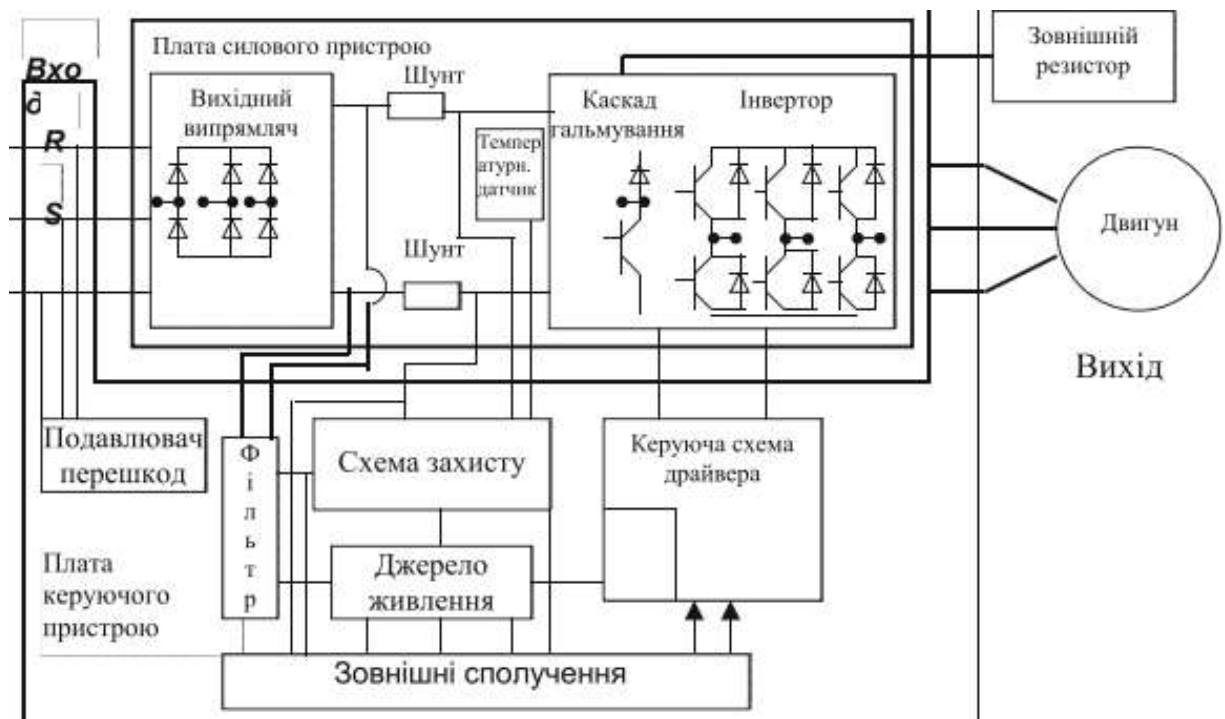


Рис. 12.6 – IPM «Powertrain»

Керування модулем здійснюється шляхом подачі на входи драйвера послідовності сигналів, генерованих задаючим пристроєм користувача, відповідно до алгоритму керування режимами роботи технологічної установки.

Для оптимізації роботи системи ПЧ-насос, наприклад, в електроприводі **Unidrive VTC**, який реалізує керування моментом, що змінюється, використовується квадратична характеристика U/f (напруга/частота). Ця характеристика дозволяє перетворювачу адаптуватися до механізму та керувати ним за оптимальною траєкторією, мінімізуючи енергетичні втрати.

При зменшенні навантаження на валу двигуна і відповідному зниженні струму статора перетворювач зменшує напругу на обмотках статора, зберігаючи частоту постійною. Завдяки цьому знижуються втрати енергії в статорі, що зменшує загальні енергетичні втрати системи. У разі збільшення навантаження процес відбувається у зворотному порядку, і перетворювач повертається до номінальної характеристики. Динамічну зміну характеристик U/f ілюструє рис. 12.7.



Рис. 12.7 – Динамічна зміна характеристик U/f

Серед корисних функцій для керування насосами і вентиляторами можна виділити:

- можливість «підхоплення» обертового двигуна;

- автоматичний перезапуск при зникненні живлення.

Перетворювач підтримує до п'яти перезапусків із затримкою до 25 секунд перед увімкненням, що достатньо для більшості насосів і вентиляторів. Також є функція задання трьох частот, які визначаються користувачем для уникнення резонансних явищ у механізмі та двигуні.

Для забезпечення підвищеного пускового моменту в приводах **Unidrive VTC** передбачено форсування напруги на низьких частотах обертання. Це дозволяє збільшити напругу на обмотках статора, що, у свою чергу, підвищує момент, розвинутий двигуном, і дозволяє запускати механізми з високим пусковим моментом.

В енергоефективних частотно-регульованих електроприводах оптимізація потоку і керування з мінімальними втратами можуть бути реалізовані навіть без складних алгоритмів, використовуючи прості функціональні перетворювачі.

З аналізу електромагнітних втрат асинхронного двигуна (АД) випливає, що в сталому режимі втрати залежать від трьох параметрів: моменту навантаження, потоку в двигуні і частоти керування. Умови мінімізації втрат визначаються шляхом розв'язання рівнянь, отриманих із прирівняння до нуля часткових похідних суми загальних і електромагнітних втрат за потоком. Знайденому мінімуму втрат відповідає оптимальне значення потоку.

Оптимальні значення потоку $\phi_{\text{опт}}$ для різних частот f_* можна з достатнім ступенем точності визначити аналітично, не звертаючись до розрахунків і досліджень функції електромагнітних втрат

$$\Delta P_{\text{ф.в}} = \psi(\phi)$$

де $\phi = \Phi / \Phi_{\text{н}}$ та $f_* = f / f_{\text{н}}$ - відносний потік і частота.

Робота частотно-регульованого електропривода здійснюється наступним чином. Сигнал завдання частоти (f_3) подається на входи блоків керування частотою та напругою. Контур регулювання частоти залишається розімкненим, тоді як контур регулювання напруги замкнений і включає у зворотному зв'язку блок обчислення оптимального потоку. На входи цього блоку надходять дані про виміряну частоту (f_*) та момент (μ) з виходу відповідних датчиків. На виході блоку формується сигнал оптимального потоку ($\phi_{\text{опт}}$) який порівнюється із сигналом дійсного потоку (Δ), отриманим від датчика положення. Результати порівняння сигналів ($\phi_{\text{опт}}$ і Δ) передаються до блоку керування напругою.

Оптимальне значення потоку ($\phi_{\text{опт}}$), що забезпечує мінімальні втрати енергії в двигуні, зменшується зі збільшенням частоти (f_*) і зі зниженням моменту (μ). Це дозволяє об'єднати залежності $\phi_{\text{опт}}$ для різних значень моменту в одну загальну функцію $\phi_{\text{опт}}$, яка залежить від виразу $(f_* + \Delta f_* \mu)$. Ця залежність реалізується через функціональний перетворювач $\Phi_{\text{М2}}$, тоді як залежність $\Delta f_* \mu$ від моменту μ виконується за допомогою функціонального перетворювача $\Phi_{\text{М1}}$. Загальний характер описаних залежностей для різних типів двигунів є однаковим.

Енергозберігаючий частотно-регульований електропривод, побудований на основі асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором і екстремальним керуванням для мінімізації втрат, може ефективно використовуватися в промислових системах і механізмах.

12.2. Асинхронний електропривід з фазовим керуванням

На рис. 12.8 а показано залежності струму від напруги при різних моментах навантаження. З графіка видно, що для кожного навантаження існує така напруга, при якій струм, споживаний електродвигуном, є мінімальним. Штрихова лінія, проведена через точки мінімального струму для кожного навантаження, визначає закон регулювання напруги залежно від струму. Реалізація такого закону дозволяє мінімізувати струм, що споживається з мережі, незалежно від навантаження.

На рис. 12.8 б зображена структура енергозберігаючого приводу з екстремальним керуванням. До її складу входять електродвигун (Д), тиристорний регулятор напруги (ТРН), система керування регулятором (СК), датчик напруги (ДН), блок диференціювання сигналу напруги (БДН), датчик потужності (ДМ), блок перемноження (БМ), арифметичний блок (АБ), блок диференціювання сигналу потужностей (БДМ) і блок розподілу (БР).

Зменшення втрат електроенергії в асинхронних електроприводах із змінним навантаженням досягається регулюванням напруги на статорі електродвигуна залежно від струму або навантаження.

У робочому режимі датчики напруги та моменту передають сигнали на відповідні блоки. Сигнал від датчика напруги надходить у блок диференціювання, а сигнал від датчика моменту перемножується із сигналом, пропорційним значенню $(1-\eta)$, отриманим із арифметичного блоку. На виході формується сигнал, пропорційний сумарним втратам у двигуні, які складаються з електромагнітних та механічних втрат. У блоці диференціювання сигнал потужності (dP/dt) поділяється на диференційований сигнал (d/dt) , утворюючи значення dP/d .

Залежно від навантаження цей сигнал змінює знак. Для забезпечення екстремального регулювання його вихідне значення має дорівнювати нулю. В суматорі виконується додавання або віднімання сигналів, що підтримує роботу двигуна в зоні екстремального регулювання при різних навантаженнях.

Таким чином, система асинхронного електропривода з екстремальним керуванням мінімізує сумарні втрати в двигуні при будь-якому рівні навантаження, підвищуючи ККД і ефективність використання встановленої потужності.

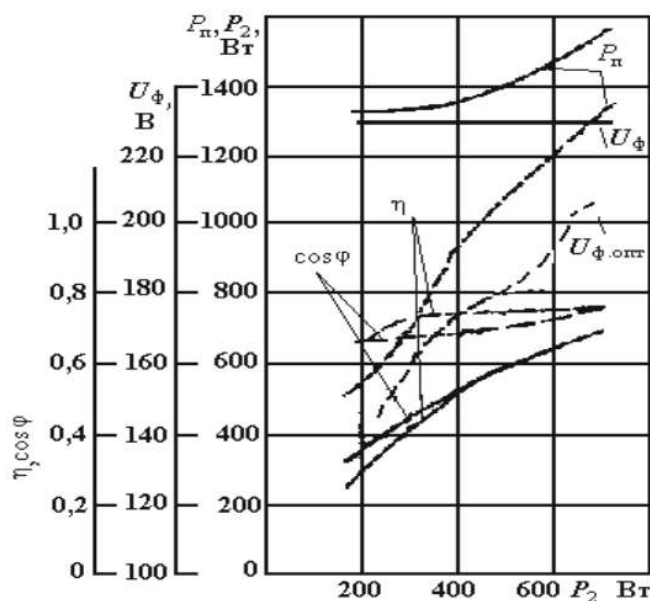


Рис. 12.9 – Характеристики електропривода зі змінним навантаженням при живленні від мережі

На рис. 12.9 показані характеристики електропривода зі змінним навантаженням при живленні від мережі з частотою 50 Гц і напругою 220 В (суцільні лінії) та від енергозберігаючого пристрою (пунктирні лінії). З характеристик видно, що при зменшенні навантаження від номінального ($P_{2н} = 750$ Вт) до мінімального (200 Вт) використання енергозберігаючого пристрою значно підвищує енергоефективність порівняно з нерегульованим приводом. Потужність, споживана двигуном (P_n), змінюється від 8,7 до 61%, ККД зростає з 7 до 43%, а коефіцієнт потужності $\cos\phi$ збільшується з 6 до 36%. Оптимальна фазна напруга зменшується до 50% від номінальної напруги.

Отже, застосування енергозберігаючого пристрою суттєво покращує техніко-економічні та енергетичні характеристики електропривода з фазовим керуванням.

12.3. Електропривод з векторним керуванням

На рис. 12.10 показана структура приводу змінного струму з векторним керуванням. Як робоча машина можуть використовуватися синхронний двигун із магнітоелектричним ротором або синхронний реактивний двигун. Також ця структура підходить для керування трифазними вентильно-індукторними двигунами з різнополярним живленням і кроковими двигунами в режимі безколекторних двигунів постійного струму.

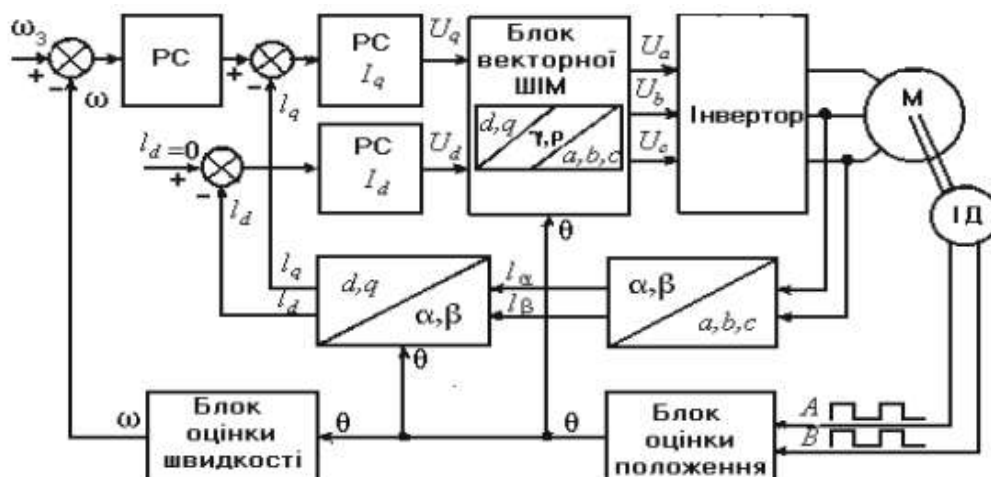


Рис. 12.10 – Структура приводу змінного струму з векторним керуванням

В якості силового перетворювача застосовується інвертор на IGBT-ключах або інтелектуальних силових модулях. Драйвери ключів інвертора підключаються безпосередньо до виходів ШІМ-генератора мікроконтролера (А, А/, В, В/, С, С/), що працює в режимі широтно-імпульсної модуляції базових векторів. Це дозволяє максимально ефективно використовувати напругу ланки постійного струму і мінімізувати динамічні втрати в інверторі.

Для роботи системи використовується імпульсний датчик положення ротора двигуна. Сигнали з датчика надходять до контролера і обробляються в блоці оцінки положення. Цей блок може бути реалізований за допомогою спеціального таймера з квадратурним режимом. Код механічного положення ротора програмно перетворюється у код електричного положення q , який відповідає полюсному розподілу двигуна.

Для визначення швидкості використовуються або спеціалізовані периферійні пристрої мікроконтролера (естиматори швидкості), які вимірюють часові інтервали руху, або універсальні периферійні модулі, такі як процесори подій. У такому випадку таймер, що працює у квадратурному режимі, слугує базовим для одного з каналів порівняння. Під час руху двигуна таймер ініціює переривання, яке обробляється центральним процесором. У процесі обслуговування визначається часовий інтервал між подіями, на основі чого розраховується поточна швидкість приводу.

Таймер у квадратурному режимі забезпечує точну ініціалізацію сигналів датчика положення та автоматичну корекцію стану. Естиматор швидкості дозволяє працювати з роздільною здатністю від 1 до 255 імпульсів на період вимірювання або часу з кроком 50–100 нс, забезпечуючи мінімальну похибку (до 0,1%).

Для вимірювання електричних параметрів мікроконтролер повинен бути оснащений АЦП із роздільною здатністю не менше 10–12 біт і часом перетворення до 5–10 мкс. Зазвичай, восьми каналів АЦП вистачає для прийому сигналів зворотного зв'язку за струмом фаз, напругою та струмом у ланці постійного струму, а також зовнішніх сигналів. Додатково ці канали використовуються для реалізації захисту інвертора та двигуна. Автоматичне сканування АЦП значно підвищує продуктивність і зазвичай реалізується за допомогою процесора периферійних транзакцій або автозапуску від генератора ШІМ.

На основі сигналів про фазні струми (I_a та I_b) обчислюється струм третьої фази (I_c) і виконується їх прив'язка до нерухомої системи координат статора (α , β). Перехід до рухомої системи координат, пов'язаної з поточним положенням ротора (d , q), дозволяє визначити компоненти вектора струму статора по осях d та q . Це забезпечує точний розрахунок і ефективне керування двигуном.

Момент синхронного двигуна зі збудженням від постійних магнітів пропорційний складовій вектора струму статора по поперечній осі (q). Для мінімізації загального струму, що споживається двигуном, бажано підтримувати струм по поздовжній осі (d) рівним нулю. Таким чином, вихід регулятора швидкості приводу (РС) підключають до входу регулятора струму по осі q (PT I_q), тоді як на вхід регулятора струму по осі d (PT I_d) подається нульове завдання. Зазвичай регулятори швидкості та струмів є пропорційно-інтегральними.

Вихідні сигнали регуляторів струму відповідають компонентам вектора напруги статора по осях d і q . У блоці векторної ШІМ-модуляції ці компоненти спочатку перетворюються в полярну систему координат (q , r), пов'язану з поздовжньою віссю ротора. Потім, враховуючи поточне положення ротора (q), визначається робочий сектор, внутрішньосекторний кут, а також компоненти базових векторів у нерухомій системі координат, пов'язаній зі статором. На основі цих даних формуються напруги, що подаються на обмотки двигуна (U_a , U_b , U_c).

Усі перетворення координат (прямі та зворотні перетворення Марка та Кларка) повинні виконуватися в реальному часі. Для ефективної роботи системи векторного керування бажано використовувати мікроконтролери, оснащені вбудованими бібліотеками функцій, спеціально адаптованими для керування двигунами, включно з функціями для виконання перетворень координат. Час виконання кожної функції має становити не більше кількох мікросекунд.

Особливістю системи векторного керування асинхронними двигунами є потреба у додатковому обчислювальному блоці для оцінки поточного кутового положення вектора

потокочеплення ротора. Ця оцінка виконується на основі розв'язання в реальному часі системи диференціальних рівнянь, які базуються на математичній моделі двигуна.

Подібна задача потребує додаткових обчислювальних ресурсів центрального процесора, оскільки розрахунки повинні виконуватися з високою швидкістю для забезпечення точної роботи системи.

Розглянута структура системи керування забезпечує автоматичне формування синусоїдальних струмів і напруг у фазах двигуна під час його роботи в режимі безколекторного двигуна постійного струму. При цьому підтримується оптимальний кут комутації та мінімізуються пульсації електромагнітного моменту. В окремих випадках, наприклад, у приводах із вентиляно-індукторними чи безколекторними двигунами постійного струму, достатньо на етапі комутації підтримувати в обмотках двигуна фіксований рівень струму. Це значно спрощує структуру системи керування (рис. 12.11).

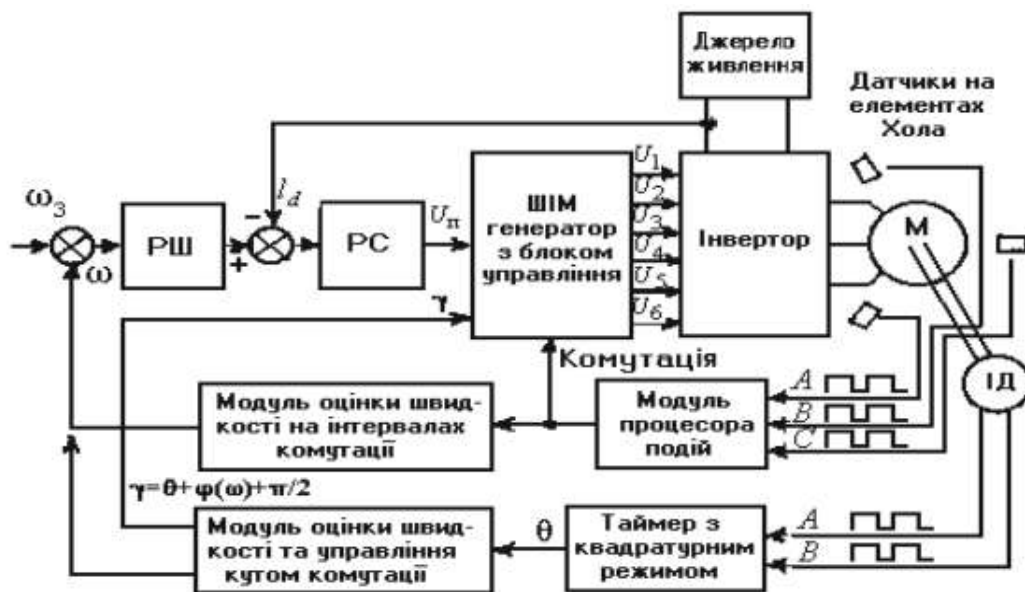


Рис. 12.11 – Структуру системи керування

Серед сучасних методів керування частотно-регульованими приводами змінного струму з асинхронними двигунами (АД) найбільш поширеними є:

- векторне керування двигунами;
- векторна синусоїдальна ШІМ.

Типова структура електропривода з векторним керуванням асинхронним двигуном наведена на рис. 12.12.

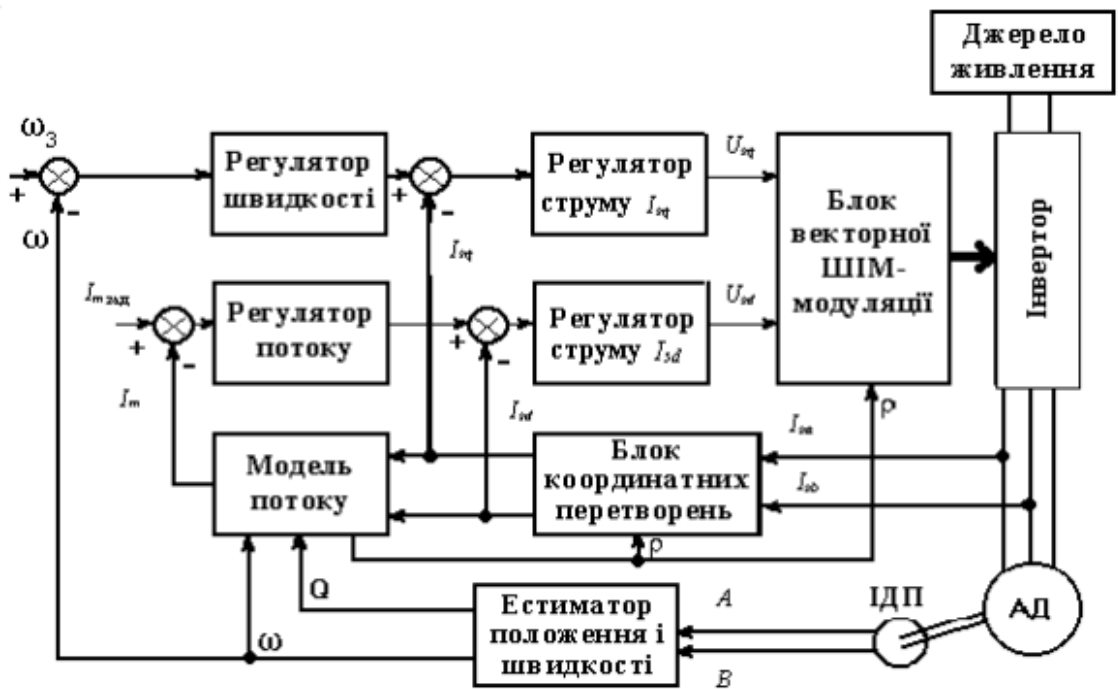


Рис. 12.12 – Структура електропривода з векторним керуванням асинхронним двигуном

Для реалізації векторного керування необхідна інформація про координати відповідного вектора в нерухомій системі координат (де виконуються вимірювання) та орієнтацію обертової системи координат (де здійснюється незалежне регулювання електромагнітних і механічних змінних). На основі цієї інформації виконується векторне перетворення. Найбільш поширені вимірювання - це струм і положення ротора, а також струм і напруга (в системах без датчика механічного руху на валу двигуна).

Діаграма векторної синусоїдальної ШІМ представлена на рис. 12.13.

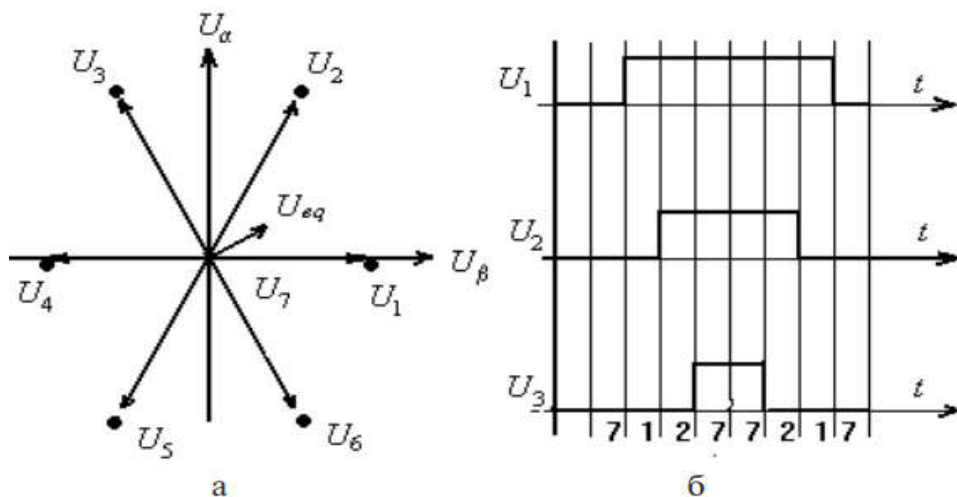


Рис. 12.13 – Діаграма векторної синусоїдальної ШІМ

На рис. 12.13, а показано вектори вихідних напруг перетворювача, а на рис. 12.13, б - часова діаграма фазних напруг. Відносна тривалість застосування кожного з векторів (закон модуляції) визначається однозначно. Щодо послідовності перемикачів (закон

комутації), вона вибирається додатково. Центрована ШІМ характеризується симетричною діаграмою комутації фазних напруг протягом періоду (рис. 12.13 б).

Робота процесорного контролера ґрунтується на числовому інтегруванні рівнянь регуляторів, моделях кіл асинхронного двигуна і виконанні векторних перетворень, зображених на рис. 12.13. Оскільки ці операції виконуються послідовно, розрахунки відбуваються із визначеною затримкою, що залежить від часу виконання обчислювального циклу. Цей цикл не повинен перевищувати 20 мкс, інакше затримка почне негативно впливати на перехідні процеси.

У сучасних електроприводах часто застосовують цифрові системи керування, де алгоритм роботи реалізується без використання мікропроцесора, що дозволяє знизити вартість привода. Наприклад, керування вентилювальним приводом може бути реалізоване за допомогою спеціалізованої мікросхеми з «жорстко» вбудованим алгоритмом. Порівняння таких схем із системами, що базуються на мікропроцесорних контролерах, показує, що перші доцільні лише в умовах великомасштабного виробництва через їхню обмежену гнучкість.

Прикладом сучасного електропривода є 600-та серія «бездатчикових» силових перетворювачів від компанії АВВ, призначених для загальнопромислових асинхронних електроприводів. У цих пристроях реалізується не тільки векторне керування, але й сучасні методи оцінки змінних стану (частота обертання визначається за струмом і напругою). Крім того, використовується система релейного регулювання струму, що підвищує ефективність керування.

Завдання для самоконтролю

1. Які основні проблеми виникають при використанні асинхронних електродвигунів, що працюють в умовах недовантаження?
2. Які функції виконують тиристорні пускові пристрої серії УМТ-2, і які їхні основні переваги?
3. Як реалізується мінімізація втрат у асинхронних електроприводах і яке значення має регулювання напруги на статорі електродвигуна?
4. Яка роль датчиків напруги та моменту в системі енергозберігаючого приводу з екстремальним керуванням?
5. Як зниження навантаження на електропривод впливає на енергетичні показники, такі як потужність, ККД та коефіцієнт потужності $\cos\phi$?
6. Що таке векторне керування в електроприводах і як воно впливає на ефективність роботи асинхронних двигунів?
7. Як система векторного керування використовує імпульсні датчики для визначення положення ротора і швидкості обертання?
8. Які основні функції виконують регулятори швидкості та струму в системі векторного керування?
9. Які особливості має векторна синусоїдальна ШІМ, і чому важливо точно реалізувати ці перетворення в реальному часі?
10. Які переваги має цифрова система керування в порівнянні з мікропроцесорними контролерами в електроприводах?

11. Як змінюється швидкість обертання асинхронного двигуна і як це впливає на момент двигуна?
12. Які елементи складають частотно-регульований електропривод?
13. Як працює система з інвертором струму або напруги в частотно-регульованому електроприводі?
14. У чому полягає основна різниця між інвертором з джерелом струму (CSI) і інвертором з джерелом напруги (VSI)?
15. Які особливості застосування широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) в частотно-регульованих електроприводах?
16. Як частотно-регульовані електроприводи з синхронними двигунами відрізняються від тих, що з асинхронними?
17. Які технології забезпечують енергозбереження і автоматизацію в частотно-регульованих електроприводах?
18. Які основні типи перетворювачів частоти використовуються в електроприводах і які їх переваги?
19. Як працює метод просторового векторного керування і чим він відрізняється від звичайного керування за законом U/f ?

ТЕМА 13. ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ І ЗМЕНШЕННЯ ВПЛИВУ НА МЕРЕЖУ ЕЛЕКТРОПРИВОДІВ

Мета: ознайомити здобувачів вищої освіти з методами підвищення енергетичних показників і зменшення впливу на мережу електроприводів.

План лекції

1. Традиційні способи компенсації реактивної потужності;
2. Силові резонансні фільтри енергетичного призначення;
3. Використання ненастроєних фільтрів;
4. Застосування багатофункціональних пристроїв на основі активних фільтрів;
5. Використання статичних тиристорних компенсаторів;
6. Зниження рівнів гармонік засобами мережі живлення;
7. Спеціальні способи керування і схемні рішення вентильних перетворювачів.

Хід проведення лекційного заняття

- I. Організація групи;
- II. Мотивація навчальної діяльності. Оголошення теми та мети;
- III. Викладення та обговорення нового матеріалу.
- IV. Оголошення завдання на самостійне опрацювання та підготовку.

13.1. Традиційні способи компенсації реактивної потужності

Сьогодні для регулювання якості електроенергії та зменшення впливу вентильних електроприводів на мережу використовують такі методи:

- застосування традиційних способів компенсації реактивної енергії, зокрема синхронні двигуни, компенсатори та батареї конденсаторів;

- використання багатфункціональних пристроїв, таких як силові резонансні фільтри, фільтрокомпенсуючі (ФКМ) і фільтросиметруючі (ФСМ) пристрої, системи "акумуляторна батарея - перетворювач", коректори потужності, статичні тиристорні компенсатори, що забезпечують компенсацію реактивної потужності, фільтрацію гармонік, зменшення відхилень напруги та її симетризацію;
- зниження рівня гармонік через засоби мережі живлення;
- застосування спеціальних методів керування та схем вентильних перетворювачів;
- використання систем керування вентильними перетворювачами для покращення енергетичних характеристик електроприводів.

Синхронні двигуни є ефективними для компенсації реактивної потужності в системах електропостачання. Вони можуть одночасно виконувати функцію приводного двигуна та генерувати реактивну потужність, працюючи з випереджальним коефіцієнтом потужності ($\cos\phi$), що досягається регулюванням струму збудження.

Синхронні компенсатори використовуються для компенсації коефіцієнта потужності в мережі та підтримки стабільного рівня напруги в зонах з високими споживчими навантаженнями. Зазвичай вони працюють у перезбудженому режимі, коли віддають реактивну потужність в мережу. Проте в періоди зниження навантажень, наприклад, вночі, вони можуть працювати в недозбудженому режимі, споживаючи індуктивний струм і реактивну потужність з мережі. Це може призвести до підвищення напруги в мережі, тому для її стабілізації необхідно завантажити мережу індуктивними струмами, що знижують напругу. Для цього синхронні компенсатори оснащені автоматичними регуляторами збудження, які підтримують постійну напругу на їх затискачах.

Синхронні компенсатори не мають приводних двигунів і, за своєю суттю, працюють подібно до синхронних двигунів, які перебувають у режимі холостого ходу. Тому вони також споживають незначний активний струм і витрачають активну потужність з мережі для покриття своїх втрат. Компенсатори виготовляються потужністю до $S_H = 100$ МВт і мають полюсну конструкцію, зазвичай з 6 або 8 полюсами. Потужні компенсатори часто оснащуються водяним охолодженням.

Для забезпечення асинхронного пуску всі синхронні компенсатори оснащені пусковими обмотками на полюсних наконечниках, а полюси виконуються масивними. Для пуску зазвичай використовують прямий метод, а в деяких випадках - реакторний пуск. Потужні компенсатори іноді запускаються за допомогою пускових асинхронних двигунів, які встановлюються на одному валу з компенсатором. Для синхронізації з мережею часто застосовується метод самосинхронізації.

Оскільки синхронні компенсатори не виробляють активну потужність, питання статичної стійкості роботи для них не є критичним. Вони виготовляються з меншим повітряним зазором, ніж генератори та двигуни, що забезпечує більшу реактивну потужність. Зменшення зазору також дозволяє спростити обмотку збудження та знизити вартість машини.

Номінальна повна потужність синхронного компенсатора $S_H = mU_{\#}I_H$ відповідає його роботі з перезбудженням. Найбільші значення струму і потужності в недозбудженому режимі виходять при роботі в реактивному режимі з $i_f = 0$ і $E = 0$.

$$I_{\text{нз}} = \frac{E - U_{\text{н}}}{x_d} = \frac{U_{\text{н}}}{x_d}$$

Якщо знехтувати втратами x_d , і відповідна повна потужність складає:

$$S_{\text{нз}} = m U_{\text{н}} I_{\text{нз}} = \frac{m U_{\text{н}}^2}{x_d}$$

Відповідно до останніх рівностей

$$\frac{S_{\text{нз}}}{S_{\text{н}}} = \frac{U_{\text{н}}}{x_d I_{\text{н}}} = \frac{1}{x_{d*}}$$

Звичайно $x_{d*} = 1,5 \div 2,2$ і $\frac{S_{\text{нз}}}{S_{\text{н}}} = 0,45 \div 0,67$.

У більшості випадків у недозбудженому режимі потребується менша потужність, ніж у перезбудженому, і вказані значення відношень відповідають експлуатаційним вимогам. Однак у деяких випадках може знадобитися більша потужність SHB. Це можна досягти збільшенням зазору, що, однак, веде до підвищення вартості машини. Тому в останні роки розглядається можливість використання режиму з негативним струмом збудження, при якому $E < 0$, що призводить до зростання ІНЗ. Оскільки синхронний компенсатор по активній потужності навантажений лише втратами, він може стабільно працювати і при невеликому негативному збудженні.

У деяких випадках у маловодні періоди для роботи в режимі компенсаторів використовуються також генератори гідроелектростанцій.

Конденсатори - це спеціальні пристрої, призначені для генерації реактивної потужності. В порівнянні з іншими джерелами реактивної потужності, вони мають такі переваги, як низькі втрати реактивної потужності, простота монтажу та експлуатації. Однак серед їх недоліків можна відзначити залежність генерованої потужності від напруги, недостатню стійкість при перевантаженнях по струму і напрузі, а також погіршення роботи в мережах з підвищеним вмістом вищих гармонік.

13.2. Силові резонансні фільтри енергетичного призначення

Зниження рівня вищих гармонік в електричних мережах є частиною загальної задачі зменшення впливу нелінійних навантажень на мережу живлення та поліпшення якості енергії в електричних підсистемах. Комплексне вирішення цієї задачі, яке базується на використанні багатофункціональних пристроїв, є економічно доцільнішим, ніж, наприклад, заходи, спрямовані на поліпшення форми струму мережі перетворювачами. Прикладом таких багатофункціональних пристроїв є силові резонансні фільтри (СРФ) для зменшення рівня вищих гармонік, так звані фільтрокомпенсуючі пристрої, які, крім зниження рівня вищих гармонік, генерують реактивну потужність для мережі. За певних умов такі фільтри також можуть використовуватися для симетрування системи нелінійних напруг в електричній мережі. Фільтри можуть бути використані для розділення лінійних і нелінійних навантажень (загороджувальні фільтри) або для шунтування (поглинання) струмів вищих гармонік.

Моделювання лінійних і нелінійних навантажень може здійснюватися за допомогою фільтрів низьких частот (ФНЧ) або смугових фільтрів, які є більш складними за конструкцією. Найпростіший фільтр низької частоти - це Г-подібний фільтр, контур якого

утворюється індуктивністю трансформатора перетворювача та ємністю батареї конденсаторів, підключених до шин підстанції. Для уникнення резонансних підвищень напруги на частотах гармонік резонансна частота контуру мережа - батарея конденсаторів повинна бути нижчою за частоту найменшої гармоніки амплітудного спектра струму (ЕПК) нелінійного навантаження.

Відношення опорів навантаження (батареї) і мережі для n -ї гармоніки:

$$\frac{X_{Cn}}{X_{ш}} = \frac{S_k}{Q_n^2}$$

Відношення потужності короткого замикання за трансформатором живлення до потужності цього трансформатора знаходиться в межах:

$$\frac{S_k}{S_T} = 5 \div 10.$$

Відношення струмів n -ї гармоніки після фільтра і до фільтра позначимо в такий спосіб:

$$k = \frac{I_{2n}}{I_{1n}}$$

За допомогою останніх виразів співвідношення між потужністю трансформатора живлення і реактивною потужністю батареї конденсаторів, при якому забезпечується задане значення коефіцієнта k , записується у вигляді

$$\frac{Q_\delta}{S_T} \geq \frac{(5 \div 10) S_T (1 - k)}{kn^2}$$

Останній вираз дозволяє зробити висновок, що для ефективного зниження рівня гармонік за допомогою Γ -подібного фільтра потрібна потужність батареї конденсаторів, що дорівнює потужності трансформатора живлення. Очевидно, що таке рішення є економічно не вигідним.

Аналогічний результат спостерігається і при використанні мостових фільтрів низьких частот. Використання T -подібного фільтра є менш доцільним порівняно з M -подібним, оскільки T -подібний фільтр менш надійний через наявність двох послідовно підключених реакторів. Крім того, вхідний опір T -подібного фільтра на частотах гармонік дещо вищий, ніж у M -подібного, що призводить до більшого спотворення кривої напруги на затискачах нелінійного навантаження.

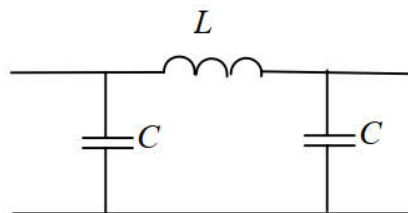


Рис. 13.1 – Спрощена схема ПЛ без активних опорів

При визначенні параметрів реакторів і конденсаторів фільтрів знехтуємо активними опорами фільтра і систем електропостачання. Передатна функція по струму схеми, наведеної на рис. 13.1, має вид:

$$I(p) = \frac{i_2(p)}{i_1(p)} = \frac{1}{p^4 C^2 L_n L + p^2 C(2L_n + L) + 1};$$

$$k = \frac{I_2}{I_1} = \frac{1}{n^4 \frac{X_p X_n}{X_c^2} + n^2 \frac{X_p + 2X_n}{X_c} + 1},$$

де X_p, X_n, X_c – реактивні опори реактора фільтра, навантаження і поперечного плеча фільтра.

Позначивши $\frac{X_p}{X_n} = k_n$ і $\frac{X_n}{X_c} = k_{p1}$, вираз для k_{p1} при заданому значенні коефіцієнта k знайдемо з рівняння:

$$k_{p1} = -\frac{k_n n^2}{2(k_n n^2 + 2)} + \sqrt{\alpha(k_n n^2 + 2)n^2 + \left[\frac{k_n}{2(k_n n^2 + 2)}\right]^2}.$$

Для $k_n = 1, k = 0,5$ і $n = 5$ виявляється $k_{p1} = 0,025$. Отже, сумарна потужність батареї конденсаторів фільтра:

$$Q_{\delta\Sigma} = 2 \cdot 0,025(5 \div 10)S_T = (0,25 \div 0,5)S_T.$$

Таким чином, для ефективного зниження рівня гармонік напруги в мережі встановлена потужність батареї конденсаторів повинна бути близька до потужності трансформатора живлення. При паралельному з'єднанні LC-кіл, налаштованих на частоти окремих гармонік, реалізується ланцюговий фільтр. У цьому випадку дефіцит реактивної потужності на шинах підстанції може бути повністю компенсований за допомогою батареї конденсаторів фільтрів, причому їх встановлена потужність використовується на 80-90%. Таким чином, ланцюгові фільтри є найбільш простими та економічно вигідними (рис. 13.2).

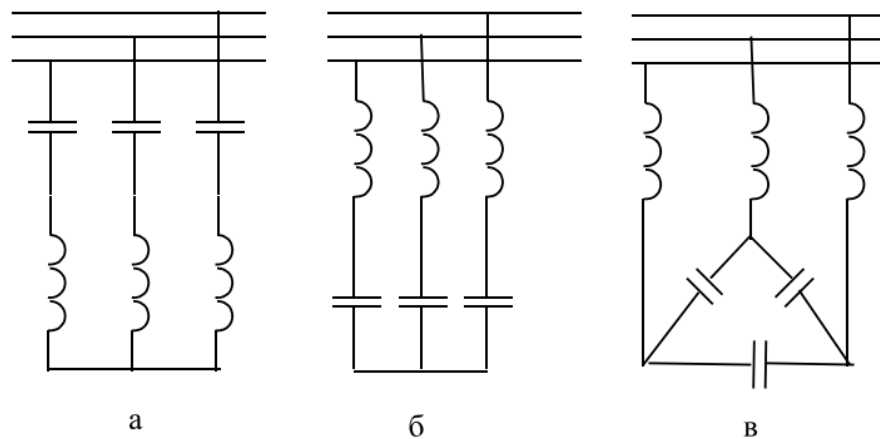


Рис. 13.2 – Схема з'єднання компенсаторів

У схемі, наведена на рис. 13.2 а, ізоляція конденсаторів відносно землі знаходиться під напругою, що не перевищує фазну напругу мережі, що підвищує надійність експлуатації батареї. Найбільше поширення отримала схема, показана на рис. 13.2 б.

Технічними умовами для експлуатації конденсаторів передбачається обмеження перевищень напруги та струму понад номінальні значення деякими величинами S_c і S_i (у частках від номінальних значень). При роботі конденсаторів у мережах з гармоніками іноді виникає додаткове обмеження, яке обмежує потужність батареї в робочих режимах до номінального значення. У цьому випадку приймаються $S_c=1$ і $S_i=1,3$.

Тепер знайдемо вираз для потужності батареї конденсаторів силового резонансного фільтра для n -ї гармоніки, припускаючи, що в колі фільтра протікає струм тільки 1-ї та n -ї гармонік. Напруга на батареї конденсаторів не перевищить припустимого (номінального) значення, якщо виконано таку умову:

$$\alpha_p^2 k_u^2 \leq C_u$$

$$\alpha_p = \frac{n_p^2}{n_p^2 - 1}; k_u = \frac{U_m}{k_c U_{нр}}$$

де n_p - гармоніка, на частоту якої настроєний фільтр; U_m - найбільше можливе в експлуатації значення лінійної напруги на шинах підстанції; $U_{нр}$ - номінальна лінійна напруга батареї конденсаторів фільтра.

При сполученні конденсаторів у трикутник чи зірку значення коефіцієнта k_c береться відповідно рівним одиниці чи $\sqrt{3}$. Неприпустимі перевантаження конденсаторів фільтра по струму не мають місця, якщо:

$$\sqrt{I_{1p}^2 + \Sigma I_{np}^2} \leq C_i I_{нр}$$

де I_{1p} і I_{np} - лінійні струми 1-ї і n -ї гармонік у колі фільтра; $I_{нр}$ - номінальний струм батареї.

Якщо в колі встановлено кілька фільтрів, то в першому наближенні можна припустити, що через кожен фільтр проходить струм 1-ї гармоніки, на частоту якої він налаштований. У цьому випадку вираз для потужності батареї конденсаторів фільтра n -ї гармоніки можна представити у вигляді:

Спрощений вираз для Q_p , застосований на практиці, має вигляд:

$$Q_p \geq 1,2 k_c U_{нр} I_{нр},$$

де $k_c = \sqrt{3}$ при сполученні конденсаторів у трикутник, при сполученні в зірку $k_c = 3$.

Для врахування обмежень потужності батареї необхідно також дотримання умови:

$$Q_p \geq Q_{1p} + Q_{np},$$

де Q_{1p} і Q_{np} - реактивна потужність батареї на частотах 1-ї і n -ї гармонік. Ця умова задовольняється, якщо:

$$a_p^2 k_u^2 + \frac{\xi_p^2}{n_p} \leq 1,$$

При стабільній несиметрії напруг силові резонансні фільтри можуть використовуватися одночасно як симетруючі пристрої, оскільки при промисловій частоті індуктивний опір реакторів малий в порівнянні з опором батареї.

Схеми деяких ФКМ наведені на рис. 13.3.

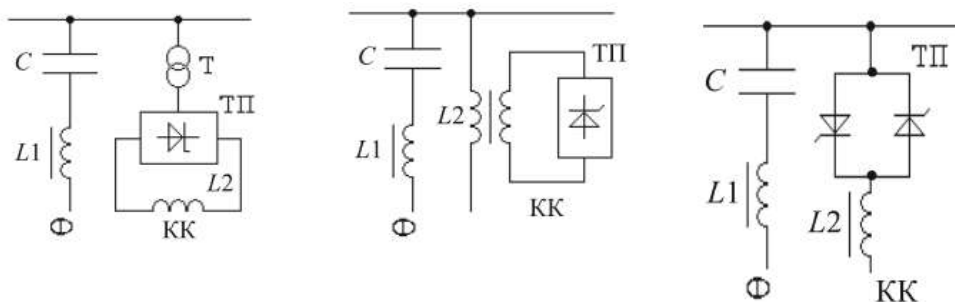


Рис. 13.3 – Схеми деяких ФКМ

Фільтрокомпенсуючі та фільтросиметруючі пристрої складаються з керованого компенсатора (КК), який забезпечує регулювання реактивної потужності, та енергетичних фільтрів (Ф), що виконують фільтрацію вищих гармонік струму електропривода і також компенсують реактивну потужність.

Енергетичні фільтри представляють собою послідовні індуктивно-ємнісні LC резонансні кола, налаштовані на частоти вищих гармонік вентильних електроприводів. Кількість паралельно з'єднаних резонансних кіл фільтрів повинна бути такою, щоб коефіцієнт несинусоїдальності напруги не перевищував 5%. Для кожної непарної вищої гармоніки використовуються окремі фільтри, а для всіх парних гармонік застосовується один фільтр.

Реактивна потужність, генерована фільтром n-ї гармоніки, визначається виразом:

$$Q_{\Phi_n} = \left(U_1 \frac{n^2}{n^2 - 1} \right)^2 2\pi f_1 C_n$$

де $U_1 \approx 0,95 U_{л}$ - напруга основної гармоніки лінійної напруги мережі $U_{л}$; C_n - ємність фільтра n-ї гармоніки.

Сумарна реактивна потужність усіх фільтрів визначає постійну складову компенсованої реактивної потужності. Регулювання компенсованої потужності здійснюється за допомогою керованого компенсатора, який зазвичай складається з реактора L2, керованого через тиристорний перетворювач ТМ. Коли тиристори закриті, реактивна потужність не споживається реактором, і згенерована пристроєм реактивна потужність дорівнює потужності фільтрів Ф.

При відкритті тиристорів реактор починає споживати реактивну потужність, внаслідок чого потужність, що подається в мережу, визначається різницею між потужністю, згенерованою фільтрами, і потужністю, спожитою реактором.

$$Q_{\Phi_{пк}} = \sum Q_{\Phi} - Q_{пк}$$

13.3. Використання ненастроєних фільтрів

Існуюча практика фільтрації гармонік базується на використанні фільтрів, налаштованих якомога точніше на частоти гармонік, що переважають в амплітудному спектрі струмів нелінійних навантажень. Такий підхід спрямований на зниження рівня вищих гармонік у мережі до мінімально можливого значення (теоретично – до нуля). Використання фільтрів малої та середньої потужності (де відношення потужності батареї конденсаторів Q_T до потужності короткого замикання мережі S_k складає $k_T = Q_T / S_k < 10^{-2}$) вимагало підвищених вимог до точності налаштування, щоб уникнути посилення окремих гармонік напруги в мережі, перевантаження фільтра та інших небажаних явищ.

Збільшення питомої ваги нелінійних навантажень з низьким коефіцієнтом потужності призвело до необхідності використання фільтрів з батареями більшої потужності ($k_T \geq 1,5 \cdot 10^{-2}$), що дозволило знизити вимоги до точності налаштування фільтрів.

Дослідження втрат, зумовлених вищими гармоніками, показало, що збитки максимальні при високих напругах гармонік і зменшуються зі зниженням напруги за залежністю, близькою до квадратної. Тому повне зниження рівнів гармонік на практиці не є необхідним. Досить знизити їх до рівня, визначеного технічними вимогами, наприклад, до значення $k_{nc}=5\%$, що є припустимим згідно з ДСТУ 13109-87. Очевидно, що при такому підході в даному випадку ($k_r \geq 1,5 \cdot 10^{-2}$) немає потреби встановлювати велику кількість фільтрів.

При установці одного фільтра, налаштованого на частоту n -ї гармоніки, відносна залишкова напруга δ_q q -ї гармоніки в мережі визначається виразом:

$$\delta_q = \frac{1 - n_{q*}^2}{1 - n_{q*}^2 + k_p n_p^2}$$

Необхідне значення d_q забезпечується при дотриманні нерівності:

$$k_p \geq (1 - n_{q*}^2) \frac{1 - \delta_q}{\delta_q n_p^2}$$

З виразу випливає, що при налаштуванні фільтра на частоту 11-ї гармоніки ($n_p=11$) зниження напруги 13-ї гармоніки ($n_q=13$) на 50 або 70% ($\delta_q = 0,5$ або $0,3$) буде досягнуте вже при $k_r = 0,23 \cdot 10^{-2}$ і $k_r = 0,67 \cdot 10^{-2}$. Економічні збитки, викликані 13-ю гармонікою напруги, зменшуються відповідно на 75% і 91%. Зниження напруги 7-ї гармоніки на 50% потребуватиме фільтра 5-ї гармоніки значно більшої потужності, з $k_r \geq 2 \cdot 10^{-2}$.

Для знаходження оптимальної частоти настроювання досить розв'язати рівняння вигляду:

$$\frac{dk_{nc}}{dn_p} = 0.$$

Використання фільтрів є поширеним методом зниження рівня вищих гармонік. При встановленні фільтрів частково або повністю вирішується також задача компенсації реактивної потужності, оскільки батареї конденсаторів, що входять до складу фільтрів, виступають джерелами реактивної потужності.

Силові резонансні фільтри також є частиною швидкодіючих статичних компенсуючих пристроїв, які в першу чергу призначені для компенсації реактивної потужності, зменшення коливань напруги та рівнів вищих гармонік.

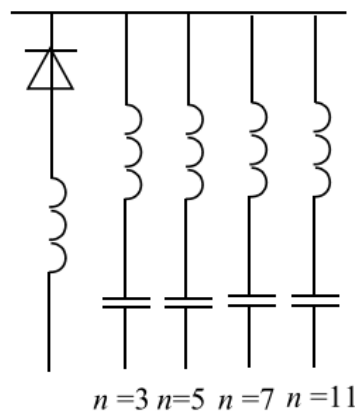


Рис. 13.4 – Схема статичного компенсатора реактивної потужності

На рисунку 13.4 зображена схема статичного компенсатора реактивної потужності. У схемі використовується регульована лінійна індуктивність і силові резонансні фільтри для 3, 5, 7 та 11 гармонік. Фільтри для найбільших гармонік виконуються широкосмуговими для фільтрації гармонік з порядками $n > 11$. Для цього добротність фільтра зменшується шляхом введення активних опорів у схему. Фільтри комплектуються як регульованими, так і нерегульованими реакторами. Окрім фільтрів, до шини підключаються батареї конденсаторів, кількість яких варіюється залежно від рівня напруги в мережі.

Для фільтрів використовуються конденсатори з великою одиничною потужністю (75–100 кВар) і напругою, що відповідає номінальній напрузі мережі. При напрузі понад 15 кВ застосовується послідовне включення конденсаторів. Допускається відхилення ємності конденсаторів від номінальної на 4%, а також тривале перевантаження по струму до 30% понад номінальне та по потужності на 43%.

Силові резонансні фільтри оснащені максимальним струмовим захистом, захистом від перенапруг і від дисбалансу в батареї конденсаторів. Кожен конденсатор обладнаний індивідуальним запобіжником.

13.4. Застосування багатофункціональних пристроїв на основі активних фільтрів

В останні роки значний розвиток здобули активні фільтри, які включають перетворювачі змінного/постійного струму з індуктивними або ємнісними енергетичними накопичувачами на стороні постійного струму. Такі фільтри можуть підключатися як паралельно, так і послідовно до нелінійного споживача. На рисунку 13.5 показані основні типи активних фільтрів.

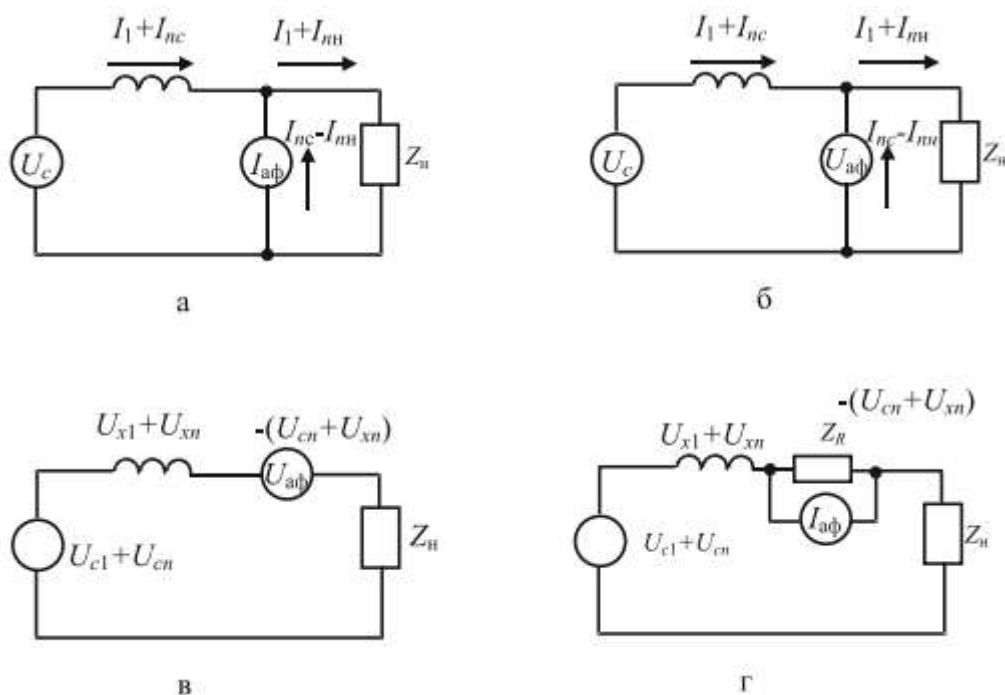


Рис. 13.5 – Показані основні типи активних фільтрів: а - паралельне джерело струму; б - паралельне джерело напруги; в - послідовне джерело напруги; г - послідовне джерело струму

Для виключення або мінімізації реактивної потужності всіх гармонік струму, включаючи основну, перетворювач працює в режимі генератора антигармонік, що запобігає або обмежує їх потрапляння в мережу електропостачання. Це дозволяє захистити мережу від негативного впливу потужності вищих гармонік і покращити коефіцієнт потужності основної гармоніки. Остання функція є традиційною для компенсаторів або регуляторів реактивної потужності основної гармоніки. Крім того, при необхідності можна регулювати потоки не тільки реактивної, але й активної потужності. Прикладом є розробка університету Вісконсін-Медисон (США), де створено перетворювач на GTO-тиристорах з надпровідним індуктивним накопичувачем. Цей пристрій працює з імпульсною модуляцією параметра струму, що дозволяє регулювати потоки активної та реактивної потужності в місцевій мережі в залежності від її навантаження, одночасно обмежуючи рівень вищих гармонік струму.

Основним недоліком активних фільтрів є відносно велика встановлена потужність перетворювачів, які є їх складовими частинами. Вона повинна бути розрахована на потужність, що близька або трохи перевищує потужність нелінійного споживача. В цьому контексті перспективніші є гібридні фільтри, які являють собою компромісне технічне рішення, поєднуючи переваги традиційних пасивних фільтрів з реактивними елементами і активних фільтрів з відносно малою потужністю. Відомо, що реальний частотний спектр вищих гармонік струму або напруги в мережі має стохастичний характер, що змінюється. Крім того, на параметри фільтрів впливають технологічні допуски та процеси старіння їх елементів, через що практично неможливо точно налаштувати фільтри на строго фіксовані частоти. З іншого боку, точність налаштування і висока добротність фільтрів можуть негативно впливати на перехідні процеси, викликаючи, наприклад, перенапруги в мережі. Зміна параметрів ліній мережі і частотного спектра може призвести до явища "антирезонансу" на частотах, близьких до резонансної.

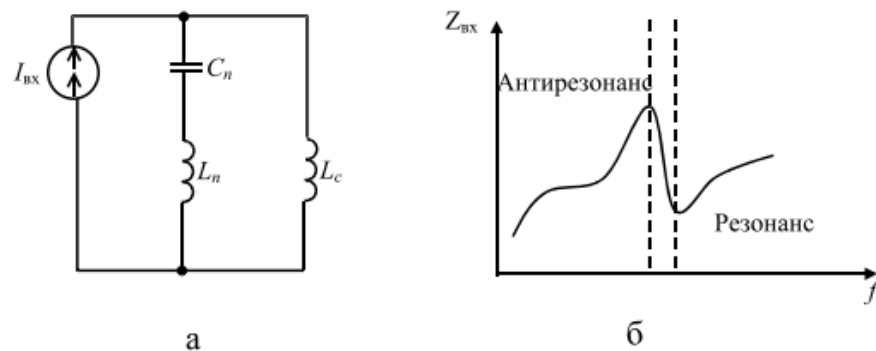


Рис. 13.6 – Явище антирезонансу: а - принципова схема; б - частотна залежність вхідного повного опору

Використання активного фільтра як регульованого імпедансу дозволяє уникнути антирезонансних явищ та покращити якість перехідних процесів під час комутації навантаження. При цьому встановлена потужність перетворювача активного фільтра може бути знижена до 10 % або навіть менше від потужності джерела гармонік струму. Наприклад, при коефіцієнті спотворення струму навантаження 35,9 %, застосування двох пасивних LC-кіл та широкосмугового RLC-фільтра дозволяє знизити цей коефіцієнт до 28

%, а при додаванні двох малопотужних коригувальних перетворювачів спотворення струму зменшується до 3,9 %.

Для керування параметрами фільтра до його пасивних елементів підключаються активні (рис. 13.7).

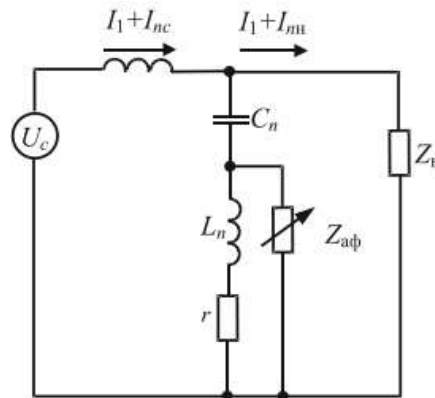


Рис. 13.7.

Зменшити генерування вищих гармонік струму та покращити коефіцієнт потужності споживача за основною гармонікою можна вже на етапі його розробки за допомогою різних схемотехнічних рішень, наприклад, шляхом збільшення кількості фаз перетворювачів тощо. Деякі компанії розробили коректори потужності, які інтегруються безпосередньо в нелінійні споживачі. Наприклад, для вторинних джерел живлення запропоновано модуль коректора потужності, що підключається на стороні постійного струму первинного випрямляча, забезпечуючи споживання струму, який максимально наближений до синусоїдального, а також досягаючи коефіцієнта потужності $\cos\varphi = 1$ в усіх режимах роботи. Враховуючи широке використання вторинних джерел живлення, ефект від застосування таких коректорів потужності може бути значним. Також для трифазних схем випрямлення були розроблені схеми коректорів потужності. В останній час спостерігається тенденція до розширення функцій пристроїв «акумуляторна батарея – перетворювач» (АБМ) з метою покращення якості електроенергії в мережі. Такі пристрої типу «on-line» не тільки вирішують ці завдання, але й стабілізують параметри напруги, яка живить споживачів, хоча вони рідко використовуються через їх відносно високу вартість. Система такого пристрою зазвичай складається як мінімум з двох перетворювальних ланок, кожна з яких розрахована на повну потужність споживача. В деяких нових конструкціях таких пристроїв перетворювач працює в режимі активного фільтра, знижуючи рівень вищих гармонік нелінійного споживача та компенсуючи потужність основної гармоніки. Схема такого АБМ зображена на рис. 13.8.

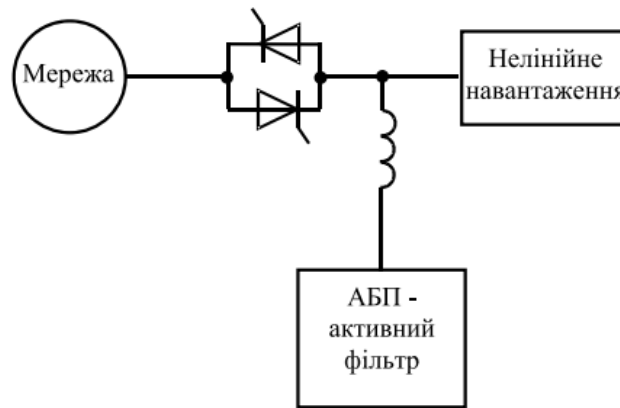


Рис. 13.8 – Схема АБМ

Вищі гармоніки струму спричиняють обмін реактивною потужністю між сторонами постійного і змінного струму інвертора, тому для запобігання їх негативному впливу на акумуляторну батарею на стороні постійного струму підключається конденсатор, який ізолюється від батареї високочастотним фільтром.

Щоб уникнути частого підключення інвертора до батареї при поганій якості напруги в мережі, використовуються структури з додатковим стабілізатором напруги, що гарантує необхідний рівень напруги на навантаженні при незначних коливаннях напруги, таких як $+10 \div -15\%$. Для цього можуть використовуватися різні пристрої. Наприклад, схема з вольтододаючим трансформатором з перемиканням обмоток. Для більш точного регулювання, послідовно з ним вмикається реактор малої індуктивності. Як стабілізатор напруги може також бути використаний малопотужний інвертор з підключенням обмоток вихідного трансформатора послідовно з навантаженням для регулювання напруги в обмеженому діапазоні. В цьому випадку основний перетворювач пристрою працює в режимі активного фільтра. Малопотужний інвертор також може використовуватись для підзарядки акумуляторної батареї.

Структуру таких пристроїв зазвичай називають інтерактивною щодо мережі, що означає їх взаємодію з мережею в певних режимах. Важливо зазначити, що організації, як IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) та NEMA (National Electrical Manufacturers Association), встановили стандарти для термінології таких систем. Зокрема, згідно з визначенням IEEE, в інтерактивному АБМ з одноступінчатою структурою перетворювача напруга змінного струму мережі не перетворюється в постійний струм, а живлення навантаження здійснюється безпосередньо від мережі через трансформатор чи реактор. Регулювання напруги відбувається з використанням інвертора на ключових елементах у поєднанні з такими пасивними компонентами, як реактори, лінійні або ферорезонансні трансформатори. Термін «інтерактивний АБМ» означає, що інвертор у його складі забезпечує підвищення або зниження напруги мережі або її заміщення при її провалі.

Як стабілізатор напруги з функціями активного фільтра може бути використана схема, зображена на рис. 13.9.

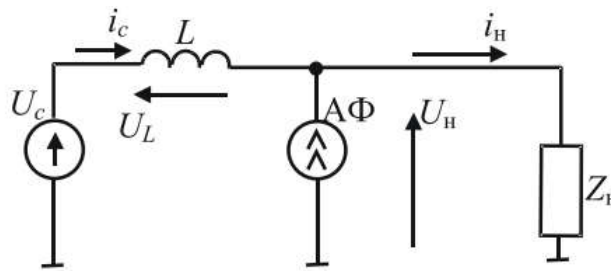


Рис. 13.9 – Схема стабілізатор напруги з функціями активного фільтра

У цій схемі активний фільтр АФ компенсує вищі гармоніки струму нелінійного навантаження Z_n . Стабілізація напруги U_n здійснюється за рахунок регулювання реактивної потужності основної гармоніки. Варто зазначити, що процес регулювання відбувається за таким законом, який є сприятливим для роботи мережі. При незначних відхиленнях напруги від заданого значення (до 5 %) вхідний коефіцієнт потужності по основній гармоніці залишатиметься близьким до $\cos\phi = 1$ завдяки компенсації повної реактивної потужності навантаження. У випадку незначного зниження або підвищення вхідної напруги коефіцієнт потужності зменшується, що супроводжується зміною характеру потужності. При зниженні напруги потужність має ємнісний характер, а при підвищенні - індуктивний. Важливо відзначити, що наявність вхідного реактора L підвищує захищеність схеми від різких стрибків і провалів напруги. А наявність ємнісного акумулятора в активному фільтрі дозволяє забезпечити захист споживача під час короточасних відхилень від норми. Очевидно, що ефективність такого захисту залежатиме від ємності на стороні постійного струму або інших видів акумуляторів енергії на постійному струмі.

13.5. Використання статичних тиристорних компенсаторів

Компенсація коливань напруги в малопотужних енергосистемах може здійснюватися за допомогою високошвидкісних пристроїв компенсації реактивної потужності. Статичні тиристорні компенсатори або тиристорні джерела реактивної потужності створюються за допомогою компенсаційних перетворювачів, які мають штучну комутацію вентилів. Такі перетворювачі включають на стороні випрямленого струму реактор (індуктивний акумулятор енергії) або батарею конденсаторів (ємнісний акумулятор енергії). Підключення перетворювача до реактивного елемента дозволяє створити пристрій для регулювання реактивної потужності в системі електропостачання.

На рис. 13.10 показана схема перетворювача напруги мережі, що побудована на біполярних транзисторах з ізольованим затвором IGBT.

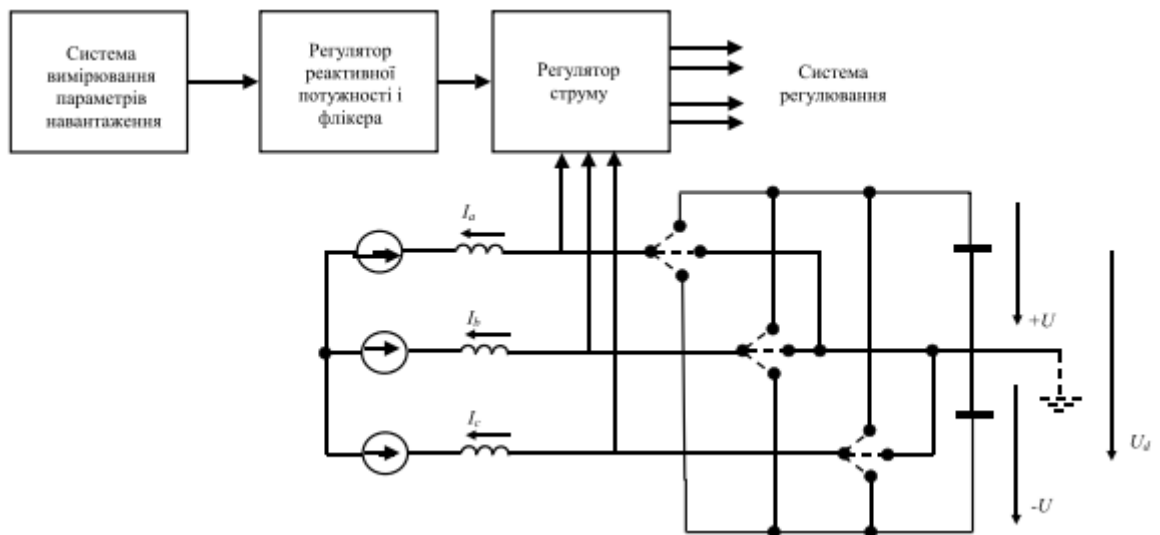


Рис. 13.10 – Схема перетворювача напруги мережі, що побудована на біполярних транзисторах

З появою транзисторів IGBT з'явилася можливість реалізації частоти перемикань понад 15000 Гц при мінімальній потужності системи керування. Ключовим фактором, що обумовлює застосування цих пристроїв в електричних системах великої потужності, є можливість послідовного включення транзисторів з ізольованим затвором.

У наведеній схемі транзистори функціонують як перемикачі, що змінюють напругу на трьох рівнях: $+U$, 0 , $-U$ на стороні постійного струму. Якщо перемикання відбуваються з високою частотою і за чітким алгоритмом, то на стороні змінного струму формується майже синусоїдальна міжфазна напруга.

Згідно з цим принципом, відкривається можливість швидкого та незалежного регулювання фази по амплітуді й частоті. У такій схемі можливе як споживання, так і генерація реактивної потужності за умови мінімальної потужності конденсатора на стороні постійного струму.

Наразі перетворювач напруги мережі реалізовано на рівні промислових установок лише однією компанією у світі – АВВ. Цей метод дозволяє уникнути складних електромагнітних узгоджень і здійснювати пряме підключення компенсуючих реакторів з повітряним осердям до напруги мережі.

Компенсатори СТК-лайт мають переваги у стабілізації та значно перевершують інше обладнання для усунення флікер-ефекту. В порівнянні з класичною технологією СТК (крива 1 на рис. 13.11), нові СТК-лайт працюють в два-три рази ефективніше (крива 2 на рис. 13.11).

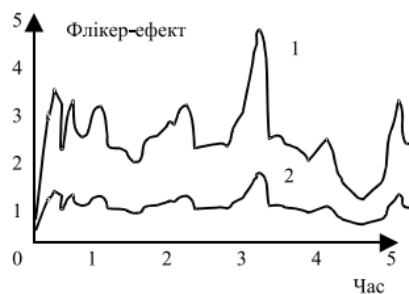


Рис. 13.11 – Порівняльні показники компенсаторів

Як додаткову вигоду, статичний компенсатор реактивної потужності СТК-лайт забезпечує підвищення економічності технологічного процесу, що веде до зростання продуктивності, зниження енергоспоживання та покращення якості енергії в енергосистемі.

Комплекс пристрою компенсації СТК-лайт включає перетворювач напруги, струмообмежуючий реактор і фільтр гармонік, що також компенсує коливання реактивної потужності самого компенсатора, забезпечуючи його ефективну інтеграцію в енергомережу. Ці елементи утворюють високоефективну систему, що покращує якість електроенергії та економічність технологічного процесу завдяки широкому діапазону зміни динамічних характеристик і мінімальному негативному впливу на енергосистему.

Основні відмінності характеристик СТК-лайт від стандартних компенсаторів:

- Ефективність згладжування флікер-ефекту в два-три рази вища, ніж у традиційного обладнання.
- Відсутність трансформатора зв'язку із шинами системи підвищує надійність установки, оскільки надійність трансформатора нижча за загальну надійність компенсатора.
- Компактніша конструкція СТК-лайт - займає третину об'єму звичайного СТК.
- Потрібно менше мережних фільтрів для зниження рівня гармонік - майже в два рази менше, ніж при використанні стандартного СТК.

13.6. Зниження рівнів гармонік засобами мережі живлення

Зниження рівня гармонік у мережі живлення досягається в основному завдяки ефективній конструкції системи електропостачання, яка забезпечує допустимий рівень гармонік напруги на шинах споживача. Найпоширенішими методами є використання трансформаторів з підвищеною напругою 110 – 220 (330) кВ, живлення нелінійних навантажень від окремих трансформаторів або підключення їх до окремих обмоток триобмоткових трансформаторів або окремих обмоток двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою. Також використовується паралельне підключення нелінійних навантажень до синхронних та асинхронних двигунів. Використання в перетворювальних агрегатах трансформаторів з первинною напругою 110 – 220 кВ дозволяє уникнути впливу різко змінних навантажень на споживачів розподільних мереж 0,4 – 10 кВ. Однією з перешкод для застосування таких трансформаторів є можливість появи неприпустимих напруг гармонік у основних мережах енергосистеми живлення.

На рис. 13.12 зображена схема районної підстанції 220 кВ, до шин якої, крім трансформатора перетворювача, підключені також лінії зв'язку з районними електростанціями та тупикова лінія з навантаженням S_n . Вхідний опір цієї лінії для n -ї гармоніки:

$$X_{вхл} = Z_c \operatorname{tg}(n\alpha l + \operatorname{arctg} \frac{X_{нл}}{Z_c}),$$

де Z_c – хвильовий опір лінії ($Z_c = 400$ Ом); α – коефіцієнт фази ($\alpha = 0,06$ град/км); l – довжина лінії, км.

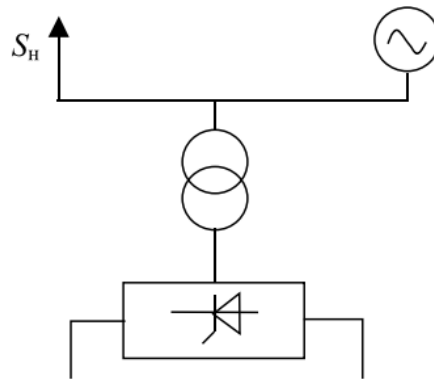


Рис. 13.12 – Схема районної підстанції 220 кВ

Приймаючи опір навантаження тупикової лінії пропорційним опорю узагальненого навантаження:

$$X_{nn} = 0,45 \frac{U^2}{S_n} n; S_n = (0,1 \div 0,2) S_K,$$

одержуємо з похибкою не більше 2 % для $n \geq 5$

$$X_{вхл} = -Z_c \operatorname{ctg}(n\alpha l).$$

Опір генераторних ліній:

$$X_{гн} = k_{гн} n X_K,$$

де X_K - опір короткого замикання на шинах підстанції; $k_{гн}$ - коефіцієнт, що враховує нелінійність характеристики $X_{гн}(n)$.

Умова виникнення резонансу струмів:

$$\operatorname{tg}\left(\frac{n\alpha l}{Z_c}\right) = \frac{1}{k_{гн} n X_K},$$

звідси

$$l = \frac{1}{n^2} \operatorname{arctg}\left(\frac{1}{k_{гн} n X_K}\right).$$

У потужних енергосистемах ($S_K > 3000$ МВ•А) резонанс струмів на частотах 11 - 13-й гармонік можливий при $l \geq 60 - 80$ км.

Напруга n -ї гармоніки на паралельному резонансному контурі:

$$\frac{U_n}{U_n} \approx \frac{S_n}{S_K} \frac{k_n}{k_R} n \sqrt{n},$$

де $S_{п}$ - потужність перетворювача; $k = R/X_R$; для мереж 110 - 220 кВ у середньому $k = 0,1$. При $n = 13$, $S_{п} = 20$ МВ•А і $S_K = 2000$ МВЧА напруга n -ї гармоніки складає $U_n/U_H = 0,28$.

При виникненні резонансу комутація вентилів теоретично відбувається миттєво ($\gamma \approx 0$). В такому випадку можливе пошкодження вентилів. Резонансні підвищення напруги на вищих гармоніках можуть виникати також в узлових точках основних мереж електричних систем, до яких не підключені перетворювачі. Таким чином, використання трансформаторів перетворювачів з високою напругою 110 – 220 кВ за певних умов може спричинити виникнення значних напруг на 11 – 13-ї гармоніках (а в меншій мірі - на 17 – 19-ї гармоніках).

Якщо на підстанції є станція чи синхронний компенсатор, підключений через трансформатор до шин 110 – 220 кВ, і відсутні споживчі підключення до шин 110 – 220 кВ великої довжини, то підключення трансформатора перетворювача до шин 110 – 220 кВ є цілком допустимим. У разі виділення нелінійних навантажень (перетворювачів) на одну секцію, підключену до двообмоточного трансформатора, виникає ситуація, аналогічна попередній. При відсутності батарей конденсаторів і підключенні синхронного компенсатора (двигуна) до шин 10 кВ спостерігається опір навантаження для n-ї гармоніки.

$$X_{nn} = \frac{17}{S_d} n,$$

де S_d - потужність двигуна компенсатора.

Відносне значення напруги n-ї гармоніки при резонансі:

$$U_n^* = \frac{U_n}{U_1} \approx 0,3 \frac{S_n}{S_d} nk_n.$$

При $S_k \gg S_p$ і $k_{11(13)} \approx 0,05$ значення $< 0,03$. Однак, якщо $S_k \approx S_d$, відносне значення напруги 11 – 13-ї гармоніки на частоті резонансу може становити 10 – 20%. Напруга на шинах 110-220 кВ буде на тому ж рівні. Встановлення фільтра для 11-ї гармоніки усуне це явище. Варто зазначити, що при виникненні резонансного режиму в мережах 110-220 кВ можливі значні підвищення напруги (до 8%) на вищих гармоніках у цих мережах і мережах підстанції. Тому, якщо від шин 110 – 220 кВ живляться споживчі підключення, доцільно встановлювати фільтри в мережі підстанції.

13.7. Спеціальні способи керування і схемні рішення вентильних перетворювачів

Для отримання характеристик ДМС, які охоплюють усі чотири квадранти, використовуються реверсивні перетворювачі, що складаються з двох комплектів нереверсивних випрямлячів. На рис. 13.13 показані перехресна (а) та зустрічно-паралельна (б) схеми реверсивних перетворювачів.

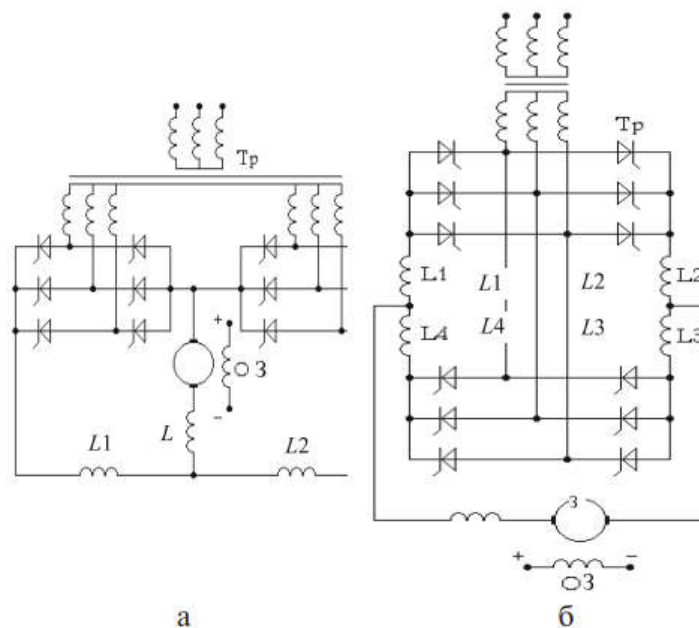


Рис.13.13 – Перехресна (а) та зустрічно-паралельна (б) схеми реверсивних перетворювачів

При керуванні реверсивними перетворювачами застосовуються два основних принципи керування комплектами вентилів: спільне та роздільне.

Спільне керування передбачає подачу імпульсів керування одночасно на вентилях обох випрямлячів від СІФУ. За рахунок зсуву між імпульсами двох перетворювачів, близького до 180° , один працює у випрямному, а інший - в інверторному режимі. Між середніми значеннями ЕРС випрямляча E_{dv} і інвертора E_{di} підтримується певне співвідношення. Однак, через різницю миттєвих значень ЕРС між перетворювачами протікають зрівнювальні струми, для обмеження яких використовуються зрівнювальні реактори L_1-L_4 .

Вигляд статичних характеристик залежить від способу узгодження кутів керування (рис. 13.14). При лінійному узгодженні $\alpha_1 + \alpha_2 = \pi$ характеристики лінійні й аналогічні характеристикам Г-Д.

На рис. 13.14 зображені характеристики при спільному лінійному і не- лінійному узгодженні кутів керування.

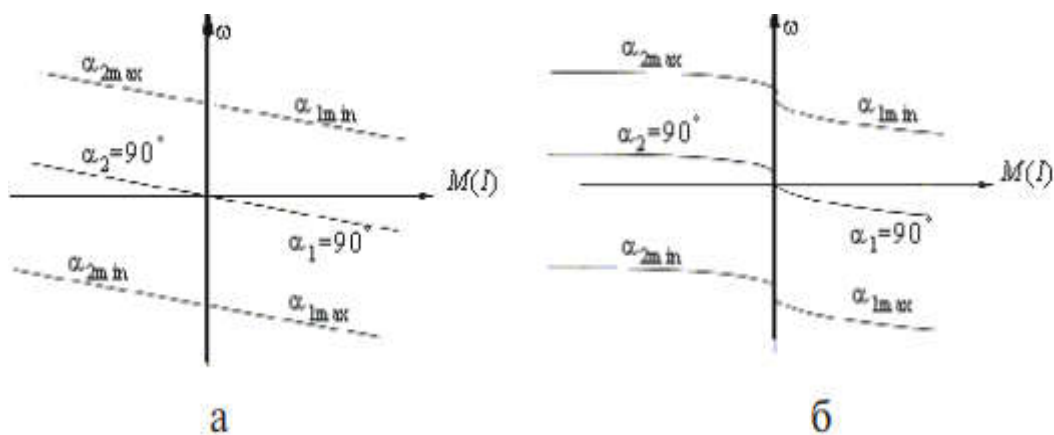


Рис.13.14 – Характеристики при спільному лінійному і не- лінійному узгодженні кутів керування

Для зменшення зрівнювальних струмів використовують не- лінійне узгодження:

$$\alpha_1 + \alpha_2 \neq \pi$$

При цьому має місце помітне збільшення швидкості ДМС при переході від рушійного режиму до генераторного, що обмежує застосування цього способу.

Роздільне керування застосовується для запобігання зрівнювальних струмів між перетворювачами. У цьому випадку відсутні згладжувальні дроселі. Суть керування полягає в тому, що імпульси подаються лише на один з перетворювачів, в той час як інший не працює. При переході від рушійного режиму до гальмівного припиняється подача сигналів на випрямляч. Після того як струм в якорному колі зникає (безструмова пауза триває 5–10 мс), подаються сигнали на другий перетворювач з кутом регулювання $\alpha > 90^\circ$, що забезпечує його роботу в інверторному режимі.

Для того щоб струм в якорному колі при включенні перетворювача, який вступає в роботу, не перевищував допустимих значень, його кут регулювання повинен відповідати необхідному режиму роботи приводу. Тому перетворювачі зазвичай працюють в режимі

лінійного узгодження (див. рис. 13.15), але сигнали відкриття подаються тільки на перетворювач, що знаходиться в роботі. Через безструмову паузу при переході з одного енергетичного режиму в інший, поблизу осі ординат виникають переривчасті струми, що відображається на статичних характеристиках.

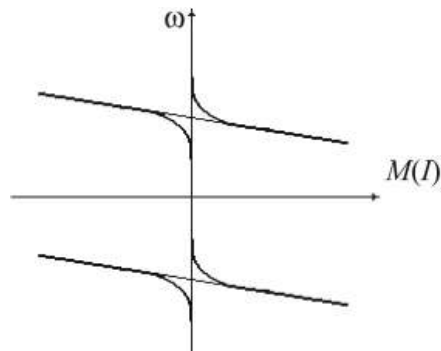


Рис. 13.15

Зі згаданих двох способів керування реверсивними перетворювачами роздільне керування має кращі енергетичні показники. При спільному керуванні зрівняльний струм, минаючи двигун, додатково навантажує вентилі та трансформатор, що знижує ККД привода та вимагає збільшення габаритної потужності перетворювачів і трансформаторів.

Поетапне керування перетворювачами полягає в тому, щоб при їх роботі переважали граничні випрямлювальні та інверторні режими з мінімальними кутами керування, що характеризуються низьким споживанням реактивної потужності. Наприклад, при послідовному з'єднанні двох перетворювачів (див. рис. 13.16) в одному з них встановлюється мінімальний кут керування $\alpha_1 = 0$, а регулювання напруги здійснюється другим перетворювачем за рахунок зміни кута керування α_2 від 0 до 180° .

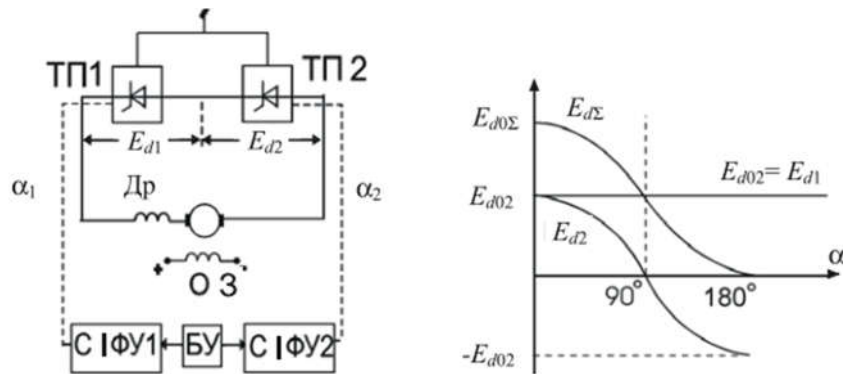


Рис. 13.16 – Схема послідовного з'єднання двох перетворювачів

У схемі з почерговим керуванням коефіцієнт потужності регулюється зміною кута керування α_2 :

$$\cos\varphi = \frac{\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2}{2} = \frac{1 + (0...1)}{2} = 0,5...1.$$

У нереверсивних електроприводах, де немає потреби в зміні полярності напруги, один із перетворювачів може бути виконаний на некерованих вентилях-діодах, що еквівалентно куту керування $\alpha_1 = 0$. У приводах з одним перетворювачем також можна реалізувати почергове керування. Для цього потрібно використовувати дві системи

імпульсно-фазового керування, які працюють по черзі з катодною та анодною групами вентилів (див. рис. 13.17, а).

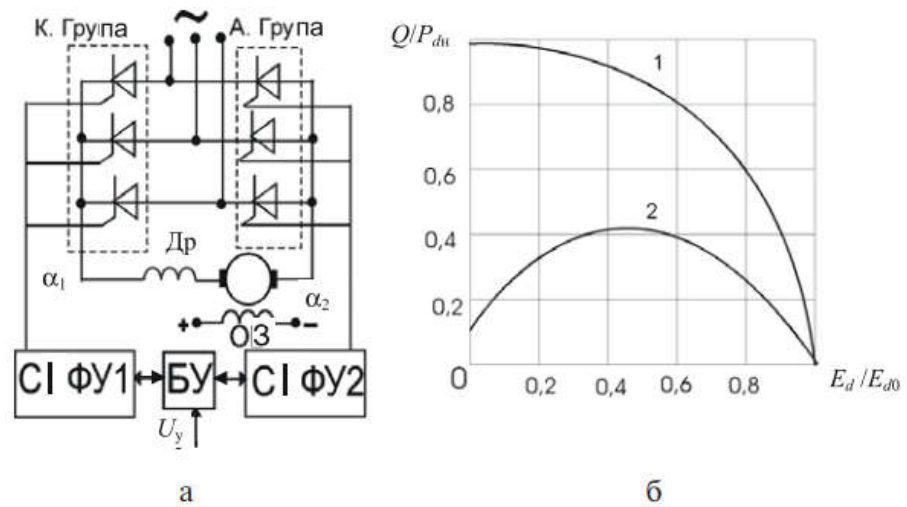


Рис. 13.17 – Система імпульсно-фазового керування, яка працює по черзі з катодною та анодною групами вентилів

Ефект зниження споживання реактивної потужності електроприводом з почерговим керуванням показаний на рисунку. На діаграмі представлені залежності відносної реактивної потужності Q/P_{dn} від ступеня регулювання напруги E_d/E_{d0} трифазного мостового перетворювача при звичайному симетричному керуванні (крива 1) та почерговому керуванні (крива 2). Як видно, споживання реактивної потужності при почерговому керуванні значно менше, особливо при глибокому регулюванні напруги.

Одним з перспективних методів зниження несинусоїдальності в електричних мережах є поліпшення форми кривої струму мережі перетворювачів. Це можна досягти шляхом компенсації вищих гармонік магнітного потоку трансформатора перетворювача, накладенням струмів 3-ї, 9-ї, 15-ї гармонік та гармонік більш високих порядків на струми обмоток трансформатора, а також застосуванням спеціальних законів керування перетворювачами.

Схема компенсації вищих гармонік магнітного потоку трансформатора випрямляча зображена на рис. 13.18.

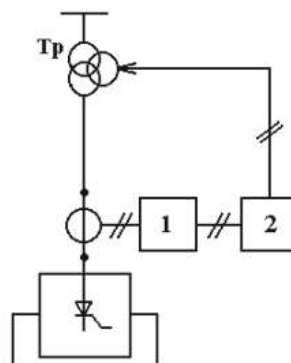


Рис. 13.18 – Схема компенсації вищих гармонік магнітного потоку трансформатора випрямляча

У третій обмотці трансформатора перетворювача генерується магніторушійна сила (МРС) вищих гармонік. Магнітний потік, що виникає від цієї МРС, має напрямок, протилежний основному потоку в трансформаторі, що призводить до компенсації вищих гармонік магнітного потоку. Фільтр 1 затримує першу гармоніку, а підсилювач 2 збільшує струми вищих гармонік. Реалізація цієї схеми дозволяє пригнічувати як канонічні, так і аномальні гармоніки потоку і мережних струмів перетворювача. Використання цієї схеми в деяких випадках (наприклад, для ліній електропередачі) може бути більш економічним, ніж застосування звичайних перетворювачів і резонансних фільтрів.

Недоліки цієї схеми включають її складність, необхідність використання триобмоточних трансформаторів, а також те, що швидкодія схеми, як мінімум, на порядок нижча за швидкодію традиційних схем автоматичного керування частотою обертання електропривода.

Введення струмів 3-ї або кратних трьом непарних гармонік можливе в нульовій і мостовій схемах перетворювачів, зокрема в схемах (рис. 13.19) зі зрівнювальним реактором.

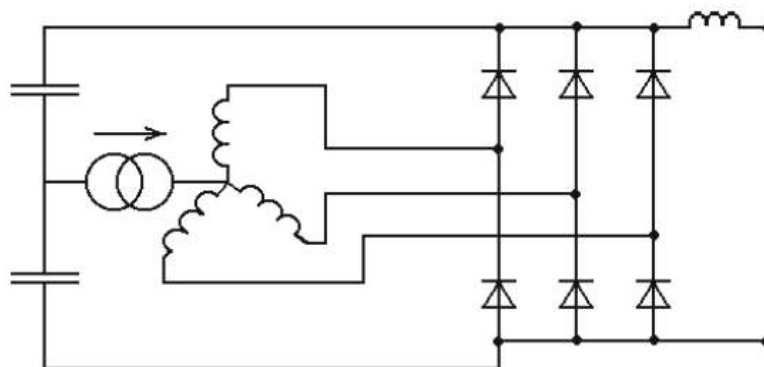


Рис. 13.19 – Мостова схема перетворювача

Змінюючи значення і фазу накладеного струму, можна знизити до нуля одну чи кілька гармонік мережного струму (наприклад, 5-ї або 7-ї), одночасно значно зменшуючи значення інших гармонік канонічних порядків.

Джерелом накладеного струму для перетворювача малої потужності зазвичай є генератор низькочастотних коливань з підсилювачем, а для потужних перетворювачів - синхронні генератори. При роботі перетворювача тільки в режимі випрямляча джерело струму може бути замінене резистором. Однак для реверсивних перетворювачів використання резисторів неможливе, оскільки при інвертуванні джерело струму повинно працювати в режимі генератора.

Використання спеціального джерела струму чи резистора призводить до додаткових втрат, що можуть досягати 10 % від енергії, споживаної перетворювачем. Ці додаткові втрати та ускладнення схеми стали причиною того, що вітчизняні перетворювачі з накладенням струму отримали обмежене поширення. Однак останнім часом розроблено методи, що дозволяють вводити додаткові струми гармонік за допомогою спеціальних схем безпосередньо від перетворювача, а також почали використовуватися мікроконтролерні схеми для керування перетворювачами.

У складних перетворювальних пристроях, що складаються з послідовно або паралельно з'єднаних одно- чи двомостових перетворювачів, принципово можливе

керування гармонічним складом струму мережі. Для цього необхідно забезпечити певну різницю значень кутів керування анодними і катодними групами вентилів. Наприклад, за експериментальними даними для однієї зі схем ця різниця повинна становити 36° для 5-ї гармоніки, 26° для 7-ї та 16° для 11-ї. Також існують інші закони керування, реалізовані за допомогою ЕОМ або мікроконтролерів.

Серед заходів, спрямованих на зменшення рівня вищих гармонік, які генеруються мостовими перетворювачами, одним із найбільш поширених є збільшення фазності системи. Для досягнення цього є два можливих шляхи: використання трансформаторів перетворювачів з особливим виконанням обмоток, що дозволяє реалізувати необхідний багатofазний режим перетворення, або забезпечення еквівалентного багатofазного режиму групи перетворювачів, кожен з яких має схему з меншим числом фаз.

Еквівалентні або умовні багатofазні схеми дозволяють взаємно компенсувати вищі гармоніки струму, які не характерні для багатofазного режиму, на шинах джерела живлення. Наприклад, при умовній 12-фазній схемі компенсуються 5, 7, 17, 19 та інші вищі гармоніки.

Вектори 5-ї гармоніки струму утворюють симетричну систему зворотної послідовності, тобто вони обертаються з частотою, що дорівнює 6ω , де ω - кутова частота мережі. Вектори 7-ї гармоніки утворюють систему прямої послідовності і обертаються в тому ж напрямку, що й вектори напруги системи живлення. Частота обертання векторів струму гармонік щодо системи векторів напруги також становить 6ω . При сполученні обмоток мережі двох перетворювачів у зірку та трикутник (рис. 13.20) зсув фаз між векторами напруги складає 30° . Таким чином, вектори вищих гармонік струмів для однойменних фаз, зсунуті на 180° , знаходяться в протифазі та компенсуються на шинах підстанції. Така ж компенсація стосується і 17-ї, і 19-ї гармонік.

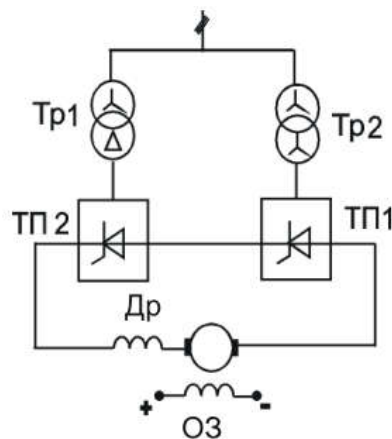


Рис. 13.20 – Сполучення обмоток мережі двох перетворювачів у зірку та трикутник

Зсув по фазі між векторами напруг, підведених до трансформатора, може бути також забезпечений за допомогою спеціального фазоповоротного трансформатора, що підключається перед трансформатором перетворювача. Це дозволяє реалізувати еквівалентні багатofазні режими з великою кількістю фаз (наприклад, 18 або 24). Наприклад, при використанні двох 12-фазних перетворювачів можна отримати умовний 24-фазний режим перетворювача.

Значення кута зсуву по фазі (δ) між одночасно працюючими перетворювачами в конкретних випадках повинно бути визначене згідно з таблицею 13.1.

Таблиця 13.1 – Значення кута зсуву по фазі (δ) між одночасно працюючими перетворювачами

Еквівалентна фазність	Число перетворювачів з еквівалентною 12-фазною схемою	δ
24	2	$\pm 15^\circ$
36	3	$\pm 10^\circ; 0; -10^\circ$
48	4	$\pm 15^\circ; +7,5^\circ; 0; -7,5^\circ$

Ефект зниження рівня вищих гармонік за допомогою умовних багатофазних схем проявляється повністю лише за умови рівномірного завантаження перетворювачів у групі та симетрії керуючих систем. Ці умови виконуються при паралельній роботі перетворювачів на стороні випрямленої напруги.

Відповідно до спеціальних технічних вимог, промисловість виробляє фазоповоротні трансформатори на напругу 10 кВ і потужність 32 МВА з кутом $\delta = 7,5^\circ$. Кут $\delta = 15^\circ$ можна отримати при каскадному з'єднанні двох фазоповоротних трансформаторів з кутом $\delta = 7,5^\circ$. Еквівалентний багатофазний режим перетворювача можна також забезпечити, якщо однакові перетворювачі, підключені до одного вузла мережі, працюють з однаковим навантаженням. При різних навантаженнях повна компенсація гармонік, що не відповідають багатофазному режиму, не відбувається.

Якщо відхилення струму навантаження двох перетворювачів, які працюють в еквівалентному багатофазному режимі, становлять ΔI_{d1}^* і ΔI_{d2}^* , то еквівалентне значення некомпенсованої гармоніки струму ΔI_n^* в частках струму 1-ї гармоніки одного перетворювача при даному навантаженні можна визначити за допомогою наведеного виразу.

$$\Delta I_n^* = \frac{(\Delta I_{d1}^* - \Delta I_{d2}^*) X^*}{n \gamma \sin\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right)}$$

Формула є дійсною, якщо $|\Delta I_{d1}^* - \Delta I_{d2}^*| \leq 0,04$. Помилка цієї формули не перевищує 10% при $n = 5, 7$, і 15% при $n = 11, 13$. Пояснення похибки полягає в тому, що не враховуються фазові співвідношення між гармоніками. Наприклад, при $\alpha = 20^\circ$, $\gamma = 10^\circ$ та $|\Delta I_{d1}^* - \Delta I_{d2}^*| \leq 0,02$, результати можуть бути такими: $\Delta I_5^* = 0,055$; $\Delta I_7^* = 0,04$; $\Delta I_{11}^* = 0,025$; $\Delta I_{13}^* = 0,021$. У разі неврахування фазових змін або неналежного налаштування СІФУ або з іншими неперервними або дискретними зсувами фаз, значення некомпенсованих гармонік можуть бути значно вищими.

У перетворювачах із природною комутацією вентилів, де моменти їх відкривання та закривання залежать від напруги в мережі, повна компенсація реактивної потужності без спеціальних компенсаційних пристроїв неможлива. Водночас застосування штучної комутації вентилів (за рахунок енергії, накопиченої в реактивних елементах перетворювача) дозволяє досягти перетворювача, що не споживає реактивну потужність, а за потреби навіть може віддавати її в мережу. Такі перетворювачі з $\cos\phi = 1$ називаються компенсованими. Найбільш ефективним є використання складених перетворювачів, де одна частина має штучну комутацію, а інша – природну.

Спеціальні способи керування та схемні рішення вентильних перетворювачів забезпечують ефективне керування енергетичними процесами у реверсивних перетворювачах, дозволяючи отримати характеристики ДМС, що охоплюють усі чотири квадранти. Використання таких методів, як спільне та роздільне керування, дає змогу зменшити зрівнювальні струми та оптимізувати енергоспоживання. Роздільне керування є більш енергоефективним, оскільки дозволяє уникнути додаткових втрат, які виникають при спільному керуванні.

Запровадження таких схем, як послідовне з'єднання перетворювачів і використання мікроконтролерних систем для управління, дозволяє значно знижувати споживання реактивної потужності. Крім того, застосування схем компенсації вищих гармонік і еквівалентних багатофазних режимів перетворювачів допомагає знижувати рівень спотворень мережного струму, що важливо для підвищення ефективності роботи електричних мереж.

Хоча використання таких схем і методів має певні технічні складнощі та додаткові втрати, вони відкривають нові можливості для покращення енергетичних характеристик та зниження споживання енергії в промислових електричних приводах.

Завдання для самоконтролю

1. Що таке статичні тиристорні компенсатори та як вони використовуються для компенсації реактивної потужності в енергосистемах?
2. Яка роль транзисторів IGBT у схемах перетворювачів напруги мережі для компенсації реактивної потужності?
3. Які відмінності між ефективністю згладжування флікер-ефекту у СТК-лайт і стандартних компенсаторів?
4. Як зниження енергоспоживання та підвищення економічності технологічних процесів досягається за допомогою статичних тиристорних компенсаторів?
5. Чому для ефективної роботи компенсаторів СТК-лайт необхідно використовувати фільтри гармонік?
6. Як застосування перетворювачів напруги може запобігти появі гармонік у мережі живлення та покращити якість енергії?
7. Які основні методи використовуються для зниження рівнів гармонік у мережі живлення?
8. Як застосування трансформаторів з підвищеною напругою допомагає зменшити рівень гармонік?
9. Що таке паралельне підключення нелінійних навантажень до синхронних та асинхронних двигунів, і як це впливає на зниження гармонік?
10. Як синхронні компенсатори допомагають зменшити вплив гармонік на напругу мережі?
11. У чому полягають особливості керування вентильними перетворювачами для зниження рівня гармонік?
12. Як роздільне і спільне керування вентильними перетворювачами впливають на рівень гармонік?
13. Яка роль нелінійного узгодження кутів керування у зменшенні зрівняльних струмів?

14. Які переваги має використання спеціальних схем для компенсації вищих гармонік магнітного потоку трансформаторів випрямлячів?

15. Як зміна фазових співвідношень між струмами допомагає компенсувати вищі гармоніки в електричних мережах?

16. Якими методами можна знижувати рівень вищих гармонік у мостових перетворювачах?

ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ КОНСПЕКТУ ЛЕКЦІЙ

з дисципліни

«Енергозбереження в АПК» для підготовки до лекційних занять здобувачами за першим(бакалаврським) рівнем вищої освіти спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

1. Конспекти лекцій повинні бути написані в одному лекційному зошиті з дисципліни «Енергозбереження в АПК».
2. Обсяг сторінок для лекційного зошиту слід обирати в діапазоні 60-90 сторінок. Лекційний зошит повинний бути підписаний на титульному аркуші чи на початку – Назва дисципліни, П.І.П., курс, група студента.
3. Кількість лекцій та їх зміст повинні відповідати тематичному плану.
4. Кількість рукописних сторінок – 10-15, в залежності від стилю писання студента.
5. Конспект пишеться кожним студентом власноруч (одним коляром пасти) та вміщує: назву теми, план, текстове викладання теми, теми на самостійне опрацювання.
6. Після ознайомлення з текстовим змістом лекції, необхідно додатково опрацювати теми на самосійну підготовку.
7. У разі пропуску лекційного заняття, текстовий матеріал пропущеної теми необхідно записати або вклеїти в зошит.
8. Для перевірки конспекти надаються на кафедру відповідальним представником від групи, або в електронному вигляді (папка з фото сторінок конспекту у випадку дистанційного навчання) викладачу, який проводив практичні заняття у групі.
9. Конспекти перевіряються на проміжних атестаціях та заліковому тижні.
10. Всі конспекти лекцій повинні бути надані до підписання допуску до сесії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетичний менеджмент та енергоефективність : підручник / І. О. Самойленко та ін. Харків : ФОП Бровін О. В., 2020. 348 с. URL: <https://er.nau.edu.ua/handle/NAU/44582>.
2. Енергоефективні технології : навчальний посібник / А. С. Мандрика та ін. ; за заг. ред. А. С. Мандрики. Суми : Сумський державний університет, 2021. 330 с. URL: https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstream-download/123456789/87302/3/Mandryka_enerhoefektyvni_tekhnolohii.pdf.
3. Енергозбереження та використання поновлюваних джерел енергії. Частина 1 : навч. посіб. / О. П. Голик та ін. ; М-во освіти і науки України ; Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. Кропивницький : Лисенко В.Ф., 2020. 192 с. URL: <https://dspace.kntu.kr.ua/handle/123456789/9295>
4. Закладний О. М., Праховник А. В., Соловей О. І. Енергозбереження засобами промислового електропривода : навч. посібник. Київ : Кондор, 2022. 408 с.
5. Краснянський М. Ю. Енергозбереження : навчальний посібник. Київ : Кондор, 2023. 136 с.
6. Олійник Ю. В. Енергозбереження : курс лекцій. Київ : Черніг. промислово-екон. коледж, 2019. 133 с.
7. Основи безпечної експлуатації електроустановок: підручник / С. В. Панченко та ін. Харків : УкрДУЗТ, 2021. 149 с.


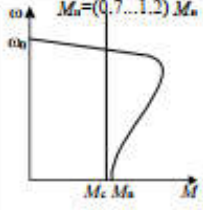

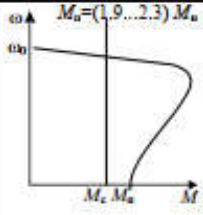

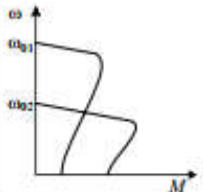
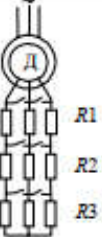
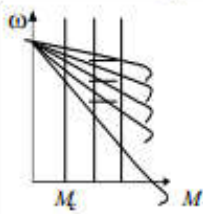
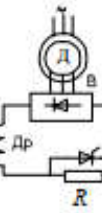
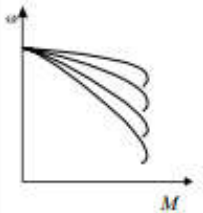
Допоміжна література

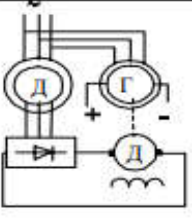
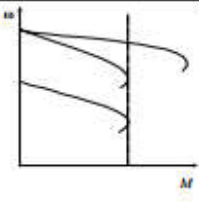
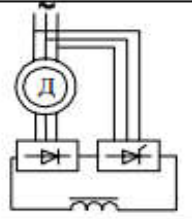
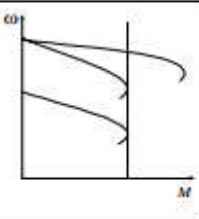
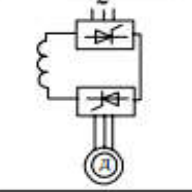
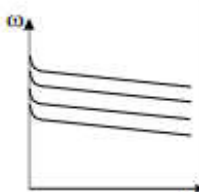
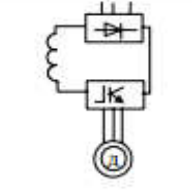
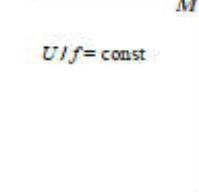
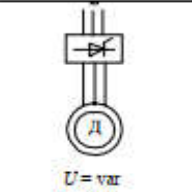
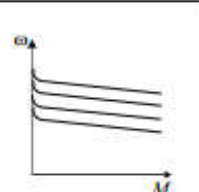

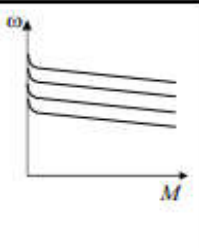
1. Diegtiar O. Energy security policy of ukraine: strategic challenges and international cooperation. Public Management and Policy. 2024. No. 2. P. 56–63. URL: <https://doi.org/10.70651/3041-2498/2024.2.07>
2. Глобалізація та політика національної безпеки : підручник / Т. В. Сокольська та ін. Київ : ЦУЛ, 2021. 408 с.
3. Дисципліна Енергозбереження засобами електропривода. URL: <https://elprivod.nmu.org.ua/ua/student/disciplines/eze.php>.
4. Енергетична безпека України: методологія системного аналізу та стратегічного планування : аналіт. доповідь / О. М. Суходоля та ін. ; за заг. ред. О. М. Суходолі. Київ : НІСД, 2020. 178 с. URL: https://niss.gov.ua/sites/default/files/2020-12/sukhodolia_energy_security_sayt-1.pdf.
5. Енергобезпека і енергоефективність. URL: http://netinka.ucoz.net/index/ehnergobezopasnost_i_ehnergoehffektivnost/0-80 .
6. Енергобезпека та енергоефективність : метод. реком. для виконання практ. робіт здобувачами першого (бакалаврського) рівня вищої освіти ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форми здобуття вищої освіти / уклад. В. І. Гавриш. Миколаїв : МНАУ, 2022. 76 с. URL: <https://dspace.mnau.edu.ua/jspui/handle/123456789/11579>.

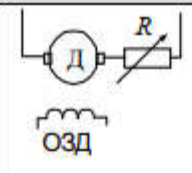
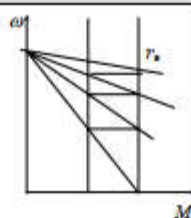
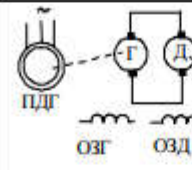
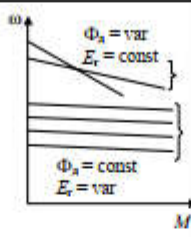
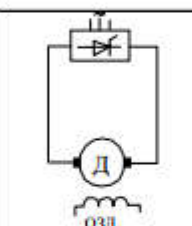
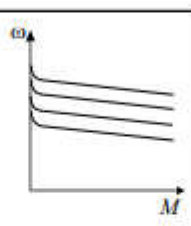
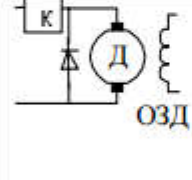
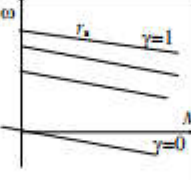
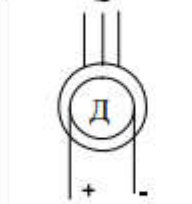
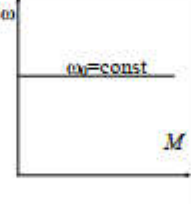
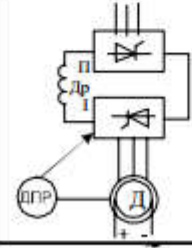
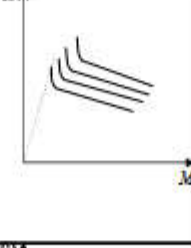
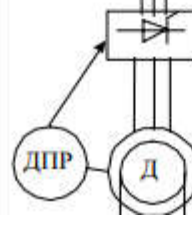
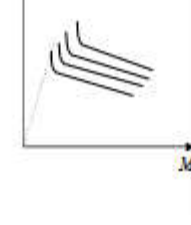
7. Енергоефективність та енергозбереження: економічний, техніко-технологічний та екологічний аспекти : колективна монографія / за заг. ред. П. М. Макаренка, О. В. Калініченка, В. І. Аранчій. Полтава : ПП “Астроя”, 2019. 603 с.
8. Що таке енергетична безпека і чому це надважливо для України? USAID Energy Security Project. URL: <https://energysecurityua.org/ua/u-fokusi/shcho-take-enerhetychna-bezpeka-i-chomu-tse-nadvazhlyvo-dlia-ukrainy/>

ДОДАТОК

Таблиця 11.1 – Основні характеристики систем електропривода

Тип системи електропривода		Характеристики систем електропривода		Механічна характеристика $\omega=f(M)$	ККД	Коефіцієнт поужитості	Пуск		діапазон регулювання швидкості	скорохідне регулювання швидкості
№	Найменування системи електропривода	Позначення					ступіччасті	плавний		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Асинхронний двигун з короткозамкненим ротором загального призначення	АД		 $M_n=(0,7...1,2) M_n$	0,8...0,9	0,8...0,9	-	-	1:1	-
2	Асинхронний двигун з коротко замкненим ротором з підвищеним пусковим моментом	АД		 $M_n=(1,9...2,3) M_n$	0,75...0,87	0,75...0,87	-	-	1:1	-
3	Двошвидкісний асинхронний двигун з короткозамкненим ротором	АД			0,75...0,85	0,75...0,85	+	-	2:1	+
4	Асинхронний двигун з реостатом у колі фазного ротора	АД			0,8...0,9	0,8...0,9	+	-	4:1	-
5	Асинхронний двигун з тиристорним комутатором у колі фазного ротора	АД			0,8...0,9	0,8...0,9	+	+	10:1	-

6	Вентилю-машинний каскад	ВМК			0,4...0,9	0,4...0,9	+	+	10:1	+
7	Асинхронно-вентилюний каскад	АВК			0,4...0,9	0,4...0,9	+	+	10:1	+
8	Частотно-регульований привод (перетворювач частоти - асинхронний (синхронний) двигун)	ПЧ-АД (ПЧ-СД)			0,7...0,9	0,5...0,9	+	+	10:1	+
				$U/f = \text{const}$ 	0,7...0,9	?1.0	+	+	10:1	+
9	Частотно регульований привод (перетворювач частоти з безпосереднім зв'язком АД)	НПЧ-АД	 $U = \text{var}$ $f = \text{var}$	 $U/f = \text{const}$	0,7...0,9	0,5...0,9	+	+	10:1	+
10	Система векторного управління	ВУ	 $U = \text{var}$ $f = \text{var}$ Датчик положення ротора		0,7...0,9	0,5...0,9	+	+	10:1	+

11	Двигун постійного струму з реостатним регулюванням швидкості	ДПС			0,5...0,9	-	+	+	4:1	+
12	Генератор-двигун постійного струму	Г-Д			0,4... 0,75	-	+	+	10:1	+
13	Тиристорний перетворювач-двигун постійного струму	ТП-Д			0,4...0,9	0,5...0,9	+	+	10:1	+
14	Імпульсне регулювання двигуна постійного струму	ДПС			0,4...0,9	?1,0	+	+	10:1	+
15	Синхронний двигун	СД			0,8... 0,95	1	-	-	1:1	-
16	Вентильний двигун з ланкою постійного струму	ВД			0,7... 0,95	1	+	+	10:1	+
17	Вентильний двигун із перетворювачем з безпосереднім зв'язком	ВД			0,7... 0,95	0,5...0,9	+	+	10:1	+

Навчальне видання

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В АПК

Методичні рекомендації

Укладач: **Мардзявко Віталій Анатолійович**
Руденко Андрій Юрійович

Формат 60x84 1/16. Ум. друк. арк. 12,9.
Тираж 20 прим. Зам. № _____

Надруковано у видавничому відділі
Миколаївського національного університету
54020, м. Миколаїв, вул. Георгія Гонгадзе, 9

Свідотство субекта видавничої справи ДК № 4490 від 09.06.2013 р.