

*ГЕННАДІЙ ПІВНЯК, ФЕДІР ШКРАБЕЦЬ,
НІКОЛАУС НОЙБЕРГЕР, ДМИТРО ЦИПЛЕНКОВ*

ОСНОВИ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ



Міністерство освіти і науки України
Державний вищий навчальний заклад
"Національний гірничий університет"



ОСНОВИ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ

Підручник

Дніпропетровськ
НГУ
2015

УДК 621.311.245
ББК 31.62
О75

Затверджено вченою радою ДВНЗ «Національний гірничий університет»
як підручник для студентів спеціальності
«Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»
(протокол № 11 від 29.12.2014).

Рецензенти:

В.Г. Сиченко, д-р техн. наук, професор (Дніпропетровський національний університет залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна);

В.П. Метельський, канд. техн. наук, професор (Запорізький національний технічний університет);

С.В. Піддубний (ТОВ Проектно-конструкторське технічне бюро "Конкорд")

**Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець,
О75 Н. Нойбергер, Д. Циценков ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн.
ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 335 с.**

ISBN 978-966-350-526-8

Викладено матеріали щодо природи та характеристик вітру, розвитку вітроенергетики у світі та в Україні, фізичних основ перетворення і використання енергії вітру. Розглянуто різні класи вітроенергетичних вітроустановок, їх структурні схеми, характеристики і конструкції, а також побудова основних конструктивних елементів. Значна увага приділена електрогенераторам як перетворювачам енергії вітру, режимам роботи та схемам з'єднань вітроелектричних установок, принципам управління і регулювання параметрів вітроелектричних установок. Висвітлені загальні питання екологічного впливу та економічної доцільності вітроенергетики.

Для студентів, які навчаються за спеціальністю "Нетрадиційні і відновлювані джерела енергії" напряму підготовки "Електротехніка та електротехнології".

УДК 621.311.245
ББК 31.62

ISBN 978-966-350-526-8

© Г. Півняк, Ф. Шкрабець,
Н. Нойбергер, Д. Циценков, 2015
© Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», 2015

ВСТУП

Потенціал вітрової енергії, який може бути використаний до 2030 р., оцінюється в 16 ГВт, причому щорічно можна виробляти від 25 до 30 ТВт·год. електроенергії. Крім того, Агентство з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів вважає, що до 2050 р. може використовуватись до 30 ТВт·год. вітрової енергії, тоді як загальний технічний потенціал вітрової енергії складе 42 ТВт·год. В українській Енергетичній стратегії планується, що до 2030 р. в Україні 2 ТВт·год. електроенергії будуть вироблятися вітровими установками. Це означає, що здійснене у 2005 р. державне планування задає показник, який приблизно на 90% менший від потенціалу, оцінюваного Агентством з питань забезпечення ефективного використання.

Переваги вітрової енергетики:

- низька собівартість – вітроенергетика може конкурувати з ядерною, вугільною та газовою енергетикою;
- нульова вартість паливної складової, джерело енергії невичерпне і присутнє в необмеженій кількості;
- екологічно прийнятна енергетика – виробництво енергії не супроводжується викидами двоокису вуглецю;
- вітроенергетика не має ризиків, пов'язаних із нестабільністю цін на викопне паливо;
- надійність поставок – вітроенергетика дозволяє уникнути залежності від імпорту енергоресурсів;
- модульний дизайн, швидкий монтаж;
- електропостачання за обсягами порівнянне з традиційними способами генерації;
- вітроенергетика не заважає веденню сільського господарства і промислової діяльності поблизу вітростанцій.

У світі було проведено кілька досліджень з оцінки ресурсів вітрової енергетики та найдетальніше з них – для Європи. Ці досліджен-

ня підтверджують, що вітрові ресурси величезні і рівномірно розподілені практично по всіх регіонах і країнах. Недостатня сила вітру на-вряд чи може стати стримуючим чинником розвитку вітрової енергетики в світі. Аналізи ресурсів, зроблені для окремих країн і регіонів, часто вказували на більш високий потенціал, ніж той, що давали глобальні дослідження.

Згідно з доповіддю «Відновлювані джерела енергії: отримання палива та електроенергії» (Michael Grubb and Neils Meyer, “Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity”, 1994), світовий потенціал вітрової енергетики достатній для виробництва 53 000 ТВт·год електроенергії на рік. Це в три рази перевищує світовий вжиток електроенергії – 13 663 ТВт·год. на рік (за даними Міжнародного енергетичного агентства, 2003 р.).

Вітрова енергетика завжди буде впливати на резерви енергетичної системи, величина яких залежатиме від розміру енергосистеми, виду генерації, коливань, управління попитом і ступенем інтеграції з іншими системами. При цьому великі енергосистеми можуть використовувати перевагу, що полягає у різноманітності джерел генерації. У таких систем є гнучкі механізми для супроводу змін навантаження і зупинки станцій, які не завжди можна точно прогнозувати.

При цьому постійно удосконалюються технології прогнозування спираючись на все більш точні прогнози погоди, аналіз статистичних даних, використовуючи вдосконалені моделі вітроустановок, можливо заздалегідь передбачати обсяг виробленої енергії на період від 5 хвилин до 72 годин, а також оцінювати генерацію по сезонам і річним циклам. При використанні сучасних засобів розрахунків похибка оцінки генерації для одного вітропарку становить 10-20% при прогнозуванні на 36 годин. Для групи вітропарків похибка становить 10% на одну добу та 5% на 1-4 години.

Ефект від розширення площі, займаної вітроустановками, також може бути значним. Моніторинг Німецького дослідницького інституту ISET показав, що в той час, як окрема турбіна може відчувати ко-

ливання потужності до 60% протягом години, максимальне коливання групи об'єднаних вітропарків із встановленою потужністю 350 МВт не перевищує 20%. На великих просторах для таких систем, як Nordel, яка розташована на території 4 країн (Фінляндія, Швеція, Норвегія і Данія), найбільше коливання протягом години не перевищує 10%.

Одна з серйозних помилок, що часто допускаються під час обговорення інтеграції вітрової енергетики в енергетичній мережі, полягає в тому, що це питання розглядається ізольовано, у відриві всієї енергосистеми. Сучасний рівень інтеграції вітростанцій в електричних мережах демонструє, що підключення вітрової енергетики до великих систем реально. Досвід інтеграції вітростанцій потужністю більше 40 ГВт, встановлених в Європі, показує, яким чином відбувається інтеграція високого, середнього та низького рівнів у різних умовах, а також вузькі місця і проблеми такої інтеграції.

Низький рівень інтеграції не чинить на роботу системи значного впливу. В даний час виробництво електроенергії за рахунок вітроенергетики становить 3-4% від загальної потреби ЄС у електроенергії, хоча існує велике варіювання по регіонам і країнам. Сучасні методи контролю та резервні потужності дозволяють без проблем інтегрувати до 20% електроенергії, одержуваної від вітростанцій.

За прогнозами аналітиків, у найближчі роки вітроенергетика в Україні буде розвиватися швидше, в порівнянні з іншими видами відновлювальної енергетики, а загальна потужність вітропарків перевищить потужність сонячних станцій в 10 разів. На думку експертів, це зумовлено тим, що в порівнянні з фотоелектричними модулями, при однаковій потужності, вітроустановки займають меншу площу і коштують набагато дешевше.

УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ

DEWI – *German Wind Energy Institute*

GWEC – *Global Wind Energy Council*

ICAO – *International Civil Aviation Organization*

NACA – *National Advisory Committee for Aeronautics*

WWEA – *World Wind Energy Association*

АГ – *асинхронний генератор*

АД – *асинхронний двигун*

АЕС – *атомна електростанція*

АІН – *автономний інвертор напруги*

АМ – *асинхронна машина*

БК – *батарея конденсаторна*

ВГУ – *вітрогенераторна установка*

ВЕС – *вітроелектростанція*

ВЕУ – *вітроелектрична установка*

ГЕС – *гідро електростанція*

ДЕС – *дизельна електростанція*

ЕРС – *електрорухома сила*

ККД – *коефіцієнт корисної дії*

ЛЕП – *лінія електропередачі*

МРС – *магнітно рухома сила*

РЛС – *радіолокаційна станція*

СГ – *синхронний генератор*

СГПМ – *синхронний двигун з постійними магнітами*

СЕП – *система електропостачання*

СК – *синхронний компенсатор*

т.у.п. – *тона умовного палива*

ТЕС – *теплова електростанція*

ЦАГІ – *центральний аерогідродинамічний інститут*

1. РОЗВИТОК ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ

1.1 Етапи історії вітроенергетики

Енергія вітру використовувалася людиною з прадавніх часів. Спочатку в мореплаванні аж до появи парової машини, що замінила вітрила на судах. Але і вітроенергетика має багатовікову історію. Перші прості вітродвигуни застосовували в глибокій старовині в Єгипті і Китаї. У Єгипті близько м. Александрія досі збереглися залишки кам'яних вітряних млинів, барабанного типу з вертикальною віссю обертання, побудовані ще в 2-1 ст. до н.е. У 7 столітті н.е. в Персії (Ірані), Греції (рис. 1.1) були побудовані досконаліші конструкції – крильчасті з горизонтальною віссю обертання. Деяко пізніше, мабуть у 8-9 ст. вітряні млини з'явилися в Західній Європі і на Русі. Починаючи з 13 століття вітродвигуни отримали широке поширення в Голландії, Данії, Англії і Росії для підйому води, подрібнення зерна і в якості приводу різних верстатів і механізмів.



Рисунок 1.1 – Грецький млин

У 1582 р. в Голландії була побудована перша маслоробня, що використовує енергію вітру. В середині XIX ст. в Голландії використовувалося для різних цілей близько 9 тис. вітродвигунів. В період промислової революції з введенням парових двигунів використання енергії вітру в Голландії пішло на спад. На початку XX ст. тут працювало тільки близько 2,5 тис. вітродвигунів, а до 1960 р. менше 1 тис. з них все ще знаходилися в робочому стані. У кінці XIX століття з'явилася ідея використати енергію вітру для генерування постійного елек-

тричного струму. На рис. 1.2 показана вітроустановка Браша потужністю 12 кВт, що генерувала постійний струм для зарядки акумуляторних батарей. Система в цілому працювала автоматично впродовж 20 років і вимагала мінімального догляду.

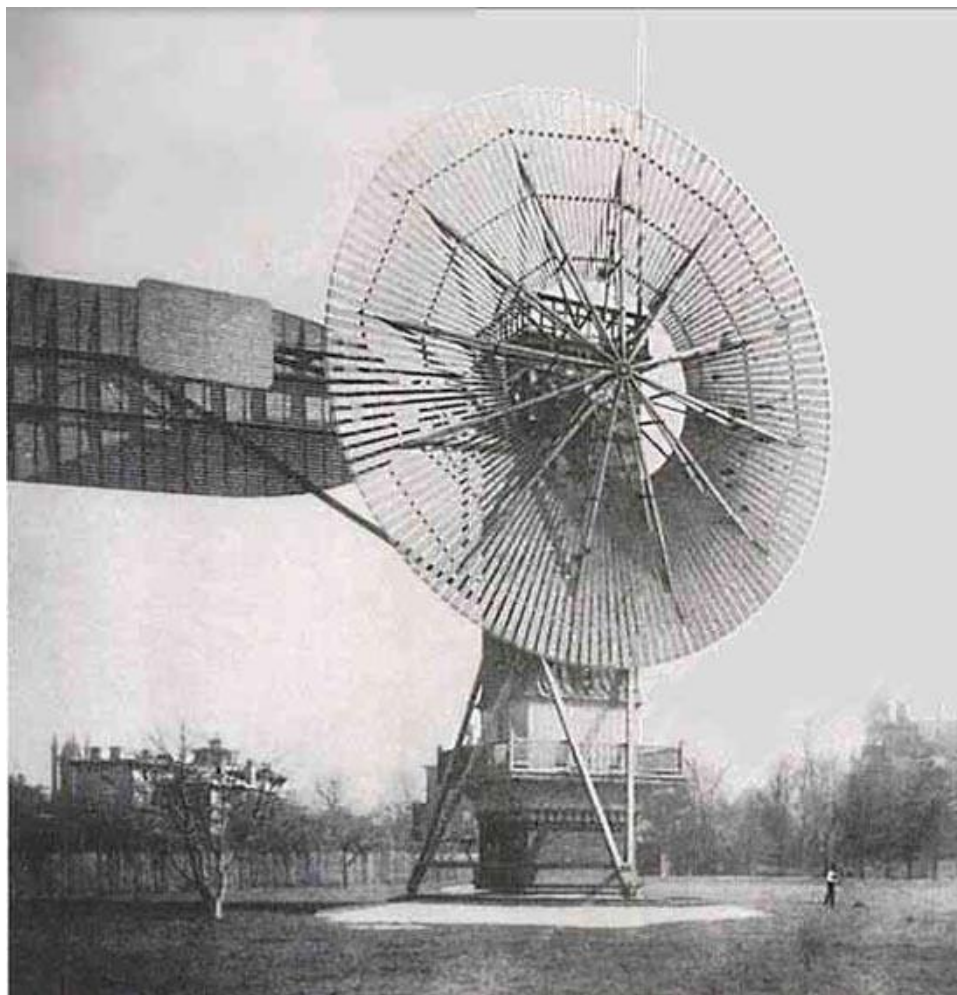


Рисунок 1.2 – Установка Браша (1888 – 1908, Клівленд, Огайо)

Установка Браша стала важливим етапом в історії розвитку вітроенергетики. По-перше, вона була досить великою. По друге, в ній була використана двоступінчата підвищуюча ремінна трансмісія, з передатним числом 50:1, при цьому генератор обертався із швидкістю 500 об/хв. І, нарешті, це була перша спроба з'єднати добре розвинену систему вітряного млина з новою електричною технологією. В той же час установка показала, що багатолопатеві вітротурбіни занадто повільні і малоефективні для електрогенерування.

Наступний важливий крок переходу від вітряних млинів до вітроенергетичних установок зробив Пол Лакур у Данії на початку минулого століття. Він був першим, хто створив аеродинамічну трубу і застосував аеродинамічний профіль у своїх вітроустановках. Тоді ж була запропонована швидкісна трилопатева вітротурбіна, що має лопаті з аеродинамічним профілем. Вона обертала генератор потужністю 3 кВт при напрузі 110 В. Цікаво відмітити, що саме на етапі розвитку маленьких вітроустановок виникла проблема оптимальної кількості лопатей для вітротурбіни. Дволопатеві вітротурбіни витримували значні вібрації при зміні напрямку вітру, тоді як трилопатеві не мали цього недоліку.

У 1925 році був створений новий вид ротора – ротор Савоніуса, названий на честь його творця. Перевагами такого типу роторів є високий стартовий момент і здатність сприймати вітер з будь-якого боку, а недоліками – низька швидкохідність і коефіцієнт використання енергії вітру, а також значна маса конструкції. Іншим новим типом вітротурбіни, що з'явилася в 30-х роках минулого століття, була вертикальна вітротурбіна, запропонована Ф. Дар'є. Цей тип вітротурбіни практично не використовувався до початку 1970-х років, коли в Канаді, а потім і в інших країнах почалися дослідження великих вітроагрегатів з таким ротором.

Основою теорії вітродвигунів є розробки і результати досліджень, виконаних в Центральному аерогідродинамічному інституті (ЦАГІ) і в інших організаціях в період з 1920 по 1950 рік Н.Є. Жуковським, К.П. Ветчинкіним, А.Г. Уфімпевим, С.М. Белоцерківським, К.К. Федяевським, Г.С. Сабініним, Г.Ф. Проскурой, О.І. Борисенко, Д. Я. Алексапольським, Ю.В. Кондратюком, К.П. Вашкевичем і іншими ученими, які розробили і здійснили на практиці декілька ефективних схем вітроустановок, що дозволяють плавно змінювати швидкість обертання вітроколеса і потужність генератора. Ці розробки, розвиток цих ідей і втілення їх в проекти сучасних ВЕС з доповненням сучасними матеріалами і новітніми знаннями по аероди-

наміці турбін, динаміці і міцності конструкцій – основа сучасної вітроенергетики.

Вітровикористання у СРСР розглядалося як важлива державна проблема. Вже в 1924 р. під керівництвом М.В. Красовського у відділі вітродвигунів ЦАГІ був розроблений швидкохідний двигун потужністю до 50 к.с. з новою системою регулювання частоти обертання колеса, запропонованою Г.Х. Сабініним. Вона одержала назву стабілізаторної. З метою розширення робіт зі створення вітродвигунів і використання енергії вітру в 1930 р. на базі відділу вітродвигунів ЦАГІ був організований Центральний вітроенергетичний інститут (ЦВЕІ), єдина у світі в той час науководослідна організація такого профілю.

При конструюванні ВЕУ найбільш складним і відповідальним моментом є забезпечення керування оборотами вітроколеса, тому що умови паралельної роботи на мережу вимагають сталості частоти обертання генератора незалежно від швидкості вітру. Для цього використовується поворот лопаті навколо нерухомої осі. Зі зміною положення лопаті у відношенні до напрямку вітру змінюються й аеродинамічні сили, які діють на неї, що і покладено в основу регулювання. Поворот лопатей здійснюється або аеродинамічно за допомогою керма-стабілізатора, з'єданого з відцентровим регулятором, розміщеним у крилі, що запропоновано, як сказано вище, професором Г.Х. Сабініним, або механічним шляхом – сервомоторами.

Промисловий випуск електродвигунів для механічного приводу машин був налагоджений на початку ХХ в, а електричних вітроагрегатів з генераторами невеликої потужності – приблизно в 20-роках. У 1937 році поблизу Ялти була побудована вдосконалена ВЕС потужністю 100 кВт, що знаходилась від неї на відстані 32 км. Річне вироблення енергії складало близько 280 тис. кВт·год. при коефіцієнті використання енергії вітру 0,32. Генератор і регулюючі пристрої були встановлені на вершині вежі заввишки 30 м. Частота обертання вітроколеса регулювалась шляхом повороту лопатей. Вежа мала похилу

опору, встановлену на візку, який переміщався по кільцевій, що направляє для орієнтації вітроколеса на вітер.

У 40-50 роках ХХ століття в СРСР отримало інтенсивний розвиток будівництво ВЕС. У цей період було налагоджено серійне виробництво спеціалізованих і універсальних вітродвигунів потужністю від 0,7 до 11 кВт, головним чином з механічними і електричними трансмісіями. У післявоєнний період було випущено більше 40 тис. вітродвигунів, які з великою ефективністю застосовувалися в колгоспах і радгоспах.

Друге дихання вітроенергетика отримала після нафтової кризи 1972-1973 років, коли багато розвинених країн стурбувалися своєю залежністю від імпорту нафти з арабських країн.

Розглядаючи історію розвитку світової вітроенергетики, слід зазначити значний внесок українських учених у її розвиток. Саме в Україні народжувалися принципово нові технічні рішення, що стали стандартом для сучасних ВЕУ і за якими до теперішнього часу зберігається український пріоритет. Одним з видатних українських учених в області аерогідродинаміки і теорії авіації був Г.Ф. Проскура, якому належить пріоритет в розвитку теорії пропелерних вітротурбін.

У 1933 році під керівництвом Г.Ф. Проскури спроектована вітросилова станція потужністю 4500 кВт (діаметр колеса 80 м, висота вежі 150 м). Конфігурація цієї ВЕУ відповідала європейській концепції того періоду. Експериментальний вітроагрегат потужністю 100 кВт був розроблений і встановлений у Балаклаві в 1931 р. Він виробляв електроенергію для трамвайної лінії Балаклава – Севастополь і був зруйнований під час війни. Це перша мережева установка потужністю 100 кВт, діаметром 30 м (рис. 1.3). Вона працювала на електричну мережу напругою 6,3 кВ разом з тепловою електростанцією потужністю 20 МВт, що знаходиться від неї на відстані 32 км (у Севастополі). За своїми розмірами (діаметр вітроколеса 30 м, потужність 100 кВт при швидкості вітру 10 м/с, висота вежі 25 м, частота обертання вітроколеса 30 об/хв) ця станція не мала собі рівних ні в СРСР, ні за кордо-

ном (у 1942 р. під час війни станцію зруйнували). Кабіна гондоли (довжина 13,7, ширина 2,5, висота 3,8 м), де розміщувалися генератор, електроапаратура, редуктор з еластичними муфтами, була виконана подібною фюзеляжу літака. Вітроколесо мало три лопаті, що вільно поверталися на своїх махах під дією стабілізаторів системи регулювання Г.Х. Сабініна і М.В. Красовського. Лопаті мали обтічний профіль, аналогічний профілю крила літака, і довжину 11 м при ширині 2 м у основи і 1 м на кінці. Махи були зроблені зі сталевих труб діаметром 350 мм.

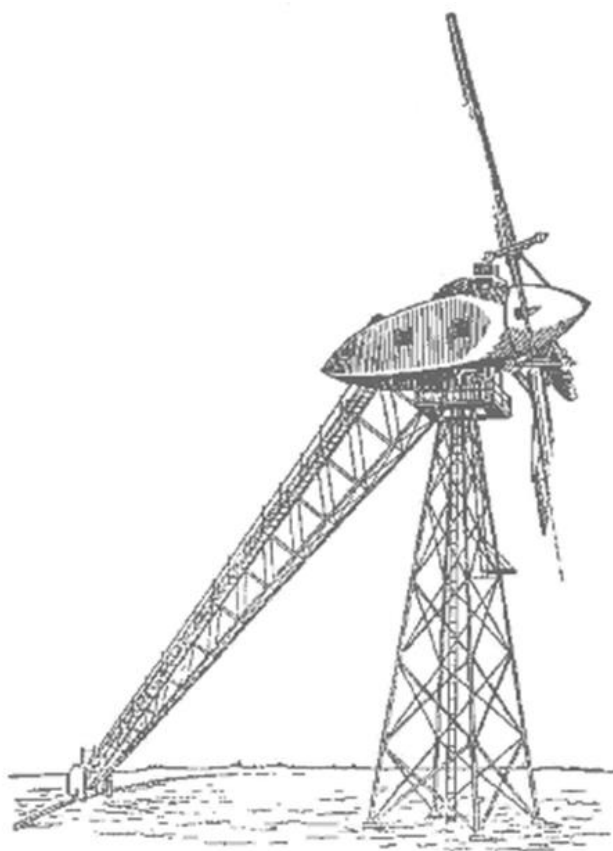


Рисунок 1.3 – Загальний вигляд Балаклавської ВЕС потужністю 100 кВт

Площина обертання вітроколеса мала нахил 12° до вертикалі, що було викликано необхідністю зменшити виліт вітроколеса щодо вежі. Голівка установки спиралася через кульову п'яту на сферу, закріплену нагорі вежі. На цій опорі верхня частина ВЕУ поверталася навколо вертикальної осі при установленні вітроколеса на вітер. Ферма гондоли з'єднувалася шарнірно з похилою хвостовою фермою, на

нижньому кінці якої також шарнірно був приєднаний візок з мотором і лебідкою. Хвостова ферма служила для установки вітроколеса на вітер при змінах його напрямку. Візок спирався на рейку, покладену навколо вежі по колу радіусом 20,5 м. Візок рухався по рейці електродвигуном потужністю 1,5 кВт через черв'ячну передачу. Включення його в роботу відбувалося автоматично при зміні напрямку вітру. Для цього нагорі kabіни був установлений флюгер розміром 400×700 мм. При зміні напрямку вітру флюгер включав одну з котушок електромагнітного перемикача, що знаходився в колі електродвигуна хвостового візка. Двигун переміщав візок по рейці доти, поки вітроколесо не ставало знову проти вітру і флюгер не розмикав контакту. Підйом на вежу здійснювався по хвостовій фермі, на якій для цього були покладені сходи.

Генератор – асинхронний, трифазного струму потужністю 92 кВт при частоті обертання 600 об/хв, що допускав тривале перевантаження на 10%, який вмикався автоматично відцентровим механізмом.

Експлуатаційні випробування ВЕС провадилися на двох режимах: при 19 і 30 обертах вітроколеса за хвилину. При цьому виявилось, що режим роботи ВЕС на 30 об/хв значно вигідніший.

Постійне зростання світового енергоспоживання є однією з найбільш характерних особливостей діяльності сучасного людства. Зростання населення і ВВП є ключовими чинниками зростання попиту на енергію. На рис.1.4 приведена динаміка зростання населення землі і процентного середньорічного приросту за столітній період. До 2050 року чисельність населення земної кулі складе 9,1 млрд. чоловік (поріг в 7 млрд. чол. був досягнутий 23.01.2011 р.). Проте, починаючи з 1990 р. спостерігається стійка негативна динаміка середньорічного приросту населення, що за підсумками 2010 р. склала близько 1,18% . Як же впливає приріст населення землі на загальне споживання первинної енергії?

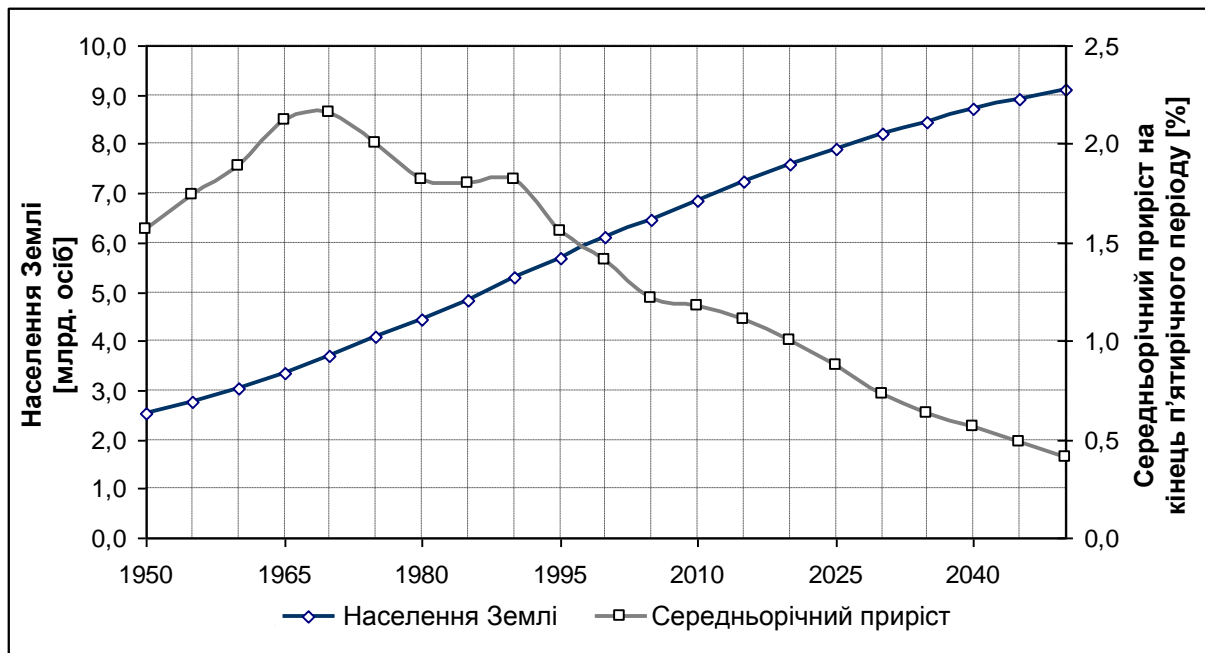


Рисунок 1.4 – Динаміка зростання і приросту населення Землі з 1950 по 2050 рр.

Згідно з прогнозом [34] світове споживання первинної енергії буде зростати приблизно на 1,6% в рік в період з 2011 по 2030 р., що дасть загальний приріст споживання на 36%. Темпи зростання знизяться з 2,5% в рік в 2000 – 2010 рр. до 2,1% в рік в 2010 – 2020 рр. і 1,3% в рік в 2020 – 30 рр. Порівнюючи динаміку зростання народонаселення і споживання енергії видно, що енергоспоживання буде збільшуватися, тобто жителям землі буде необхідно все більше і більше енергії для задоволення своїх життєвих потреб.

Основними джерелами первинної енергії нині є природні (копалини) джерела, такі як вугілля, нафта і природний газ. Їх доля в загальному об'ємі споживаної первинної енергії є визначальною і у різних країнах коливається в межах 75-85%. Частина енергії, якої бракує, виробляється атомними електростанціями і відновлюваними джерелами енергії, включаючи гідроелектростанції.

Активне споживання природного палива украй негативно відбивається на екологічному балансі Землі. Саме з цим багато учених зв'язують причину зміни клімату і підвищення концентрації парникових газів в атмосфері. Після японської трагедії на атомній електростанції "Фукусіма" для багатьох країн світу постало питання про доцільність

їх подальшого використання, а Німеччина взагалі прийняла рішення про поступове закриття атомних електростанцій, що діяли в країні, і припинення будівництва і введення в експлуатацію нових. В зв'язку з цим різко зросла роль екологічно чистих і безпечних альтернативних джерел енергії, у тому числі і вітроенергетики.

Людство давно намагалося використати енергію вітру для своїх потреб. Так, вже в 200-му році до н. е. у Персії з'явилися перші вітряні млини, які використовувалися для помелу зерна. Млини такого типу були поширені у ісламському світі і в XIII столітті принесені в Європу хрестоносцями. У XVI столітті у багатьох містах Європи починають будувати водонасосні станції з використанням гідродвигуна і вітряного млина. Наприклад, в середньовічній Голландії численні вітряні млини використовувалися не лише для помелу зерна, але і відкачували воду із земель, захищених греблями. Відвойовані біля моря землі використовувалися в сільському господарстві. У посушливих областях Європи вітряні млини застосовувалися для зрошування полів.

Перші проекти вітроагрегатів, здатних виробляти електроенергію, з'явилися в 20-і роки XX століття. Перший екземпляр вітродвигуна з роторами (циліндрами) на чотирьох крилах, діаметром 20 м, був встановлений в 1926 р. у Берліні на вежі заввишки 15 м [16].

Попри те, що людство вже давно навчилося застосовувати енергію вітру для своїх потреб, початок його використання для промислової генерації енергії можна віднести до 1990 р. Таке відродження стало можливим завдяки розвитку технологій в області нових матеріалів і силовій електроніці. Різкий поштовх в розвитку вітроенергетики, наприклад в Німеччині, дав прийнятий там в 1991 р. закон, за яким власники електричних мереж зобов'язані були приймати в мережу вироблювану вітроенергетичними установками (ВЕУ) енергію і оплачувати її за тарифом, встановленим цим законом. Завдяки державній підтримці різко збільшились інвестиції у вітроенергетику, що привело до планомірного і стабільного зростання результатів протягом двох десятиліть і провідній ролі Німеччини в технологічному і апаратному

розвитку вітроенергетики у світі [45].

На сьогодні вітроенергетика міцно зайняла своє місце як альтернативний, екологічно чистий спосіб отримання електроенергії і продовжує нестримно розвиватися. Цьому сприяють останні досягнення в області розробки нових видів генераторів електричної енергії, (наприклад синхронні генератори зі збудженням від постійних магнітів, генератори з поперечним магнітним потоком), досягнення в області силової електроніки, нових матеріалів і використання сучасних методів комп'ютерного моделювання завдань електродинаміки і аеродинаміки.

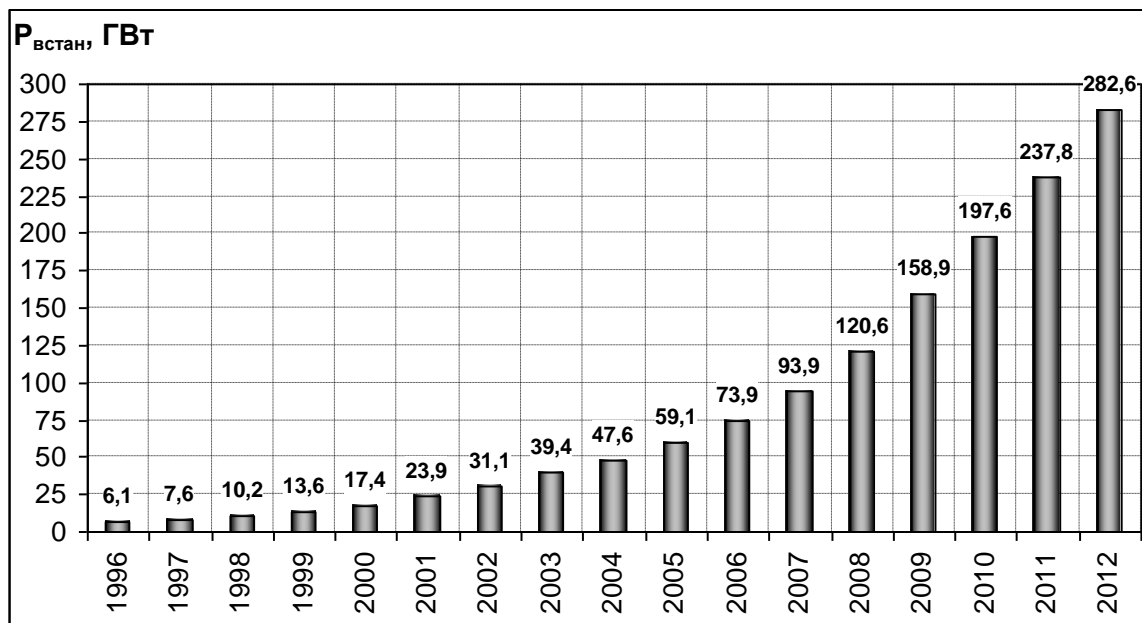
Постійно збільшується одинична потужність ВЕУ. Восени 2007 року фірмою Enercon (Німеччина) була введена в експлуатацію ВЕУ типу E126 з діаметром вітротурбіни 127 метрів, що розвиває електричну потужність 6,0 МВт. Після невеликого доопрацювання в 2009 році потужність цієї ВЕУ збільшена до 7,58 МВт. На сьогодні E126 є найпотужнішою діючою вітроустановкою у світі. Вона побудована за безредукторним принципом на базі кільцевого синхронного генератора. Монтажна висота установки складає 198,5 метрів [33]. Датська компанія Vestas планує випустити в 2013 р. дослідний зразок вітрогенератора V164 – 8.0 MW одиничної потужності 8 МВт. У 2014 р. ця мегатурбіна буде встановлена в датському випробувальному центрі Oesterild [43].

Окрім збільшення одиничної потужності ВЕУ йде інтенсивне будівництво вітрових парків і вітрових офшорних зон (у прибережних зонах морів), а також об'єднуються їх енергетичні системи. Наприклад, в жовтні 2010 р. змонтований і в червні 2011 р. запущений в експлуатацію вітровий парк у бельгійському місті Естінн, що складається з 11 ВЕУ типу E126 з проектною продуктивністю з вироблення електроенергії в 187 ГВт·год. у рік.

1.2 Розвиток вітроенергетики у світі

Збором, обробкою інформації і складанням річних звітів в області світової вітроенергетики займаються декілька організацій і компаній, таких як GWEC (Global Wind Energy Council, Brussel), WWEA (World Wind Energy Association, Bonn), DEWI (German Wind Energy Institute, Wilhelmshaven, Germany), а також національні компанії, що курирують питання розвитку вітроенергетики у своїх країнах. Порівняльний аналіз звітів, що представлені вищезгаданими організаціями, показав деяку відмінність приведених даних, що знаходяться в межах статистичної погрішності і не впливають на загальну тенденцію розвитку світової вітроенергетики. Представлений нижче статистичний матеріал оброблений авторами на основі даних GWEC (статистика світової вітроенергетики) і DEWI (статистика по Німеччині).

Згідно з даними Global Wind Energy Council [34] загальна сумарна встановлена потужність ВЕУ у світі на кінець 2012 р. склала 282,6 ГВт (рис. 1.5).



Рисунки 1.5 – Значення сумарної встановленої потужності ВЕУ у світі (1996-2012)

Темп загального збільшення вітроенергетичних потужностей на кінець 2012 р. склав 18,9 %. Уперше за останні 15 років планка річного зростання опустилася нижче 20%. Для порівняння можна відмітити, що ця сумарна потужність відповідає потужності 47 атомних електростанцій типу Запорізької АЕС, що має 6 енергоблоків (реакторів) встановленою потужністю 1000 МВт.

Показники річного збільшення потужностей (рис. 1.6) також показують позитивну динаміку, причому незначна зміна темпів збільшення в період між 2009 і 2011 рр. можна віднести до кризових явищ в економіці провідних світових держав. У 2012 році сталося збільшення встановленої потужності ВЕУ у світі на 44,8 ГВт, що в процентному відношенні до 2011 року склало трохи більше 10 % приросту. Аналогічне порівняння з потужністю Запорізької АЕС показує, що сумарна встановлена потужність введених в 2012 році у світі ВЕУ еквівалентна потужності 7,47 атомних електростанцій цього типу або потужності 68,9 електростанцій типу "ДніпроГЕС".

Необхідно відмітити, що у відмінності від атомної енергії і енергії води, вітрова енергія сильно залежить від наявності вітру і його швидкості, які не завжди досягають оптимальних значень для вироблення вітрогенераторною установкою номінальної потужності.

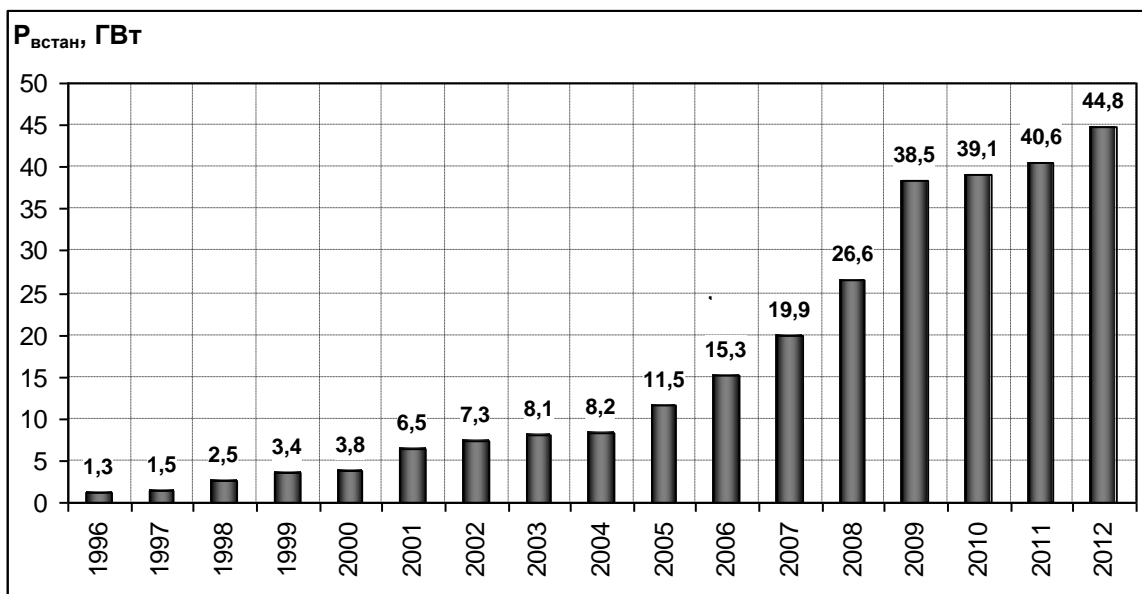


Рисунок 1.6 – Показники річного збільшення встановленої потужності ВЕУ у світі

На рис. 1.7 представлений регіональний розподіл встановлених потужностей ВЕУ у світі в загальному об'ємі і в 2012 році. Приведені дані показують, що на світовому вітроенергетичному ринку домінують три великі регіони: Європа, Азія і Північна Америка. На кінець 2012 року найбільша кількість вітроенергетичних потужностей встановлена і експлуатується в Європі. З невеликим відривом відстає Азія, яка останніми роками тільки за рахунок Китаю зробила значний крок вперед, обігнавши Північну Америку. Так в період з 2008 по 2012 рр. Китай збільшив введення в дію ВЕУ на 616,9%, з 12,21 ГВт в 2008 р. до 75,32 ГВт в 2012 р. Слід зазначити, що розрив між Європою і Азією поступово скорочується (2010 р. – 25,2 ГВт; 2011 – 14,6 ГВт; 2012 – 12,0 ГВт) і вже в найближчі 3 – 4 роки можна чекати досягнення енергетичного паритету Європи і Азії по сумарній встановленій потужності ВЕУ.

Якщо розглянути показники введення в дію нових ВЕУ тільки за 2012 р., можна відмітити, що найкращі показники має Азія (34,6%) і Північна Америка (33,26%), маючи приблизно рівні показники приросту потужностей. Європа, з невеликим відривом, займає за результатами 2012 р. третю позицію (28,3%). Це говорить про те, що в 2012 р.

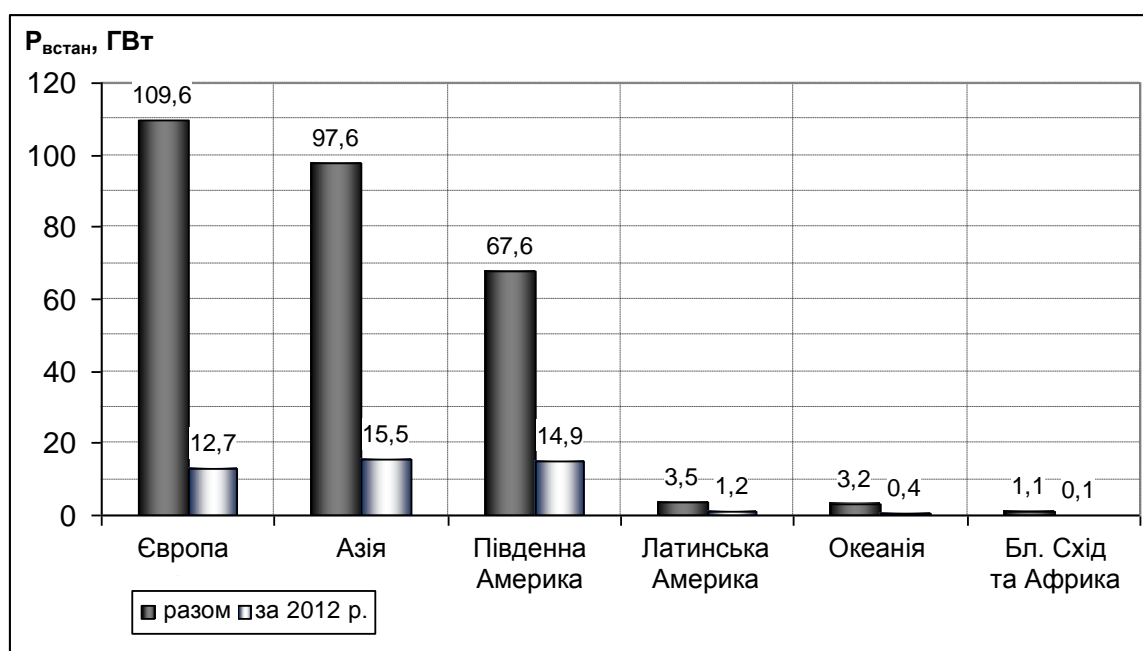


Рисунок 1.7 – Регіональне розподілення встановленої потужності ВЕУ у світі

значно зросло введення в експлуатацію нових ВЕУ передусім в США і Китаї. Латинська Америка і Океанія мають набагато гірші показники, а в Африці вітроенергетичний ринок все ще залишається на дуже низькому рівні.

На рис. 1.8 представлені показники введення в дію в 2012 р. ВЕУ перших десяти країн світу. Левова частка приросту (58,2%) доводиться на США і Китай. Далі розташувалися Німеччина і Індія, що мають приблизно рівні показники по введенню в дію нових потужностей ВЕУ. На їх частку доводиться 10,6% від загального об'єму. Причому, у 2012 р. в десятку провідних країн уперше потрапила Румунія, яка за 2012 р. ввела в дію нових ВЕУ сумарною потужністю 923 МВт. Це дозволило їй, з урахуванням раніше змонтованих ВЕУ, досягти на кінець 2012 р. загальної встановленої потужності ВЕУ в 1,9 ГВт.

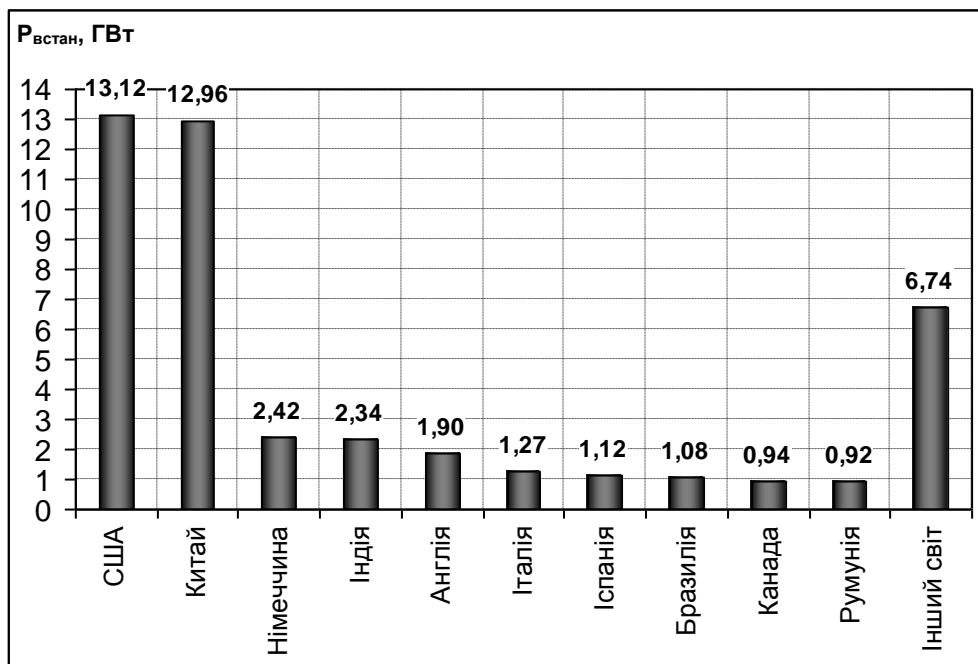


Рисунок 1.8 – Встановленні потужності ВЕУ десяти країн світу за 2012 рік

У таблиці 1.1 наведено зведені дані по загальній сумарній встановленій потужності ВЕУ перших десяти країн світу за останні 6 років, в період з 2007 по 2012 рр.

Таблиця 1.1

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Китай	5,91	12,21	25,80	44,73	62,40	75,32
США	16,82	25,17	35,09	40,18	46,92	60,00
Німеччина	22,25	23,90	25,78	27,21	29,06	31,31
Іспанія	15,15	16,75	19,16	20,68	21,67	22,80
Індія	7,85	9,65	10,93	13,07	16,08	18,42
Італія	2,73	3,74	4,85	5,80	6,74	8,14
Франція	2,45	3,40	4,57	5,66	6,80	7,56
Англія	2,39	3,20	4,25	5,20	6,54	8,45
Канада			3,32	4,00	5,27	6,20
Данія	3,13	3,18	3,47	3,75		
Португалія	2,15	2,86			4,08	4,53
Інш. світ	13,06	16,70	21,69	26,75	32,14	39,85
Всього	93,89	120,76	158,91	197,03	237,70	282,58

Наприклад Канада увійшла до числа десяти провідних країн тільки в 2009 році, а Данія вибула з першої десятки після 2010 року. Португалія не була представлена в першій десятці в 2009 і 2010 роках.

Перші 8 країн в період з 2007 по 2012 р.р. завжди знаходилися в першій десятці. Ці країни внесли найбільш вагомий внесок в розвиток світової вітроенергетики і їх сумарна динаміка розвитку представлена на рис. 1.9.

Діаграма показує, що до кінця 2007 року Німеччина була безперечним світовим лідером по сумарним встановленим потужностям ВЕУ, поступившись цим лідерством в 2008 р. США, а в 2009 р. ще і Китаю. Починаючи з 2010 р. в лідери вийшов Китай, маючи на кінець 2012 р. 75,32 ГВт сумарної встановленої потужності ВЕУ.

Тенденція подальшого розвитку світової вітроенергетики представлена на рис. 1.10. [47] У 2017 р. сумарна встановлена потужність ВЕУ у світі досягне 536 ГВт, що відповідає приросту близько 190% в порівнянні з 2012 р. Темпи річного приросту встановлених потужностей поступово знижуватимуться з 18,7% в 2012 р. до 12,9% в 2017 р.

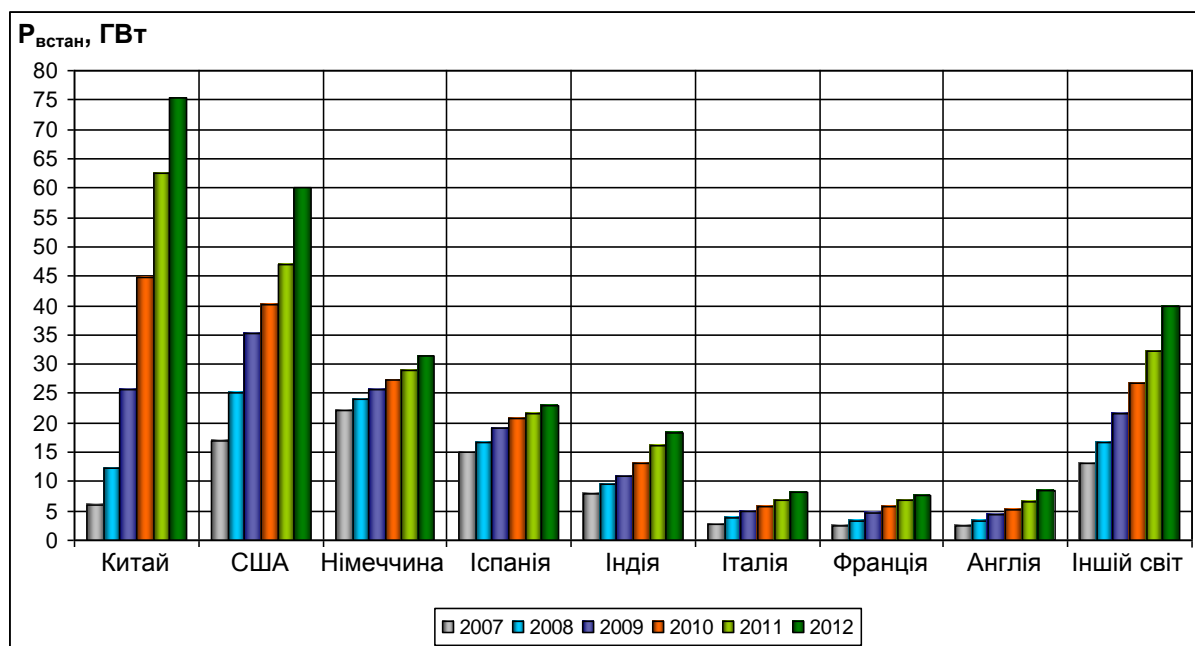


Рисунок 1.9 – Сумарна встановлена потужність ВЕУ восьми провідних країн світу (2007-2012 р.р.)

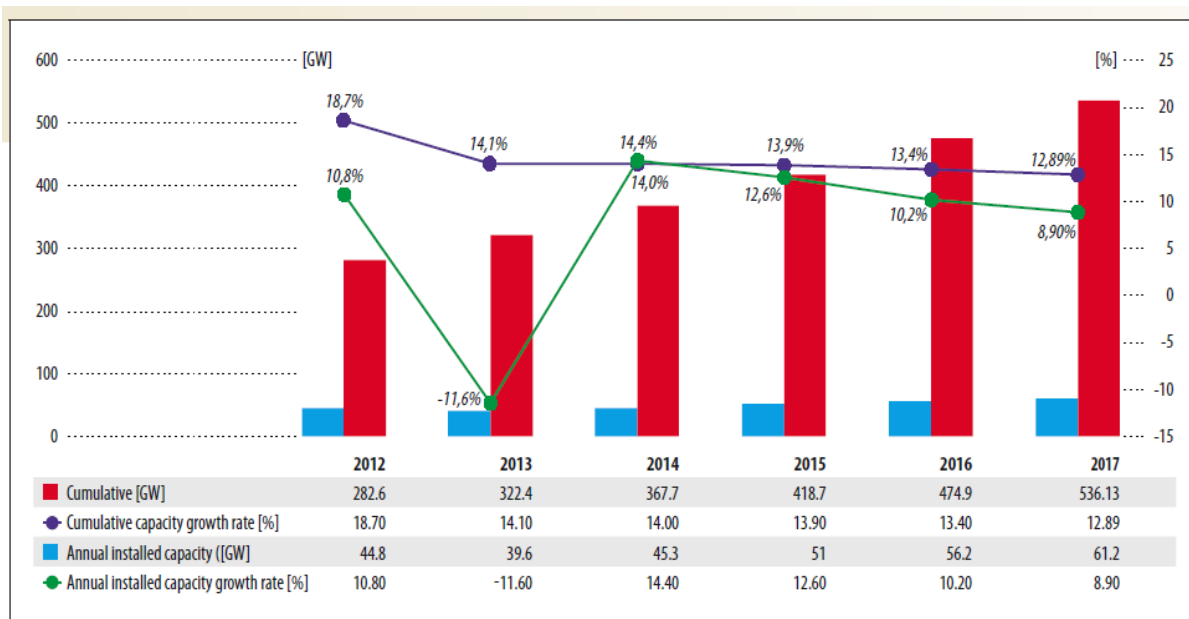


Рисунок 1.10 – Перспективи розвитку світової вітроенергетики до 2017 року

Німеччина планує до 2020/25 р. ввести в експлуатацію на суші і прибережних водах ВЕУ сумарною встановленою потужністю 50 ГВт. Це дозволить виробляти близько 159 млрд. кВт електроенергії, що відповідає 25% загального попиту.

У Німеччині, як найекономічніше значимій країні Європейського Союзу, альтернативним видам енергії, і зокрема вітроенергетиці,

приділяється підвищена увага, у тому числі і з боку держави. Досить сказати, що до 2008 року Німеччина була безперечним лідером в цій галузі і 25 % введених в експлуатацію ВЕУ були зосереджені там. Пік введення нових потужностей припав на 2002 р., коли за рік було встановлено 2328 нових ВЕУ сумарною потужністю 3,25 ГВт. (рис.1.11). У 2012 р. Німеччина ввела в дію 1003 нових ВЕУ з сумарною встановленою потужністю 2,44 ГВт. В порівнянні з 2011 р. це відповідає річному приросту на 21,5%.

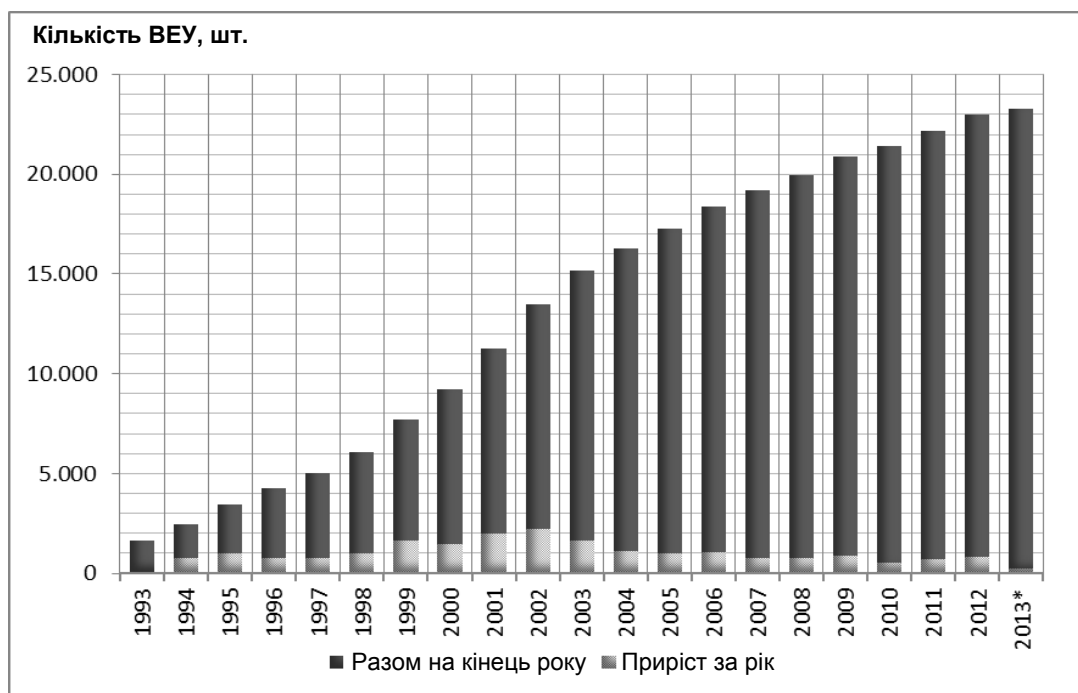


Рисунок 1.11 – Динаміка збільшення числа ВЕУ в Німеччині за 20 років

За сумарними показниками на кінець 2012 р. Німеччина має 23043 ВЕУ з сумарною встановленою потужністю 31,315 ГВт і займає за цими показниками третє місце у світі. Енергії, що виробляється ними, вистачає на забезпечення більш ніж 8 млн. домашніх господарств сімей, що складаються з 3 чоловік.

З виробленої в 2012 р. в Німеччині електричної енергії в об'ємі 617 млрд. кВт·год, 56% отримано в результаті спалювання вугілля і газу, 16% за рахунок атомної енергетики і майже 22% (136 млрд. кВт·год) з альтернативних джерел енергії [32]. Найбільший вклад в цей об'єм внесла вітроенергетика, яка припадає на частку 46 млрд.

кВт·год. чи 7,4% від загального об'єму виробленої в 2012 р. в Німеччині електроенергії. Цей показник неоднаковий по землям Німеччини. Наприклад земля Саксонія-Анхальт з населенням 2,37 млн. чол. вже в 2010 р. за допомогою ВЕУ виробила 154,1 МВт·год електроенергії і на 52,1% задовольнила свою річну потребу в ній.

Отримані до 2012 року результати розвитку і промислового використання вітроенергетики у світі дають підставу вважати, що при правильній енергетичній стратегії і державній участі вітроенергетика в змозі конкурувати з гідроенергетикою і атомною енергетикою навіть в таких енергоємних країнах, як Україна і Росія.

1.3 Вітроенергетика в Україні

Слід зазначити, що відносно перспектив розвитку енергетичної галузі, Україна дотримується світових тенденцій, спрямованих на розробку і впровадження програм економії енергоресурсів, підвищення енергоефективності і скорочення використання традиційних видів палива, прискорення темпів розвитку енергетики, з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), а також збільшення їх складової в загальному енергобалансі країни. Розробляючи стратегічні програми розвитку енергетики, що передбачає, у тому числі, можливість переходу до "низьковуглецевої" економіки, уряд прагне створити сприятливий інвестиційний клімат для компаній, працюючих у сфері розвитку альтернативної енергетики, щоб притягнути потенційних вітчизняних і іноземних інвесторів.

Світова фінансово-економічна криза уповільнила розвиток альтернативних видів енергетики у всьому світі. Проте це не завадило Україні в 2011 році за темпами розвитку вітроенергетики випередити не лише країни СНД, але і деякі провідні європейські держави. За даними Національної комісії з регулювання енергетики України в 2011 році встановлена потужність вітроелектростанцій (ВЕС) збільшилась

на 73 % (на 66,1 МВт) і на кінець року склала 151,1 Вт (в порівнянні з 87,5 МВт в 2010 році).

Світовий досвід показує, що найефективніше енергія вітру використовується в морських і прибережних районах, а також в гірських і пересічених місцевостях. З цієї точки зору територія України, має відповідні географічні характеристики і значну кількість перспективних для вітроенергетики зон. Найбільший вітровий потенціал мають значні території, прилеглі до Чорного і Азовського морям, а також Карпатський, Західно-Кримський і Східно-Кримський регіони. Крім того, є ділянки з підвищеним вітровим потенціалом в Донбаському регіоні і в Дніпропетровській області. При реалізації проектів з будівництва і введення в експлуатацію ВЕС на усіх цих територіях, можна було б забезпечити близько 30% покриття потреб України в електроенергії.

Вітровий потенціал різних районів України визначається національним вітроенергетичним кадастром, який включає показники швидкості вітру (середньорічні і середньомісячні), обумовлені результатами багаторічних наукових спостережень, повторюваність швидкості вітрових напрямів протягом року, місяця, доби і так далі. Середньорічна швидкість вітру в приземному шарі на території України досить низька – 4,3 м/с. Більшість вітроагрегатів починають виробляти промисловий струм починаючи зі швидкості вітру 5 м/с. Якщо враховувати, що вони можуть використати енергію вітру до висоти 50 м (на деякій висоті від поверхні швидкість вітру зростає), то енергетичний потенціал на території України складає велетенську величину 330 млрд. кВт і перевищує встановлену потужність електростанцій України в 6 тисяч разів. Зрозуміло, ніхто не допускає думки про можливість його повного використання, але все одно ця величина вражає. Хоча, слід зазначити, що це орієнтовні розрахункові дані, оскільки прямі виміри швидкості вітру на висотах вище за щоглу флюгера одиничні. В таблиці 1.2 наведено дані про питомий енергетичний потенціал вітрової енергії в Україні.

Таблиця 1.2.

Питомий енергетичний потенціал вітрової енергії в Україні

№ району	Середньорічна швидкість вітру, $V_{\text{ср}}$, м/с	Висота, м	Природний потенціал вітру, кВт×год/м ² рік	Технічно-досяжний потенціал вітру, кВт×год/м ² рік
1	<4,25	15	1120	200
		30	1510	280
		60	2030	375
		100	2530	460
2	4,5	15	2010	390
		30	2710	520
		60	3640	700
		100	4540	850
3	5,0	15	2810	520
		30	3790	690
		60	5100	860
		100	6350	975
4	5,5	15	3200	620
		30	4320	830
		60	5810	1020
		100	7230	1150

Вітрові умови району відносно використання вітру визначаються вітроенергетичним кадастром, який включає різні показники швидкості вітру, обумовлені результатами багаторічних спостережень: середньорічні і середньомісячні швидкості вітру; повторюваність швидкості вітрових напрямів протягом року, місяця, доби.

Зі зменшенням впливу теплих і вологих атлантичних повітряних мас, які поступають на територію України з північного заходу, відбувається посилення континентальності клімату, що формує сприятливі умови розвитку вітроенергетики. На значення вітроенергетичного потенціалу (рис. 1.12, [1]) південних і південно-східних територій впливає також енергійне переміщення повітряних мас з Чорного і Азовського морів, і крім того – формування вітрів місцевого значення – у береговій зоні морів. Окремо слід розглядати гірські території України, для яких характерні великі швидкості вітру.

Діючі сьогодні в Україні ВЕУ в основному побудовані на базі вітроагрегатів, вироблених в Україні за ліцензією фірми "Кенетек Виндпауер". Всі українські ВЕУ були побудовані у рамках виконання

Потенціал вітрової енергії на території України

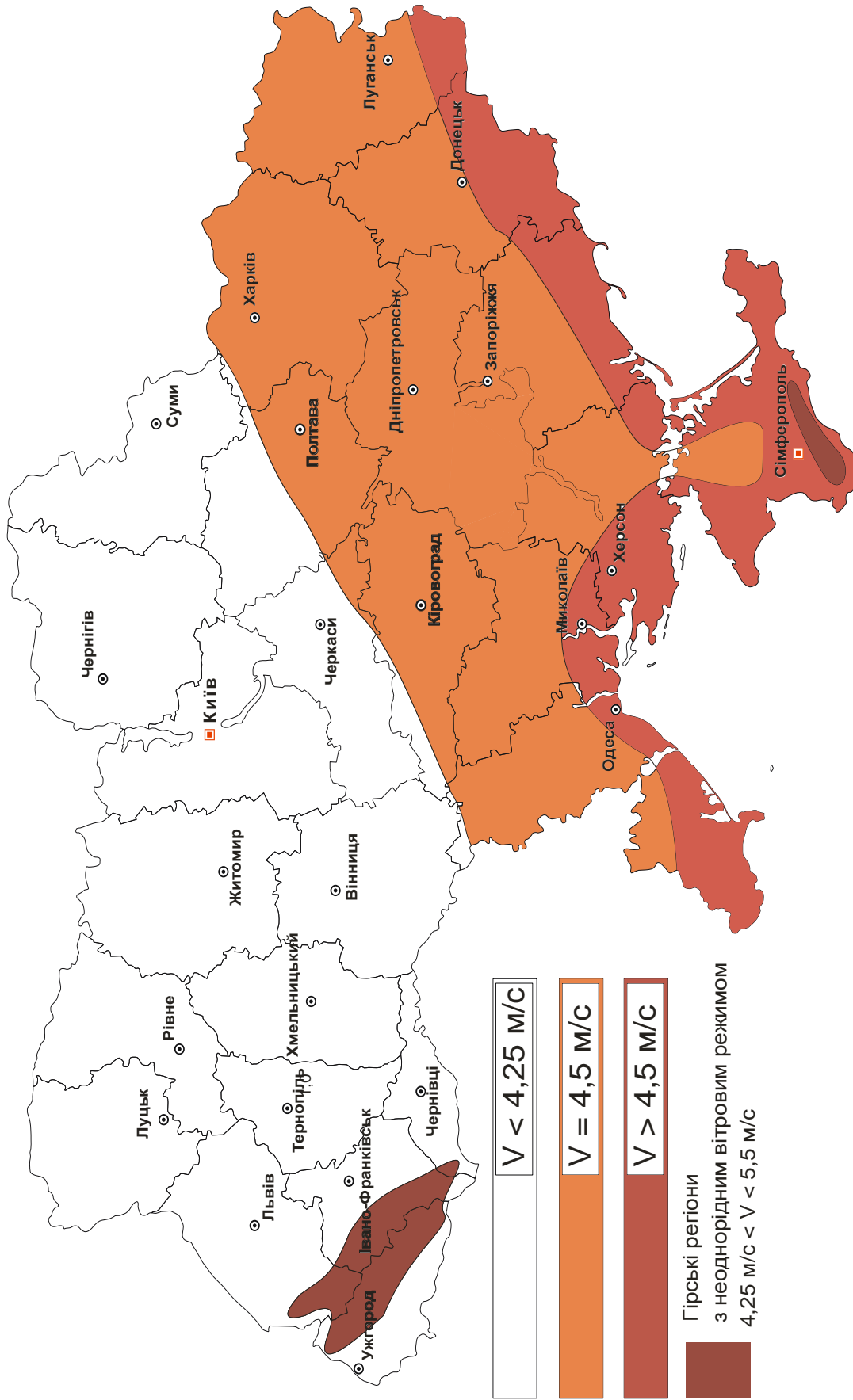


Рисунок 1.12 – Потенціал вітрової енергії на території України

"Комплексної програми будівництва вітроелектростанцій", прийнятої урядом України в 1997 році, що передбачала до 2010 року введення в експлуатацію 1990 МВт. вітроенергетичних потужностей. Саме у рамках цієї програми було освоєно виробництво ліцензійних установок потужністю 107,5 кВт, причому 100% компонентів цих машин виготовлялися в Україні. У їх виробництві були задіяні 23 заводи, а складання вітротурбін здійснював Дніпропетровський Південний машинобудівний завод. На реалізацію програми було витрачено приблизно 675 млн. гривень, побудовані 778 вітрових установок, загальна потужність яких складає близько 90 МВт. У результаті, як було відмічено на третьому всеукраїнському бізнес-саміті по проблемам зміни клімату, програма розвитку вітрової енергетики в Україні не виправдала очікувань. Головну мету комплексної програми бачили в залученні підприємств ВПК для виробництва вітроагрегатів, тобто метою було не виробництво електроенергії за допомогою вітру, а виробництво вітроагрегатів! Це стало стратегічною помилкою. Також проблемою було і, на жаль, поки залишається фінансування цієї галузі. Крім того не були оцінені можливості існуючих мереж для прийому енергії від ВЕУ. Проте, на думку української вітроенергетичної асоціації [9], у вітроенергетики України є економічно обґрунтований потенціал в 16 ГВт. (приблизно 25% потужності енергосистеми України). Проте, з урахуванням сьогоденного рівня технічної підготовленості підприємств для виробництва ВЕУ і стану електричних мереж, реально можна добитися до 2020 р. введення в експлуатацію ВЕУ з сумарною встановленою потужністю в 6,5-7 ГВт.

Нині в Україні спостерігається бурхливий розвиток вітроенергетичної галузі, обумовлений, передусім, введенням різних пільг для девелоперів альтернативної енергетики, а також прийняттям т.з. "зелених" тарифів на електроенергію, отриману з використанням ВДЕ, які є одними з найвищих в Європі. Зокрема, для вітроустановок потужністю понад 2 МВт величина "зеленого" тарифу складає близько 11,3 євроцента за 1 кВт·год. Встановлені "зелені" тарифи діятимуть

аж до 2030 року. За даними Української вітроенергетичної асоціації, завдяки прийняттю податкових пільг на виробництво і ввезення устаткування для виробництва "чистої" енергії, а також дії високих "зелених" тарифів на купівлю електроенергії, отриманої з використанням ВДЕ, тільки за останні півтора роки в країні була запущена в експлуатацію половина із загальної кількості встановлених ВЕС. Відмітно, що в 2011 році уперше в Україні були встановлені сучасні вітротурбіни мегаватного класу. Необхідно відмітити, що практично усі нові вітроенергетичні потужності (65,5 МВт), були введені в експлуатацію у рамках розвитку приватних інвестиційних проектів. Цей факт свідчить про те, що завдяки значній державній підтримці, в Україні сформувався і динамічно розвивається ринок вітроенергетики.

Нині на енергетичному ринку України працює велика кількість українських і іноземних компаній, що реалізують великі і менш масштабні інвестиційні проекти в різних вітроенергетичних перспективних районах країни. На сьогодні найбільший інтерес для інвесторів в питанні розвитку ВДЕ представляє Кримський півострів. Зокрема, в Криму реалізує три великі енергетичні проекти компанія "Конкорд Груп": "Конкорд Груп-Сивашська ВЕС" (потужністю 180 МВт), "Конкорд Груп-Сивашська ВЕС 2" і "Розвиток Криму" (по 100 МВт кожна). Українська компанія "Вінд Пауер"(ДТЕК) розвиває вітроенергетику в Запорізькій і Донецькій областях. У планах корпорації ДТЕК – будівництво 2 вітропарків, сумарною потужністю близько 1,2 ГВт, вартістю близько 1,85 млрд. євро. У 2012 році будуть встановлено 30 генераторів на Ботієвському майданчику парку "ДТЕК Приазовський". Загальна потужність цього проекту, що складається з 3-х майданчиків ("Ботієвської", "Приморської" і "Бердянської"), складе 500 МВт. Ще одна українська компанія – "Вітряні парки України", почала реалізацію на території Криму великого енергетичного проекту зі спорудження шести вітроелектростанцій, об'єднаних в єдину мережу. Після завершення будівництва тут працюватиме 150 вітроагрегатів, сумарною потужністю близько 1062,5 МВт. Вартість проекту

оцінюється в 400 млн. євро. Для порівняння – загальна потужність чотирьох ВЕС, що діють нині в Криму: "Донузлавська ВЕС" (потужністю 18,7 МВт), "Воденергоремналадка"(26 МВт), "Тарханкутська ВЕС" (15,9 МВт) і "Східно-кримська ВЕС", – складає всього 59 МВт. Необхідно також відмітити, що в 2011 році компанія завершила будівництво двох перших черг потужністю в 25 МВт на "Новоазовській ВЕС" в Донецькій області і "Очаківській ВЕС" в Миколаївській області

На початку 2012 року на "Новоазовській ВЕС" було встановлено ще 5 вітроустановок, при цьому сумарна потужність парку виросла до 37,5 МВт. У 2012 році будуть встановлені вітрогенератори на майданчику "Березанської ВЕС" в Миколаївській області. У своїх проектах "Вітряні парки України" використовують турбіни німецької компанії Führlander AG, потужністю 2,5 МВт кожна. Складання вітроустановок запущене на ТОВ "Фурлендер Винд Технолоджи" в м. Краматорську.

Севастопольська компанія "Крим-Ірей" планує реалізувати проект будівництва вітряних парків в двох районах Луганської області, потужністю 400 МВт і 200 МВт. У 2012 році планується встановити 10 вітроагрегатів, а до 2015 року буде встановлено ще 179. Сумарна потужність вітряного парку складе більше 400 МВт. Об'єм капітальних інвестицій у будівництво – 500 млн. євро.

Разом з українськими компаніями, серйозний інтерес до реалізації проектів у сфері вітроенергетики проявляє ряд іноземних компаній і інвестиційних фондів. Зокрема, німецька інвестиційна компанія WKN Windkraft Nord AG планує побудувати в Криму дві ВЕС в Красноперекопському і Джанкойському районах, загальною сумарною потужністю в 400 МВт. Вартість проекту складе 1 млрд. доларів США. Згідно з умовами проекту, компанія WKN займатиметься розробкою, проектуванням, фінансовим забезпеченням, будівництвом і експлуатацією вітроустановок. Ця ж компанія планує побудувати в Одеській області три ВЕС сумарною потужністю 400 МВт. У 2012 році буде запущений пілотний проект недалеко від міста Овідіопіль.

Восени 2012 року Міжнародний консорціум Greenworx Holding NV(Бельгія) і Guris Construction & Engineering Co. (Туреччина) планують почати будівництво Зажідно-кримської ВЕС, потужністю 250 МВт, в Сакському і Чорноморському районах АР Крим. Ще один іноземний інвестор – компанія Euro Cape New Energy, планує реалізувати в Україні два великі проекти загальною потужністю 1000 МВт. Також, про свою зацікавленість побудувати в Криму ВЕС потужністю 50 МВт заявила французька компанія Nationale du Rhone.

Окрім інтенсивного розвитку великих проектів, в Україні відчувається необхідність в реалізації невеликих проектів, призначених для забезпечення електроенергією домогосподарств і приватних підприємств, що знаходяться далеко від районних центрів і ліній електропередач. Наприклад, в таких регіонах, як Крим і Закарпаття, враховуючи їх високий вітроенергетичний потенціал, так само можна успішно розв'язати проблему дефіциту електроенергії. Необхідно також відмітити, що Європейський банк реконструкції і розвитку(ЄБРР), у рамках інвестиційної Програми фінансування альтернативної енергетики в Україні (USELF), виступив інвестором першого вітроенергетичного проекту, реалізованого в Старосамборському районі Львівської області. Програма об'ємом 70 млн. євро призначена для фінансування приватних проектів в області відновлюваної енергетики в Україні. За словами керуючого директора ЄБРР по Туреччині, Східній Європі, Кавказу і Центральній Азії Олів'єс Декампа "Україна має великий потенціал для розвитку генеруючих потужностей відновлюваної енергетики, і цей проект є внеском в його використання. Ми готові підтримувати реалізацію проектів вітряної і сонячної енергетики, малої гідроенергетики і виробництва енергії з біомаси в Україні шляхом надання власних засобів і технічної допомоги". Варто відмітити, що ЄБРР є в Україні найбільшим інвестором в області ВДЕ.

Що стосується технічного оснащення галузі, то треба сказати, що на українському ринку вітроагрегатів окрім установок вітчизняного виробництва, широко представлено устаткування провідних китай-

ських і європейських виробників. Проте, за даними Української вітроенергетичної асоціації, близько 50% усього продажу вітроагрегатів припадає на частку вітчизняного виробника. Фахівці відмічають, що окрім цінової переваги, українське устаткування показало надійну роботу в складних кліматичних умовах. При проектуванні вітроустановок українські розробники максимально врахували особливості місцевого клімату і вірогідні критичні навантаження: можливість обмерзання, різкі пориви і часту зміну напрямів вітру. Нині, завдяки оптимальному поєднанню ціни і якості, вітроагрегати українського виробництва визнаються багатьма експертами кращими у своєму сегменті ринку і мають великий попит в Німеччині, Угорщині, Португалії, Польщі, Казахстані, Білорусії, Франції, країнах Балтії. Наявність власного виробника конкурентоздатного і надійного устаткування, служить хорошою передумовою для успішного розвитку малої вітроенергетики в Україні.

Сьогодні про зацікавленість держави в розвитку, зокрема, вітроенергетики в Україні свідчить створення відповідної законодавчої бази, що формує сприятливий інвестиційний клімат і реальна бюджетна підтримка галузі. За прогнозами аналітиків, найближчими роками вітроенергетика в Україні розвиватиметься швидше, в порівнянні з іншими галузями відновлюваної енергетики, а загальна потужність вітропарків перевищить потужність сонячних станцій в 10 разів. На думку експертів, це обумовлено тим, що в порівнянні з фотоелектричними модулями, при однаковій потужності, вітроустановки займають меншу площу і коштують набагато дешевше. Так, дослідження Швейцарського федерального технологічного інституту, що вивчав основні витрати на проекти у сфері альтернативної енергетики, показали, що інвестиції у вітроенергетичні об'єкти стали в 2-4,5 рази менше, ніж витрати на будівництво сонячних станцій. Експерти стверджують, що такий розрив у вартості проектів буде зберігатися мінімум до 2020 року.

Контрольні запитання

1. Наведіть приклади застосування енергії вітру до 20-го сторіччя.
2. Наведіть приклади застосування енергії вітру на початку 20-го сторіччя.
3. Який вклад внесли українські вчені в розвиток теорії перетворення вітрової енергії?
4. В яких країнах світу найбільш розвита вітроенергетика?
5. Які перспективи розвитку вітроенергетики у світі?
6. Які вітропарки існують в Україні?
7. Які перспективи розвитку вітроенергетики в Україні?

2. ФІЗИЧНІ ОСНОВИ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІТРУ

2.1 Природа та характеристики вітру

Вітер у приземному шарі утворюється внаслідок нерівномірного нагрівання земної поверхні Сонцем. Оскільки поверхня Землі неоднорідна, то навіть на одній і тій же широті суша і водні простори, гори і лісові масиви, пустелі і болотисті низини нагріваються по-різному. Протягом дня над морями і океанами повітря залишається порівняно холодним, оскільки значна частина енергії сонячного випромінювання витрачається на випаровування води або поглинається нею. Над сушею повітря прогрівається більше, розширюється, знижує свою щільність і спрямовується в більш високі шари над землею. Його заміщають більш холодні, а отже, більш щільні повітряні маси, що розташовувалися над водними просторами, що і призводить до виникнення вітру, як спрямованому переміщенню великих мас повітря. Таким чином, повітряні маси увесь час переміщуються і переміщуються як у вертикальному напрямку, так і паралельно земній поверхні. Ці переміщення мають дуже складний характер і залежать від багатьох причин.

Річні зміни температури в берегових районах великих морів і океанів викликають циркуляцію більш великого масштабу, ніж бризи, звані мусонами. Вони діляться на морські і материкові, відрізняються, як правило, великими швидкостями і протягом ночі змінюють свій напрямок. Аналогічні процеси відбуваються в гористих місцях і долинах внаслідок різних рівнів нагріву екваторіальних зон і полюсів Землі та багатьох інших факторів. Характер циркуляції земної атмосфери ускладнюється внаслідок сил інерції, що виникає при обертанні Землі. Вони викликають різні відхилення повітряних течій, утворюється безліч циркуляції, в більшій чи меншій мірі взаємодіючих між собою.

Зі збільшенням висоти швидкість вітру в середньому зростає, й на висоті 500 м вона майже вдвічі вища, ніж у землі. Сила і напрям вітру в різних зонах по-різному змінюються залежно від висоти над поверхнею Землі. Так, на екваторі близько до земної поверхні розташована зона з відносно невеликими і змінними за напрямом швидкостями вітру, а у верхніх шарах виникають досить великі за швидкістю повітряні потоки в східному напрямку. На висоті від 1 до 4 км від поверхні Землі, в зоні між 30° північної і південної широтою утворюються досить рівномірні повітряні течії. У північній півкулі ближче до поверхні Землі їх середня швидкість становить 7- 9 м/с.

Навколо зони зниженого тиску утворюються великомасштабні циркуляції повітряних мас – в північній півкулі проти руху годинникової стрілки, а в південному – у напрямку її руху. Внаслідок нахилу 23,5° осі обертання Землі до площини її обертання відносно Сонця відбуваються сезонні зміни теплової енергії, одержуваної від нього, величина яких залежить від сили і напрямку вітру над певною зоною земної поверхні. Інформація про повітря, його властивості, параметри, співвідношення наведена у додатку 1.

На відносно великій висоті над поверхнею Землі (в середньому 8-12 км) в тропосфері виникають досить рівномірні і потужні повітряні течії, що отримали назву струменевих. Їх утворення викликано особливостями висотної атмосферної циркуляції, тому характеристики струменевих течій істотно відрізняються від параметрів приземного вітру.

Таким чином, тепла енергія, що безперервно надходить від Сонця, перетворюється в кінетичну енергію руху в атмосфері великих мас повітря, циркуляція яких і називається вітром. Вітер – величина векторна, яка характеризується двома основними елементами: напрямком, в якому переміщується повітря, і швидкістю, з якою відбувається це переміщення. Напрямок вітру на практиці прийнято позначати тією частиною горизонту, відкіля він дує. Таким чином, вітер, при якому повітря переміщається з півдня на північ, буде південним.

Швидкість його зазвичай визначають у метрах на секунду, а у судноплавстві у вузлах.

Зі швидкістю вітру нерозривно зв'язане поняття швидкості вітру:

- 2...3 м/с – слабкий (ледь відчувається);
- 4...7 м/с – помірний (хитаються тонкі гілки дерев);
- 10...12 м/с – сильний (хитаються товсті гілки дерев);
- 15...20 м/с – буря;
- 20...30 м/с – шторм;
- більше 30 м/с – ураган.

Англійський військовий гідрограф і картограф, контр-адмірал Френсіс Бофорт (1774 – 1857) запропонував в 1806 році умовну шкалу для оцінки сили вітру в балах за його впливом на наземні предмети і по хвилюванню моря. На прізвище автора шкала отримала назву "шкала Бофорта" і нею донині користуються моряки і до неї присусидилися й вітроенергетики. В додатку 2 наведена згадана шкала і до неї додано дві графи: "вплив вітру на ВЕУ" і "Умови для роботи ВЕУ в даному діапазоні швидкості вітру". Ці дві графи та їх характеристики запропонували Дж. Твейдейл і А. Уейр в 1986 році.

Вітер є одним з найбільш потужних енергетичних джерел, який здавна використовується людиною, і при сприятливих умовах може бути утилізований в значно більших масштабах, ніж це має місце в даний час. За орієнтовними оцінками, енергія, яка безперервно надходить від Сонця, відповідає сумарній потужності, що перевищує 1011 ГВт. Це визначає можливе річне вироблення енергії вітроагрегатами, рівне $1,18 \cdot 10^{13}$ кВт·год, що у багато разів перевищує кількість енергії, споживаної сьогодні людством.

Згідно інформації Інституту відновлюваної енергетики АН України на території України в залежності від середньорічної швидкості вітру можливо виділити декілька областей, які можна використовувати для економічно вигідного виробництва електричної енергії за допомогою вітрогенераторних установок. Це, насамперед, південні

області України і Криму, а також передгір'я Карпат в західних областях України.

Вітровий потік, зустрічаючи при русі на своєму шляху лопаті, віддає свою енергію вітроколесу. Внаслідок наявності аеродинамічних втрат вітроколесо використовує тільки частину потужності вітрового потоку. При цьому, в результаті безперервної зміни миттєвих швидкостей вітру в значних межах змінюється енергія вітрового потоку, а отже, потужність, що розвивається вітроколесом. Структура вітрового потоку за спостережуваний проміжок часу характеризується рядом величин: середньою швидкістю вітру; поривчастістю вітру; мінливістю вітру; тривалістю провалів-підйомів швидкостей вітру вище або нижче середнього значення.

Енергетичні установки зазвичай використовують вітер у приземному шарі на висоті до 50...70 м, рідше – до 100...150 м від поверхні Землі, тому найбільший інтерес представляють характеристики руху повітряних потоків саме в цьому шарі. Найважливішою характеристикою, що визначає енергетичну цінність вітру, є його швидкість. В силу ряду метеорологічних чинників (збурення атмосфери, зміни сонячної активності, кількості теплової енергії, що поступає на Землю, і інших причин), а також внаслідок впливу рельєфних умов, безперервна тривалість вітру в даній місцевості, його швидкість і напрямок змінюються за випадковим законом. Тому потужність, яку може виробляти вітроустановка в різні періоди часу, вдається передбачати з дуже малою ймовірністю. У той же час сумарне вироблення агрегату, особливо за тривалий проміжок часу, можна розрахувати з високим рівнем достовірності, так як середня швидкість вітру і частота розподілу швидкостей протягом року або сезону змінюються незначно.

Одиницями вимірювання швидкості в Україні є метр в секунду (м/с) і кілометр на годину (км/год), за кордоном застосовують також миля на годину (1 миля/год = 0,44 м/с). Напрямок вектора швидкості вимірюється в градусах або румбах і показує його кутове положення щодо напрямку (зазвичай північного), прийнятого за початок відліку.

Для вимірювання миттєвої швидкості вітру, тобто шляху повітряного потоку, пройденого ним за проміжок часу, що вимірюється секундами або навіть частками секунд, користуються анемометрами різних конструкцій. Чим менше інтервал часу усереднення швидкості, тим менше інерційним повинно бути вітроприймаючий пристрій анемометра. Тому для подібних вимірів використовують спеціальний клас приладів – мало-інерційні.

Усереднену за більш тривалі проміжки (кілька десятків секунд або хвилин) швидкість потоку вимірюють анемометрами з інтегруючими пристроями різноманітних типів, які мають також прилади для отримання візуальних відліків і реєструють частину, що забезпечує запис швидкостей на стрічку. Похибка вимірювання швидкості анемометром може доходити до 5...7%, тому в тих випадках, коли потрібна велика точність, наприклад при випробуваннях в аеродинамічній трубі вітродвигунів і їх моделей, використовують більш складні і точні прилади.

Миттєва швидкість вітру часто визначає динамічний вплив повітряного потоку на вітродвигун. Динамічні характеристики потоку, його пориви впливають на роботу автоматичних систем регулювання й орієнтації. Кількість енергії, яку може виробити вітроагрегат, залежить в першу чергу від усередненої швидкості вітру за певний інтервал часу і по всьому перерізу потоку, що дорівнює площі поверхні, обмахувану вітроколесом. Саме ця швидкість в основному визначає також режими роботи агрегату.

Середня швидкість вітру $v_{\text{сер}}$ за вибраний проміжок часу $T = t_2 - t_1$ визначається відношенням суми вимірних значень миттєвої швидкості v до числа вимірювань n

$$v_{\text{сер}} = \frac{\sum_{i=1}^n v_i}{n}. \quad (2.1)$$

Середньодобову швидкість $v_{\text{доб}}$ знаходять розподілом на 24 суми середньогодинних швидкостей $v_{\text{год}}$, а середньорічну $v_{\text{рік}}$ – діленням на 365 суми всіх $v_{\text{доб}}$ за рік.

Середні значення швидкостей в розглянутому районі, як правило, визначають за даними спостережень на метеостанціях, а в ряді випадків – за матеріалами анеморозвідок. В залежності від категорії та класу метеостанції, вимог та особливостей об'єктів, що знаходяться поблизу від обслуговуючих станцій, метеорологічні терміни спостережень за швидкістю вітру встановлюються різні. Найчастіше прийняті інтервали в 3, 4 або 6 год. з вимірами в певний час, але на деяких метеостанціях і спеціальних об'єктах ведуть безперервний запис швидкостей або проводять щогодинні спостереження.

Середні швидкості вітру змінюються в різний час доби, різні місяці і сезони. Тому розглядають добовий, місячний і сезонний хід швидкостей, що визначає загальну тенденцію їх зміни в зазначені періоди і оцінює макроструктуру повітряного потоку. Граничні значення швидкостей вітру, дані про його інтенсивність і мікроструктура потоку в різних точках його поперечного перерізу і поздовжнього вектора за відносно короткі інтервали часу є важливими режимними характеристиками вітру, використовуваними в розрахунках на міцність і довговічність агрегатів, при проектуванні механізмів приводу, систем регулювання та орієнтації, схем спільного використання з іншими установками та ін.

Пульсації швидкості і, отже, енергії повітряного потоку викликаються загальним характером формування структури вітру, місцевими особливостями, зокрема ландшафтними та рельєфними. Нерідко причиною руйнування вітроагрегату є не стільки загальний рівень швидкості вітру, скільки його динаміка і структура варіацій швидкості за короткі проміжки часу, тобто прискорення потоку, тривалість поривів і їх збіг в різних точках поверхні, обмахувану вітроколесом, нарешті, поривчастість потоку $K_{\text{пор}}$, що є відношенням максимально

замірної швидкості v_{max} до середньої $v_{сер}$ за вибраний інтервал часу (зазвичай не більше 2 хв.):

$$K_{пор} = \frac{v_{max}}{v_{сер}}. \quad (2.2)$$

Поривчастість вітру є функцією ряду факторів і зональних умов і варіює в значних межах. Звичайно чим більше швидкість, тим менше $K_{пор}$, хоча абсолютні відхилення швидкості при пориві від середньої зростають.

Напрямок вітру звичайно відіграє меншу роль з точки зору його використання. Однак у кожних ландшафтних умовах вітри різних румбів мають неоднакову поривчастість і швидкість. Їх повторюваність визначають по розі вітрів – графіку, що показує, який відсоток загальної пори року вітер має той чи інший напрямок (рис. 2.1).

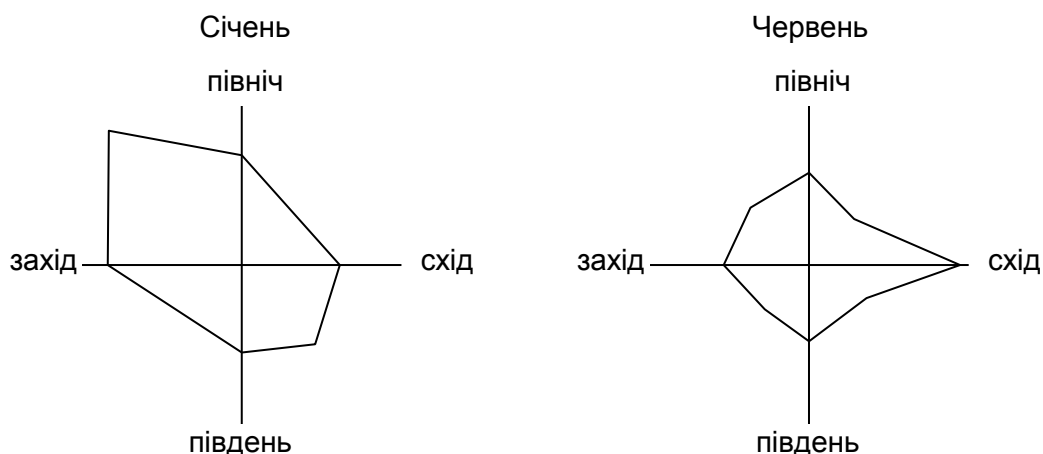


Рисунок 2.1 – Приклад рози вітрів

Повторюваність швидкостей вітру, які мають різні напрямки, змінюється в залежності від сезону і часу доби, в який проводиться вимірювання. Кутові градієнти швидкості істотно впливають на роботу механізмів автоматичної орієнтації і на величину навантажень, що виникають у вузлах і деталях ВЕУ під час повороту головки в процесі її орієнтації "на вітер".

Найважливіше значення для надійності і довговічності вітроенергетичної установки мають значення граничних швидкостей вітру в зоні. Вони визначають прийняті розрахункові нормативи при проектуванні вузлів і конструкцій установки на міцність, параметри регуляторів, аеродинамічні характеристики лопатей.

Важливою характеристикою є вертикальний профіль вітру, тобто зміни його швидкості по висоті в приземному шарі. Вплив земної поверхні на швидкість і напрям вітру зменшується в міру збільшення висоти. Тому швидкість зазвичай зростає, а поривчастість і прискорення потоку знижуються. Градієнт швидкостей влітку, як правило, менше, ніж взимку, коли вертикальний перепад температур відносно невеликий.

На підставі даних спостереження швидкостей вітру по висоті деякими дослідниками виведено узагальнюючі формули для визначення швидкості вітру по висоті. З них найбільш проста залежність для висоти від 5 м і вище має наступне вираження:

$$v = v_{\phi} \left(\frac{h}{h_{\phi}} \right)^{\frac{1}{5}}, \quad (2.3)$$

де v_{ϕ} – швидкість вітру на висоті розташування флюгера; h_{ϕ} – висота розташування флюгера; v – швидкість, обумовлена для висоти h .

Недоліком цієї формули є те, що вона не враховує впливу підстильної поверхні на швидкість вітру, а також турбулентності потоку поблизу поверхні землі. Якщо врахувати вплив цих факторів і, допустити, що на деякій висоті h_0 швидкість вітру дорівнює нулю, можна отримати наступну формулу:

$$v = v_1 \frac{l_n \frac{h_1}{h_0}}{l_n \frac{h_1}{h_0}}, \quad (2.4)$$

де v – швидкість вітру на висоті h ; v_1 – відома швидкість вітру на висоті h_1 ; h_0 – висота, на якій швидкість вітру дорівнює 0. Зазвичай h_0 розглядається як міра шорсткості підстильної поверхні; її величина дорівнює для сніжного покриву 0,5 см, для поверхні з низькою травою – 3,2 см, з більш високими рослинами – 5...7 см; $h_{0,max} = 20$ см.

Підстильна поверхня і рельєф місцевості мають великий вплив на швидкість вітру. Встановлено, що на висоті 10...20 м у рівнинному степу швидкість вітру змінюється в залежності від рельєфу місцевості. Швидкість вітру над вершинами відкрито розташованих хребтів з правильними, добре обтічними схилами без різкої зміни рельєфу, збільшується в 1,5...2 рази. Якщо височина не представляє правильного схилу або рельєф спотворений обривом, яром і т. п., то швидкості вітру зазвичай малі. Пагорби з крутими, обривистими, кам'янистими схилами обумовлюють досить низькі швидкості вітру; тут вирішальний вплив належить висхідним і спадним потокам.

Рельєф місцевості створює так звані місцеві вітри. Якщо повітряний потік зустрічає вершину, яка стоїть окремо, то він за деяких умов може обійти її, прямуючи по долині, а не над її гребенем. У разі руху вітру між двома підвищеннями його швидкість значно зростає. У долині між підвищеннями утворюється рід коридору, в який з силою спрямовується повітряний потік. Таким чином, створюються місцеві вітри, що досягають іноді великої сили при порівняно малих швидкостях вітру в сусідніх відкритих ділянках. Швидкість вітру також підвищується при обтіканні пагорбів, що мають більш-менш правильний обрис поверхні.

Різні перешкоди на земній поверхні сильно впливають на швидкість зростання і напрямок повітряних течій. Частина повітряного потоку при обтіканні перешкод з прямолінійного руху переходить в хаотичний, вихровий. Повітряні струмені, безпосередньо оточуючі краї перешкод, зриваються з них і закручуються в вихори, які несуться в напрямку повітряного потоку. На місці віднесених з'являються нові вихори і т. д. Це вихроутворення, утворюючись на гранях перешкоди, далеко за ним поступово загасає і зовсім припиняється на відстані

приблизно п'ятнадцяти кратної висоти перешкоди. Внаслідок цього швидкість повітряного потоку при проходженні його над дахом будинку значно підвищується, а позаду перешкоди убуває не тільки на рівні самої перешкоди, але навіть на декілька більшої висоті.

Вплив перешкод на швидкість вітру в міру збільшення висоти над землею зменшується і на деякій висоті майже пропадає. Вітри нижніх шарів слідує рельєфу місцевості. Нерівності, що при цьому зустрічаються викликають вихори, несприятливі для роботи вітродвигунів. Нестійкість вітру як по швидкості, так і по напрямку простирається у висоту близько 80 м над землею.

Повторюваністю вітру називають суму годин, протягом яких в будь-якому певному пункті в різний час дув вітер з однаковою швидкістю. Повторюваність є основною величиною, що характеризує вітер з енергетичної сторони. Зважаючи на непостійність вітру, вивчення його повторюваності представляє дуже складну задачу. Російський дослідник М. М. Поморцев вперше встановив залежність, яка дає оцінку повторюваності вітрів, близької до дійсної, в районах з середньорічними швидкостями, що не перевищують 5 м/сек. Він прийшов до висновку про показовий характер цієї залежності, що приводиться до виду нормальної кривої ймовірності Гауса:

$$\tau = \frac{dt}{dv} = A \cdot e^{-B(v-v_0)^4},$$

де параметри A і B можливо визначити або способом найменших квадратів за фактичними спостереженнями для цілих значень v_0 , або за теоретичною залежністю:

$$A = \frac{\sqrt{B}}{\sqrt{\pi}} = \frac{\sqrt{n-1}}{\sqrt{\pi} \cdot \sqrt{\Sigma(v-v_0)^2}}; \quad B = \frac{n-1}{\Sigma(v-v_0)^2}, \quad (2.5)$$

де v – швидкість вітру; v_0 – середня швидкість вітру протягом обраного періоду; n – число доданків.

2.2 Вітер, як носій (джерело) енергії

Як і всяке рухоме тіло, вітер володіє певним запасом кінетичної енергії $E_{\text{кін}}$, і яка може бути перетворена в механічну роботу або електричну енергію за допомогою спеціальних пристроїв і установок, що одержали назву вітряних. Швидкість вітру є найважливішою характеристикою технічних властивостей вітру. Кінетична енергія вітрового потоку E , як всякого тіла, що рухається зі швидкістю v і має масу m , дорівнює:

$$E_{\text{кін}} = \frac{mv^2}{2}. \quad (2.6)$$

У свою чергу маса повітря в перерізі перед вітроагрегатом є масовою витратою повітря, що могло би пройти через обмахувану площу S вітроколеса за одиницю часу, маючи щільність ρ

$$m = \rho v A, \quad (2.7)$$

де $\rho = \frac{\gamma}{g}$ – масова щільність повітря; γ – питома вага повітря; g – прискорення сили тяжіння; A – площа, через яку протікає вітровий потік; v – швидкість вітру.

Обмахувана площа вітроколеса – це геометрична проекція площі вітроколеса на площину, перпендикулярну вектору швидкості вітру. У разі перпендикулярності вектора швидкості вітру до обмахуваної площі S , її величина визначається за формулами:

– для горизонтально-осьового вітродвигуна (див. рис. 2.13, *a*)

$$A = \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.8)$$

– для вертикально-осьового вітродвигуна (див. рис. 2.13, б)

$$A = DH. \quad (2.9)$$

Тут діаметр вітроколеса D – це діаметр кола, описуваного найбільш віддаленими від осі обертання вітроколеса частинами лопатей, H – висота вертикальної вітротурбіни.

Розглянемо трубку потоку повітря радіусом R , зі швидкістю потоку v (рис. 2.2) і визначимо масу повітря, що проходить через перетин трубки в одиницю часу

$$m = \rho \cdot V = \rho \cdot A \cdot dl = \rho \cdot A \cdot v \cdot \Delta t = \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v \cdot \Delta t, \quad (2.10)$$

де ρ – питома щільність (вага) повітря, $\text{кг}/\text{м}^3$; V – об'єм, який займає повітря, м^3 ; A та R – відповідно площа і радіус трубки потоку повітря, м^2 , м ; dl – елемент довжини потоку, який долається за час Δt .

Підставивши у вираз 2.6 значення маси повітря з 2.10, отримаємо рівняння для визначення кінетичної енергії повітряного потоку (вітру) та його потужності.

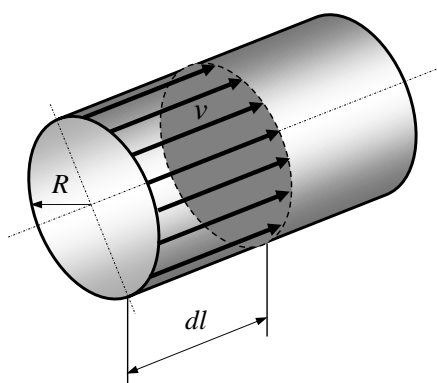


Рисунок 2.2 – Трубка потоку повітря

$$E_{\text{кін}} = \frac{1}{2} m \cdot v^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \cdot t; \quad (2.11)$$

$$P_B = \frac{E_{\text{кін}}}{t} = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3. \quad (2.12)$$

Питома щільність повітря ρ не є сталою величиною і залежить від тиску, температури і кількості водяної пари в повітрі. Щільність водяної пари менше щільності сухого повітря, тому вологе повітря при тому ж тиску буде мати меншу щільність, ніж сухе. Якщо розглядати повітря як ідеальний і сухий газ, то залежність щільності повітря від тиску і температури набуває наступний вигляд

$$\rho = \frac{p}{R_S T}. \quad (2.13)$$

де p – тиск повітря, ($\text{Па} = \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$); R_S – питома газова стала (287,058 $\frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$); T – температура повітря, ($^{\circ}\text{К} = ^{\circ}\text{С} + 273,15$).

При нормальному атмосферному тиску (на рівні моря $p_0 = 101325 \text{ Па}$) і температурі повітря 0°С отримаємо:

$$\rho_0 = \frac{p}{R_S \cdot T} = \frac{101325}{287,058 \cdot 273,15} = 1,292 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

На рис. 2.3 наведена залежність зміни питомої щільності повітря, розрахована за рівнянням (2.10) для сухого повітря і нормального атмосферного тиску в діапазоні температур від -25°С до $+35^{\circ}\text{С}$. Ця залежність носить нелінійний характер.

Для практичних розрахунків з похибкою, що не перевищує 0,75%, цю нелінійну криву можна замінити спадаючою апроксимуючою прямою, хід якої задовольняє наступному рівнянню:

$$\rho = \rho_0 - k \cdot \vartheta^{\circ}\text{С} = 1,298 - 0,0046 \cdot \vartheta^{\circ}\text{С}, \quad (2.14)$$

де ϑ – температура повітря за шкалою Цельсія, $^{\circ}\text{C}$, $k = 0,0046$ – коефіцієнт пропорційності $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}}$.

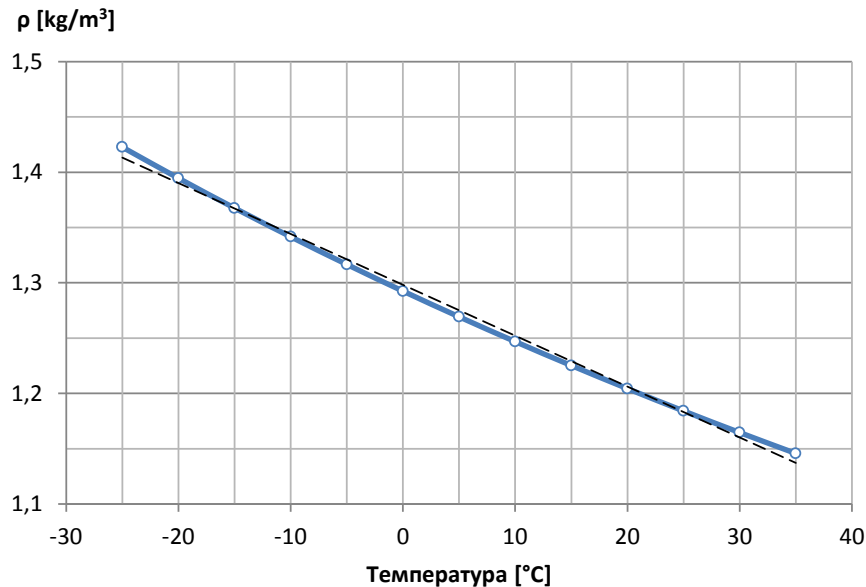


Рисунок 2.3 – Залежність зміни питомої щільності сухого повітря від температури при нормальному атмосферному тиску

На рис. 2.3 ця пряма представлена у вигляді штрихової лінії.

Відомо, що з підвищенням висоти тиск повітря падає. На великих висотах, які використовуються у вітроенергетиці, кожні 12 метрів підвищення висоти призводять до зменшення атмосферного тиску на 1 мм.рт.ст. або 133,322 Па.

Наприклад для потужних офшорних вітрогенераторних установок, які встановлюються в прибережних зонах морів з висотою осі обертання лопатей вітряка 120 метрів, зміна тиску становитиме величину $\frac{133,322 \cdot 10}{101325} \cdot 100\% = 1,32\%$. Відповідно на цю ж, практично не-

суттєву величину, зменшиться залежна від тиску питома щільність повітря. Зміна ж температури від -25°C до $+25^{\circ}\text{C}$ призведе до зменшення щільності, а отже і маси повітря майже на 20%.

Як приклад, з використанням виразів (2.7–2.9), визначимо масу повітря, що проходить за 1 секунду через омивану площу вітрового колеса установки E126 фірми Enercon GmbH (Німеччина) потужністю

7,5 МВт і діаметром вітрового колеса 126 метрів ($R = 63$ м), його кінетичну енергію та потужність.

При температурі повітря $+20^{\circ}\text{C}$ і номінальною для цієї установки швидкості вітру 16 м/с за 1 с ця маса складе:

$$\begin{aligned} m &= \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v \cdot \Delta t = (\rho_0 - k \cdot \vartheta) \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v \cdot \Delta t = \\ &= (1,298 - 0,0046 \cdot 20) \cdot \pi \cdot 63^2 \cdot 16 \cdot 1 = 240,6 \cdot 10^3 \text{ кг}. \end{aligned}$$

Таким чином, кожну секунду через омивану площу вітрового колеса проходить 240 тонн повітря. Це відповідає масі чотирьох повністю завантажених вугіллям залізничних вагонів.

Кінетична енергія цієї маси при швидкості вітру 16 м/с становить:

$$E_{\text{кін}} = \frac{1}{2} m \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot 240,6 \cdot 10^3 \cdot 16^2 = 30,8 \cdot 10^6 \text{ Дж} = \text{Вт} \cdot \text{с}.$$

Та відповідно потужність вітрового потоку складе

$$P_{\text{в}} = \frac{E_{\text{кін}}}{t} = \frac{30,8 \cdot 10^6}{1} = 30,8 \text{ МВт}.$$

Порівнюючи отриману вище потужність вітру з номінальною потужністю установки Е126 (7,5 МВт) можна побачити, що сумарний ККД перетворення системи вітер – електрична енергія нижче 30%. Це говорить про те, що перетворення енергії вітру в механічну енергію обертання ротора ВГУ, а потім і в електричну енергію відбувається з досить великими втратами. Однак вітер дається нам практично «безкоштовно», і в порівнянні з широко використовувались на початку і середині 20 століття паровозами, що мали навіть у своїх кращих конструкціях ККД близько 7...9%, використання енергії вітру має безсумнівні переваги і на сьогоднішній день є економічно вигідним.

В даний час створено велику кількість вітрогенераторних установок з різними діаметрами вітрових коліс. Тому доцільно ввести поняття питомої потужності вітру $P_{0В}$, яка припадає на 1 м^2 омиваної площі вітрового колеса ($\pi R^2 = 1$). Це буде відповідати радіусу колеса 56,42 см. Або діаметру колеса порядку 113 см.

$$P_{0В} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot (1,298 - 0,0046 \cdot \vartheta) \cdot 1 \cdot v^3 = (0,649 - 0,0023 \cdot \vartheta) \cdot v^3, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}. \quad (2.15)$$

На рис. 2.4 наведена залежність питомої потужності вітру від його швидкості і температури навколишнього середовища при нормальному атмосферному тиску. Верхня крива відповідає температурі $-20 \text{ }^\circ\text{C}$; нижня – температурі $+20 \text{ }^\circ\text{C}$ і середня – температурі $0 \text{ }^\circ\text{C}$.

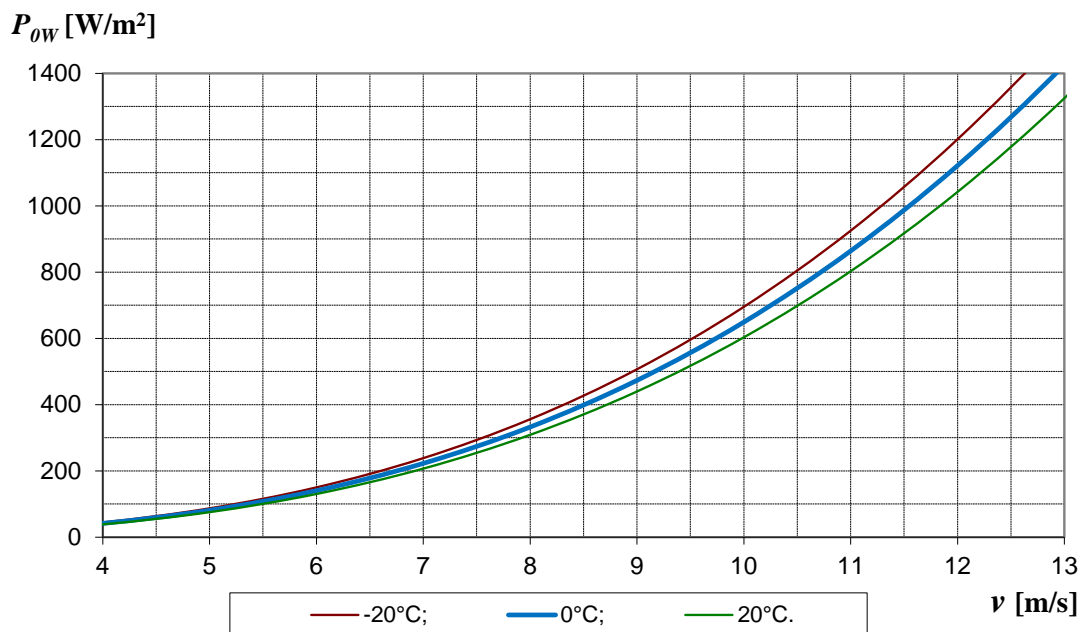


Рисунок 2.4 – Залежність питомої потужності вітру від його швидкості і температури при нормальному атмосферному тиску

Питома потужність вітру зростає пропорційно кубу швидкості вітру з коефіцієнтом пропорційності, рівним половині питомої щіль-

ності повітря. При температурі 0 °С рівняння (2.15) набуває наступний вигляд:

$$P_{0в} = 0,649 \cdot v^3 \approx 0,65 \cdot v^3, \frac{Вт}{м^2}. \quad (2.16)$$

Наприклад, при швидкості вітру 10 м/с і температурі навколишнього середовища 0 °С, на кожен квадратний метр омиваної поверхні вітрового колеса доводиться 650 Вт потужності набігаючого повітряного потоку.

Температура робить істотний вплив на зміну питомої потужності. При швидкості вітру 10 м/с і діапазоні зміни температури повітря від +20 до –20 °С прибавка питомої потужності становить 92 Вт (див. рис. 2.4), що, наприклад при діаметрі вітрового колеса 126 метрів (установка Enercon E126) і площі ротора, яка дорівнює 12469 м², призводить до збільшення діючої на ротор сумарної потужності вітру на 1,15 МВт. При швидкості вітру 12 м/с прибавка питомої потужності становить вже 159 Вт і повна потужність зростає на 1,98 МВт. Таким чином, при однаковій швидкості вітру в зимовий період ВГУ виробляє електроенергії більше, ніж в літній період.

Практичний інтерес представляє питання: яку кількість енергії вітру взагалі можливо використовувати сучасними технічними засобами? Мінливість швидкості вітру за часом і висотою, відсутність досвіду експлуатації груп вітроенергетичних установок і станцій, не дозволяють точно визначити величину енергії вітру, можливу до практичного використання.

Наближений теоретичний підрахунок використовуваної вітроенергетичними установками енергії вітру виконаємо виходячи з розподілу вітроустановок на поверхні суші в шаховому порядку і (для виключення взаємного впливу вітроустановок) на відстані п'ятнадцятикратної величини діаметра вітроколеса. Дотримуючись шахового розподілу вітроустановок на поверхні землі, підрахуємо кількість енергії вітру на 1 км². Площа поверхні під один вітряк повинна дорівнювати:

$$F = 0,785 D^2, \quad (2.17)$$

де: $D = 15D$ – діаметр кола площі під один вітряк; D – діаметр вітроколеса вітроенергетичної установки, м.

Найбільш щільно розташуються вітряки, якщо взяти площу під кожен вітряк у вигляді правильного шестикутника. Площа такого шестикутника буде дорівнювати:

$$F_{\text{ш}} = 0,87 D^2 = 0,87 (15D)^2 = 196 D^2, \quad (2.18)$$

Розділивши 1 км^2 на $F_{\text{ш}}$, отримаємо кількість вітродвигунів, які можливо розмістити на 1 км^2 , а саме:

$$n = \frac{1000^2}{196D^2} = \frac{5100}{D^2}. \quad (2.19)$$

З урахуванням значень масової густини повітря і числа π можна отримати формулу для потужності кожної з вітроенергетичних установок, розміщених на площі 1 км^2 :

$$P = 0,000457 D^2 v^3 c_p, \quad (2.20)$$

де c_p – коефіцієнт використання енергії вітру вітроустановкою.

Множачи останній вираз на n , отримаємо сумарну встановлену потужність вітроенергетичних установок, розміщених на 1 км^2 :

$$P_{\text{встан}} = 0,000457 D^2 v^3 c_p \cdot \frac{5100}{D^2} = 2,33 v^3 c_p. \quad (2.21)$$

або

$$P_{\text{встан}} = 2,33 v^3 c_p \text{ кВт}. \quad (2.22)$$

Для визначення річного виробітку енергії необхідно знати характеристику вітроенергетичної установки і повторюваність вітру в районі її розміщення. За характеристикою вітроустановки можна визначити коефіцієнт використання енергії вітру при різних швидкостях вітру, а по кривій повторюваності вітру можна визначити число годин роботи вітродвигуна протягом року при кожній швидкості вітру. У таблиці 2.1 наведено розрахункові дані значень встановленої потужності генераторів вітроенергетичних установок, які можна розмістити на 1 кв. км земної поверхні значення вироблюваної ними енергії для різних значень середньорічної швидкості вітру [22].

Таблиця 2.1

Середньорічні швидкості вітру, м/с	3	4	5	6	7	8	9	10
Встановлена потужність генераторів, працюючих від вітродвигунів на 1 км ² , кВт	297	435	618	790	1100	1480	1880	2400
Річне вироблення енергії, що отримане з 1 км ² , тис. кВт·год	445	680	1060	1550	2220	3040	3950	5120

Енергетичними характеристиками вітру є валовий, технічний і економічний ресурси або потенціали [2].

Валовий потенціал

Валовий (теоретичний) потенціал вітрової енергії регіону (країни, континенту) – це частина середньобагаторічної сумарної вітрової енергії, яка доступна для використання на площі регіону протягом одного року.

Розглянутий регіон представляється як сукупність ділянок, або зон, у кожній з яких питома потужність вітрової енергії, а також географічні, кліматичні і погодні умови є однорідними по всій площі зо-

ни. Як правило, зони повинні відповідати розташуванню метеорологічних станцій. Валовий потенціал W_B , кВт·год/рік регіону представляє суму валових потенціалів складових його зон.

Питомий валовий потенціал вітрової енергії зони визначається середньою питомою потужністю вітрового потоку $\langle P \rangle$, кВт/м²:

$$W_{\text{пит.в}} = \frac{\langle P \rangle T}{20}. \quad (2.23)$$

де $T = 8760$ год/рік.

Розглянемо виведення формули (2.23), оскільки це є надзвичайно важливим моментом для визначення всіх енергетичних характеристик. Валовий потенціал визначається відповідно до допущення, що при обтіканні повітряними потоками перешкоди ("повітряної греблі") висотою "Н" збурений потік повністю відновлюється на відстані рівній $20H$ після перешкоди.

Тоді модель визначення валового потенціалу вітрової енергії представляє систему "повітряних гребель" висотою H , орієнтованих перпендикулярно напрямку вітру і розташованих на плоскій поверхні Землі з відстанню $20H$ один від одного.

Для кожної прямокутної площадки зі сторонами a і b ($S = ab$) з відомою питомою енергією ($S = ab$, Вт·год/м²) проходять над майданчиком повітряних мас задача визначення валового потенціалу зводиться до визначення величини площин, що пересікаються повітряними потоками і кількості цих площин ("рамок") на майданчику. Це пояснюється на рис. 2.5.

Очевидно, площа "рамок" дорівнює:

$$A = aH,$$

а кількість рамок на майданчику

$$n_p = \frac{b}{20H}.$$

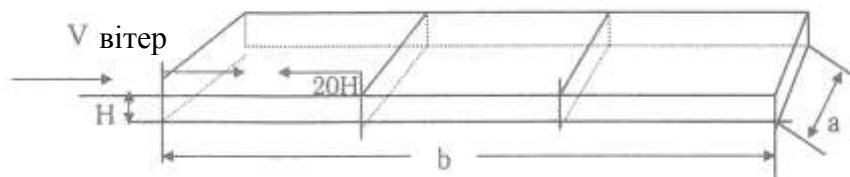


Рисунок 2.5 – Модель визначення валового потенціалу вітрової енергії

Загальна площа, що пересікається повітряними потоками

$$S_{\text{розр}} = An_p = \frac{abH}{20H} = \frac{S}{20}. \quad (2.24)$$

Очевидно, що формула (2.20) не зміниться, якщо сторони a і b поміняти місцями по відношенню до швидкості вітру. Тоді валовий потенціал вітрової енергії над ділянкою площею S дорівнюватиме,

$$W_B = E_B S_{\text{розр}} = E_B \frac{S}{20} = \frac{\rho T S \sum_{i=1}^n V_i^3 t_i}{20}, \quad (2.25)$$

Отже, виходить, на перший погляд, парадоксальний результат. Вітрова енергія насправді залежить від площі перетину перпендикулярного швидкості вітру, а у формулі (2.21) вона залежить від площі на поверхні землі. Очевидно весь "фокус" в відстані, взятої між "повітряними" потоками.

Як видно з формули валовий потенціал в явному вигляді не залежить від товщини шару H . Ця залежність проявляється через швидкість вітру, яка застосовується для розрахунку потенціалу.

Проте, наведені в таблиці 2.2 дані дозволяють обчислити орієнтовні значення валового потенціалу в будь-якій точці на базі питомого валового потенціалу на висоті 50 м над поверхнею землі при різних географічних характеристиках місцевості. Виділені п'ять градацій середньорічних швидкостей вітру v , м/с, відповідають значенням питомого валового потенціалу вітрової енергії, представленого в табл. 2.2.

Таблиця 2.2.

**Середньорічні швидкості вітру v , м/с,
і питомі валові потенціали вітрової енергії, кВт·год/(м²·рік)
(на висоті 50 м над рівнем Землі)**

Закрита місцевість		Відкрита місцевість		Морський берег		Відкрите море		Пагорби і гори	
v	$W_{\text{пит.в}}$	v	$W_{\text{пит.в}}$	v	$W_{\text{пит.в}}$	v	$W_{\text{пит.в}}$	v	$W_{\text{пит.в}}$
>6,0	> 110	>7,5	>220	>8,5	> 310	> 9,0	>350	>11,5	>790
5-6,0	66-110	6,5-7,5	130-220	7,0-8,5	180-310	8,0-9,0	260-350	10-11,5	530-790
4,4-5,0	44-66	5,5-6,5	88-130	6,0-7,0	110-180	7,8-8,0	180-260	8,5-10	310-530
3,5-4,5	22-44	4,5-5,5	44-88	5,0-6,0	66-110	5,5-7,0	88-180	7,0-8,5	180-310
<3,5	<22	< 4,5	<44	< 5,0	<66	< 5,5	<88	<7,0	<180

Валовий потенціал зони (території) визначається за формулою

$$W_{\text{в}} = W_{\text{ув}} S, \quad (2.26)$$

де S , м² – площа зони земної поверхні.

Технічний потенціал

Технічний потенціал вітрової енергії регіону – це сумарна електрична енергія, яка може бути отримана в регіоні від використання валового потенціалу вітрової енергії при сучасному рівні розвитку технічних засобів і дотриманні екологічних норм.

Технічний потенціал регіону являє суму технічних потенціалів складових його зон.

Технічний потенціал, таким чином, залежить від параметрів вітроенергетичної установки, середньорічної швидкості вітру в зоні на висоті оголовка, а також частини площі зони, придатної для спорудження установки. Технічний потенціал може бути визначений за формулою:

$$W_T = W_B c_p \eta_{\text{ген}} \eta_{\text{мех}} \frac{S_T}{S}, \quad (2.27)$$

де: c_p – коефіцієнт використання енергії вітру, який залежить від швидкості вітру по складному закону, змінюючись від максимального значення рівним 0,593, до мінімального порядку 0,05. Досягнуте максимальне значення складає 0,4-0,45. Для зазначених вище цілей коефіцієнт приймається 0,2; $\eta_{\text{ген}}$ і $\eta_{\text{мех}}$ – відповідно ККД генератора і редуктора вітроустановки, значення яких можна прийняти рівним 0,9; S_T – площа зони (регіону) на якому з урахуванням технічних і екологічних обмежень можливе розміщення вітроустановок. Попередні оцінки показують, що величина цієї площі може коливатися від 10 до 30% всієї площі зони (регіону). Приймаємо S_T рівною 12%.

Підставляючи в (2.30) зазначені вище значення, отримаємо співвідношення між валовим і технічним потенціалами:

$$\frac{W_T}{W_B} = 0,02.$$

Економічний потенціал

Економічний потенціал вітрової енергії регіону – це величина річного надходження електричної енергії в регіоні від використання ВЕУ, отримання якої економічно виправдане для регіону при існуючому рівні цін на будівельно-монтажні роботи, обладнання, виробництво, транспортування і розподіл енергії і палива і дотриманні екологічних норм.

Економічний потенціал регіону являє суму економічних потенціалів складових його зон.

На основі аналізу даних щодо відведення площ для розміщення вітроенергетичних установок і технічних характеристик ВЕУ в провідних країнах світу приймаємо, що технічний потенціал регіону становить 2% від його валового потенціалу, а економічний потенціал складає 0,5% від технічного потенціалу цього регіону.

2.3 Перетворення енергії вітру на вітроколесі

При будь-якому перетворенні енергії мають місце втрати. Це відноситься і до перетворення енергії вітру в механічну енергію, а для ВГУ – це обертання ротора (вітрового колеса). Обґрунтуванням оптимального коефіцієнта перетворення або так званою теорією ідеального вітряка займалися багато вчених. Німецький фізик Альберт Бетц (1885-1968) в 1919 вперше сформулював її у своїй дисертації, в період з 1922 по 1925 рр. опублікував ряд статей і в 1926 році випустив книгу "Енергія вітру та її використання за допомогою вітряних млинів [30]". У Росії цю теорію називають теорією Жуковського, письмова робота якого на цю тему датована лютим 1920 року.

Бетц виходив з того, що існують три області швидкостей повітряного потоку (рис. 2.5):

- набігаючий на ротор потік зі швидкістю v_1 ;
- потік зі швидкістю v безпосередньо в місці розташування ротора;
- потік повітряного потоку, що відходить від ротора зі швидкістю v_2 .

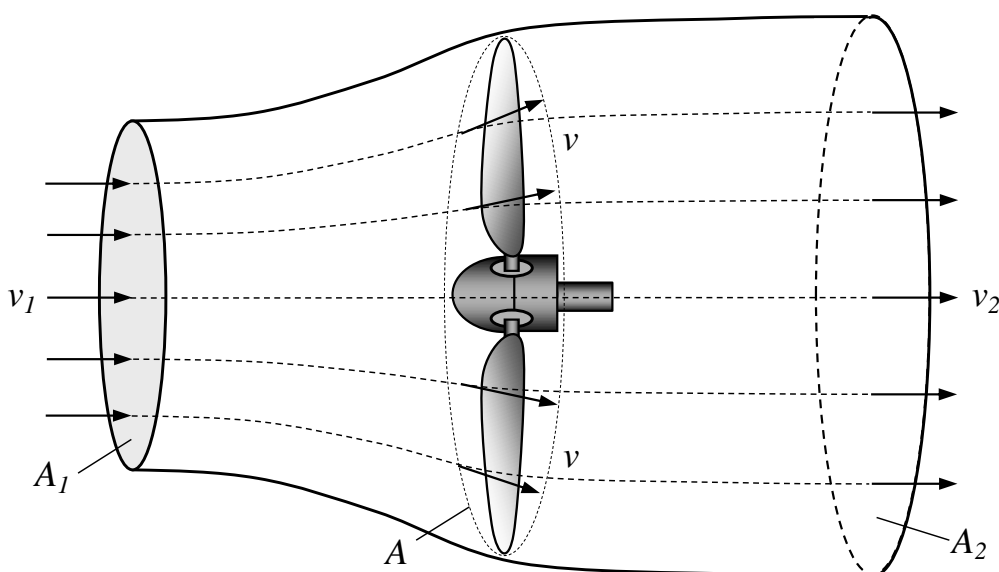


Рисунок 2.5 – Взаємодія потоку вітру з вітроколесом

Якщо швидкість потоку за ротором v_2 буде дорівнювати 0, то тоді повітряний потік не повинен проходити через перетин ротора. Якщо ж потік не гальмується (швидкість потоку за ротором v_2 буде дорівнює швидкості потоку перед ротором v_1), то не відбувається перетворення енергії. Таким чином, існує оптимальне співвідношення швидкостей потоку перед ротором v_1 і після ротора v_2 , при якому і відбувається максимальне перетворення енергії повітряного потоку в механічну енергію обертання ротора ВГУ за рахунок гальмування потоку і віддачі частини кінетичної енергії вітру вітровому колесу (ротору).

При обґрунтуванні теорії ідеального вітряка було прийнято ряд припущень:

1. Вітрове колесо розглядалося як колесо з нескінченно великим числом лопатей дуже малої ширини і мало нескінченно малі розміри в напрямку потоку повітря, тобто являло собою ідеальну площину.

2. Вісь обертання вітрового колеса завжди була спрямована паралельно вектору швидкості повітряного потоку.

3. Вітрове колесо створює підпір і тиск повітря p в міру наближення до вітряка підвищується, а при проходженні через вітрове колесо різко падає. Тобто повітряний потік створює на площині негативний скачок (імпульс) тиску.

4. Повітря вважався нестисливим, його питома щільність вважалася постійною, а також не відбувався теплообмін між повітрям і вітровим колесом.

Крім цього передбачалася нерозривність струменя повітряного потоку, що дозволило використовувати рівняння нерозривності, яке для розглянутого випадку має такий вигляд

$$A_1 \cdot v_1 = A_2 \cdot v_2 = A \cdot v = \text{const.} \quad (2.28)$$

Запишемо вираз (2.13) в наступним чином

$$P_B = \frac{E_{\text{кін}}}{t} m \cdot v^2 = \frac{\rho}{2} \pi \cdot R^2 \cdot v^3 = \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v^3. \quad (2.29)$$

Враховуючи прийняті вище допущення про незмінність питомої щільності повітря (що цілком справедливо для швидкостей, менших 100 м/с) і нерозривності струменя повітряного потоку, можна отримати баланс потужностей до і після вітрового колеса, тобто безпосередньо на вітроколесі ($P_{\text{БК}}$):

$$P_{\text{БК}} = P_{\text{в1}} - P_{\text{в2}} = \frac{\rho}{2} \cdot A_1 \cdot v_1^3 - \frac{\rho}{2} \cdot A_2 \cdot v_2^3 = \frac{\rho}{2} \cdot (A_1 \cdot v_1^3 - A_2 \cdot v_2^3) \quad (2.30)$$

З врахуванням умови (2.28) вираз (2.30) можна записати наступним чином:

$$P_{\text{БК}} = \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \cdot (v_1 + v_2). \quad (2.31)$$

Рівняння (2.31) показує, що потужність, що відбирається вітровим колесом від вітрового потоку, пропорційна різниці квадратів швидкостей потоків до і після вітрового колеса.

У свою чергу, силу опору ротора повітряному потоку можна визначити на підставі теорії повного імпульсу системи матеріальних точок. Це векторна величина, що дорівнює сумі творів мас матеріальних точок на їх швидкості. У випадку з вітроколесом сила опору може бути отримана по різниці імпульсів до і після колеса:

$$F = \dot{m} \cdot v_1 - \dot{m} \cdot v_2.$$

Добуток цієї сили на швидкість потоку в точці розташування вітрового колеса є потужністю $P_{\text{БК}}$, яку вітрове колесо відбирає від вітрового потоку.

Тоді з врахуванням $\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v$, отримаємо:

$$P_{\text{вк}} = F \cdot v = \rho \cdot A \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2). \quad (2.32)$$

Вирішуючи спільно рівняння (2.31) і (2.32) одержимо:

$$\frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \cdot (v_1 + v_2) = \rho \cdot A \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2),$$

звідки

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2}. \quad (2.33)$$

Рівняння (2.33) показує, що швидкість повітряного потоку в перетині вітрового колеса дорівнює половині суми швидкостей потоків вітру до і після вітрового колеса. Підставивши вираз (2.33) в ліву частину рівняння (2.31) отримаємо вираз для потужності, що відбирається вітроколом від набігаючого повітряного потоку:

$$P_{\text{вк}} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2). \quad (2.34)$$

Розділивши потужність $P_{\text{вк}}$ (2.34), що відбирається вітроколом, на потужність повітряного потоку, що набігає $P_{\text{в}} = P_{1\text{в}}$ (2.29) одержимо рівняння для розрахунку коефіцієнта перетворення енергії c_p набігаючого на ротор повітряного потоку в корисну потужність на вітровому колесі.

$$\begin{aligned} c_p = \frac{P_{\text{вк}}}{P_{1\text{в}}} &= \frac{\frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{v_1^3} = \\ &= \frac{1}{2 \cdot v_1^3} \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \cdot \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2} \right). \end{aligned} \quad (2.35)$$

Якщо прийняти швидкість повітряного потоку перед колесом v_1 незмінною, то видно, що величина коефіцієнта використання енергії вітру залежить від швидкості v_2 .

Визначимо максимальне значення коефіцієнта використання енергії вітру потужності c_p . Для цього візьмемо похідну виразу (2.35) за швидкістю v_2 , і прирівняємо результат до нуля.

$$\begin{aligned} c'_p &= \frac{1}{2 \cdot v_1^3} \cdot \left[1 \cdot (v_1^2 - v_2^2) + (v_1 + v_2) \cdot (-2 \cdot v_2) \right] = \\ &= \frac{1}{2 \cdot v_1^3} \cdot (v_1^2 - v_2^2 - 2 \cdot v_1 \cdot v_2 - 2 \cdot v_2^2). \end{aligned}$$

Швидкість набігаючого повітряного потоку v_1 за умовою і з фізичної точки зору не може дорівнювати 0. Тому до 0 необхідно прирівняти вираз, що стоїть в круглих дужках.

$$(v_1^2 - v_2^2 - 2 \cdot v_1 \cdot v_2 - 2 \cdot v_2^2) = (v_1^2 - 3 \cdot v_2^2 - 2 \cdot v_1 \cdot v_2) = 0.$$

Розділимо цей вираз на 3 і, помінявши знак, запишемо його в наступному вигляді:

$$v_2^2 + \frac{2}{3} \cdot v_1 \cdot v_2 - \frac{1}{3} \cdot v_1^2 = 0. \quad (2.36)$$

Визначимо корені квадратного рівняння (2.36)

$$v_2 = -\frac{1}{2} \cdot \frac{2}{3} \cdot v_1 \pm \sqrt{\frac{\frac{4}{9} \cdot v_1^2}{4} + \frac{1}{3} \cdot v_1^2} = -\frac{1}{3} \cdot v_1 \pm \sqrt{\frac{1}{9} \cdot v_1^2 + \frac{3}{9} \cdot v_1^2} = -\frac{1}{3} \cdot v_1 \pm \frac{2}{3} \cdot v_1.$$

При цьому мають місце два рішення:

$$1: v_2 = -\frac{1}{3} \cdot v_1 + \frac{2}{3} \cdot v_1 = \frac{1}{3} v_1; \quad \frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}.$$

$$2: v_2 = -\frac{1}{3} \cdot v_1 - \frac{2}{3} \cdot v_1 = -\frac{3}{3} v_1 = -v_1.$$

Друге рішення не має сенсу, так як при відборі потужності від повітряного потоку швидкості потоку перед і за вітровим колесом не можуть бути рівні, тим більше напрямок потоку за вітровим колесом не може змінитися на протилежний напрямок. Тому вірним є перше рішення. Приймавши швидкість набігаючого повітряного потоку v_1 за одиницю та враховуючи отримані співвідношення швидкостей v_1 і v_2 , визначимо з виразу (2.35) значення коефіцієнт використання енергії вітру c_p в точці максимуму.

$$\begin{aligned} c_p &= \frac{1}{2 \cdot v_1^3} \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{1}{3}\right) \cdot \left(1 - \frac{1}{9}\right) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot \frac{4}{3} \cdot \frac{8}{9} = \frac{16}{27} \approx 0,593. \end{aligned}$$

На рис. 2.6 наведена залежність коефіцієнта використання енергії вітру від співвідношення швидкостей $\frac{v_2}{v_1}$ повітряного потоку після і перед вітровим колесом. Максимальне значення коефіцієнт використання енергії вітру досягає при співвідношенні швидкостей $\frac{v_2}{v_1}$ рівному 0,3333 або 1/3.

Необхідно зазначити, що визначення оптимального коефіцієнта використання енергії вітру c_p можна виконати не тільки по співвідношенню швидкостей повітряного потоку після і перед вітровим ко-

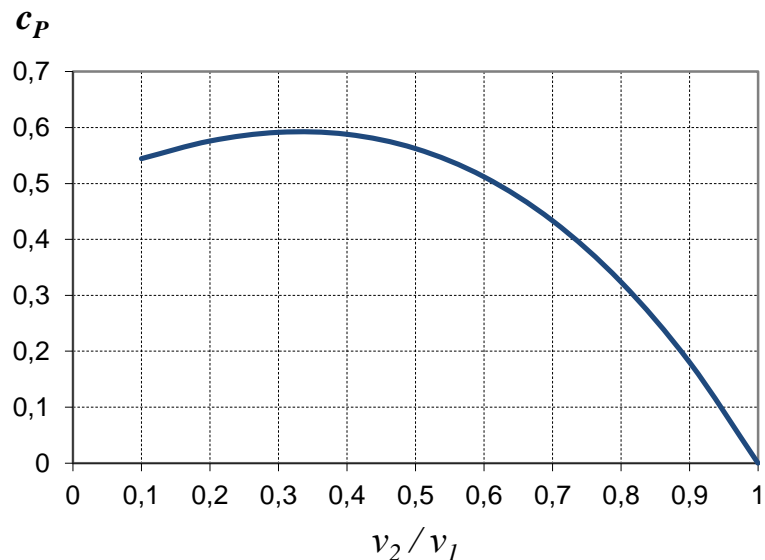


Рисунок 2.6 – Залежність коефіцієнта використання енергії вітру від співвідношення швидкостей повітряного потоку після і перед вітроколесом

лесом $\left(\frac{v_2}{v_1}\right)$, але про по співвідношенню втрат швидкості безпосередньо в площині вітрового колеса до швидкості повітряного потоку перед вітровим колесом $\left(\frac{\Delta v_{\text{БК}}}{v_1}\right)$.

Для цього виразимо швидкість вітру на вітроколесі v як різницю між швидкістю набігаючого повітряного потоку v_1 і втратою швидкості на вітроколесі $\Delta v_{\text{БК}}$, а також швидкість після вітроколеса v_2 як різницю між швидкістю набігаючого повітряного потоку v_1 і втратою швидкості за вітроколесом Δv_2

$$v = v_1 - \Delta v_{\text{БК}}; \quad v_2 = v_1 - \Delta v_2. \quad (2.37)$$

Підставивши ці вирази у рівняння (2.33) отримаємо:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} = v_1 - \Delta v_{\text{БК}} = \frac{v_1 + v_2 - \Delta v_2}{2},$$

звідки

$$\Delta v_2 = 2\Delta v_{\text{БК}},$$

а з врахуванням (2.37)

$$v_2 = v_1 - \Delta v_2 = v_1 - 2\Delta v_{\text{БК}}. \quad (2.38)$$

Замінив в рівнянні (2.35) v_2 на $v_1 - 2\Delta v_{\text{БК}}$ отримаємо новий вираз для визначення коефіцієнта використання енергії вітру c_P :

$$\begin{aligned} c_P &= \frac{1}{2 \cdot v_1^3} \cdot [v_1 + (v_1 - 2 \cdot \Delta v_{\text{БК}})] \cdot [v_1^2 - (v_1 - 2 \cdot \Delta v_{\text{БК}})^2] = \\ &= \frac{1}{2 \cdot v_1^3} \cdot (2 \cdot v_1 - 2\Delta v_{\text{БК}}) \cdot (4 \cdot v_1 \cdot \Delta v_{\text{БК}} - 4 \cdot \Delta v_{\text{БК}}^2) = \\ &= 4 \cdot \frac{\Delta v_{\text{БК}}}{v_1} \cdot \left(1 - \frac{\Delta v_{\text{БК}}}{v_1}\right)^2. \end{aligned} \quad (2.39)$$

Взявши похідну від виразу (2.39) по $\Delta v_{\text{БК}}$ та прирівняв результат до 0, отримаємо квадратне рівняння виду

$$\Delta v_{\text{БК}}^2 - \frac{4}{3} \cdot v_1 \cdot \Delta v_{\text{БК}} + \frac{1}{3} \cdot v_1^2 = 0,$$

Рішення якого також має 2 кореня:

$$\begin{aligned} 1: \Delta v_{\text{БК}} &= \frac{2}{3} \cdot v_1 + \frac{1}{3} \cdot v_1 = v_1; \\ 2: \Delta v_{\text{БК}} &= \frac{2}{3} \cdot v_1 - \frac{1}{3} \cdot v_1 = \frac{1}{3} v_1; \quad \frac{\Delta v_{\text{БК}}}{v_1} = \frac{1}{3}. \end{aligned}$$

У цьому випадку перше рішення не має сенсу, так як весь повітряний потік зі швидкістю v_1 повинен гальмуватися на вітровому колесі, що суперечить принципу нерозривності потоку. Тому вірним є друге рішення.

За аналогією з вищенаведеними міркуваннями визначимо з виразу (2.39) значення коефіцієнта використання енергії вітру c_p в точці максимуму.

$$c_p = 4 \cdot \frac{\Delta v_{BK}}{v_1} \cdot \left(1 - \frac{\Delta v_{BK}}{v_1}\right)^2 = 4 \cdot \frac{1}{3} \cdot \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = \frac{4}{3} \cdot \frac{4}{9} = \frac{16}{27} \approx 0,593.$$

На рис. 2.7 представлена залежність коефіцієнта використання енергії вітру від співвідношення втрати швидкості в площині вітроколеса Δv_{BK} до швидкості набігаючого повітряного потоку v_1 . Незважаючи на те, що залежності на рис. 2.6 і 2.7 мають неоднакову форму, максимальне значення коефіцієнт використання енергії вітру досягає при співвідношенні швидкостей v_2/v_1 або $\Delta v_{BK}/v_1$ рівному 0,333 або 1/3.

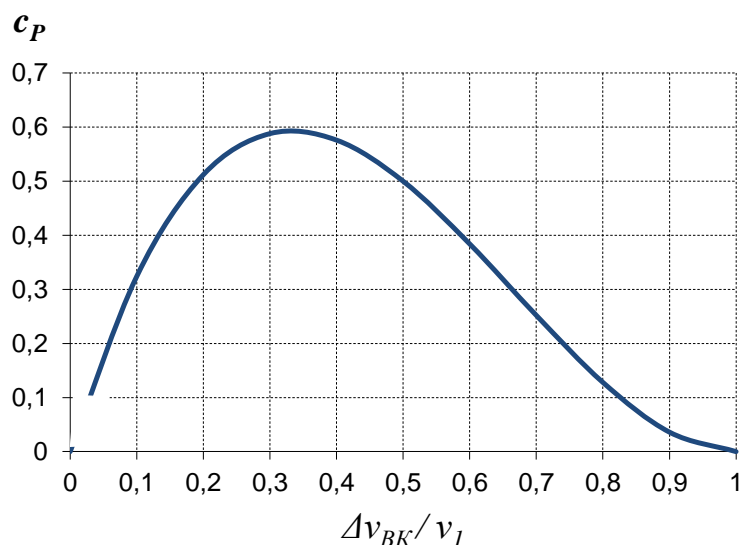


Рисунок 2.7 – Залежність коефіцієнта використання енергії вітру від співвідношення втрат швидкості на вітроколесі до швидкості набігаючого повітряного потоку

Таким чином, для ідеального вітрового колеса (ідеального вітряка) справедливі наступні основні положення:

1. Ідеальний вітряк, як перетворювач енергії, може максимально відібрати від набігаючого повітряного потоку 59,3% енергії.

2. При оптимальному відборі енергії швидкість повітряного потоку за вітроколесом складає 1/3 від швидкості набігаючого на вітроколесо потоку.

3. При оптимальному відборі енергії швидкість повітряного потоку безпосередньо в площині розташування вітроколеса складає 2/3 від швидкості набігаючого на вітроколесо потоку:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} = \frac{\left(v_1 + \frac{1}{3} \cdot v_1\right)}{2} = \frac{2}{3} \cdot v_1.$$

4. Повна втрата швидкості повітряного потоку за вітроколесом в 2 рази більше втрати швидкості безпосередньо в площині вітроколеса.

Коефіцієнт використання енергії вітру у реальних вітродвигунів значно нижчий. Це пояснюється тим, що частина енергії вітру втрачається в процесі перетворення її на механічну роботу на лобовий опір лопатей, на закручування потоку в площині ротора і інші втрати. У кращих швидкохідних вітродвигунів значення c_{pmax} доходить до 0,45...0,48, а у тихохідних $c_{pmax} = 0,35...0,38$.

Знаючи, що енергія вітру, яка діє на обмахувану поверхню, визначається за рівнянням (2.8), а кількість енергії, відібрана у вітру за допомогою ротора, пропорційна коефіцієнту c_p , можна виразити потужність ротора рівнянням

$$P_{\text{вк}} = c_p \cdot P_{\text{в}} = c_p \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3. \quad (2.40)$$

Потужність, виражена рівнянням (2.40), отримується на лопатях ротора. При передачі її через трансмісію електричному генератору відбуваються механічні й електричні втрати, тому потужність вітроустановки буде менше потужності ротора на величину втрат, що враховуються механічним ККД $\eta_{\text{мех}}$ та ККД генератора $\eta_{\text{ген}}$. Величина ККД $\eta_{\text{мех}}$

коливається в межах від 0,7 до 0,85, а $\eta_{\text{ген}}$ в межах від 0,90 до 0,98. Таким чином, потужність вітроустановки запишеться рівнянням:

$$P_{\text{ВЕУ}} = c_p \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{ген}}. \quad (2.41)$$

Як приклад на рис. 2.8 наведено загальний вигляд і потужносні характеристики вітрогенераторної установки E126 фірми Enercon (ФРН) номінальною потужністю 7,58 МВт. Установка має діаметр вітроколеса 126 м, висоту осі обертання 135 м, площа омиваної поверхні вітроколеса становить 12668 м².

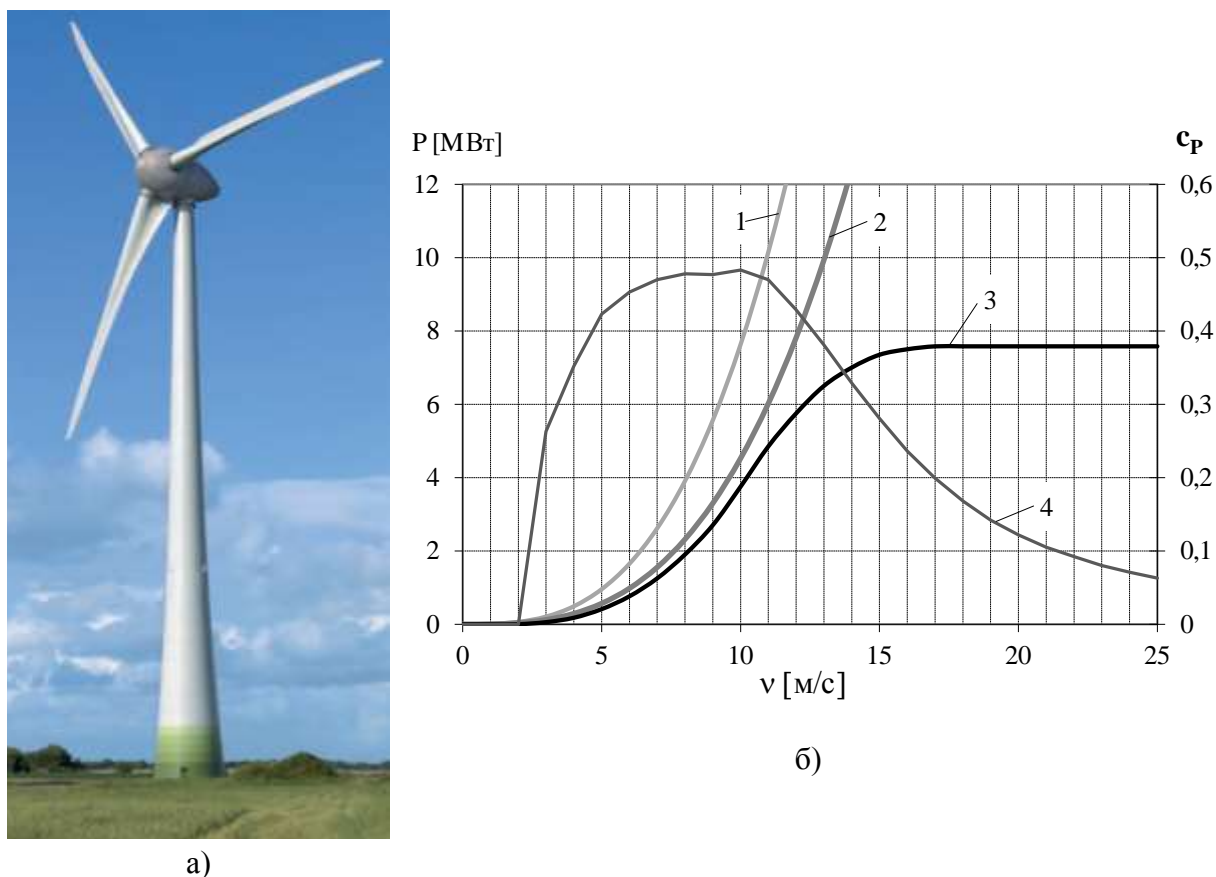


Рисунок 2.8 – Загальний вигляд (а) і потужносні (б) характеристики установки Enercon E126

Крива 1 на рис. 2.8 відповідає потужності потоку повітря перед вітроколесом P_v , розрахованою за формулою 2.8 при температурі +20 °С. Крива 2 характеризує потужність вітру в площині вітрового колеса, роз-

рахована з урахуванням максимально можливого коефіцієнта перетворення енергії вітру c_p за формулою 2.40. Крива 3 показує характер зміни електричної потужності, що виробляється установкою E126 в залежності від швидкості вітру і крива 4 – характер зміни коефіцієнта використання енергії вітру безпосередньо установки E126 [37].

При швидкості вітру 2.5...5 м/с відбувається рушення вітроколеса з місця і до швидкості 11 м/с вихідна потужність збільшується приблизно пропорційно кубу швидкості вітру. При цьому коефіцієнт використання енергії вітру установки в діапазоні швидкостей від 5 до 11 м/с змінюється незначно, від 0,423 до 0,47 (рис. 2.8). У діапазоні швидкостей вітру від 11 до 16 м/с швидкість наростання потужності вітроустановки поступово зменшується і при швидкості вітру 16 м/с установка практично досягає своєї номінальної потужності 7,58 МВт. При подальшому збільшенні швидкості вітру система регулювання поворотом лопатей поступово виводить їх з оптимального кута набігання потоку повітря. При цьому коефіцієнт використання енергії вітру установки в діапазоні швидкостей від 16 до 25 м/с змінюється орієнтовно за законом $c_p \approx f(v^{-3})$, що дає можливість незалежно від швидкості вітру підтримувати незмінною вихідну потужність вітрогенератора (рис. 2.8).

При швидкості вітру 28...34 м/с активується система захисту установки від штормового вітру. При цьому вітроколесо виводиться з під вітру і повністю гальмується за допомогою гальмівної системи установки.

2.4. Способи передачі вітрової потужності споживачу

Система передачі вітрової потужності являє собою певний комплекс різних пристроїв для передачі потужності від вала вітроколеса до валу відповідної машини вітроагрегату (споживача) з підвищенням або без підвищення частоти обертання вала цієї машини. У сучасній

вітроенергетиці найчастіше використовують механічний спосіб передачі потужності. Відомі також гідравлічний, пневматичний та аеродинамічний способи передачі вітрової потужності споживачу.

Механічна передача

Механічна передача потужності від вітродвигуна споживачу (рис. 2.9) є найбільш поширеною, оскільки досить проста у конструктивному відношенні і володіє серед інших способів передачі потужності найбільшим ККД, рівним 0,85 ... 0,95.

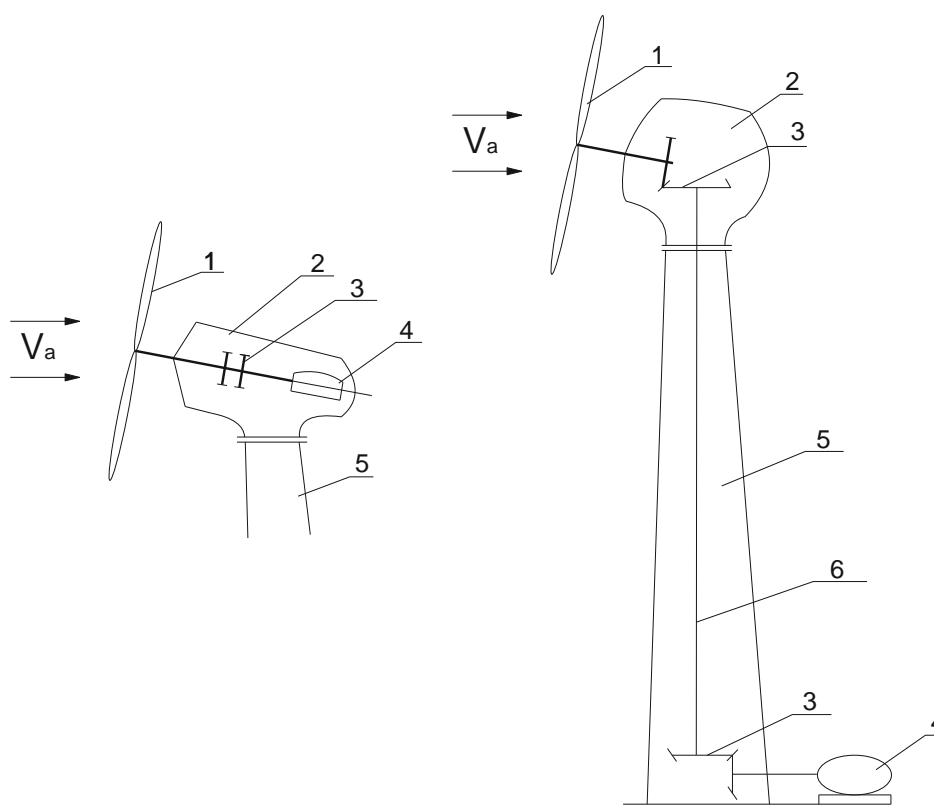


Рисунок 2.9 – Схеми механічної передачі:

а – електрогенератор в гондолі; б – електрогенератор на землі.

1 – вітродвигун; 2 – гондола; 3 – мультиплікатор; 4 – електрогенератор;

5 – башта; 6 – вертикальний вал

Недоліком такої передачі є наявність редуктора, що підвищує передачу (мультиплікатора). У разі, якщо навантаженням є електрогенератор, величина передаточного числа може знаходитися в діапазоні 40 ... 70. Інший недолік полягає в тому, що коливання швидкості

вітрового потоку, незважаючи на згладжуючу інерційність вітроколе-са, передаються на вал споживача.

Якщо електрогенератор знаходиться в гондолі (рис. 2.9, а), то мультиплікатор розташовується там же, між ним і вітродвигуном. Якщо електрогенератор або який-небудь інший споживач знаходяться на землі (рис. 2.9, б), використовуються два редуктора: один з кінчними шестернями в гондолі, інший – на землі. Між ними знаходиться вертикальний вал.

Гідравлічна передача

Схема гідравлічної передачі допускає компоновку вітродвигуна і електрогенератора як в гондолі (рис. 2.10, а), так і нарізно, з розташуванням електрогенератора на землі (рис. 2.10, б). Гідропередача може мати різні конструктивні модифікації, найчастіше це з'єднання механічної передачі з невеликим передавальним відношенням і гідропередачі.

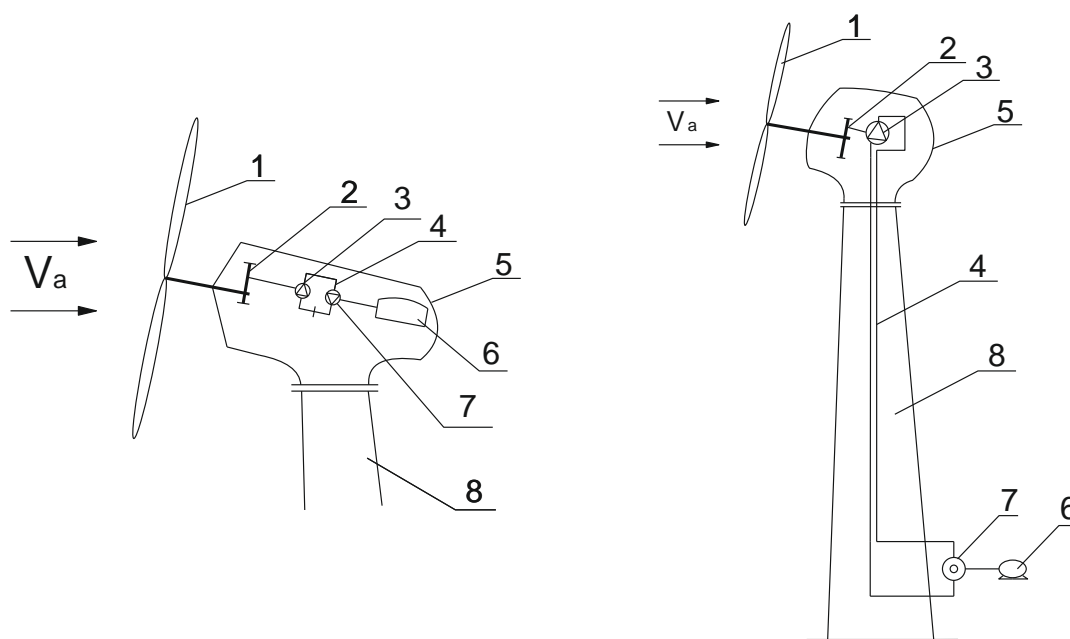


Рисунок 2.10 – Схеми гідравлічної передачі:

а – нерозділена гідропередача, електрогенератор в гондолі;

б – розділена гідропередача, електрогенератор на землі;

1 – вітродвигун; 2 – механічна передача; 3 – гідронасос; 4 – гідромагістраль;

5 – гондола; 6 – електрогенератор; 7 – гідромотор; 8 – башта

Відомі два типи гідропередачі: гідродинамічна та гідростатична (об'ємна). Гідродинамічна передача не знайшла застосування у вітроенергетиці, так як її елементи (відцентровий насос і радіально-осьова гідротурбіна) повинні працювати при значних частотах обертання. Крім того, при зміні частоти обертання ККД такої гідропередачі значно знижується. Більш прийнятна схема з об'ємною гідравлічною передачею, що складається з гідронасоса і гідромотора (гвинтового або поршневого типу). За рахунок зміни робочого об'єму гідромотора гідропередача допускає зміну частоти обертання. Гідропередача дозволяє забезпечити гальмування вітроколеса за рахунок дроселювання робочої рідини з відповідним виділенням теплоти, а також обмежити потужність, що розвивається на вихідному валу при зростанні швидкості вітру вище розрахункової.

ККД нерозділеної гідропередачі знаходиться в діапазоні значень 0,85...0,95; для розділеної ККД менше і дорівнює 0,75...0,85.

Пневматична передача

Пневматичний спосіб передачі вітрової потужності до споживача заснований на принципі роботи розділеної гідропередачі, при цьому кінетична енергія вітрового потоку перетворюється вітродвигуном у потенційну енергію перепаду тиску повітря в пневмомагістралі.

Можливі різні конструктивні схеми пневмопередачі, дві з них наведені на рис. 2.11, *а* і *б*. Атмосфера є в пневмопередачі «поворотною» магістраллю. Перевага таких схем полягає в тому, що електромеханічне обладнання розташовується на землі. Це надає можливість для створення нових, нетрадиційних, комбінованих енергоустановок. Крім того, пневмомагістраль гасить пульсації повітряного потоку.

У схемі пневмопередачі по рис. 2.11, *а* компресор, що знаходиться в гондолі, нагнітає пневмомагістраллю стиснене повітря в наземну повітряну турбіну, яка обертає електрогенератор. Однією з переваг цієї схеми є можливість подачі стисненого повітря в контур теплової машини, наприклад газотурбінного двигуна, в результаті чого

можна в термодинамічному циклі газотурбінної установки виключити витрати потужності на стиснення повітря.

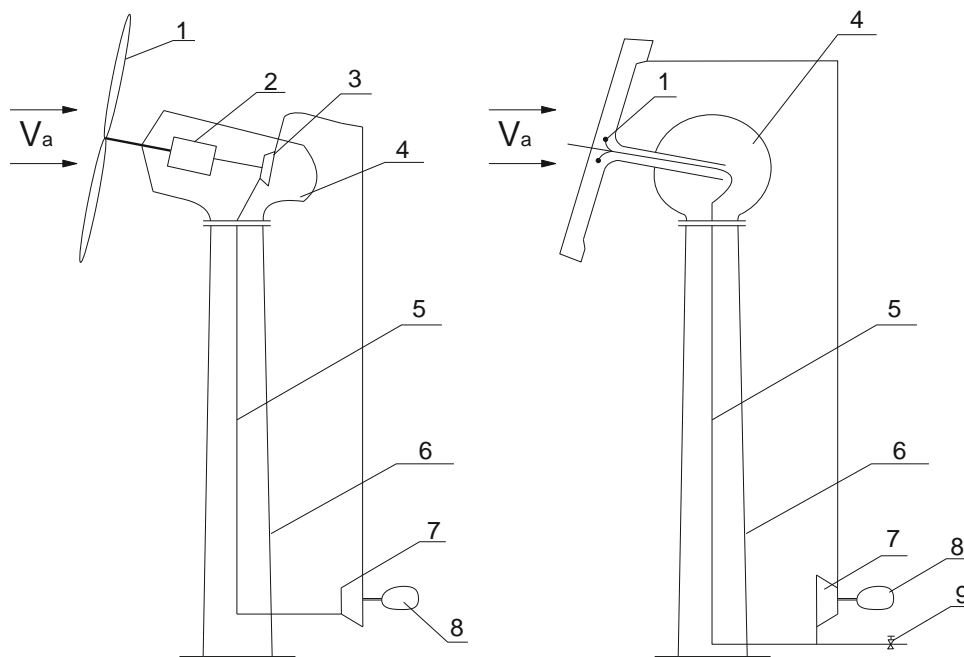


Рисунок 2.11 – Схеми пневматичної передачі:

а – з компресором у гондолі;

б – з вітродвигуном, що має порожнисті лопаті;

1 – вітродвигун; 2 – мультиплікатор; 3 – компресор; 4 – гондола;

5 – пневмомагістраль; 6 – башта; 7 – повітряна турбіна;

8 – електрогенератор; 9 – додатковий забір повітря

У схемі пневмопередачі на рис. 2.11, б (схема Ж.Е. Андро) вітродвигун має порожнисті лопаті, лопатева система вітродвигуна виконує функцію компресора, прокачуючи через себе атмосферне повітря.

У пневмомагістралі створюється розрідження, що дає можливість працювати наземній повітряній турбіні. Перевагами такої схеми є: відсутність мультиплікатора; можливість більш легкого запуску колеса, що вільно обертається; регулювання вітродвигуна поворотом соплового апарату повітряної турбіни або додатковим введенням повітря у пневмомагістраль за турбіною.

Негативним фактором, що перешкоджає широкому впровадженню пневмопередачі, є знижене значення її ККД – близько 0,50. Використання пневмопередачі в різних комбінованих ВЕУ дозволяє послабити вплив цього чинника.

Аеродинамічна передача

Аеродинамічною передачею у вітчизняній літературі називають схему, запропоновану російським дослідником А.Г. Уфимцевим. У такому вітроагрегаті (рис. 2.12) на кінцях лопатей основного вітроколеса перебувають вторинні вітроагрегати (вітродвигун і електрогенератор). Вітродвигуни вторинних вітроагрегатів обтікаються набігаючим потоком повітря, що має швидкість суттєво більшу, ніж швидкість атмосферного вітру. В результаті вторинні вітроагрегати можуть мати збільшену частоту обертання, що дозволяє не використовувати мультиплікатор. На рис. 2.7 зображені двоколісні вторинні вітродвигуни.

Незважаючи на відсутність електромеханічного обладнання в гондолі, значне конструктивне ускладнення вітроколеса гальмує використання цієї схеми передачі.

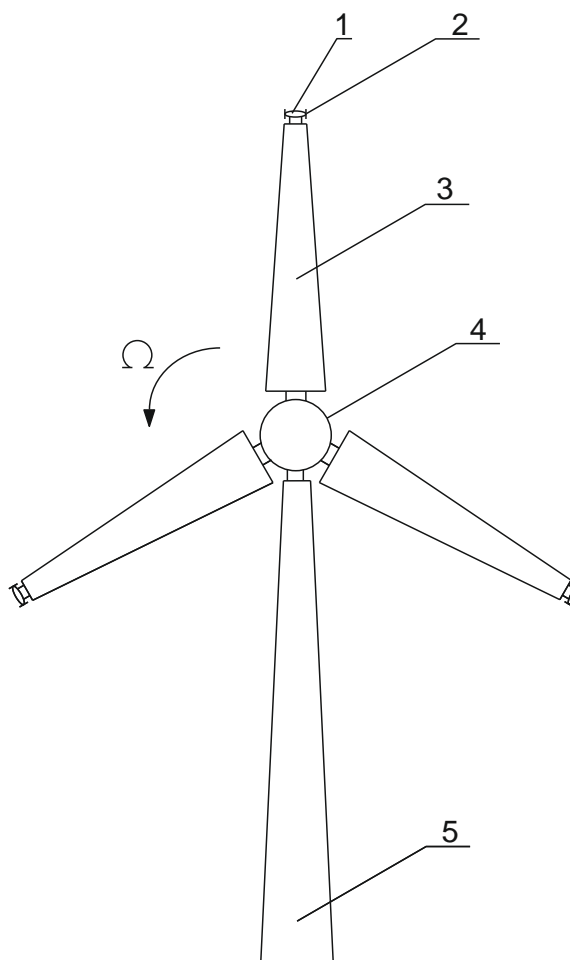


Рисунок 2.12 – Схема аеродинамічної передачі: 1 – електрогенератор; 2 – вторинні вітродвигуни; 3 – основний вітродвигун; 4 – гондола; 5 – башта

2.5 Призначення і класифікація вітроенергетичних установок

У загальному випадку вітроенергетична установка (ВЕУ) представляє собою комплекс взаємопов'язаного обладнання та споруд, призначений для перетворення енергії вітру в інші види енергії (елек-

тричну, механічну, теплову та ін.) і включає в себе вітроагрегат і вітродвигун.

Вітроагрегат, будучи основною частиною ВЕУ, складається з вітродвигуна, системи передачі вітрової потужності на навантаження (споживачу) і самого споживача вітрової енергії (якого-небудь пристрою: електромашинного генератора, водяного насоса, нагрівача і т. п.).

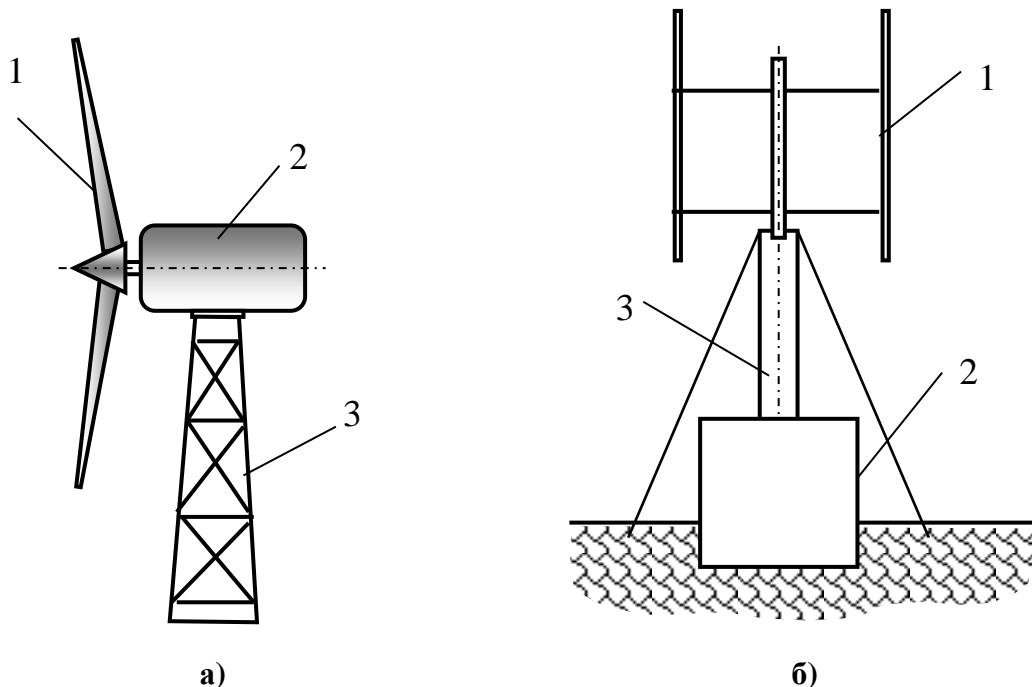
Вітродвигун є пристроєм для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію робочого руху вітродвигуна. Робочі рухи, які робить вітродвигун, можуть бути різними. На існуючих сьогодні вітродвигунах в якості робочого руху використовується круговий обертальний рух. Разом з тим відомі численні пропозиції (іноді навіть реалізовані) по використанню інших видів робочого руху, наприклад коливального.

Враховуючи явні переваги електричної енергії з точки зору її генерації, передачі, розподілу і перетворення, переважного розвитку і поширення набули вітроелектричні установки. Сучасні вітроелектричні установки (у зарубіжній літературі їх називають вітротурбіни) являють собою складну автоматизовану електромеханічну систему з перетворення кінетичної енергії рухомих мас повітря (вітрового потоку) в електричну із заданою якістю. Світовий досвід використання ВЕУ показав, що конструктивно вона повинна складатися з вітродвигуна (ВД) 1, машинного відділення 2, опори 3 (рис. 2.13).

Вітродвигун безпосередньо перетворює енергію вітрового потоку в механічну, яка в подальшому використовується для приводу різних механізмів і машин (наприклад, насосів) або трансформується в електричну енергію. Вітродвигуни, використовувані в якості приводу електричного генератора ВЕУ, поділяють на два основних типи:

– *горизонтально-осьові* (ГО), що характеризуються колінеарністю вектору кутової швидкості обертання вітродвигуна і аксіальної складової вектора швидкості вітрового потоку (рис. 2.8, а);

– *вертикально-осьові (ВО)*, що характеризуються ортогональністю векторів кутової швидкості обертання вітродвигуна і аксіальної складової вектора швидкості вітрового потоку (рис. 2.8, б).



**Рисунок 2.13 – Загальний вигляд вітроелектричної установки:
а – з горизонтально-осьовим ротором;
б – з вертикально-осьовим ротором**

ВЕУ класифікують за такими ознаками: виду вироблюваної енергії, рівню потужності, призначенню, областях застосування, ознакою роботи з постійною або змінною частотою обертання вітроколеса, способам управління, типом системи передачі вітрової потужності споживачу.

Залежно від виду енергії, що виробляється ВЕУ поділяють на вітроелектричні та вітромеханічні. Електричні ВЕУ, у свою чергу, поділяються на вітроустановки, що виробляють електроенергію постійного або змінного струму. Механічні ВЕУ служать для приводу робочих машин.

За рівнем потужності ВЕУ підрозділяють на чотири групи:

- дуже малої потужності, менше 5 кВт;
- малої потужності, від 5 до 100 кВт;

- середньої потужності, від 100 до 1000 кВт;
- великої потужності, понад 1 МВт.

Вітроустановки кожної групи відрізняються одна від одної перш за все конструктивним виконанням, типом фундаменту, способом установки вітроагрегату на вітер, системою регулювання, системою передачі вітрової потужності, способом монтажу і способом обслуговування.

У залежності від призначення електричні ВЕУ постійного струму поділяють на:

- вітрозарядні;
- гарантованого електропостачання споживача;
- негарантованого електропостачання.

Електричні ВЕУ змінного струму поділяють на:

- автономні;
- гібридні, що працюють паралельно з енергосистемою сумірної потужності (наприклад, з дизельною установкою);
- мережеві, які працюють паралельно з потужною енергосистемою.

Механічні ВЕУ за призначенням поділяють на:

- вітронасосні для приводу водяних насосів;
- вітросилові для роботи з промисловими і побутовими механізмами.

Класифікація ВЕУ за областями застосування визначається їх призначенням. При розрахунку і проектуванні вітродвигуна та виборі його номінальних параметрів необхідно враховувати:

- тип навантаження (електрогенератор, водяний насос і т. п.);
- тип системи передачі вітрової потужності до споживача;
- тип системи генерування та акумулювання електроенергії.

Як правило, вітроелектричні установки складаються з наступних функціональних частин:

- первинного перетворювача;

- електричного генератора;
- опорно-поворотного пристрою;
- системи управління ВЕУ.

Горизонтально-осьові ВЕУ середньої та великої потужності можуть мати механізм регулювання кута установки лопатей ротора і механізм орієнтації вітроагрегата.

Первинний перетворювач включає в себе вітродвигун і призначений для перетворення кінетичної енергії вітру в обертальний рух ротора електричного генератора. Електричний генератор призначений для перетворення механічної енергії обертання в електричну енергію. Первинний перетворювач і електричний генератор утворюють вітроагрегат (ВА). Опорно-поворотний пристрій призначений для розміщення вітроагрегата на башті (опорі).

Одна або декілька груп вітроелектричних установок утворюють вітрову електричну станцію (ВЕС), до складу якої входять (крім ВЕУ):

- система управління ВЕС;
- одна або кілька метеовишок;
- трансформаторні підстанції (ТП);
- підстанція.

Система керування ВЕС здійснює керування, контроль і облік роботи ВЕС в цілому і кожної ВЕУ окремо. Метеовишка призначена для визначення швидкості і напрямку вітру та видачі цієї інформації в систему керування ВЕС. Трансформаторна підстанція обслуговує декілька ВЕУ (групу) і забезпечує підвищення напруги від генераторів ВЕУ до величини лінії електропередачі на підстанцію. Підстанція ВЕС призначена для розподілу і передачі енергії від ВЕС в електромережу енергосистеми.

Функціональна схема ВЕС на базі типової вітротурбіни великої потужності представлена на рис. 2.14.

Вітродвигуни класифікують за рядом різних ознак, як основних, так і другорядних. Одним з основних ознак класифікації є орієнтація

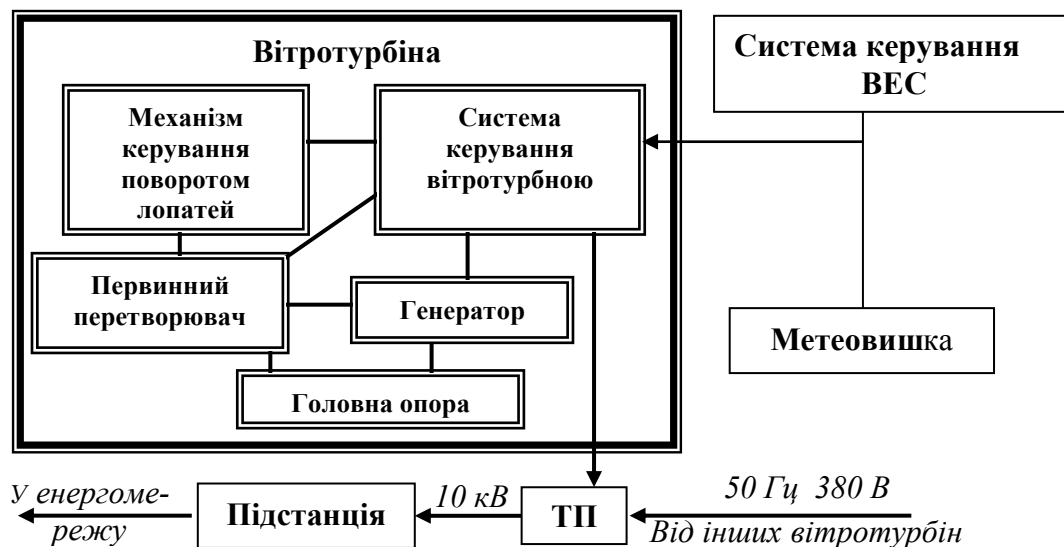


Рисунок 2.14 – Функціональна схема ВЕС

вектора кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна щодо векторів швидкості вітру у вільному атмосферному потоці. За цією ознакою вітродвигуни підрозділяють на колінеарні і ортогональні.

Колінеарним називають вітродвигун, для якого вектори швидкості вітру і кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна, паралельні або антипаралельні. Таким є горизонтально-осьовий вітродвигун. Ортогональним в загальному випадку називають вітродвигун, для якого вектори швидкості вітру і кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна, перпендикулярні. Можливі два випадки варіантів їх поєднання:

- вектор обертання кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна перпендикулярний поверхні землі; таким вітродвигуном є вертикально-осьовий вітродвигун, званий іноді роторним, або карусельним;
- вектор обертання кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна паралельний поверхні землі; такий вітродвигун називається іноді барабанним.

Можливий вітродвигун, у якого кут між векторами швидкості вітру і кутової швидкості обертання ротора вітродвигуна є гострий (від 0 до 90°).

Такий вітродвигун можна назвати похилоосьовим. Прикладом реалізації цієї схеми є шнековий вітродвигун.

За іншою основною ознакою, за принципом силової аеродинамічної взаємодії лопатевої системи вітродвигуна з потоком набігаючого на нього повітря, вітродвигуни можна підрозділити на два типи:

- вітродвигуни, які використовують під час руху лопатевої системи підйомну силу, що виникає на робочих елементах лопатевої системи (жорстких лопатях, циліндрах, що обертаються) і створює крутний момент;

- вітродвигуни, які використовують під час руху лопатевої системи розходження в аеродинамічних силах, що виникають на різних елементах лопатевої системи (крилових лопатях або яких-небудь інших поверхнях), в моменти руху цих поверхонь за напрямком вітру і проти напрямку вітру, тобто розходження в аеродинамічному опорі, що виникає на елементах лопатевої системи.

Незважаючи на різноманіття теоретично можливих і практично реалізованих схем ВЕУ, сучасні вітроагрегати незалежно від рівня потужності є або пропелерними горизонтально-осьовими, або ортогональними вертикально-осьовими вітродвигунами (використовують підйомну силу на лопатях), оскільки саме ці два типи вітродвигуна мають найбільш високі техніко-економічні показники.

Горизонтально-осьові вітродвигуни в порівнянні з вертикально-осьовими мають наступні переваги:

- можливість самостійного пуску без допоміжного приводу за рахунок зміни кута установки лопатей;

- більшого значення коефіцієнта використання енергії вітру;

- більшого значення коефіцієнта швидкохідності X_i , як наслідок цього, велику частоту обертання вітродвигуна, що дозволяє зменшити масогабаритні показники електромеханічного обладнання;

- виключення необхідності в кутовій передачі обертального моменту.

До основного недоліку пропелерних горизонтально-осьових двигунів слід віднести необхідність в пристрої орієнтації на напрямок вітру.

Ортогональні вертикально-осьові двигуни в порівнянні з пропелерними горизонтально-осьовими володіють такими перевагами:

- незалежністю функціонування від напрямку вітрового потоку, що усуває необхідність орієнтування вітродвигуна на цей напрямок;
- вертикальним валом, що дозволяє розміщувати електромеханічне обладнання біля основи ВЕУ, що знижує вимоги до міцності і жорсткості опори, не обмежує масогабаритні показники обладнання, спрощує технічне обслуговування та ремонт;
- можливістю кріплення лопатей до ротора в декількох місцях, що знижує вимоги по міцності і жорсткості лопаті;
- меншим значенням окружної швидкості лопаті за менших значень коефіцієнта швидкохідності;
- відносною простотою виготовлення лопатей.

До числа недоліків вертикально-осьових вітродвигунів слід віднести: менший коефіцієнт використання енергії вітру; меншу швидкохідність.

Контрольні запитання

1. В якому діапазоні зміни швидкості вітру можлива робота ВЕУ малої, середньої та великої потужності?
2. Як визначити середньодобову, середньомісячну та середньорічну швидкість вітру?
3. Що таке роза вітрів? Наведіть приклади.
4. Як визначити швидкість вітру на висоті h ?
5. Як визначити величину щільності повітря при ненульових умовах?
6. Залежить чи ні питома потужність вітру від його швидкості і температури навколишнього середовища? Якщо залежить, то як?
7. Що таке технічний, економічний та валовий потенціали вітрової енергії?
8. Які припущення приймаються при обґрунтуванні теорії ідеального вітряка?
9. Отримайте значення оптимального коефіцієнта використання енергії вітру за співвідношенням швидкостей повітряного потоку після і перед вітровим колесом (за теорією ідеального вітряка Бетца).

- 10.** Отримайте значення оптимального коефіцієнта використання енергії вітру за співвідношенням втрат швидкості безпосередньо в площині вітрового колеса до швидкості повітряного потоку перед вітровим колесом (за теорією Жуковського).
- 11.** Наведіть основні положення для ідеального вітрового колеса.
- 12.** Як визначити потужність, що виробляється вітроколесом?
- 13.** Які існують способи передачі вітрової потужності споживачу? В чому полягають особливості кожного з способів?
- 14.** Як поділяють за рівнем потужності ВЕУ?
- 15.** Як поділяють електричні ВЕУ змінного струму за призначенням:
- 16.** Як поділяють механічні ВЕУ за призначенням?
- 17.** Як поділяють електричні ВЕУ постійного струму в залежності від призначення
- 18.** Що необхідно враховувати розрахунку і проектуванні вітродвигуна та виборі його номінальних параметрів?
- 19.** З яких функціональних частин складаються вітроелектричні установки?
- 20.** Що входить до складу вітрової електричної станції крім ВЕУ?
- 21.** На які типи за принципом силової аеродинамічної взаємодії лопатевої системи вітродвигуна з потоком набігаючого на нього повітря поділяють вітродвигуни?
- 22.** Перечисліть переваги та недоліки пропелерних горизонтально-осьових вітродвигунів.
- 23.** Перечисліть переваги та недоліки вертикально-осьових вітродвигунів.

3. ОСНОВИ ТЕОРІЇ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК

3.1 Основні закони і поняття аеродинаміки

Перш ніж кінетична енергія вітру буде перетворена в електричну енергію, необхідно спочатку здійснити перетворення енергії вітру в механічну енергію. Таке перетворення відбувається на підставі основних законів аеродинаміки.

Першим основним законом аеродинаміки є закон обертання руху, згідно з яким результати розгляду не змінюються від того, чи вивчати взаємодію нерухомого тіла з оточуючим його середовищем, що рухається, або, навпаки, рух тіла в нерухомому середовищі з тією ж відносною швидкістю.

Другий закон виражає постійність маси, що дозволяє визначати швидкості повітря (рідини) в різних перерізах замкнутого (обмеженого) простору. Обчислюється він рівнянням нерозривності

$$m = \rho Av = \text{const}, \quad (3.1)$$

де ρ – щільність; A – площа; v – швидкість.

Третій закон – закон збереження енергії, записується у вигляді рівняння Бернуллі:

$$P_0 = P + \frac{\rho v^2}{2}, \quad (3.2)$$

де P_0 – повний тиск; P – статичний тиск.

Перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію в вітрогенераторних установках може здійснюватися на основі двох принципів:

- принципу використання сили опору (перетворення плоскими поверхнями-пластинами)
- принципу використання підйомної сили (перетворення аеродинамічними профілями).

3.2 Перетворення енергії вітру за допомогою плоскої поверхні

Потік повітря, набігаючи на яке-небудь тіло, впливає на нього деякою силою. Згідно з першим законом аеродинаміки, величина цієї сили тиску не змінюється залежно від того, чи рухається повітряний потік, а тіло нерухоме, або навпаки. Тіло рухається, а повітря нерухоме, якщо швидкості руху в тому або іншому випадку однакові.

Оскільки в першому випадку потік, а в другому – тіло зустрічають у напрямі свого руху опір, то складову силу тиску в цьому напрямі називають *силою опору*.

Якщо поверхня площею A розташована перпендикулярно напрямку повітряного потоку, то уся сила тиску повітря буде силою опору цієї поверхні. При похилому положенні пластини до напрямку потоку під деяким кутом α , потік діятиме на неї з силою F (рис. 3.1). Сила F розкладається по осях на складові F_x і F_y . Сила F_y прагне підняти пластину, тому її називають підйомною силою. Сила F_x називається силою опору.

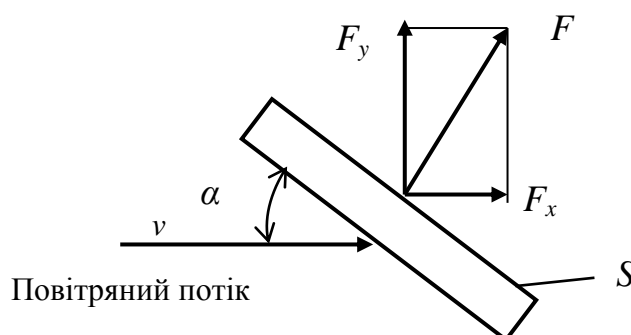


Рисунок 3.1 – Схема дії сил на пластину

Величина підйомної сили F_y залежить від кута натікання (атаки) повітряного потоку на пластину. Якщо цей кут дорівнює нулю, то і підйомна сила дорівнює нулю. Відношення підйомної сили F_y , що діє на майданчик S , до сили дії динамічного натиску на цей майданчик, коли вона перпендикулярна напрямку потоку, представляє з себе безрозмірну величину, що іменується *аеродинамічним коефіцієнтом підйомної сили*

$$c_y = \frac{F_y}{S \frac{\rho v^2}{2}}. \quad (3.3)$$

Аналогічно вводиться безрозмірний *аеродинамічний коефіцієнт сили опору*

$$c_x = \frac{F_x}{S \frac{\rho v^2}{2}}. \quad (3.4)$$

Аеродинамічні коефіцієнти c_x і c_y отримують при продуванні моделей в аеродинамічних трубах і будуються у вигляді графічних залежностей $c_y = f(\alpha)$ і $c_x = f(\alpha)$ від кута атаки α (див. рис. 3.2).

Зміна швидкості потоку за пластиною призводить до зміни статичного тиску за пластиною і нелінійної зміни коефіцієнтів c_x і c_y . Маючи дослідні коефіцієнти c_x і c_y , ми можемо підрахувати величини підйомної сили і сили опору для цього кута атаки геометрично подібної поверхні з різною величиною її площі S .

Стосовно крила, його підйомну силу, в ньютонках, підраховують за виразом

$$F_y = c_y A \frac{\rho v^2}{2}, \quad (3.5)$$

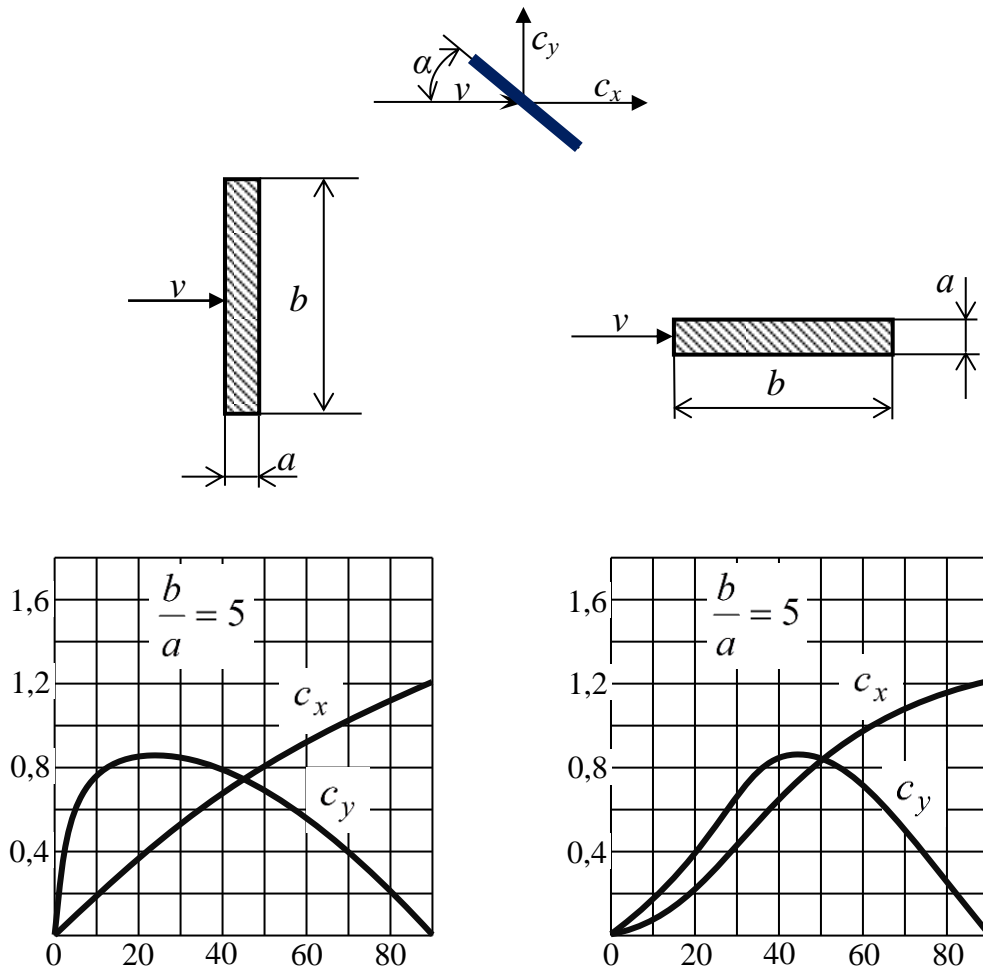


Рисунок 3.2 – Характеристика зміни коефіцієнтів c_x і c_y при різних положеннях поверхні до напрямку повітряного потоку при продуванні пластини в аеродинамічній трубі

а лобовий опір

$$F_x = c_x A \frac{\rho v^2}{2}, \quad (3.6)$$

де A – площа крила, m^2 .

Характер зміни швидкості потоку за пластиною, а, отже, і величина коефіцієнтів c_x і c_y залежить не лише від кута нахилу поверхні до напрямку потоку, але і від розташування її сторін до напрямку потоку.

Якщо довша сторона поверхні розташовується перпендикулярно потоку, то коефіцієнт c_y має максимум на менших кутах $\alpha = (20..25^\circ)$ набігання потоку на поверхню і, навпаки, при розташуванні короткої сторони поверхні перпендикулярно напрямку потоку максимальне зна-

чення C_p , виходить на великих кутах $\alpha = (40..45^\circ)$ нахилу поверхні до напрямку потоку (рис. 3.2).

Вітрові колеса, побудовані за принципом використання сили опору, мають швидкодію не більше 1. Це говорить про те, що лопать колеса може обертатися зі швидкістю, не більше ніж швидкість набігаючого повітряного потоку. Тому коефіцієнт використання енергії вітру c_p таких коліс невисокий (19%) і вони не використовуються для вироблення електроенергії в комерційних цілях.

Можна відзначити, що метод опору набув широкого поширення для вимірювання швидкості вітру за допомогою чашкових або лопатевих анемометрів. На рисунку 3.3 наведено принцип дії лопатевого анемометру та сил, що на нього діють.

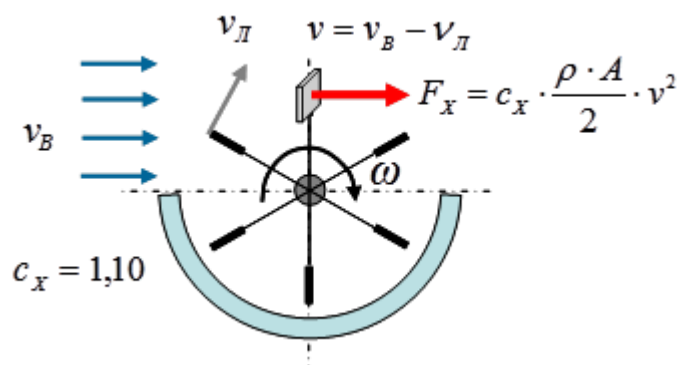


Рисунок 3.3 – До принципу дії лопатевого анемометру

У авіаційній практиці, а також в сучасній вітроенергетиці, прагнуть надати тілу крила такої форми, яка давала б максимальну підйомну силу і мінімальний лобовий опір.

3.3 Перетворення енергії вітру за допомогою аеродинамічного профілю

Аеродинамічним профілем називається аеродинамічна конструкція, виконана у вигляді витягнутого уздовж повітряного потоку перетину із закругленою передньою і гострою задньою кромками і з си-

метричною або асиметричною кривизною. У вітроенергетиці, як правило, використовуються профілі з асиметричною кривизною. Аеродинамічні профілі розроблялися у всьому світі різними організаціями і фірмами в період бурхливого розвитку авіації (напр. ЦАГІ – Центральний аерогідродинамічний інститут імені М. Є. Жуковського; NASA – Національний авіаційний консультативний комітет США та ін.). Організації та автори називали розроблені профілю іменами своїх організацій або прізвищами авторів (ЦАГІ, NASA, CLARK), тому на сьогоднішній день не існує стандартних або міжнародних позначень розроблених авіаційних профілів.

Як приклад на рис 3.4 представлено перетин і основні геометричні параметри одного із серії профілів NASA з умовним позначенням NASA 4415, який використовується при виготовленні лопатей вітрогенераторних установок [35].

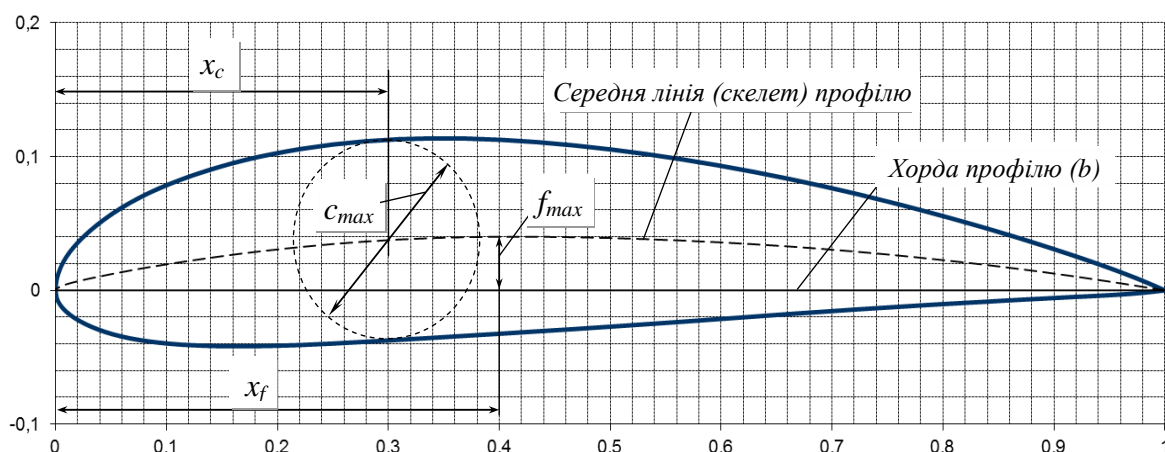


Рисунок 3.3 – Перетин і основні геометричні параметри профілю NASA 4415

- До основних геометричних параметрів профілю належать:
- хорда b – відрізок прямої, що з'єднує дві найбільш віддалені одна від одної точки профілю. Хорда є також довжиною профілю.
 - середня лінія (скелет) профілю.
 - максимальна товщина профілю – c_{max} .
 - положення максимальної товщини уздовж хорди – x_c .
 - максимальна угнутість профілю – f_{max} .
 - положення максимальної угнутості – x_f .

У позначенні профілю НАСА 4415 перша цифра позначає максимальну угнутість профілю $f_{max} = 4\%$; друга цифра позначає положення точки максимальної угнутості профілю від передньої кромки профілю в десятих частках від хорди $x_f = 0,4(40\%)$; третя і четверта цифри позначає товщину профілю у відсотках від довжини хорди $c_{max} = 15\%$.

При побудові геометрії профілю використовують прямокутну систему координат з початком в передній точці хорди. Вісь OX направляють по хорді від передньої точки до задньої, а вісь OY – вгору. Довжина хорди береться за l , а верхня і нижня лінії профілю задаються за відносними координатами, узятим з таблиці або отриманих за допомогою формул. Контур профілю можна також побудувати, задаючи середню лінію і розподіл товщини профілю уздовж лінії хорди.

Принцип роботи аеродинамічного профілю і виникнення підйомної сили заснований на використанні закону Бернуллі.

$$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{верх}^2 + P_{верх} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{ниж}^2 + P_{ниж}. \quad (3.7)$$

Набігаючий під кутом α до хорди профілю повітряний потік розділяється площиною на дві частини: верхню і нижню. Внаслідок опуклості площині, верхня частина потоку проходить більший шлях, ніж нижня. Згідно закону Бернуллі про нерозривність потоку, швидкість потоку повітря над верхньою кромкою площині при цьому буде більше, ніж під нижньою кромкою. З цього випливає, що тиск на верхній стороні профілю нижче, ніж на нижній і за рахунок різниці тисків утворюється повна аеродинамічна сила F , спрямована в бік зниженого тиску. Ця сила розкладається на підйомну силу F_y , яка спрямована перпендикулярно вектору швидкості набігаючого потоку і силу опору повітряному потоку F_x , спрямовану вздовж потоку.

$$F_y = c_y \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_B^2, \quad (3.8)$$

$$F_x = c_x \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_B^2, \quad (3.9)$$

де: ρ – питома щільність повітря, $\text{кг}/\text{м}^3$; A – відповідно площа омиваемого потоку (колеса), м^2 ; v_B – швидкість набігаючого потоку повітря (швидкість вітру), $\text{м}/\text{с}$; c_y та c_x – безрозмірні коефіцієнти підйомної сили і сили опору повітряному потоку.

На рис. 3.5 наведена схема перетворення енергії вітру в механічну енергію за допомогою аеродинамічного профілю.

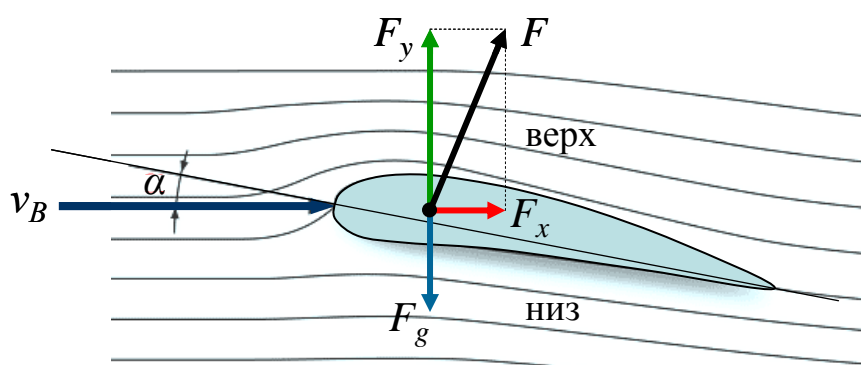


Рисунок 3.4 – Взаємодія аеродинамічного профілю з повітряним потоком

Сила тяжіння F_g також діє на площину, однак вона врівноважується несучою конструкцією ВГУ і не приймає участь у створенні крутного моменту. Коефіцієнти c_y та c_x , що входять у вирази (3.8) та (3.9) залежать від типу і геометрії аеродинамічного профілю, а також від кута набігання повітряного потоку α .

Для визначення цих коефіцієнтів всі профілі випробують (продувають) в аеродинамічних трубах при різних кутах нахилу хорди α і швидкостях набігаючого повітряного потоку. Результати вимірювань табульовані (або представлені у вигляді графіків) і їх можна знайти у відповідній літературі або в комп'ютерних базах даних [17, 29]

На рис. 3.5 наведена залежність коефіцієнтів c_y та c_x від кута набігання потоку і поляра Лілієнталя, або просто поляра профілю НАСА 4415 в діапазоні кутів набігання від -15 до $+15$ градусів.

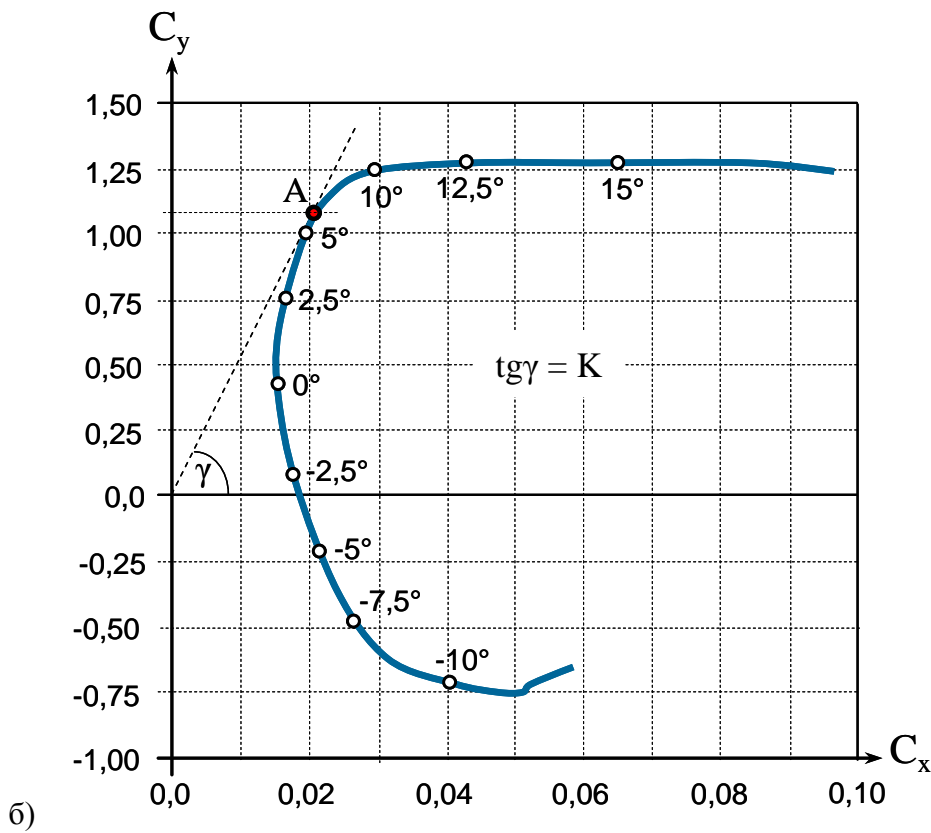
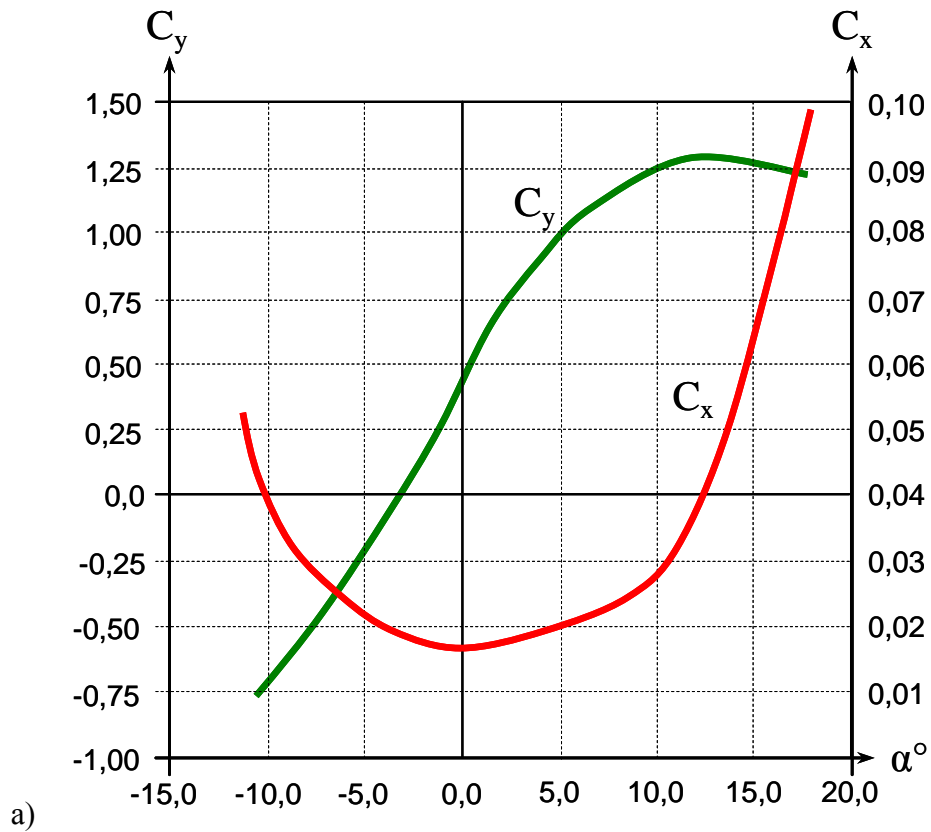


Рисунок 3.5 – Залежність коефіцієнтів C_y та C_x від кута набігання потоку (а) та поляра (б) профілю NASA 4415

З рисунку 3.5, а видно, що коефіцієнт підйомної сили c_y є значущим і до кута $+5^\circ$ характеризується зростаючою лінійною залежністю, а коефіцієнт опору мінімальний. При кутах набігання більш $+10^\circ$ лінійна залежність коефіцієнта c_y порушується, відбувається різке підвищення коефіцієнта опору c_x і зрив потоку. Це режим використовується у ВГУ для обмеження потужності шляхом примусового повороту лопатей.

При виборі оптимальних кутів набігання потоку найбільш зручніше використовувати не самі значення коефіцієнтів c_y та c_x , а так звані поляри профілю (рис. 3.5, б). Поляра – це графічна залежність коефіцієнта підйомної сили від коефіцієнта лобового опору при різних кутах набігання потоку. З геометричної точки зору будь-яка крива в полярних координатах дає залежність довжини відрізка між початком координат і будь-якою точкою на кривій від кута нахилу цього відрізка до горизонтальної осі. У даному випадку довжина відрізка пропорційна повної аеродинамічної силі F , що діє на профіль, а тангенс кута нахилу до горизонтальної осі γ дорівнює відношенню підйомної сили до лобового опору або, за прийнятою в авіації термінології, аеродинамічному якості K .

Якщо з точки початку координат провести дотичну до поляри, то в місці їх перетину (точка А на рис. 3.5, б) отримаємо максимальне відношення підйомної сили до лобового опору, що, в свою чергу, буде відповідати оптимальному куті набігання повітряного потоку α . Для профілю НАСА 4415 цей кут складає величину, яка дорівнює $6...6,5^\circ$ (рис. 3.5, б).

3.4 Перетворення енергії вітру горизонтально-осьовими вітродвигунами

На рис. 3.6 представлена схема впливу повітряного потоку на лопать ВГУ з горизонтальною віссю обертання робочого колеса.

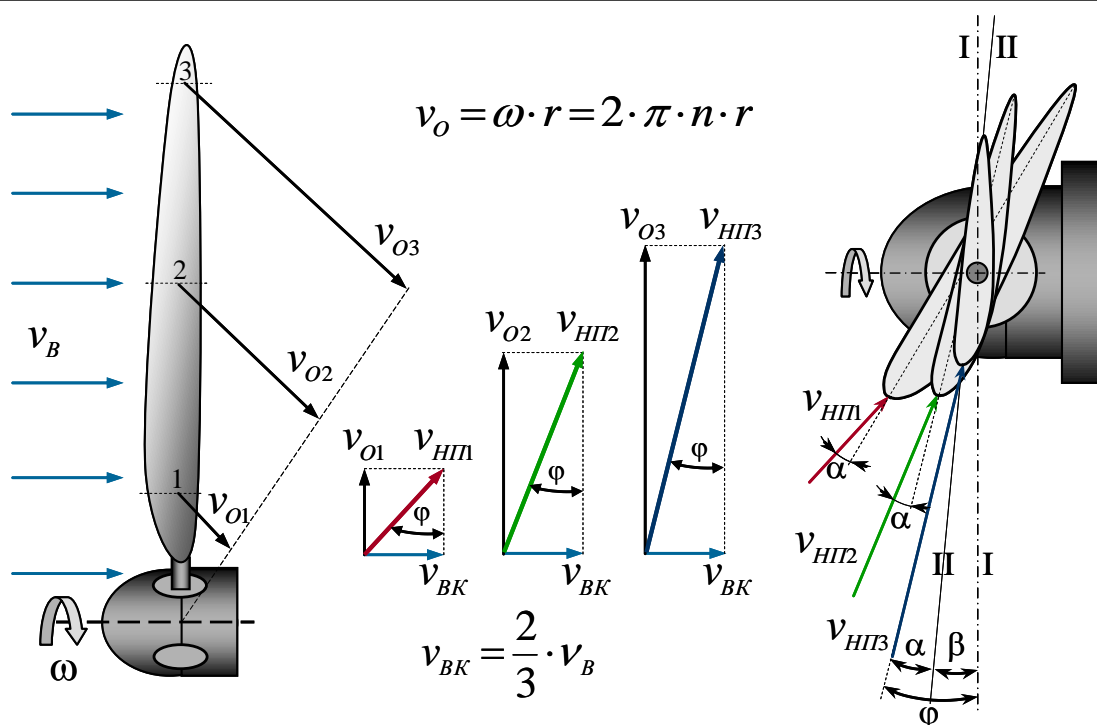


Рисунок 3.6 – Схема впливу повітряного потоку на лопать ВГУ

При поступальному русі аеродинамічної площини (наприклад при горизонтальному польоті літака) кут набігання повітряного потоку α для всіх перерізів площині, а також напрямок і модуль вектора повної аеродинамічної сили F залишаються постійними. При обертанні лопатей ВГУ розподіл швидкостей і кутів носить зовсім інший характер.

Відповідно до теорії ідеального вітряка швидкість вітру v_B при підході до робочого колеса сповільнюється і в площині обертання робочого колеса становить величину, яка дорівнює $v_{BK} = \frac{2}{3} v_B$. Окружний рух лопатей дає додаткову складову окружної швидкості v_o , яку можна знайти, якщо вважати що лопаті нерухомими, а повітря рухається в протилежному обертанню напрямку. В результаті геометричного підсумовування швидкостей v_o та v_{BK} отримаємо результуючу швидкість повітряного потоку $v_{HП}$ котра діє на лопать (швидкість набігаючого потоку).

Розглянемо лопать, зображену на рис. 3.6 в перерізах 1, 2 та 3. Оскільки вектори окружної швидкості v_{o1} , v_{o2} , v_{o3} в міру віддалення від центру обертання (рис. 3.5, перерізи 1, 2, 3) зростають, то відповідно зростають і вектори результуючої швидкості набігання повітряного потоку $v_{нп1}$, $v_{нп2}$ та $v_{нп3}$. Одночасно, в бік зменшення, змінюються кути φ_i між векторами $v_{нпi}$ і площиною Π обертання вітрового колеса, що призводить до зміни оптимальних кутів набігання повітряного потоку α вздовж довжини лопаті і погіршення аеродинамічної якості K .

Для підтримання сталості оптимальних кутів набігання потоку α вздовж довжини лопаті, необхідно змінювати кут нахилу хорди Π - Π лопаті до площини Π обертання вітрового колеса β , тобто здійснювати скрутку лопаті.

Визначимо залежність цього кута від поточного положення перетину лопаті r_i на всій довжині лопаті з максимальним радіусом R . Всі необхідні позначення візьмемо з рис 3.5.

$$\beta = \varphi - \alpha; \quad \varphi = \arctg \frac{v_{BK}}{v_o} = \arctg \frac{2}{3} \cdot \frac{v_B}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot n}. \quad (3.10)$$

Виразимо число обертів вітрового колеса n через швидкодію Z отримаємо:

$$Z = \frac{v_{o max}}{v_B} = \frac{2 \cdot \pi \cdot R \cdot n}{v_B}; \quad n = \frac{v_B \cdot Z}{2 \cdot \pi \cdot R}, \quad (3.11)$$

Підставивши 3.11 в 3.10, остаточно отримаємо вираз для визначення кута установки лопатей щодо площини обертання вітрового колеса:

$$\beta = \varphi - \alpha = \arctg \frac{2}{3} \cdot \frac{R}{r \cdot Z} - \alpha. \quad (3.12)$$

Вираз 3.12 показує, що, кут установки (скрутки) лопаті більше у комля, і менше на кінці лопаті, причому при ($r = R$) кут визначається тільки швидкістю вітряка.

Як приклад на рисунку 3.7 наведено приклад геометрії лопатей вітроколеса зі скруткою.



Рисунок 3.7 – Геометрія лопатей вітроколеса зі скруткою.

Другим важливим геометричним параметром лопаті є її ширина. Зміна швидкостей набігання потоку по довжині лопаті призводить до неоднакового силового впливу вітру на елементи лопаті в різних перетинах.

У попередніх параграфах ми визначили, що вітроколесо може перетворювати енергію набігаючого повітряного потоку з максимальним коефіцієнтом використання енергії вітру c_p . У цьому випадку на омивану поверхню вітрового колеса діє осьова сила напору, вираз для якої, з урахуванням рівняння (2.12), можна записати в наступному вигляді:

$$F_{\text{ВК}} = \frac{P_{\text{ВК}}}{v_{\text{ВК}}} = \frac{c_p \cdot P_{\text{В}}}{\frac{2}{3} \cdot v_{\text{В}}} = \frac{\frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_{\text{В}}^3}{\frac{2}{3} \cdot v_{\text{В}}} = \frac{4}{9} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_{\text{В}}^2. \quad (3.13)$$

Лопаті ротора повинні бути виконані таким чином, щоб будь кільцевий елемент площині омивання з середнім радіусом r і шириною Δr (рис.3.8) також відповідав умові рівняння 3.13.

Математично це запишеться в наступному вигляді:

$$\Delta F_{\text{БК}} = \frac{4}{9} \cdot \rho \cdot (2\pi \cdot r \cdot \Delta r) \cdot v_{\text{В}}^2. \quad (3.14)$$

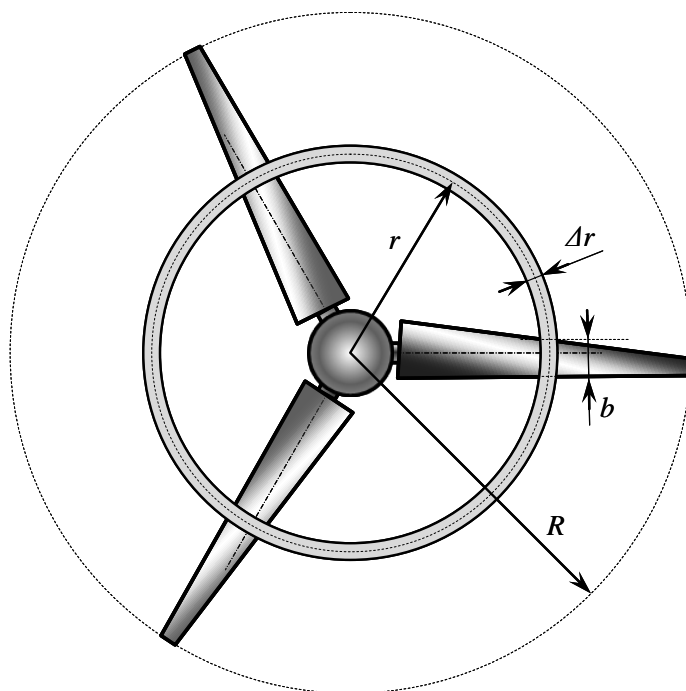


Рисунок 3.8 – Кільцевий елемент поверхні омивання вітроколеса

$$\Delta A = 2\pi \cdot r \cdot \Delta r$$

Режим оптимального відбору потужності відповідає режиму роботи площині на оптимальних кутах набігання потоку, при яких коефіцієнт лобового опору c_x значно нижче коефіцієнта підйомної сили c_y . У цьому випадку повна аеродинамічна сила F , що діє на площину, буде дорівнює підйомній силі F_y . Враховуючи, що при обертанні лопаті на неї набігає повітряний потік з результуючою швидкістю $v_{\text{НП}}$ і у відборі потужності бере участь N лопатей, то отримаємо вираз для приросту сили на кільцевому елементі сумарної площі $N \cdot b \cdot \Delta r$:

$$\Delta F_{\text{BK}} = c_y \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot N \cdot \Delta A \cdot v_{\text{HP}}^2 = c_y \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot N \cdot b \cdot \Delta r \cdot v_{\text{HP}}^2 \quad (3.15)$$

Виразимо результуючу швидкість набігаючого потоку v_{HP} в центрі елемента лопаті $b \cdot \Delta r$ через швидкість вітру v_{B} і швидкохідність вітряка Z , використовуючи для цього діаграми швидкостей на рис 3.6 і вираз 3.11.

$$v_{\text{HP}} = \frac{v_0}{\cos \varphi} = \frac{2 \cdot \pi \cdot r \cdot n}{\cos \varphi} = \frac{v_{\text{B}} \cdot Z}{\cos \varphi} \cdot \frac{r}{R} \quad (3.16)$$

При цьому рівняння 3.15 перетвориться до виду:

$$\Delta F_{\text{BK}} = c_y \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot N \cdot b \cdot \Delta r \cdot \left(\frac{v_{\text{B}} \cdot Z}{\cos \varphi} \cdot \frac{r}{R} \right)^2 \quad (3.17)$$

Прирівнюючи рівняння 3.14 і 3.17 один до одного і вирішуючи їх відносно поточної ширини лопаті b , отримаємо:

$$\begin{aligned} \frac{4}{9} \cdot \rho \cdot (2\pi \cdot r \cdot \Delta r) \cdot v_{\text{B}}^2 &= c_y \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot N \cdot b \cdot \Delta r \cdot \left(\frac{v_{\text{B}} \cdot Z}{\cos \varphi} \cdot \frac{r}{R} \right)^2 ; \\ \frac{4}{9} \cdot 2\pi &= c_y \cdot \frac{1}{2} \cdot N \cdot b \cdot \frac{Z^2}{(\cos \varphi)^2} \cdot \frac{r}{R^2} ; \\ b &= \frac{8}{9} \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot R}{c_y \cdot N \cdot Z^2} \cdot \frac{R \cdot (\cos \varphi)^2}{r} \end{aligned} \quad (3.18)$$

З рис. 3.6 видно, що кут φ визначається як сумою кута набігання потоку α і кута установки лопаті β відносно площини обертання вітрового колеса. Виконуючи скрутку лопаті вздовж її довжини, ми постійно компенсуємо кут β ($\beta = 0$) і створюємо умову, при якому кути φ

і α будуть дорівнювати один одному. З урахуванням того, що оптимальні кути набігання потоку α для великого числа профілів лежать в межах від 5° до 8° ($\cos 8^\circ = 0,99$), вираз 3.18 для визначення ширини лопаті вздовж профілю можна спростити до вигляду:

$$b_{(r)} \approx \frac{16}{9} \cdot \frac{\pi \cdot R}{c_y \cdot N \cdot Z^2} \cdot \frac{R}{r}. \quad (3.19)$$

Таке припущення справедливо для вітряків з швидкістю $Z > 3$ і за умови, що робоча поверхня лопаті, внаслідок необхідності її кріплення на ступиці, починається з відстані від осі обертання ВГУ, яка дорівнює приблизно $0,15R$.

На підставі вищевикладеного можна зробити деякі висновки:

1. Ширина лопаті b зменшується зі збільшенням відстані від осі обертання вітрового колеса і досягає свого мінімального значення на кінці лопаті.
2. Чим більше число лопатей, тим менше їх ширина b на порівнянних відстанях від центру обертання.
3. Збільшення швидкості вітрового колеса в два рази, викликає зменшення ширини лопаті b в 4 рази.

У параграфі 3.3 ми вже в загальному вигляді розглянули питання взаємодії аеродинамічного профілю з повітряним потоком і пояснили причину виникнення підйомної сили F_y і сили опору повітряному потоку F_x . У цьому розділі ми розглянемо дію цих сил за двома основними осями вітрогенераторних установок – уздовж осі обертання і в площині обертання.

На рис. 3.9 подана схема дії сил в одному з перетинів лопати вітрогенераторних установок. На перетин лопаті діє набігаючий повітряний потік зі швидкістю $v_{\text{НП}}$, який, як ми вже показали раніше на рис. 3.5, дорівнює геометричній сумі окружної швидкості v_0 і швидкості вітру в площині вітроколеса $v_{\text{ВК}}$. При цьому підйомна сила F_y спрямована перпендикулярно набігаючого потоку, сила опору F_x по лінії набігаючого потоку і разом вони створюють повну аеродинамічну силу F . Вітрове колесо обертається в площині I-I. Будемо також вважати, що елемент площі лопаті ΔA , що дорівнює добутку ширини лопаті $b(r)$ на елемент довжини лопаті Δr , утворює елементарну силу $\Delta F_{(r)}$ і лопать працює в режимі оптимального кута набігання потоку α .

Тоді, відповідно до виразів (3.8) та (3.9), рівняння для елементарних сил будуть мати наступний вигляд:

$$\Delta F_{y(r)} = c_y \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{\text{НП}}^2 \cdot b(r) \cdot \Delta r, \quad (3.20)$$

$$\Delta F_{x(r)} = c_x \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{\text{НП}}^2 \cdot b(r) \cdot \Delta r. \quad (3.21)$$

Розкладемо обидві сили уздовж осі обертання робочого колеса і в площині обертання I-I, попередньо направив позитивний напрямок площинних сил у бік обертання лопаті (тобто вниз).

В результаті отримаємо:

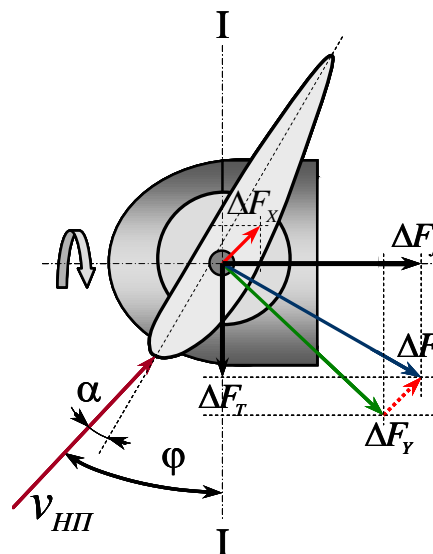


Рисунок 3.9 – Векторна діаграма сил що діють на вітрогенераторну установку

$$\begin{aligned} \Delta F_{\text{л}(r)} &= \Delta F_{y(r)} \cdot \cos\varphi + \Delta F_{x(r)} \cdot \sin\varphi = \\ &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{\text{ВП}}^2 \cdot b(r) \cdot \Delta r \cdot (c_y \cdot \cos\varphi + c_x \cdot \sin\varphi); \end{aligned} \quad (3.22)$$

$$\begin{aligned} \Delta F_{\text{т}(r)} &= \Delta F_{y(r)} \cdot \sin\varphi - \Delta F_{x(r)} \cdot \cos\varphi = \\ &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{\text{ВП}}^2 \cdot b(r) \cdot \Delta r \cdot (c_y \cdot \sin\varphi - c_x \cdot \cos\varphi). \end{aligned} \quad (3.23)$$

Відзначимо, що сила $\Delta F_{\text{л}}$ є осьовою силою і силою лобового тиску на лопать, причому осьові проекції підйомної сили F_y і сили опору F_x діють в одному напрямку, тиснуть на вітроколесо і не приймають участь у створенні крутного моменту.

Сила $\Delta F_{\text{т}}$ лежить у площині обертання вітрового колеса, є тангенціальною силою і утворює крутний момент. При цьому проекція сили опору F_x діє проти проекції підйомної сили F_y , що може зменшувати крутний момент, особливо при роботі лопатей на неоптимальних кутах установки α щодо набігаючого потоку.

Підсумувавши елементарні сили уздовж довжини лопаті і врахувавши число лопатей вітрогенератора N , отримаємо:

– повну силу лобового тиску

$$F_{\text{л}} = N \cdot \sum_{r_{\text{min}}}^R \Delta F_{\text{л}(r)}; \quad (3.24)$$

– повну тангенціальну силу

$$F_{\text{т}} = N \cdot \sum_{r_{\text{min}}}^R \Delta F_{\text{т}(r)}. \quad (3.25)$$

Аналогічним чином можна отримати вирази і для крутячих моментів, помноживши вираження 3.22 та 3.23 на поточний радіус r розташування елемента лопаті вздовж її довжини:

$$\Delta M_{л(r)} = \Delta F_{л(r)} \cdot r = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{\text{ВП}}^2 \cdot b(r) \cdot \Delta r \cdot r \cdot (c_y \cdot \cos \varphi + c_x \cdot \sin \varphi);$$

$$M_{л} = N \cdot \sum_{r_{\text{min}}}^R \Delta M_{л(r)}; \quad (3.26)$$

$$\Delta M_{т(r)} = \Delta F_{т(r)} \cdot r = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{\text{ВП}}^2 \cdot b(r) \cdot \Delta r \cdot r \cdot (c_y \cdot \sin \varphi - c_x \cdot \cos \varphi);$$

$$M_{т} = N \cdot \sum_{r_{\text{min}}}^R \Delta M_{т(r)}. \quad (3.27)$$

Знаючи кутову швидкість обертання вітрового колеса $\Omega_{\text{ВК}}$, можна визначити механічну потужність $P_{\text{мех}}$, яку вітрове колесо передає валу редуктора (якщо такий є) або безпосередньо валу генератора ВГУ.

$$P_{\text{мех}} = (M_{т} - M_{\text{тер}}) \cdot \Omega_{\text{ВК}}, \quad (3.28)$$

де $M_{\text{тер}}$ – механічні втрати на тертя в підшипниках маточини вітрового колеса.

3.5 Перетворення енергії вітру вертикально-осьовими вітродвигунами

Вітроустановки вертикально-осьового типу, у яких вісь обертання ротора перпендикулярна вектору швидкості набігаючого потоку, поширені значно менше, ніж горизонтально-осьові вітроустановки. Вітродвигуни вертикально-осьових вітроустановок за принципом дії умовно можна розділити на дві групи.

До *першої групи* відносяться вітродвигуни, обертання яких виникає внаслідок відмінності опору лопатей при їх русі за вітром і проти вітру. Такими вітродвигунами є ротор Савоніуса, ротор з екраном

або шарнірно закріпленими лопатями (вітродвигуни карусельного типу). Вітродвигуни, що використовують різні опори лопатей, є тихохідними, оптимальна швидкість кінця лопаті складає приблизно $1/3$ швидкості вітру, вони мають зазвичай низький коефіцієнт використання енергії вітру. Використання таких вітродвигунів не позбавлене ряду серйозних недоліків, застосування їх, наприклад, для отримання електроенергії, вимагає важкого механічного і електричного устаткування для вітроустановки.

До другої групи вітродвигунів з вертикальною віссю обертання відносяться різні ротори типу Дар'є (з прямими, похилими і зігнутими лопатями), а також вітродвигуни з періодично змінюваним кутом установки лопатей. Момент, що обертає, на такому роторі створюють аеродинамічні сили, що виникають при обтіканні повітряним потоком крилового профілю.

Вітродвигуни цього типу мають високу швидкохідність (лопаті рухаються в 2-4 рази швидше за вітер), що є істотною перевагою при використанні ВЕУ для вироблення електроенергії. Мають низьке значення коефіцієнта затінювання ($< 0,3$) і досить високий коефіцієнт використання енергії вітру. Як відзначалося раніше, істотним недоліком є те, що на необертальному роторі Дар'є момент зрушування практично дорівнює нулю, що вимагає наявності спеціальних систем запуску.

В той же час конкурувати з кращими на сьогодні горизонтально-осьовими роторами можуть лише ротори Дар'є. Вони порівняно прості за конструкцією, не вимагають додаткових механізмів орієнтації на вітер і обмеження потужності, що розвивається, при швидкостях, що перевищують розрахункові. Крім того, при використанні таких ВЕУ для роботи в енергосистемах простіше вирішується завдання створення машин мегаватного класу.

Аеродинаміка вітродвигунів карусельного типу

Визначимо, яку частину енергії вітрового потоку може перетворити в корисну роботу поверхня, поставлена перпендикулярно на-

пряму вітру. На перший погляд здається, що таке положення поверхні по відношенню до вітру є найвигіднішим, так як за цієї умови тиск на поверхні досягає максимального значення. Проте слід взяти до уваги, що окрім сили тиску, є ще і швидкість переміщення цієї поверхні під дією сили вітрового потоку. Насправді, потужність обумовлюється добутком сили на швидкість. Звідси витікає, що одну і ту ж роботу можна отримати або за рахунок великої сили, але при малій швидкості переміщення робочої поверхні, або, навпаки, за рахунок малої сили і, отже, малій поверхні, але при відповідно до збільшеної швидкості її переміщення.

Припустимо, є поверхня A , перпендикулярна до напрямку вітру. Під дією сили F_x вона переміщатиметься (пересуватиметься) в його напрямі з деякою швидкістю u (рис. 3.10).

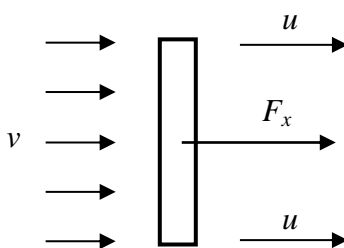


Рисунок 3.10 – Схема дії сили вітрового потоку на поверхню, що розміщена перпендикулярно до його направлення

Потужність сили F_x буде дорівнювати

$$P = F_x u, \quad (3.29)$$

де сила

$$F_x = c_x \rho A (v - u)^2. \quad (3.30)$$

Вітер набігає на поверхню з відносною швидкістю, рівною

$$w = v - u; \quad (3.31)$$

$$P = c_x \rho A (v - u)^2 u. \quad (3.32)$$

Це і є робота вітру за 1 с на поверхні, яка переміщається силою опору, або потужність, що розвивається поверхнею, що рухається.

Визначимо максимальний коефіцієнт використання енергії вітру:

$$c_p = \frac{c_x \rho A (v-u)^2 u}{\rho A \frac{v^3}{2}} = 2c_x (v-u)^2 \frac{u}{v^3}.$$

Після перетворення отримаємо

$$c_p = 2c_x \left(1 - \frac{u}{v}\right)^2 \frac{u}{v}. \quad (3.33)$$

З рівняння (3.33) видно, що ця величина залежить від швидкості переміщення поверхні у напрямі вітру.

Рівняння (3.33) запишемо у вигляді

$$\frac{c_p}{c_x} = 2 \left(1 - \frac{u}{v}\right)^2 \frac{u}{v}. \quad (3.34)$$

Дослідивши рівняння (3.34) на екстремум, отримаємо, що максимальне значення $\frac{c_p}{c_x} = 0,296$ виходить, коли швидкість переміщення поверхні складає $1/3$ швидкості вітру, тобто коли $u = 0,333v$. Коефіцієнт c_x для поверхонь, поставлених перпендикулярно потоку вітру, дорівнює близько 0,65. Отже

$$c_{p_{max}} = 0,296 \cdot 0,65 = 0,192,$$

тобто максимальний коефіцієнт використання енергії вітру при роботі поверхні силою опору не може бути більший 0,192.

На практиці цей коефіцієнт менший. Завдяки тому, що робочі лопаті ротора переміщуються у напрямі повітряного потоку, вітрове навантаження діє не одночасно на усі лопаті, а по черзі.

Лопаті, що обертаються за напрямом вітру, зазнають тиску, що дорівнює

$$F = \frac{c\rho A(v-u)^2}{2}, \quad (3.35)$$

де $c = \sqrt{c_x^2 + c_y^2}$.

Лопаті протилежної сторони ротора випробовують опір руху, дорівнює

$$F_{\text{оп}} = \frac{c_x\rho Au^2}{2}, \quad (3.36)$$

якщо ці лопаті прикрити ширмою, і, якщо вони йдуть ребром до вітру, дорівнює

$$F'_{\text{оп}} = \frac{c'_x\rho A_p(v+u)^2}{2}, \quad (3.37)$$

де A_p – бокова поверхня опору ребер; c'_x – коефіцієнт сили опору ребер.

Підсумовування моментів, що діють у напрямі обертання ротора, і сил опору, що діють у зворотний бік, дає в результаті незначний ефект. Таким чином, коефіцієнт використання енергії вітру c_p є дуже низьким і за найсприятливіших умов не перевищує 0,1.

Обертання ротора у напрямі вітру є причиною іншого негативного чинника – тихохідності. Результат експериментальних досліджень показує, що швидкохідність карусельних вітродвигунів не перевищує 0,5.

Аеродинаміка вітродвигуна системи Савоніуса

У вітродвигунах системи Савоніуса, хоча ротор також обертається в горизонтальній площині, протікання потоку через обмахувану поверхню, відбувається абсолютно інакше, ніж у карусельних вітродвигунів.

Потік вітру, спрямовуючись, як показано на рис. 3.11, скочає по опуклій поверхні A і діє повною силою F на зігнуту поверхню B , огинає її, створюючи цим додаткову силу F , що обертає ротор. Опорів, які мають місце у карусельних вітродвигунах, в даному випадку немає,

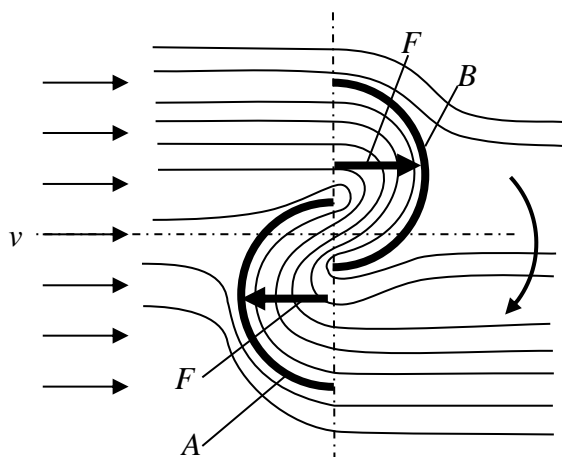


Рисунок 3.11 – Схема руху повітряного потоку у роторі Савоніуса

тому коефіцієнт використання енергії вітру c_p ротора Савоніуса приблизно в два рази вищий, ніж у карусельних вітродвигунів.

Ротор Савоніуса придатний для невеликих потужностей (менше 0,7 кВт в одному агрегаті при швидкості вітру 8 м/с).

Аеродинаміка вітродвигуна з прямими профільованими лопатями

Однією з істотних особливостей роботи лопатей вертикально-осьового ротора з прямими профільованими лопатями в повітряному потоці (рис. 3.12) є безперервна зміна кутів атаки, величини і напрямів, що діють на лопаті аеродинамічних сил по усій трасі колового руху.

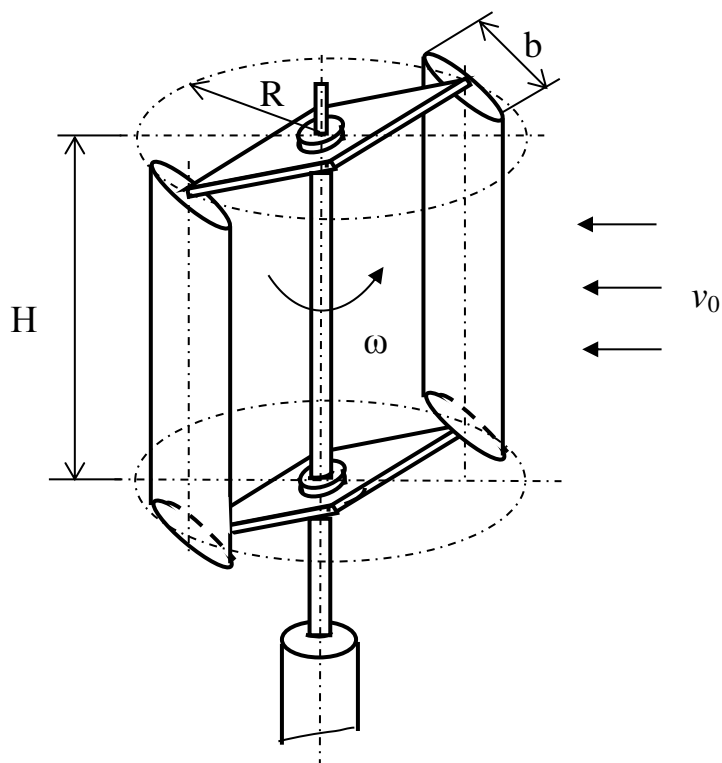


Рисунок 3.12 – Схема вертикально-осьового ротора з профільованими лопатями

Характер зміни кутів атаки лопаті при її русі по коловій траєкторії зручно проаналізувати з використанням трикутників швидкостей. Вважатимемо кутом установки лопаті кут φ між хордою лопаті і дотичної до кола радіусу R ротора, приймаючи його позитивним при повороті носика профілю всередину кола (рис. 3.13).

Відносну швидкість \vec{w} натікання повітряного середовища на лопать визначимо як

$$\vec{w} = \vec{v} - \vec{\omega}R,$$

а кут атаки

$$\alpha = \psi \pm \varphi,$$

де $\vec{v} = \vec{v}_0$ – швидкість вітрового потоку, що натікає на лопать; ω – частота обертання ротора; ψ – кут між векторами \vec{w} та $-\vec{\omega}R$.

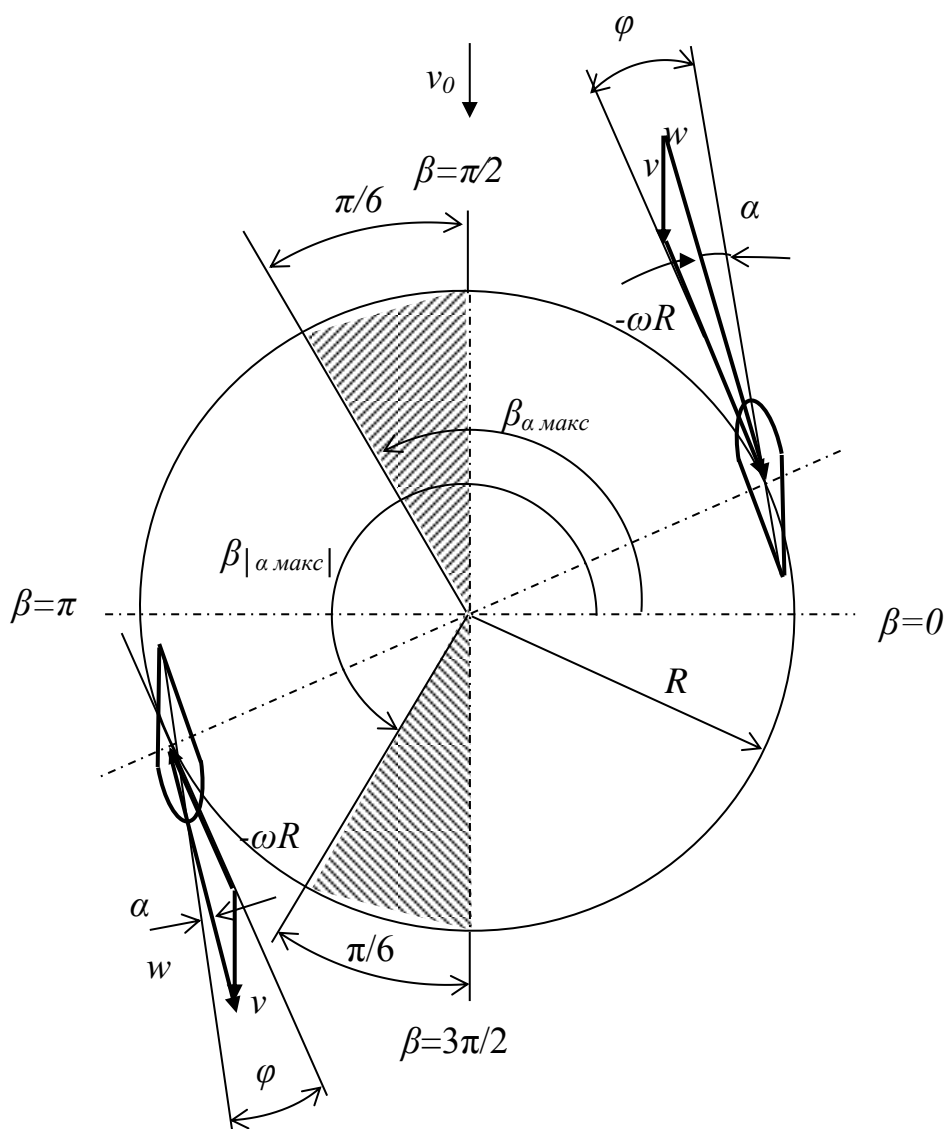


Рисунок 3.13 – Схема колової траси ротора

При нульовому куті установки лопаті $\varphi = 0$ кут атаки $\alpha = \psi$. Азимутний кут β визначає положення лопаті на трасі колового руху в конкретний момент часу. Кут атаки на навітряній стороні ($0 \leq \beta \leq \pi$) змінюється від $\alpha = 0$ при азимутному куті $\beta = 0$ до значення $\alpha = 0$ при $\beta = \pi$, досягає свого максимально позитивного значення в другій чверті $\frac{\pi}{2} \leq \beta \leq \pi$ при азимутних кутах, тобто у секторі розмаху $\frac{\pi}{6}$ з центральним кутом $\frac{2\pi}{3} \leq \beta \leq \frac{\pi}{2}$.

На навітряній стороні ($\pi \leq \beta \leq 2\pi$) від'ємний кут атаки змінюється у тих же межах, що і на навітряній стороні, досягаючи в третій чверті ($\pi \leq \beta \leq \frac{3\pi}{2}$) свого найбільшого (за модулем) значення на азимутних кутах

$$\beta_{\text{смакс}} = \frac{3\pi}{2} - \arcsin\left(\frac{1}{z}\right),$$

тобто у секторі такого ж розмаху $\frac{\pi}{6}$ з центральним кутом $\frac{4\pi}{3} \leq \beta \leq \frac{3\pi}{2}$.

Практично з урахуванням гальмування вітрового потоку при взаємодії з ротором і для реальних швидкохідностей вказані сектори звужаються, причому більшою мірою для підвітряної сторони, проте залишаються у вказаних чвертях. Чим вище швидкохідність ротора, тим вужчий діапазон робочих кутів атаки, стабільніша картина обтікання лопатей і динаміка силового навантаження окремих елементів і ротора вітроагрегата в цілому.

Значення кута атаки в залежності від кутового положення лопаті визначається виразом

$$\alpha = \arccos\left[\frac{Z + \cos\beta}{\sqrt{Z^2 + 2Z\cos\beta + 1}}\right], \quad (3.38)$$

де Z – коефіцієнт швидкохідності; β – азимутний кут.

Як впливає з представленої залежності, кут атаки при цьому трохи змінюється тільки при русі з високим коефіцієнтом швидкохідності. Подібні зміни призводять до коливань відносної швидкості набігання потоку w , величина якої залежить від кутового положення лопаті таким чином:

$$w = v \sqrt{Z^2 + 2Z \cos \beta + 1}^{0,5}. \quad (3.39)$$

Зміна кута атаки і відносної швидкості набігання потоку на лопаті призводить до появи додаткових обертових моментів і згинальних навантажень.

Потужність вітроагрегата з прямими профільованими лопатями можна визначити по відомій формулі:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_0 c_p v^3 \eta. \quad (3.40)$$

Площа обмахуваної поверхні

$$A_0 = 2HR,$$

де H – висота лопаті; R – радіус траєкторії її руху.

Формулою (3.40) можна користуватися тільки при орієнтовному співвідношенні $\frac{R}{H} < 2,5$. При великих співвідношеннях потужність визначають за значенням тангенціальної тягової сили, яка визначається в кожній точці траєкторії руху однієї лопаті за законом аеродинаміки залежно від швидкості обдування лопаті при русі в потоці вітру.

3.6 Швидкохідність

Це поняття визначає ефективність роботи вітроколеса. Розглянемо два крайні режиму, неефективність яких зрозуміла на якісному рівні. Перший, коли лопаті вітроколеса розташовані так часто або вітроколесо обертається так швидко, що кожна лопать обертається в турбулізованім потоці, збуреному попередніми лопатями. В результаті вітроколесо "перемелює" повітря і віддача від нього мінімальна. Дру-

гий крайній випадок, коли лопаті розташовані так рідко, або колесо обертається так повільно, що значна частина потоку проходить через поперечний переріз вітроколеса не взаємодіючи з тією його лопатями. Звідси випливає, що для досягнення максимальної ефективності, частота обертання вітроколеса що має певну кількість лопатей, повинна якось відповідати швидкості вітру. Розглянемо співвідношення визначають цю відповідність.

Ефективність роботи вітроколеса, отже, визначається співвідношенням двох характерних проміжків часу:

Δt_{Π} – за яке лопать переміщається на відстань, рівну відстані між лопатями;

$\Delta t_{\text{В}}$ – за яке створюване лопатями збурення повітряного потоку переміститься на відстань, яка дорівнює його довжині.

Проміжок часу $\Delta t_{\text{В}}$ залежить від розміру і профілю лопатей і змінюється обернено пропорційно швидкості вітру.

Проміжок часу Δt_{Π} для N -лопатевого вітроколеса, що обертається з кутовою швидкістю ω , дорівнює:

$$\Delta t_{\Pi} \approx \frac{2\pi}{N\omega}. \quad (3.41)$$

Кутова швидкість обчислюється за формулою

$$\omega = \frac{2\pi n}{60}, \quad (3.42)$$

де n – швидкість обертання вітроколеса, об/хв.

Проміжок часу існування в площині вітроколеса створюваного лопаттю збурення приблизно дорівнює:

$$\Delta t_{\text{В}} \approx \frac{d}{v_0}, \quad (3.43)$$

де: v_0 – швидкість набігаючого потоку повітря; d – характерна довжина збуреної лопаттю області повітряного потоку. Очевидно, що ефективність використання енергії повітряного потоку буде максимальною, якщо $\Delta t_B = \Delta t_{II}$, або враховуючи (3.41) та (3.43) маємо:

$$\frac{2\pi}{N\omega} = \frac{d}{v_0}, \text{ або } \frac{N\omega}{v_0} = \frac{2\pi}{d}. \quad (3.44)$$

Коефіцієнт швидкохідності дорівнює відношенню швидкості кінця лопаті до швидкості вітру, або:

$$Z = \frac{R\omega}{v_0}. \quad (3.45)$$

Домножимо обидві частини (3.39) на радіус вітроколеса R отримуємо умову, що визначає максимальну ефективність його роботи

$$\frac{N\omega R}{v_0} = \frac{2\pi R}{d};$$

або

$$\frac{\omega R}{v_0} = \frac{2\pi R}{dN}.$$

З врахуванням (3.45) маємо

$$Z = \frac{2\pi R}{dN}. \quad (3.46)$$

Довжину збуреної лопаттю області можна уявити яка від радіуса вітроколеса, висловивши цю залежність коефіцієнтом " k ", $d \approx kR$. Тоді формула оптимальної швидкохідності дорівнює:

$$Z_o = \frac{2\pi}{kN}. \quad (3.47)$$

З практики відомо, що $k = \frac{1}{2}$. Тоді оптимальна швидкохідність дорівнює:

$$Z_o = \frac{4\pi}{N}. \quad (3.48)$$

Вирази (3.47) і (3.48) в силу наближень не зовсім суворі, однак вони дають хорошу орієнтування для вибору швидкості обертання вітроколеса.

На рис. 3.14 представлені залежності коефіцієнта використання енергії вітру c_p від швидкохідності вітроколеса Z , для різних вітроколес.

Умовою максимально можливого "знімання" енергії вітру є підтримання c_p в зоні найбільшого значення, тобто необхідно забезпечити більш-менш постійним значення швидкохідності. Згідно (3.45) при зменшенні швидкості вітру (v_0) необхідно знизити число оборотів вітроколеса (ω) і навпаки. Ось чому в більшості сучасних вітрогенераторів віддають перевагу вітроколесам зі змінною швидкістю обертання в досить широкому діапазоні.

Так ВЕУ Enercon E82 (потужність 2000 кВт, діаметр ротора 82 м) діапазон швидкості обертання вітроколеса становить 6...19,9 м/с, тобто максимум більше мінімуму в 3 з гаком рази, а Enercon E112 (потужність – 4500 кВт, діаметр ротора – 114 м) діапазон швидкості обертання вітроколеса склав: 8...13 м/с.

До речі кажучи умова сталості швидкохідності в конкретних конструкціях ВЕУ здійснюється за допомогою підтримки сталості кута φ , рівного сумі кутів: кута атаки (α) і кута установки лопаті (кут заклинювання) – γ . Кут атаки – це кут між вектором швидкості вітру щодо лопаті і хордою перерізу лопаті. А кут установки лопаті – кут між хордою перерізу лопаті і вектором, перпендикулярним вектору швидкості в площині вітроколеса. Поряд з критерієм Бетца-Жуковського, Глауертом досліджено ідеальний пропелер і виведена

залежність між максимальним значенням c_p і швидкістю, представлена на рис. 3.14. Представлені на цьому рисунку залежності дозволяють досить однозначно судити про можливість вітроколів різних конструкцій у використанні енергії вітру.

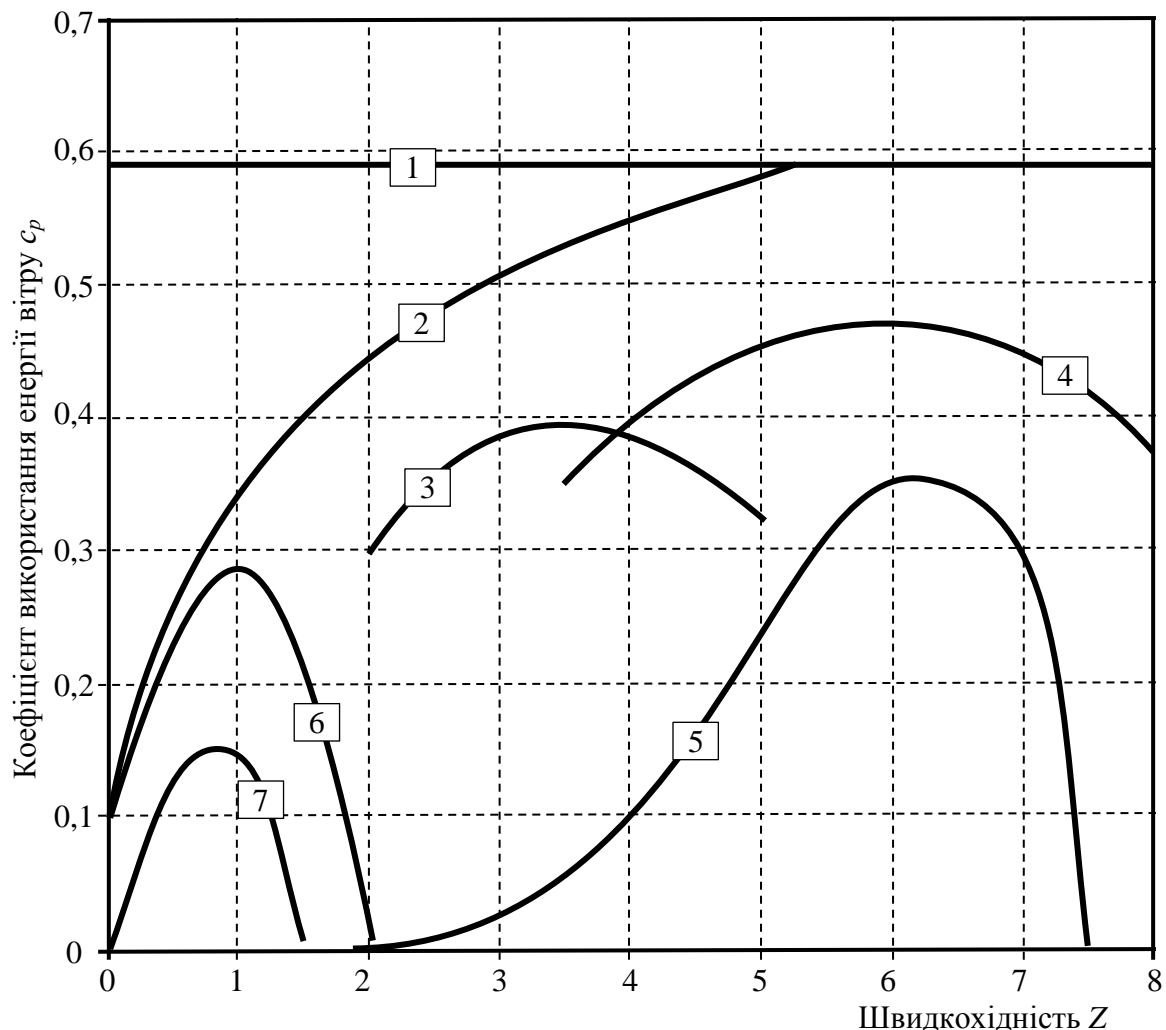


Рисунок 3.14 – Залежність коефіцієнта використання енергії вітру від швидкості:

- 1 – Критерій Бетца-Жуковського; 2 – Критерій Глаурта (ідеальний пропелер);
- 3 – трилопатеве вітроколесо; 4 – дволопатеве вітроколесо;
- 5 – вітроустановки з роторами типу Дар'є і Масгроуа;
- 6 – багатолопасне вітроколесо; 7 – вітроустановки з ротором типу Савоніуса

Так вертикально-осьові вітроустановки типу Савоніуса мають максимальне значення $c_p = 15\%$, що в 4 рази менше критерію Бетца-

Жуковського. З рис. 3.14 $c_{p_{max}}$ трилопатевого вітроколеса не перевищує 40%. Однак c_p сучасних 3-х лопатевих вітроколес на практиці вже досягло 45%. Це вказує на відносність максимальних значень зазначених на рис. 3.12, отриманих при істотних спрощеннях процесів.

Швидкохідність вітроколеса є найважливішим його параметром, що визначає основні конструктивні рішення по вітроустановці. Вона залежить від трьох основних величин: діаметра вітроколеса, швидкості обертання вітроколеса і швидкості вітру.

Міркування щодо ефективності використання енергії вітру працюють в діапазоні збільшення швидкості вітру від стартової до номінальної. При перевищенні швидкості вітру номінального значення починає діяти фактор обмеження потужності і вітроколесо примусово вводиться в режим зниження c_p . Характеристика ВЕУ представляється у вигляді прямої, паралельної осі абсцис, тобто потужність ВЕУ залишається постійною, хоча швидкість вітру збільшується

3.7 Характеристики вітродвигунів вітроенергетичної установки

Аеродинамічні характеристики вітродвигунів.

Дослідження аеродинамічних якостей ротора тієї або іншої системи робляться досвідченим шляхом або в аеродинамічній трубі, або в природних умовах на башті, обладнаній спеціальними вимірювальними приладами.

На підставі експериментальних даних будують характеристики ротора, залежно від його швидкохідності, для коефіцієнта використання енергії вітру, обертового моменту і лобового тиску. Ці характеристики будуються у відносних (безрозмірних) величинах, їх називають універсальними характеристиками і вони дають можливість порівнювати різні типи роторів. Універсальні характеристики є графіками

$$c_p = f(Z, \varphi), \quad \bar{M} = f(Z, \varphi), \quad \bar{B} = f(Z, \varphi).$$

У цих характеристиках абсцисою є швидкохідність з урахуванням кута установки лопаті. На осі ординат відкладається коефіцієнт використання енергії вітру c_p ; відносний обертовий момент \bar{M} ; відносний коефіцієнт лобового тиску на лопаті \bar{B} . Характеристики будують для різних кутів установки лопаті.

Відносне значення коефіцієнта використання енергії вітру визначається виразом

$$c_p = \bar{M} \cdot Z, \quad (3.49)$$

відносний обертовий момент визначається за допомогою рівняння

$$\bar{M} = \frac{M}{\pi R_p^3 \rho \frac{v^2}{2}}, \quad (3.50)$$

і відносний коефіцієнт лобового тиску визначається за допомогою рівняння

$$\bar{B} = \frac{F_l}{\pi R_p^2 \rho \frac{v^2}{2}}, \quad (3.51)$$

де M – обертовий момент, визначений експериментально; R_p – радіус ротора; F_l – лобовий тиск, визначений експериментально.

Вид безрозмірних характеристик представлений на рис. 3.15.

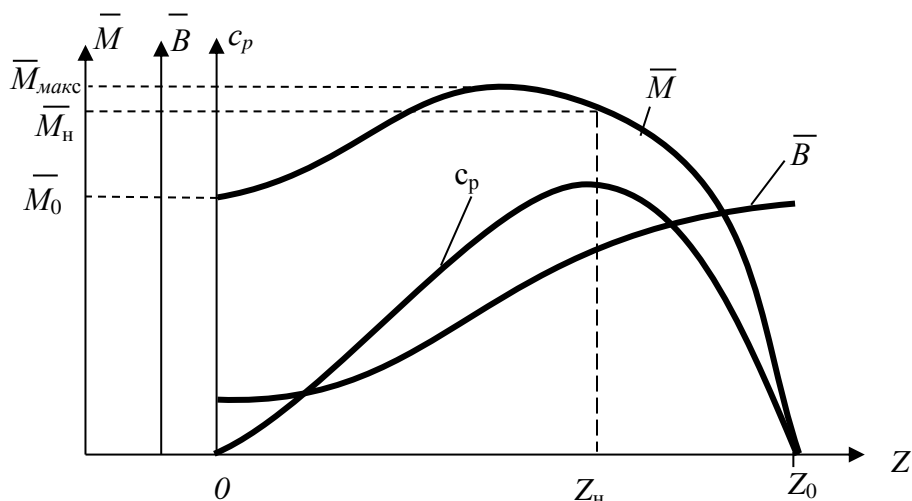


Рисунок 3.15 – Основні безрозмірні характеристики вітродвигуна

Основними величинами, що характеризують аеродинамічні властивості ротора, є:

\bar{M}_{\max} – максимальний обертовий момент, що розвиває ротор;

\bar{M}_H – обертовий момент, що розвиває ротор при нормальній його швидкохідності;

\bar{M}_0 – початковий момент або момент зрушення з місця, коли $Z=0$;

Z_0 – число швидкохідності, при якому $\bar{M}=0$ визначається точкою перетину характеристики моментів з горизонтальною віссю і називається синхронним модулем;

Z_H – величина швидкохідності, при якій коефіцієнт використання енергії вітру максимальний.

Дослідження і досвід експлуатації ВЕУ показали наступне:

1. Число лопатей ротора мало впливає на коефіцієнт використання енергії вітру. Так, для дволопатевого роторів $c_p = 0,44$, а для шестилопатевого роторів $c_p = 0,47$.

2. Найсильніше відбивається зміна числа лопатей на швидкохідності. Наприклад, шестилопатевого ротор має $c_{p_{\max}}$ при $Z = 2,7$, тоді як дволопатевого ротор має $Z = 5$, тобто майже в два рази більшу.

3. Число лопатей ротора сильно впливає на зрушуваний момент. Наприклад, шестилопатевий ротор при зрушуванні має початковий обертовий момент $\bar{M}_0 = 0,067$, а дволопатевий – $\bar{M}_0 = 0,01$, тобто у 6,7 рази менше.

4. Лобовий тиск багатолопатевого вітродвигуна при зрушуванні ротора значно вище, ніж при роботі; у швидкохідних двигунів навпаки: лобовий тиск при зрушуванні незначний, а при роботі досягає максимуму і потім, зі зростанням числа оборотів знижується вельми незначно.

Робочі характеристики вітродвигуна

Основними характеристиками вітроагрегата є момент, що розвивається ним, потужність і частота обертання. Найбільш поширені потужнісні характеристики типу $P = f(v)$, характеристики лобового тиску $F_{\text{л}} = f(v)$, моментні характеристики $M = f(n)$, $M = f(v)$.

При побудові робочих характеристик користуються наступними формулами:

– діючий момент на валу ротора,

$$M = \bar{M} \pi R_p^3 \rho \frac{v^2}{2}; \quad (3.52)$$

- потужність, що розвивається ротором,

$$P_p = M\omega = \bar{M} \pi R_p^3 \frac{\rho v^2}{2} \omega = \bar{M} \pi R_p^2 \rho \frac{v^3}{2} Z; \quad (3.53)$$

- лобовий тиск на лопаті ротора

$$F_{\text{л}} = \bar{B} \pi R_p^2 \rho \frac{v^2}{2}. \quad (3.54)$$

Значення \bar{M} і \bar{B} приймаються за узагальненими характеристиками з урахуванням кута установки лопаті φ .

3.8 Ефективність використання вітроколесом енергії вітру

Вибір характеристик вітроколеса для вітроустановки в конкретних вітрових умовах визначається тими цілями, що перед нею ставляться. Зазвичай керуються однією з двох основних вимог:

1) максимізувати виробництво енергії за рік, щоб, наприклад, зменшити споживання палива тепловими електростанціями єдиної енергосистеми, або

2) забезпечити виробництво певного мінімуму енергії навіть при слабкому вітрі, щоб, наприклад, зберегти працездатність насосів системи водопостачання. Крім того, при виборі характеристик вітроколеса слід враховувати характеристики агрегатів-генераторів, насосів і т. д., з якими вони безпосередньо стикаються.

Енергією, переданою вітровим потоком вітроустановці, є енергія на валу вітроколеса. Нехай E – енергія потоку, передана вітроколесу за час T , а E_u – частина цієї енергії, передана вітровим потоком зі швидкістю u в одиничному швидкісному інтервалі. Тоді

$$E = \int_{u=0}^{\infty} E_u du = \int_{u=0}^{\infty} \left[\frac{1}{2} \rho u^3 c_p (\Phi_u T) \right] du. \quad (3.55)$$

Якщо щільність повітря вважати постійною, то середня потужність на валу вітроколеса

$$P = \frac{E}{T} = \frac{\rho}{2} \int_{u=0}^{\infty} \Phi_u u^3 c_p du. \quad (3.56)$$

Щоб обчислити значення цього інтеграла, потрібно знати залежність коефіцієнту c_p від швидкості набігаючого потоку. Для цього розіб'ємо увесь швидкісний діапазон на чотири характерні ділянки:

1. Швидкість вітру менше швидкості, при якій вітроустановка включається. У цьому діапазоні

$$E_u = 0. \quad (3.57)$$

2. Швидкість вітру більше номінальної швидкості u_R , тут

$$E_u = \Phi_{u>u_R} P_R T, \quad (3.58)$$

де P_R – розрахункова (проектна) вихідна потужність.

3. Швидкість вітру більше швидкості, при якій вітроустановка відключається, тоді

$$E_u = 0. \quad (3.59)$$

4. Швидкість вітру – в інтервалі $u_{ci} - u_R$. Вихідна потужність в цьому діапазоні залежить від швидкості вітру і типу вітроколеса. Для більшості вітроустановок ця залежність має вигляд

$$P \approx a u_0^3 - b P_R, \quad (3.60)$$

де a і b – константи, визначувані з умов:

– у момент включення вітроустановки $P = 0$, тому

$$u_{ci}^3 = b P_R / a,$$

– при розрахунковій швидкості $P = P_R$ звідки

$$u_R^3 = \frac{(1+b)}{a} P_R,$$

звідси слідує

$$\left(\frac{u_{ci}}{u_R}\right)^3 = \frac{b}{1+b}. \quad (3.61)$$

Таким чином, коефіцієнти a і b можна виразити через параметри u_{ci} , u_R і P_R .

У роботі вітроустановки можна виділити два граничні режими:

– режим з постійним коефіцієнтом швидкохідності Z і, отже, з постійним коефіцієнтом використання енергії вітру c_p ;

– режим з постійною частотою обертання вітроколеса і, отже, зі змінним коефіцієнтом c_p .

Регламентовані швидкості вітру.

При виборі і розрахунку вітроагрегату потрібно в якості початкових даних обґрунтування ряду значень швидкості вітру:

– мінімальна швидкість вітру v_{min} – найменша швидкість, при якій можлива робота агрегату і при якій він запускається в роботу. Для великих агрегатів призначається в межах 4-6 м/с;

– розрахункова швидкість вітру v_p найменша швидкість, при якій вітроагрегат здатний видавати номінальну потужність. Заниження v_p веде до невиправданих втрат вироблення енергії, оскільки при швидкостях $v > v_p$ потужність ВЕУ або залишається рівною номінальною або (при неповоротних лопатях) знижується;

– максимальна швидкість вітру v_{max} – це швидкість, при перевищенні якої ВЕУ виводиться з роботи. Зазвичай v_{max} не перевершує 25-30 м/с, оскільки тривалість більш високих швидкостей зазвичай невелика і зупинка ВЕУ не призводить до помітних втрат у виробленні електроенергії;

– гранично допустима швидкість $v_{гран}$, яку установка в неробочому положенні повинна витримати без ушкоджень. Залежно від регіону розміщення вона повинна прийматися в межах 50-70 м/с.

Завищення v_p призводить до невиправданого дорожчання агрегату, оскільки зі збільшенням v_p зростає розрахункове навантаження на лопаті і збільшується вага всіх конструкції ВЕУ. Вибір v_p повинен робитися на підставі техніко-економічного розрахунку. Для різних розрахункових швидкостей вітру, на основі інтегральних кривих розподілу вітру для цієї місцевості, визначається втрачене вироблення електроенергії за рахунок обмеження потужності генератора, а також вартість втраченої електроенергії. При збільшенні швидкості вітру вище за значення v_p обмеження потужності горизонтально-осьового ротора здійснюється розворотом лопатей або частковим виведенням осі ротора з-під вітру.

Для перетворення енергії вітрового потоку принципово можлива експлуатація ВЕУ в наступних основних режимах роботи вітродвигуна: фіксованої кутової частоти обертання і змінюваної кутової частоти обертання. Перший характеризується тим, що вал вітродвигуна повинен обертатися з фіксованою або близькою до неї швидкістю в широкому діапазоні зміни робочих швидкостей вітрового потоку. Швидкісна характеристика такого режиму представлена на рис.3.16, *a*.

Інтервал швидкостей вітрового потоку (початковою фіксованою $v_{п.ф.}$ і максимальною фіксованою $v_{max.ф.}$) є робочим діапазоном ВЕУ. При цьому швидкість $v_{п.ф.}$ є тією мінімальною швидкістю потоку, при якій можлива фіксація необхідної розрахункової кутової частоти обертання валу вітродвигуна.

При постійній частоті обертання вітродвигуна коефіцієнт швидкодійності Z змінюється обернено пропорційно до швидкості вітрового потоку. При цьому його коливання призводять до зміни коефіцієнта використання енергії вітру. В результаті його максимум забезпечується тільки в двох точках швидкісної характеристики, причому одна з них лежить поза робочою її частиною. Тому робота ВЕУ в режимі фіксованої частоти обертання вітродвигуна протікає в основному при

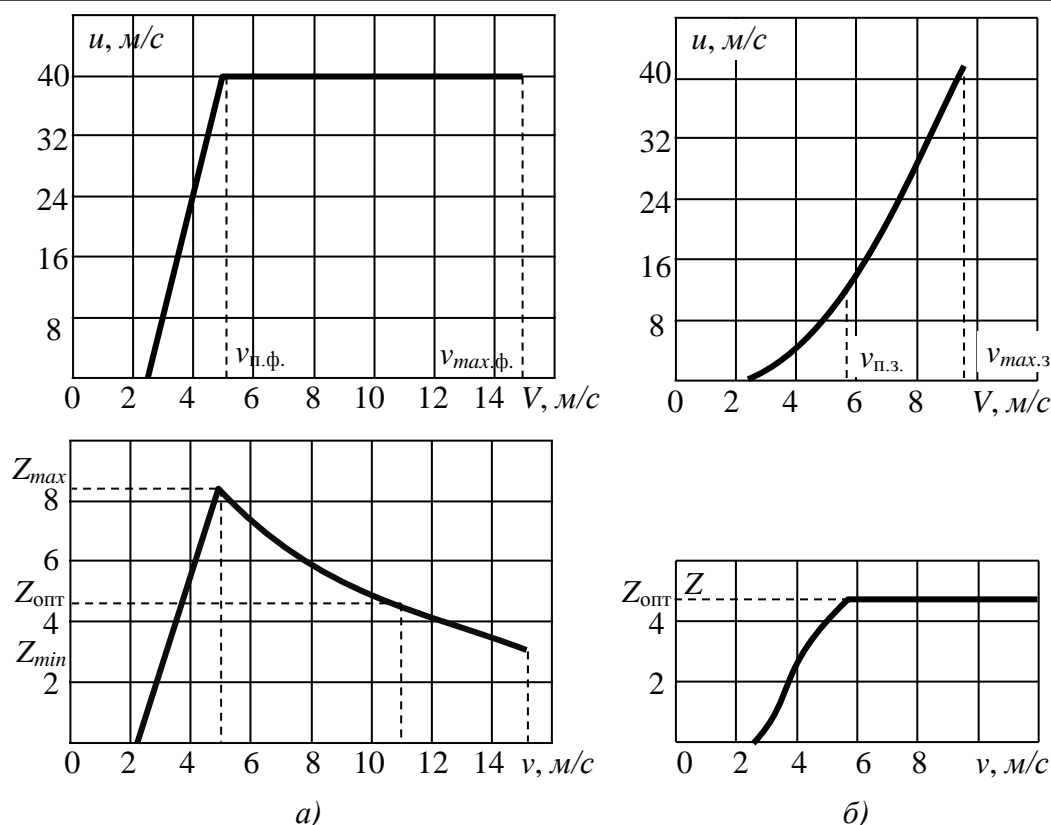


Рисунок 3.16 – Швидкісні характеристики режимів:
а – з фіксованої частоти обертання ротора;
б – з частотою обертання ротора, що змінюється

значеннях коефіцієнта використання енергії вітру, менше максимального. Початок інтервалу робочих швидкостей вітрового потоку в цьому режимі відмічений відносно високими значеннями коефіцієнта швидкохідності і низьким коефіцієнтом використання енергії вітру.

Робота ВЕУ в режимі змінюваної частоти обертання вітродвигуна (рис. 3.16, б) характеризується постійними значеннями коефіцієнта швидкохідності і коефіцієнта використання енергії вітру в робочому діапазоні швидкостей вітрового потоку. Для забезпечення такого режиму роботи необхідно, щоб лінійна частота обертання вітродвигуна змінювалася прямо пропорціональна зміні швидкості вітрового потоку. Таким чином, режим змінюваної частоти обертання вітродвигуна при постійному і оптимальному коефіцієнті швидкохідності повинен забезпечувати більш високу ефективність перетворення енергії вітрового потоку в інтервалі робочих швидкостей (змінюваної початкової $v_{з.поч.}$ і змінюваної номінальної $v_{з.ном.}$). В результаті цього має місце і

більш висока механічна потужність, що розвивається вітродвигуном, в порівнянні з режимами фіксованої частоти обертання вітродвигуна, як при високих, так і при низьких швидкостях вітрового потоку. Проте зміна частоти обертання вітродвигуна в широких межах обмежується питаннями забезпечення механічної стійкості лопатей. Тому робота ВЕУ в режимі змінюваної частоти обертання можлива тільки при малій її потужності.

До *технічних показників ефективності використання вітроелектричних* установок відносяться:

- об'єм річного вироблення електроенергії;
- число годин роботи за рік;
- об'єм вироблення електроенергії за рік при швидкостях вітру менше номінального значення;
- число годин роботи за рік при швидкостях вітру менше номінального значення;
- об'єм вироблення електроенергії за рік при швидкостях вітру більше номінального значення;
- число годин роботи за рік при швидкостях вітру більше номінального значення;
- число годин простою за рік;
- число годин використання номінальної потужності за рік;
- коефіцієнт використання номінальної потужності за рік.

Основні параметри ВЕУ:

Розмір ВЕУ – зазвичай вказується діаметр віротурбіни. Обмахована площа віротурбіни пропорційна квадрату її діаметра, а номінальна потужність і вироблення енергії вітроустановкою пропорційно площі вітроприймального пристрою. Таким чином, якщо діаметри вітроустановок розрізняються, наприклад в 1,5 рази, їх енергетичні можливості розрізняються в $1,5 \times 1,5 = 2,25$ рази.

Номінальна потужність – потужність, що розвиває вітроустановка при обраній розрахунковій швидкості. Цей параметр часто помилково приймається основним при виборі і порівнянні різних ВЕУ між собою. Насправді він не настільки важливий, так як, практично ніколи навантаження не підключається до ВЕУ безпосередньо. Важлива потужність перетворювача, який бере енергію від ВЕУ і акумуляторної батареї. Реальна потужність ВЕУ не дорівнює номінальній, а змінюється залежно від поточної швидкості вітру. Номінальна потужність вітроустановки пропорційна квадрату діаметра вітротурбіни і кубу обраної розрахункової швидкості. Таким чином, порівнювати ВЕУ за номінальною потужністю коректно тільки при рівних розрахункових швидкостях вітру, а ще краще порівнювати їх за діаметром і виробленні енергії.

Розрахункова швидкість вітру – швидкість вітру, при якій вітроустановка досягає номінальної потужності. Зазвичай при перевищенні розрахункової швидкості вітру починає працювати система регулювання, яка обмежує подальше зростання оборотів і потужності.

Стартова швидкість вітру – швидкість вітру при якій вітроустановка починає обертатися і заряджати акумулятори. Зазвичай знаходиться в діапазоні 2,5...3,5 м/с. Може бути вище машин з вузькими жорстко встановленими лопатями. Завищена стартова швидкість призводить до зниження сумарного вироблення енергії із-за частих простоїв.

Максимальна експлуатаційна швидкість вітру – швидкість вітру, яка може призвести до руйнування не зупиненої вітроустановки. Для стаціонарної вітроустановки повинна бути не менше 45...50 м/с. Інакше її експлуатація буде досить небезпечною.

Вироблення енергії за місяць, рік – це основний параметр вітроустановки, який повинен бути узгоджений з відомою або проектною енергією, що споживається навантаженнями за той же проміжок часу. На жаль, досить часто цей параметр подається як другорядний або навіть не вказується. Він залежить від середньої швидкості вітру в місці роботи вітроустановки, розміру і конструктивної досконалості ВЕУ.

Техніко-економічна досконалість вітроустановки характеризується рядом параметрів, одним з яких є *коефіцієнт використання встановленої потужності* вітроустановки $K_{\text{встан}}$. Коефіцієнт є відношенням дійсного вироблення електроенергії за який-небудь період часу, наприклад за рік ($W_{\text{рік}}$) до максимально можливого вироблення ($W_{\text{max}} = 8760P_{\text{ном}}$) енергії в разі, якби вітроустановка працювала увесь цей період часу на номінальній потужності $P_{\text{ном}}$:

$$K_{\text{встан}} = \frac{W_{\text{год}}}{8760P_{\text{ном}}}.$$

Величина коефіцієнта встановленої потужності $K_{\text{встан}}$ залежить від:

- працездатності (надійності),
- графіку навантаження,
- часу ремонтів вітроустановки,
- наявності вітру
- швидкості вітру.

Зазвичай ВЕУ, підключені до енергосистеми, працюють з коефіцієнтом $K_{\text{встан}} = 0,2 \dots 0,35$ (максимально до 0,5).

Іншим інтегральним параметром техніко-економічної досконалості вітроелектричної установки є середньорічне питоме вироблення електроенергії на 1 м^2 обмахуваної площі лопатевої системи. Для кращих ВЕУ потужністю більше 100 кВт ця величина складає 1250... 1500 кВт·г на 1 м^2 , частіше усього середнє річне питоме вироблення знаходиться в діапазоні 700... 850 кВт·г на 1 м^2 при сприятливій вітровій обстановці.

3.9 Потужність та енергія, що виробляється вітроустановкою

Потужність вітроустановки визначається вираженням

$$P_{\text{ВЕУ}} = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3, \text{ Вт} \quad (3.62)$$

Оскільки площа, що обметається вітроколесом площа має форму круга, то

$$A = \frac{\pi D^2}{4}.$$

Враховуючи, що енергія від вітроколеса передається через редуктор, необхідно врахувати ККД редуктора ($\eta_{\text{мех}}$), та ККД генератора, або точніше ККД перетворення електричної енергії ($\eta_{\text{ген}}$), тоді, виражаючи потужність ВЕУ в кіловатах, рівняння (3.41) запишеться у вигляді

$$\begin{aligned} P_{\text{ВЕУ}} &= \frac{1}{2} C_p \rho \frac{\pi D^2}{4} V^3 \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}} \cdot 10^{-3} = \\ &= 0,3925 \rho C_p D^2 V^3 \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \end{aligned} \quad (3.63)$$

Знаючи залежність c_p від швидкості вітру, можна побудувати характеристику потужності вітру в залежності від швидкості, або зняти її під час тривалих натурних випробувань, або шляхом продувки моделі в аеродинамічній трубі. У всякому разі, будь-яка фірма в рекламних матеріалах дає характеристику потужності (в зарубіжній літературі вона має назву "крива потужності").

Для того, щоб визначити енергію, що виробляється вітроустановкою необхідно знати розподіл швидкості вітру по діапазонах і ха-

рактику потужності вітроустановки. Існують два способи визначення енергії:

а) за допомогою стандартної функції розподілу швидкості вітру – зазвичай в якості такої функції використовуються або двох параметрична функція Вейбулла, або її спрощення у вигляді однопараметричної функції розподілу Релея;

б) другий спосіб ґрунтується на визначенні функції розподілу швидкості вітру за діапазонами на базі реальних вимірів швидкості вітру. При цьому в прийнятих діапазонах швидкість вітру v , отже, потужність приймається постійною. Сутність процесу пояснюється на рис. 3.17 та 3.18.

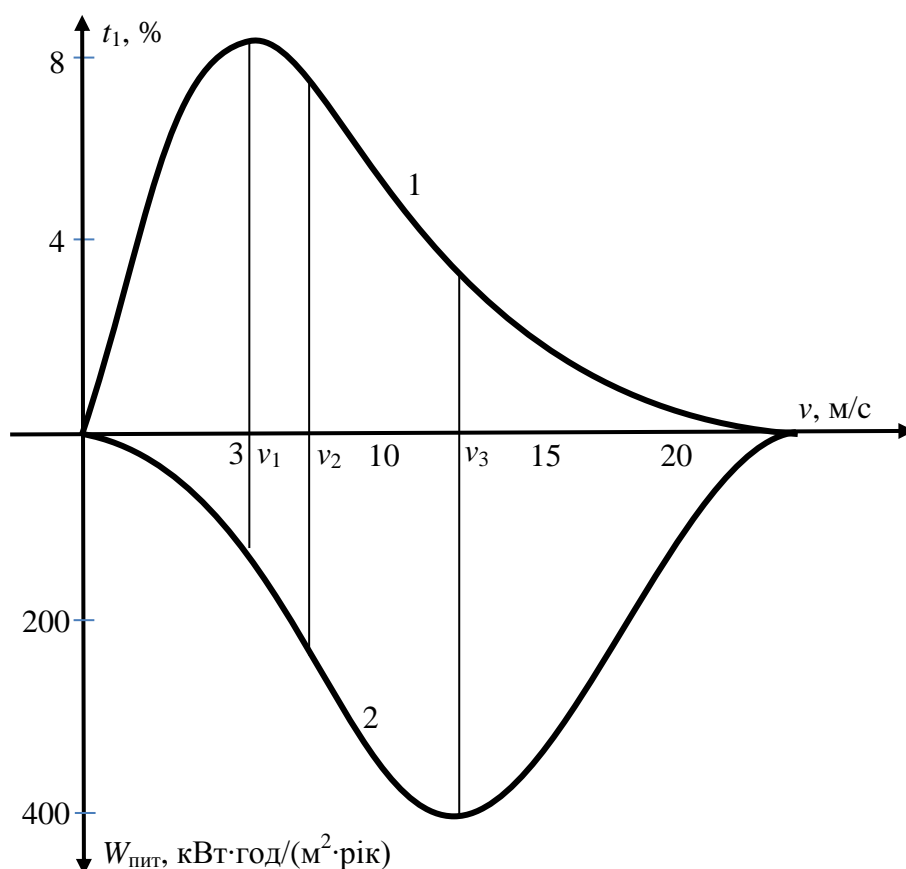


Рисунок 3.17 – Повторюваність швидкостей вітру t_1 (а) та розподіл річної питомої енергії вітру $W_{\text{пит}}$ (б);

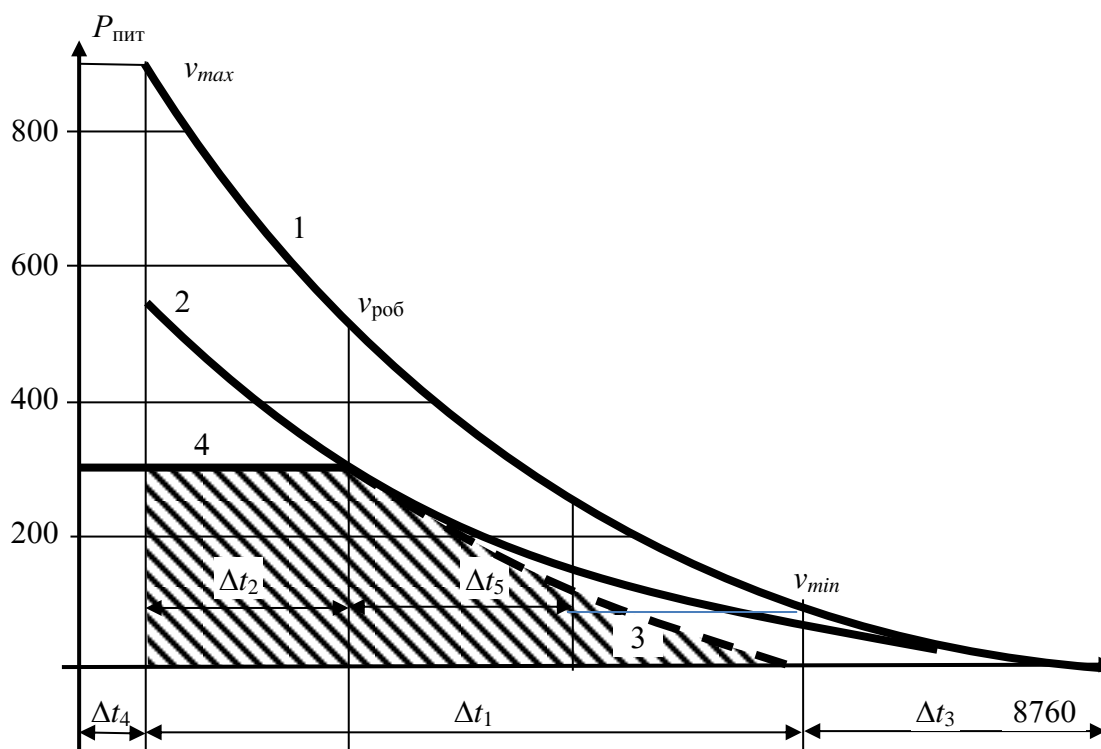
v_1 – швидкість вітру яка найбільш часто спостерігається;
 v_2 – середня швидкість вітру; v_3 – швидкість, що забезпечує найбільший внесок у річне вироблення енергії

Так якщо мається повторюваність швидкості вітру, то кожному значенню швидкості v_i та повторюваності t_i відповідає питоме значення енергії, яке визначається за формулою:

$$W_i = P_{i0}t_iT = \frac{\rho v_i^3 t_i T}{2}, \quad (3.59)$$

де $T = 8760$ – число годин у році.

Таким чином будується крива питомої значення вітру. Як бачимо крива має максимум, при швидкості v_3 , яка не співпадає з середньою швидкістю.



**Рисунок 3.18 – Теоретичне розподіл питомої потужності вітру (1),
питомої потужності на валу вітроколеса (2)
і фактичний розподіл потужності ВЕУ (3, 4)**

На рис. 3.18 пояснюється, як від енергії вітру відбувається перехід до дійсного вироблення на ВЕУ. Перехід від кривої 1 потужності (енергія вітру) до кривої 2 (потужність вітроколеса) визначається ко-

ефіцієнтом використання енергії вітру (3.42). Перехід до фактичному розподілу питомої потужності відбувається при обмеженні потужності в зоні великих вітрів (пряма 4 і Δt_2), відключення вітроустановки в зоні вітрів, що перевищують максимальний робочий значення швидкості (Δt_4), і зупинка ВЕУ в зоні малих вітрів (Δt_3). Час Δt_5 – це час роботи вітроустановки в діапазоні швидкостей від стартової до номінальної.

У таблиці 3.1. наведені виконані розробниками вітротурбіни дані розрахунку виробітку електричної енергії ВЕУ REpower 45/600, потужністю 600 кВт, що має stall-регулювання потужності. Розподіл швидкості вітру за діапазонами взято на підставі вимірів для середньорічної швидкості вітру 7 м/с. Характеристика потужності взята за даними випробувань цієї ВЕУ протягом року. Як бачимо для прийнятних умов розрахункова річна вироблення електроенергії склала 1822 тис. кВт·год, що відповідає достатньо високому коефіцієнту використання встановленої потужності рівному 30,4%. Це зайвий раз свідчить про те, що при середньорічній швидкості вітру 7 м/с ефективність вітроустановки не підлягає сумніву.

Таблиця 3.1.

Розрахунок виробництва електроенергії вітроустановкою типу REpower 48/600 при середньорічній швидкості вітру 7 м/с

Швидкість вітру, м/с	Імовірність швидкості вітру, %	Кількість годин у році, год.	Потужність ВЕУ, кВт	Виробництво електроенергії, кВт·год
1	2,25	197,1	0	0
2	5,3	464,28	0	0
3	6,9	604,44	0	0
4	8,7	762,12	20,8	15852
5	10,5	919,8	52,1	47921
6	11,8	1033,68	88,5	91480
7	12,2	1068,72	151,2	161590
8	10,9	954,84	239,8	228970
9	8,5	748,6	317,6	236484

Продовження таблиці 3.1

10	7,0	613,2	417,1	255765
11	5,2	455,52	490,0	223204
12	3,7	324,12	556	180210
13	2,7	236,52	597	141202
14	1,7	148,92	624	92926
15	1,2	105,12	641	67381
16	0,7	61,32	627	38447
17	0,4	35,04	620	21724
18	0,2	17,5	616	10792
19	0,1	8,76	614	5378
20	0,05	4,4	606	2654
Разом	100	8760		1822010

Контрольні запитання

1. Наведіть основні закони аеродинаміки.
2. Що називають силою опору в аеродинаміці?
3. Які виникають сили при набіганні вітрового потоку на пласку пластину або будь яке тіло?
4. Від чого залежить величина підйомної сили?
5. Які існують аеродинамічні коефіцієнти? Що вони враховують? Як їх визначають?
6. Що називають аеродинамічним профілем?
7. Назвіть основні геометричні параметри профілю та покажіть ці величини на прикладі будь якого профілю?
8. Які виникають сили при набіганні вітрового потоку на лопать ротора?
9. Як змінюється кут установки лопаті при переміщенні від комля до кінця лопаті?
10. Як можна поділити вітродвигуни вертикально-осьових вітроустановок за принципом дії?
11. Де можна застосовувати ротор Савоніуса?
12. Назвіть аеродинамічні характеристики вітродвигунів з пропелерним ротором та вітродвигуна з прямими профільованими лопатями.
13. Перелічить основні величини, що характеризують аеродинамічні властивості ротора та запишіть для них вирази.

- 14.** Що відносять до робочих характеристик вітродвигуна?
- 15.** Від чого залежить швидкохідність вітроколеса?
- 16.** Якими вимогами керуються при виборі характеристик вітроколеса для вітроустановки в конкретних вітрових умовах?
- 17.** Перелічить регламентовані швидкості вітру.
- 18.** Чому робота ВЕУ в режимі змінюваної частоти обертання можлива тільки при малій її потужності?
- 19.** Що визначає ефективність роботи вітроколеса?
- 20.** Як визначити потужність що виробляється вітроустановкою?
- 21.** Що необхідно знати для визначення енергії, що виробляється вітроустановкою?
- 22.** Назвіть основні параметри ВЕУ
- 23.** Що називають потужнісною (енергетичною) характеристикою вітроагрегата?
- 24.** Поясніть фізичний смисл коефіцієнту використання встановленої потужності вітроустановки та коефіцієнту використання енергії вітру вітроустановкою.

4. КОНСТРУКЦІЯ ВІТРОУСТАНОВОК

4.1 Класи ВЕУ та їх структурні схеми

Розрізняють три класи вітроелектричних установок в залежності від призначення і умов їх роботи по відношенню до енергосистеми, до якої вони підключені, і способу управління (табл. 4.1).

Таблиця 4.1

<i>Клас</i>	<i>Потужність</i>	<i>Ступінь автономності</i>	<i>Режим роботи та способи управління</i>
A	$P_{\text{ВЕУ}} \gg P_{\text{М}}$	Автономна ВЕУ	Шагом вітроколеса або баластного навантаження
B	$P_{\text{ВЕУ}} \approx P_{\text{М}}$	Паралельна робота ВЕУ і дизель-генератора сумірної потужності	Роздільна або спільна робота ВЕУ і дизель-генератора
C	$P_{\text{ВЕУ}} \ll P_{\text{М}}$	Мережний режим роботи в потужній енергосистемі	Шагом вітроколеса, системою збудження, перетворенням роду струму, змінною ковзання асинхронного генератора

Клас А: потужність вітроелектрогенератора ВЕУ в локальній енергосистемі є визначальною, тобто $P_{\text{ВЕУ}}$ багато більше сумарної потужності $P_{\text{М}}$ інших генераторів системи.

До класу А відносяться автономні одногенераторні вітроустановки, не підключені до енергосистеми для паралельної роботи. Потужність таких вітроустановок використовується для освітлення, електроживлення маяків, засобів зв'язку та ін. і, як правило, не перевищує

5 кВт. Якщо енергія таких ВЕУ використовується для опалювання, то їх потужність може досягати 20 кВт і більше. У автономних ВЕУ використовуються електрогенератори різних типів, найчастіше багатополюсні генератори з постійними магнітами, класичні синхронні генератори з нестабілізованими і стабілізованими електричними параметрами на виході, асинхронні генератори з самозбудженням або допоміжним збудженням і т.п. Вартість таких ВЕУ багато в чому залежить від вибору системи управління електричним генератором. При простих електричних схемах напруга і частота (у разі генератора змінного струму) на виході генератора будуть нестабільними і нестандартними, проте енергія з успіхом може бути утилізована за допомогою випрямлячів, електричних акумуляторів і нагрівальних пристроїв. Потреби в якісній електроенергії із стабілізованими параметрами можна забезпечити застосуванням транзисторних або тиристорів перетворювачів (інверторів), що живляться від акумуляторів. У ряді випадків можна отримати якісні параметри усієї електроенергії, що виробляється, використовуючи або механічне управління лопатями вітроколеса в цілях стабілізації частоти його обертання, або електричне управління. При електричному управлінні постійність частоти обертання вітроколеса забезпечується зміною електричного навантаження на виході генератора (застосуванням баластного навантаження). При такому способі стабілізації частоти обертання енергія вітру використовується ефективніше, оскільки лопаті вітроколеса працюють в оптимальному режимі, а застосування сучасного електронного устаткування робить цей спосіб надійнішим і дешевшим, чим механічне управління.

Для ВЕУ класу *B* характерною є зразкова співмірність потужностей ВЕУ і дизель-генератора (ДЕС). Такий варіант звичайний для локальних енергосистем у віддалених областях. У таких системах застосування ВЕУ дозволяє заощадити дизельне паливо. Управління генераторами і досягнення якості електроенергії, ВЕУ, що виробляється, можна домогтися тими ж технічними засобами, що і в системах класу *A*, проте для отримання найбільшого ефекту можливе застосування

інших рішень, що ґрунтуються на застосуванні систем акумуляції енергії (електричні акумулятори, водневі перетворювачі-акумулятори, гідроакумуляюючі станції та ін.) при зв'язаному управлінні ВЕУ, ДЕС і системами акумуляції.

Клас С: ВЕУ підключена до системи набагато більшої потужності, ніж сама ВЕУ, працює паралельно з цією енергосистемою і називається мережевою. Це область системної вітроенергетики, тобто область великомасштабного використання енергії вітру, яка може при відповідному розвитку впливати на стан енергетичного балансу усієї країни. В цьому випадку доцільно використати ВЕУ великих одиничних потужностей (від 1 до 10 МВт), зібраних у вітроенергетичні станції (ВЕС). Для ВЕУ цього класу загострюються всі проблеми, оскільки ВЕУ даного класу мають великі геометричні розміри і масу, а, отже, і напружені режими роботи механічного устаткування. У цьому випадку електроенергія ВЕУ використовується безпосередньо або повністю подається в енергосистему. При слабкому вітрі і в безвітря споживачі забезпечуються електроенергією від енергосистеми. Найбільш дешевим і, можливо, безпечним типом вітроелектрогенератора в цьому випадку є асинхронний генератор змінного струму, підключений безпосередньо в енергосистему і ведений нею. При цьому частота обертання вітроколеса може не більше ніж на 10% перевищувати частоту, відповідну номінальній частоті електромережі. За даними статистики, основу сучасної вітроенергетики складають ВЕУ класу С, що працюють паралельно з енергосистемою. Їх частка за потужністю становить понад 95% від сумарної встановленої потужності ВЕУ. Паралельна робота з мережею дає можливість збільшувати одиничну потужність ВЕУ, знижувати вартість електроенергії, забезпечує необхідну якість енергії і надійність електропостачання споживачів.

Структурні схеми ВЕУ та режими їх роботи в класах *A*, *B* і *C* різні. При розгляді конструктивних схем розрізняють тип вітродвигуна, спосіб управління ним у робочому і пусковому режимах. По кожному із зазначених елементів необхідно зробити оптимальний вибір на ос-

нові порівняльного аналізу можливих варіантів. Так, для установок класу *A* і *B*, що функціонують в автономному режимі або паралельно з традиційними джерелами енергії, внаслідок нелінійності і нестационарності вольтамперних характеристик ВЕУ потрібне використання спеціалізованих напівпровідникових перетворювачів, що забезпечують стандартні параметри якості електричної енергії.

Залежно від орієнтації осі обертання по відношенню до напрямку вітрового потоку вітротурбіни ВЕУ можуть бути з горизонтальною віссю обертання, паралельною напрямку вітрового потоку, і з вертикальною віссю обертання, перпендикулярною напрямку вітрового потоку.

В даний час найбільшого поширення набули горизонтально-осьові пропелерні ВЕУ, що використовують підйомну силу лопаті. Вони вважаються більш ефективними зважаючи на високий коефіцієнт використання енергії вітру ($c_p = 0,35 \dots 0,45$), мають достатній пусковий момент і легко розкручуються, включаючись в роботу при швидкостях вітру 3...5 м/с.

Вітроелектроустановки вертикально-осьового типу прості і надійні; зручність монтажу, обслуговування та ремонту обладнання обумовлюють їх мінімальну вартість. Це стосується насамперед ВЕУ малої і середньої потужності, що працюють в районах з високим вітровим потенціалом.

Для автономних ВЕУ вимоги і прийняті технічні рішення по структурі ВЕУ, що пред'являються можуть істотно відрізнятись від тих, які повинні працювати паралельно з енергосистемою. Це пояснюється тим, що в даному випадку необхідні стандартами значення напруги і частоти джерела енергії та їх стабільність не задаються енергосистемою, а повинні бути забезпечені системами автоматичного керування самою ВЕУ. Аналіз показує, що автономні ВЕУ можна розділити на дві групи за принципом отримання заданої частоти джерела:

- 1) зі стабілізацією частоти, одержуваної в генераторі ВЕУ;
- 2) з перетворенням змінної частоти, одержуваної в генераторі, в задану постійну частоту.

Пропелерні ВЕУ середньої та великої потужності, як правило, повинні мати спеціальний механізм зміни кута повороту лопатей вітроколеса в процесі регулювання і систему автоматичного управління цим механізмом, а також (горизонтально-осьові установки) механізм орієнтації гондоли в напрямку вітру і систему управління ним.

На рис. 4.1. представлена загальна структурна схема вітроенергетичної установки, що складається з аеродинамічного, механічного, електричного, а також перетворювального модулів і системи управління.

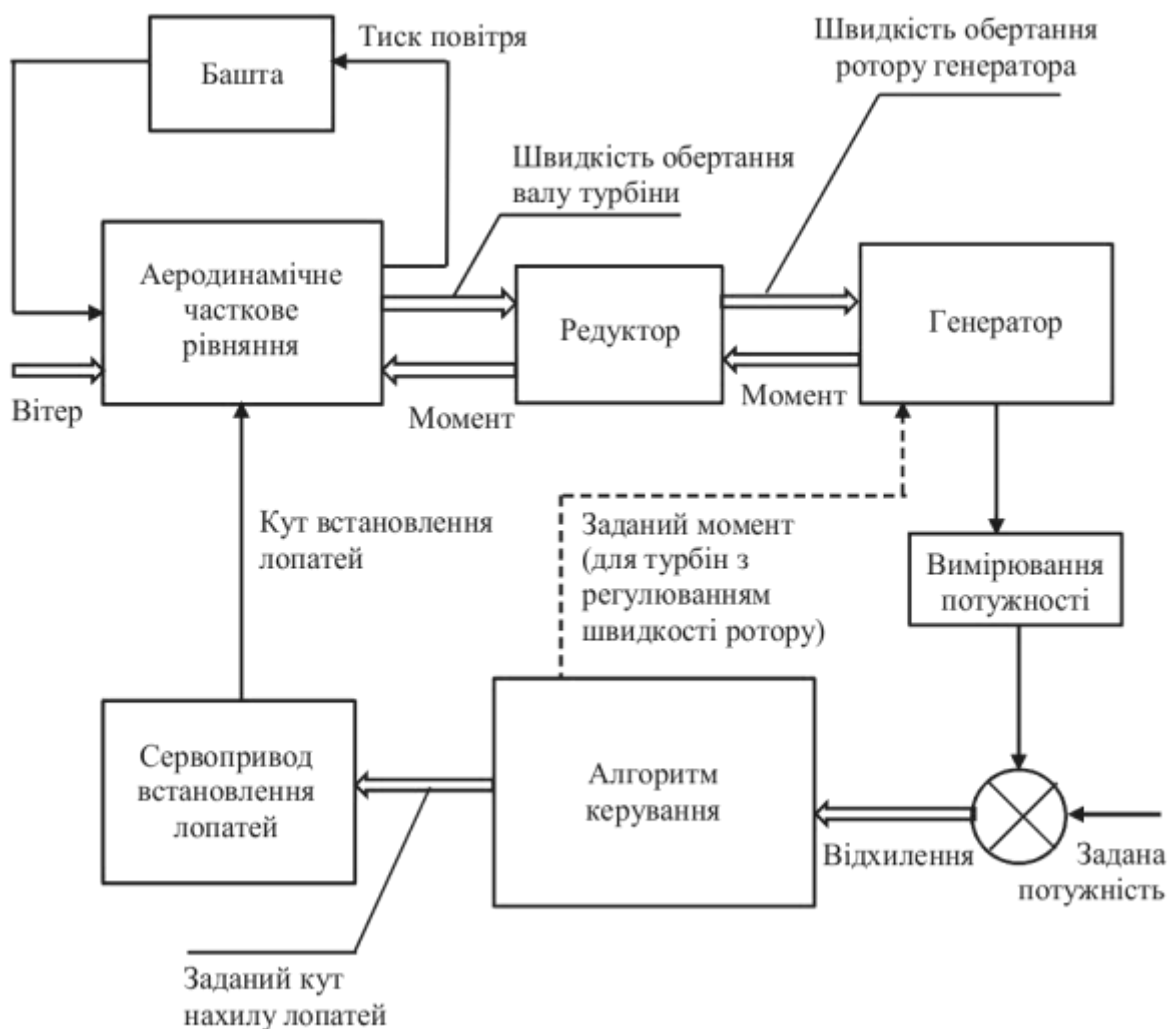


Рисунок 4.1 – Загальна структурна схема вітроенергетичної установки

Призначення модулів структурної схеми ВЕУ:

- аеродинамічний модуль (ротор з лопатями або вітродвигун)

відповідає за перетворення кінетичної енергії вітру в механічну;

- механічний модуль (гальмо, коробка передач, високошвидкісний і низькошвидкісний вали) відповідає за перетворення механічної енергії з вихідними параметрами в механічну енергію з параметрами, необхідними для роботи генератора;

- електричний модуль (генератор) – відповідає за перетворення механічної енергії в електричну;

- перетворювальний модуль відповідає за отримання електричної енергії з заданими параметрами;

- система управління (анемометр, контролер, флюгер, привод гондоли та привод лопатей) – відповідає за орієнтацію вітроустановки на вітер і максимальне використання енергії вітру.

Найбільш відповідальною частиною ВЕУ, що визначає в значному ступені активність її роботи, є лопаті вітроколеса, які в сучасних потужних горизонтально-осьових ВЕУ мають довжину 30-50 м. Цим лопатям вітродвигуна необхідно забезпечити стійкість від утомних напруг, оскільки вони піддаються впливу змінного моменту, під час одного обороту від мінімуму (нижнє положення лопаті) до максимуму (верхнє положення лопаті).

Основні труднощі в технології виготовлення лопаті складаються в необхідності забезпечення розрахункового профілю лопаті, що змінюється по довжині. Крім того в лопать необхідно "вмонтувати" провідник блискавковідводу, а також забезпечити проходження струму блискавки мимо підшипника. Лопать забезпечена механізмом повороту, що іноді діє на поворот всієї лопаті або її кінцевої частини. Для лопаті використовуються найсучасніші матеріали (пластик, вуглепластик), що забезпечують міцність і мінімально можливу вагу.

Іншим об'єктом використання високих технологій є система управління ВЕУ. Сучасна потужна вітроенергетична установка повністю автоматизована з використанням найсучаснішої елементної бази, комп'ютерної техніки та програм. Всі основні операції здійснюються

без участі людини.

До базових функцій системи управління слід віднести:

- пуск і зупинка в нормальному режимі ВЕУ від датчика швидкості вітру;
- зупинка ВЕУ при аварійних режимах;
- зміна швидкості обертання (для ВЕУ з постійною або ступінчатою зміною швидкості обертання);
- включення в мережу і набір потужності;
- реєстрація та накопичення даних про швидкість вітру, потужності у виробленні електричної енергії в різних часових інтервалах: доба, місяць, рік;
- реєстрація та сигналізація про всі несправності;
- передача даних в центр управління енергосистеми, а в багатьох випадках і виробнику;
- установка (поворот) вітроколеса в задане положення по відношенню до напрямку вітру і розкручення кабелю.

4.2 Схеми і конструктивні елементи ВЕУ з горизонтальною віссю обертання

Загальний вигляд конструктивного компонування вітроенергетичної установки з горизонтальною віссю обертання вітроколеса показаний на рис. 4.2.

Основними функціональними елементами вітрових електроустановок є (рис. 4.3): вітровий двигун, електрогенератор, механічна (є також системи без передачі) передача, пристрої автоматичного управління та регулювання, допоміжні пристрої.

Вітровий двигун є проточним двигуном, що перетворює кінетичну енергію вітру в механічну. Вітровий двигун з горизонтальною віссю складається з:

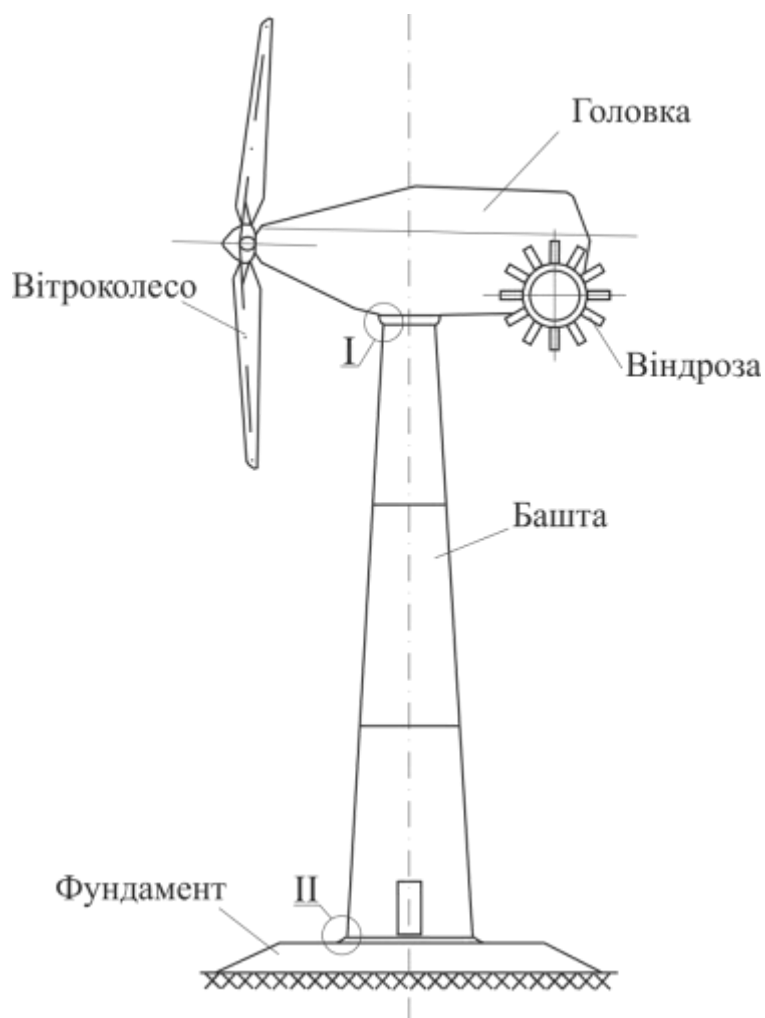
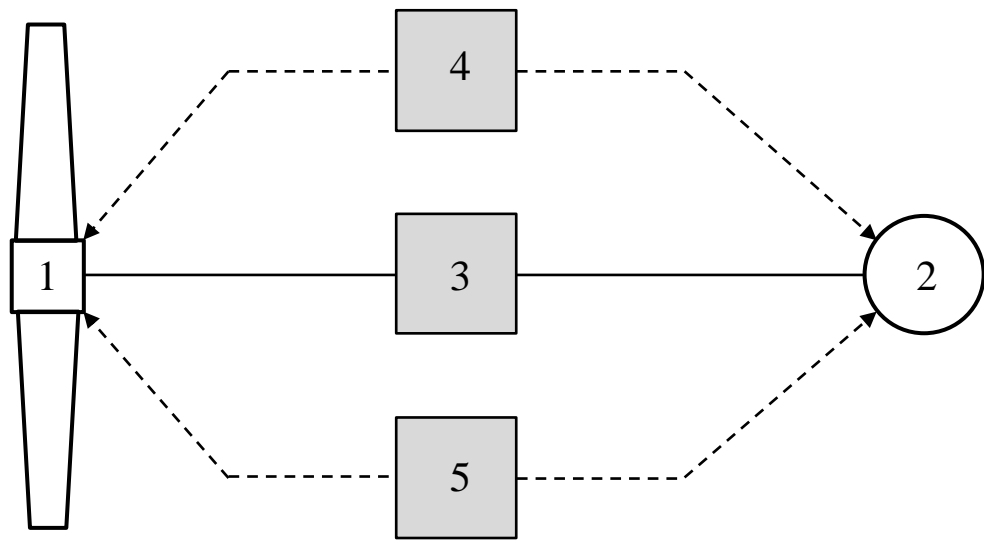
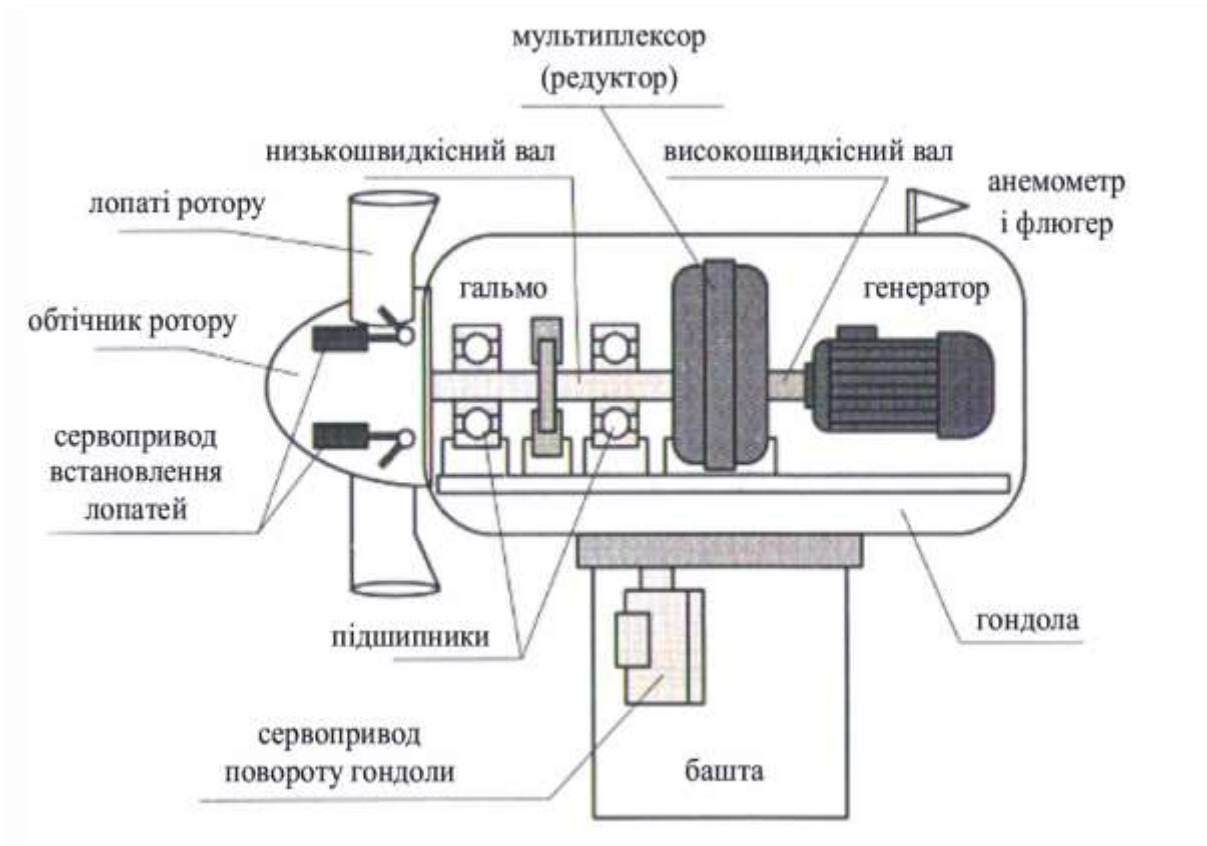


Рисунок 4.2 – Конструктивна схема вітроенергетичного агрегату з горизонтальною віссю обертання

- ротора, сформованого з комплексу закріплених променевих лопатей в маточині розташованого на горизонтальному валу;
- основного корпусу (башти або гондоли), розташованого на рухомому (обертovому) наконечнику на вежі або щоглі відповідної висоти;
- направляючих пристроїв, що призначенні для підстроювання ротору під вітер, тобто віссю паралельно до напрямку вітру;
- регульовальних і керуючих пристроїв;
- комплексу зняття і видачі електричної енергії.



а)



б)

Рисунок 4.3 – Основні елементи вітрової електроенергетичної установки:
а) функціональна схема, б) розріз;
1 – вітровий двигун, 2 – електрогенератор, 3 – механічна передача,
4 – пристрої автоматичного регулювання і управління, 5 – допоміжні пристрої

Вітровий двигун характеризується через коефіцієнт швидкохідності, який виражено залежністю

$$Z = \frac{u_z}{v} = \frac{\pi R \omega}{30v}, \quad (4.1)$$

де: u_z – окружна (обводова) швидкість кінців лопатей [м/с], v – швидкість вітру [м/с], R – відстань від кінця лопаті до вісі обертання ротора [м], ω – кутова швидкість ротора [хв⁻¹].

В залежності від значення коефіцієнта швидкохідності, вітрові двигуни поділяють на:

- тихохідні, що називають також вітровими турбінами, з коефіцієнтом швидкохідності $Z < 1.5$; вони мають ротор з великою кількістю лопатей (12...40) і відрізняються великим пусковим моментом;
- з середньою швидкістю, коефіцієнтом швидкохідності: $1.5 < Z < 3.5$ з 4...7 лопатями;
- швидкохідні з $Z > 3.5$, що мають ротори у вигляді авіаційного пропелера з трьома, двома або однією лопаттю; вони мають найбільшу аеродинамічну підготовленість, але невеликий пусковий момент.

Найбільшого поширення в даний час має поки ще класична схема ВЕУ, що має в своєму складі ротор, мультиплікатор з передавальним відношенням від 50 до 100 і швидкохідний генератор з частотою обертання 1000...1500 об/хв. Крім цього для забезпечення високого коефіцієнта корисної дії (ККД) ротора практично для всіх ВЕУ мегаватного класу застосовується інвертор (перетворювач частоти), що забезпечує можливість роботи ротора з оптимальними змінними оборотами залежно від швидкості вітру. Вартість мультиплікатора становить 12...15% вартості ВЕУ, а ціна перетворювача частоти складає ~ 20% від вартості ВЕУ.

Вітротурбіни з горизонтальною віссю обертання можуть використовувати для перетворення енергії вітру підйомну силу або силу опору (рис. 4.4). Вони можуть бути виконані з різним числом лопатей: від

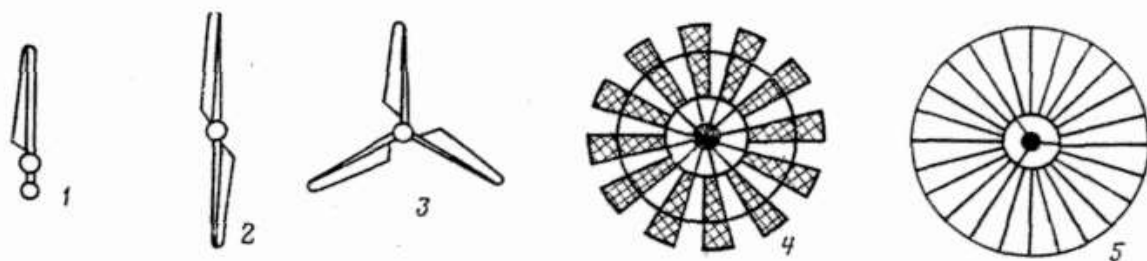


Рисунок 4.4 – Вітроприймальні пристрої з горизонтальною віссю обертання:

**1 – однолопатеве вітроколесо; 2 – дволопатеве; 3 – трилопатеве;
4 – багатолопатеве; 5 – багатолопатеве велосипедного типу**

однолопатевих пристроїв з контрвантажами до багатолопатевих. Система, на якій укріплена віротурбіна, виконується поворотною, яка за напрямком вітру за допомогою хвостового оперення або віндрози. Для обмеження частоти обертання вітроколеса при великій швидкості вітру застосовується спосіб установки лопатей у флюгерне положення, а також пристрої для виведення вітроколеса з-під вітру. Лопаті можуть бути безпосередньо закріплені на валу вітроколеса або ж обертовий момент може передаватися від його обода через вторинний вал до генератора або іншої робочій машині. Вітроприймальні пристрої 1 – 3 використовують для своєї роботи підйомну силу профілів, а 4,5 – силу опору (див. рис. 4.4).

В основному у горизонтально-осьових ВЕУ вітрове колесо має крилоподібну форму і обертається у вертикальній площині, перпендикулярно напрямку вітру, а вісь вітроколеса паралельна потоку. Основною обертальною силою у коліс цього типу є підйомна сила лопатей.

Однолопатеві вітродвигуни характеризуються високою швидкістю обертання і економічністю. Однак, незважаючи на те, що такі вітродвигуни забезпечують найвищу віддачу на лопать, залишається відкритою проблема забезпечення статичного балансу конструкції, що не кажучи вже про динамічний. Використання балансувального вантажу призводить до появи значного шуму і зниження аеродинамічних характеристик внаслідок аеродинамічного опору.

Використання двох лопатей забезпечує статичний механічний баланс, однак, наявність великої асиметрії моменту інерції не дає зберегти динамічний баланс.

Багатолопатеві вітродвигуни (рис. 4.4) характеризуються великим коефіцієнтом заповнення і, внаслідок цього, значною величиною коефіцієнта осьового гальмування вітрового потоку і моменту інерції, що суттєво позначається на значенні коефіцієнта використання енергії вітру. Крім того, застосування багатолопатевих вітродвигунів у якості привода електричного генератора призводить також до зниження економічних показників ефективності ВЕУ із-за збільшення загальної вартості лопатей і зростання витрат на мультиплікатор, оскільки швидкість обертання таких вітродвигунів невелика.

За способом регулювання кута установки лопатей вітродвигуни поділяють на регульовані і нерегульовані. Кут φ між хордою профілю і площиною обертання називається кутом установки або заклинювання лопаті (рис. 4.5.).

Крім представлених на рис.4.4 основних конструкцій вітроприймальних пристроїв можливі на їх основі різні модифікації вітроколес, наприклад, з дифузором або концентратором. Проте з'явилися розробки роторів з горизонтальною віссю обертання оригінальних конструкцій, до яких можна віднести спіралевидний ротор типу Spiralfluger SF10TerMaimn і ротор Оніпка (рис.4.6).

Напрямок обертання

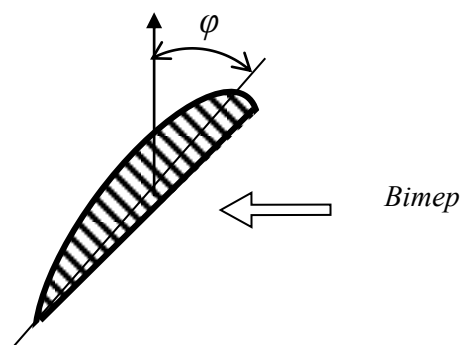


Рисунок 4.5 – Аеродинамічна форма і кут установки лопаті вітроприймального пристрою з горизонтальною віссю обертання

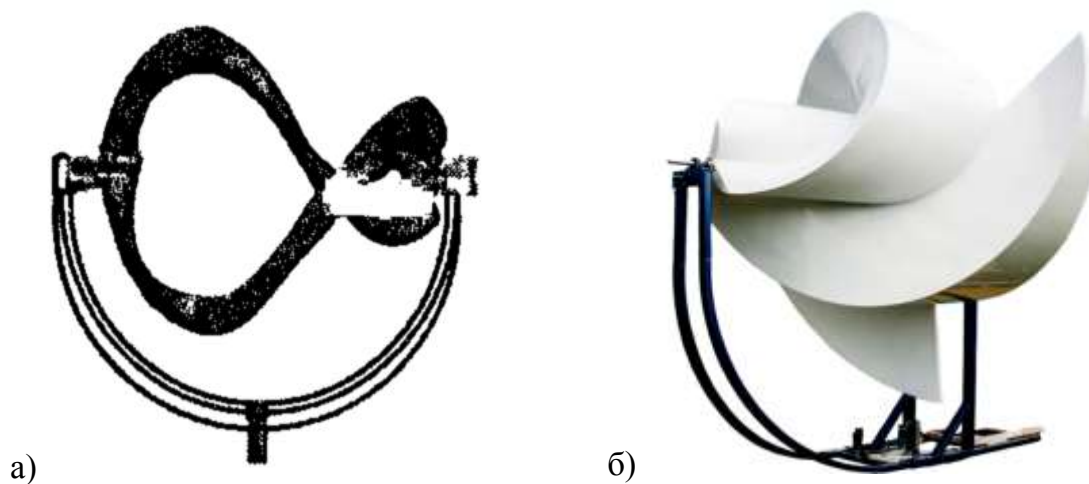


Рисунок 4.6 – Загальний вигляд оригінальних вітроприймальних пристроїв:
а) – у вигляді спіралі; б) – ротор Оніпка

Показані на рис. 4.6 конструкції вітроколiс ВЕУ заслуговують детального вивчення як з точки зору аеродинамічних характеристик, так і режимів роботи застосовуваних з ними генераторів підвищеної частоти при широкому діапазоні зміни частоти обертання.

При передньому щодо вишки розташуванні вітроколеса віт-ротурбіна повинна мати аеродинамічний стабілізатор для утримання її в робочому положенні. При задньому розташуванні башта частково затінює вітроколесо і турбулізує набігаючий на нього потік. При роботі колеса в таких умовах виникають циклічні навантаження, підвищений шум і флуктуації вихідних параметрів вітроустановки.

У загальному випадку для горизонтально-осьової ВЕУ принципово можливі два варіанти розміщення машинного відділення:

- безпосередньо на вершині опори з прямою передачею обертового моменту вітродвигуна;
- в основі – з передачею обертового моменту під прямим кутом.

Дослідження фахівцями переваг і недоліків цих варіантів дозволило зробити наступний висновок: незважаючи на зручність обслуговування і зниження матеріаломісткості, розміщення його в основі опори недоцільно, оскільки це призводить до збільшення довжини і маси трансмісії (що для ВЕУ середньої та великої потужності практично неможливо), до зменшення ефективності за рахунок використання

передачі під прямим кутом і зниження надійності. Тому найбільш прийнятним вважається розміщення машинного відділення для горизонтально-осьової ВЕУ будь-якої потужності безпосередньо на вершині опори.

Вітроенергетичні установки середньої і великої потужності.

В даний час у світовій вітроенергетиці застосовуються, розвиваються і вдосконалюються конструктивно-компонувальні схеми горизонтально-осьових вітроелектричних установок двох основних типів:

- традиційної (класичної) схеми ВЕУ з асинхронним генератором 1000...1500 об/хв і мультиплікатором (редуктором) (рис. 4.7, а);
- безмультиплікаторної схеми ВЕУ з тихохідним синхронним генератором і перетворювачем частоти електричного струму (рис. 4.7, б).

У нових зразках зарубіжних ВЕУ представлена і нова схема фірми WinWinD, що представляє щось середнє між першим і другим напрямками – вітрова установка з відносно тихохідним генератором 150...200 об/хв. і одноступінчастим планетарним мультиплікатором.

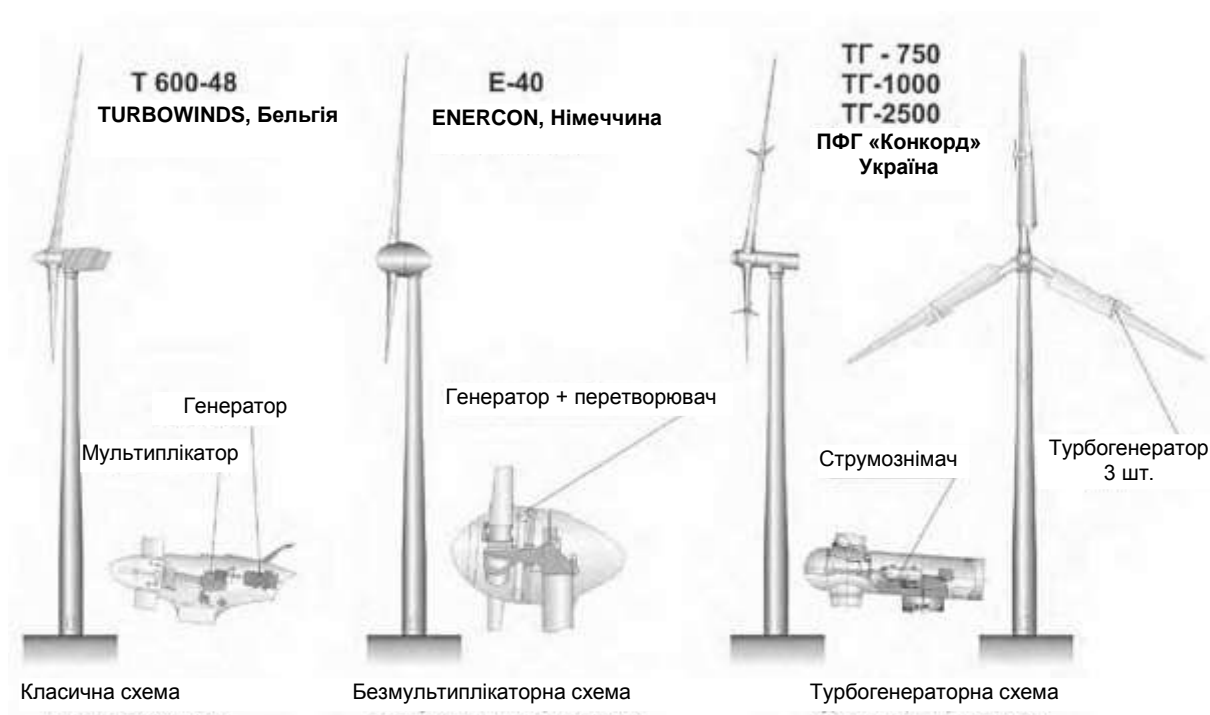


Рисунок 4.7 – Основні конструктивно-компоновочні схеми потужних ВЕУ

Із збільшенням потужності вітроелектричних установок і відповідно зі збільшенням діаметра вітроколеса зменшуються обороти вітроколеса, що обумовлено обмеженням лінійної швидкості кінця лопатей, яка для установок малої потужності (до 10 кВт) не перевищує 135 м/с, а для вітроустановок середньої та великої потужності знаходиться на рівні 60...90 м/с. Для вітроустановок потужністю від 750 до 1000 кВт, діаметр вітроколеса яких знаходиться в межах від 50 до 60 м, обороти вітроколеса не повинні бути більше 34 об/хв. Для забезпечення оборотів вітроколеса від 28 до 34 об/хв. при використанні серійних генераторів необхідний мультиплікатор з передавальним відношенням від 35 до 55. Для ВЕУ потужністю від 800 до 1000 кВт вага генератора і мультиплікатора становить від 16 до 20 т.

Враховуючи те, що асинхронні і синхронні тихохідні генератори мають дуже велику вагу і габарити, в класичній схемі ВЕУ середньої і великої потужності на практиці застосовуються дворежимні генератори з оборотами від 1000 до 1500 об/хв. у поєднанні з мультиплікаторами. Довговічність і ресурс таких машин складає від 15 до 20 років. Додаткові труднощі виникають при роботі таких ВЕУ при мінусових температурах – необхідно спеціальне масло і його попередній підігрів.

Прогресивний крок у вдосконаленні ВЕУ зробила фірма "Enercon", яка створила ВЕУ потужністю 600, 1800, 4500 кВт з тихохідними синхронними генераторами з оборотами ротора 38, 22, 12 об/хв. відповідно, застосувавши для оптимальної роботи зі змінними оборотами вітроколеса перетворювач частоти. Вага і вартість таких генераторів у поєднанні з перетворювачем частоти значно вище, ніж у класичній схемі ВЕУ. Забезпечення прийнятної ваги тихохідного генератора досягається за рахунок діаметра генератора: для ВЕУ потужністю 600 кВт діаметр генератора становить 5 м, а для ВЕУ потужністю 4500 кВт – 12 м.

На рис. 4.8 представлений класичний приклад компоновки і розміщення устаткування в вітроенергетичній установці.

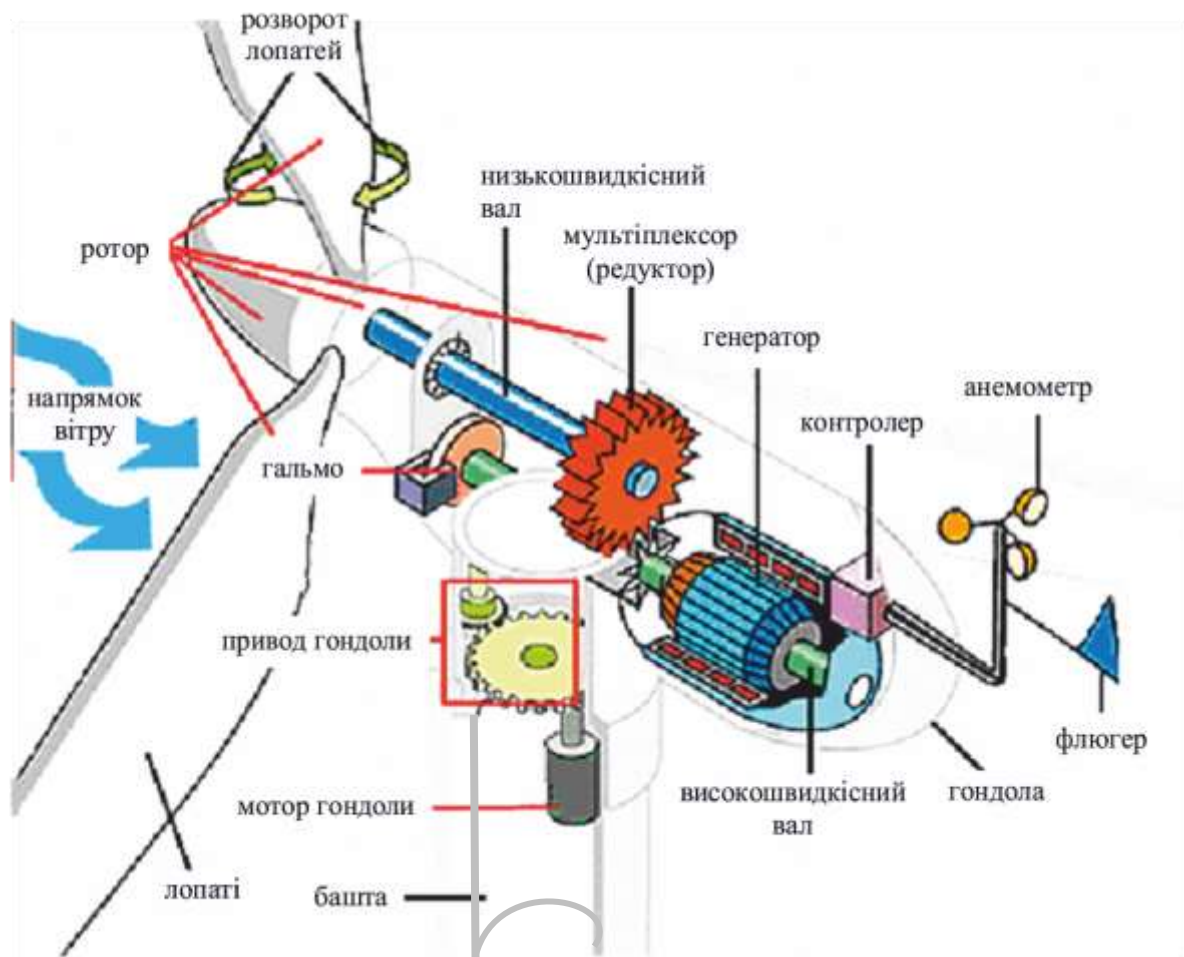


Рисунок 4.8 – Склад і розміщення основних елементів конструкції вітроенергетичної установки

Призначення елементів показаної конструкції:

Анемометр – необхідний для вимірювання швидкості вітру, передає дані контролеру.

Лопаті – повітряний потік проходячи повз лопатей приводить їх в рух, більшість турбін мають дві або три лопаті.

Гальмо – необхідне для гальмування ротора в критичних ситуаціях, зазвичай це дискове гальмо з механічним, електричним або гідравлічним приводом.

Контролер – здійснює управління турбіною, стежить за швидкістю вітру та запускає її при швидкості вітру відповідній стартовій та зупиняє при швидкості вітру, що перевищує допустиму для конкретної ВЕУ.

Мультиплікатор (редуктор) – виконує роль механічного з'єднання низькошвидкісного вала турбіни з високошвидкісним, збільшуючи швидкість обертання генератора до номінальної (зазвичай 750-1000-1500 об/хв, тобто швидкості достатньої для вироблення електроенергії).

Генератор – призначений для перетворення механічної енергії в електричну, тобто вироблення електроенергії.

Високошвидкісний вал – приводить в обертання генератор.

Низькошвидкісний вал – приводиться в обертання ротором вітро-двигуна.

Гондола – встановлюється нагорі башти, всередині неї розташовані генератор, коробка передач, низько - і високошвидкісний вали, керуючий контролер і гальмо.

Флюгер – служить для визначення напрямку вітру, передає дані в керуючий контролер для правильної орієнтації на напрямок вітру.

Привод гондоли – використовується для установки і корекції напрямку ротора при змінах напрямку вітру.

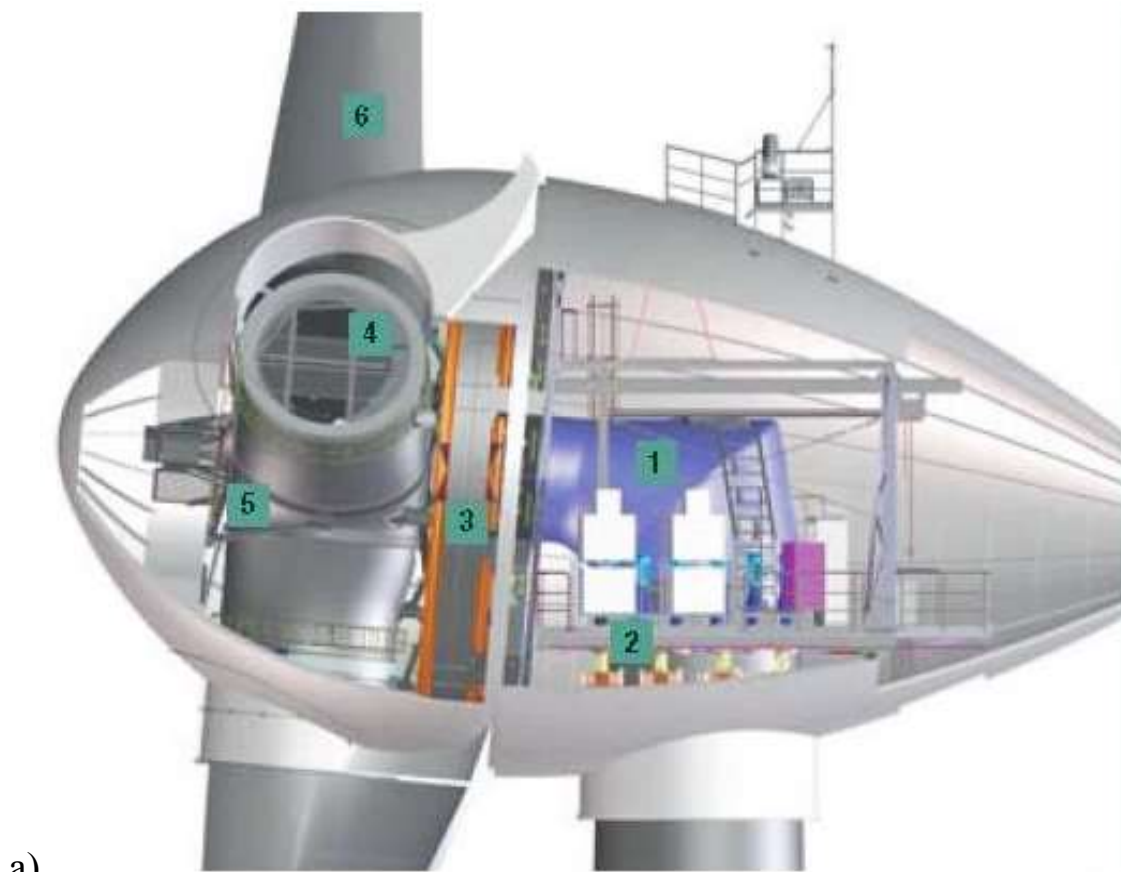
Слід докладніше зупинитися на механізмі повороту гондоли. Гондола з лопатями, що представляє багатотонну конструкцію, повинна повертатися на вітер, напрям якого може змінюватися досить швидко. Вся ця конструкція спирається на опорну поверхню башти (плиту), яка спільно з поворотним кільцем кабіни і опорним кільцем башти є свого роду гігантським підшипником. Обертання башти здійснюється електричним двигуном через зубчасту передачу. Число електродвигунів в залежності від потужності ВЕУ і різних конструкцій вузла повороту коливається від одного до восьми. Гнучкий електричний кабель, що передає електроенергію від генератора до розподільного щита, розташованого внизу башти, може закручуватися, якщо кабіна буде повертатися в одну сторону, що цілком можливо. Тому, коли число оборотів в одну сторону досягає розрахункового значення (2...4), система управління дає сигнал на припинення обертання кабіни в цю сторону з подальшою розкруткою у зворотний бік. Зміна напрямку вітру фіксується флюгером, розташованим на даху кабіни, від нього імпульс передається в систему управління і надалі на пуск електродвигуна пово-

роту. Щоб часто не смикати гондолу, при зміні напрямку вітру, система управління дає витримку (5-10 хв.). І тільки якщо сигнал продовжує повторюватися, дається імпульс на двигун повороту. Вузол повороту має також гальмівну систему, тому що необхідно фіксувати кабіну, що має велику енергію, в точці, де вектор швидкості вітру перпендикулярний площині вітроколеса.

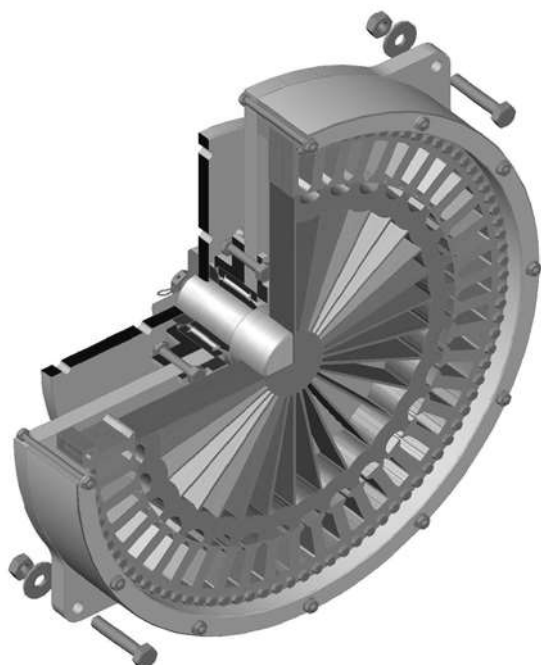
У додатку 3 наведено приклади розташування обладнання в гондолі вітроустановок великої потужності провідних фірм світу: Siemens, потужністю 3,6 МВт (додаток 3.1 [39]); Tacke Windtechnik потужністю 600 кВт (додаток 3.2 [38]); Fuhrländer потужністю 2,5 МВт (додаток 3.3 [40]); Nordex потужністю 3.3 МВт (додаток 3.4 [42]); Gamesa потужністю 2,5 МВт (додаток 3.5 [41]).

В останні 10-15 років такі фірми як «Enercon», «Henesys», «Vensys» (Німеччина), «Jeumont Industrie» (Франція), MPTorres (Іспанія), «Lagerwey» (Нідерланди) та ін. зі складу ВЕУ виключили мультиплікатор, застосувавши багатополосні синхронні генератори або генератори з постійними магнітами. Однак вага і вартість таких генераторів значно перевищує вагу і вартість мультиплікатора і швидкохідного генератора разом узяті. Так для вітротурбіни E-112 фірми «Enercon» (потужність 6 МВт) генератор ($n = 12$ об/хв.) має діаметр 12 м і важить понад 200 т при вазі гондолої з ротором 500 т, тобто вага генератора складає майже 50% від ваги агрегатного блоку.

На рис. 4.9 представлено компонування гондолої ВЕУ Enercon E-30, потужністю 300 кВт, типова для всієї серії ВЕУ цієї фірми, потужністю 600, 1000, 2000 і 4500 кВт. Це так звана безредукторна система. Її основа – багатополосний тихохідний генератор, необхідність створення якого піддавалася сумнівам ще 15 років тому, а зараз це призвело до створення нового типу вітроустановок. Ротор генератора що безпосередньо з'єднується із валом вітроколеса, тобто швидкість його обертання дорівнює швидкості обертання вітроколеса. Компонування гондолої різко спрощується: не потрібен редуктор, не потрібна система його змащення, тобто основна особливість вітрогенераторів Enercon – відсутність трансмісії і кільцевий генератор.



а)



б)

Рисунок 4.9 – Компонування обладнання кабіни вітроустановки потужністю 7500 кВт фірми Enercon GmbH

- а – компонування;**
- б – модель генератора**
- 1 – гондола; 2 – привод повороту гондоли; 3 – статор генератора;**
- 4 – привод установки кута лопаті**
- 5 – вітроколесо;**
- 6 – лопать вітроколеса**

У гондолі знаходиться також випрямляч, що перетворює змінний струм в постійний, інвертор, що перетворює постійний струм в змінний з частотою мережі; таким чином зникає необхідність у підтри-

манні на генераторі постійної частоти і рівня напруги, так як ці завдання виконуються інвертором.

Вітроенергетичні установки малої потужності.

Згідно прийнятої класифікації до ВЕУ малої потужності відносяться ВЕУ з номінальною потужністю до 100 кВт включно. Автономна ВЕУ – це ВЕУ, яка живить електроенергією відокремленого споживача і не є частиною загальної енергосистеми. Для автономних ВЕУ потужність навантаження споживача строго регламентована і не повинна перевищувати номінальну потужність ВЕУ. Так як основними споживачами цих ВЕУ є жителі сільських районів, заміських будинків, власники невеликих підприємств, ферм тощо, до ВЕУ малої потужності пред'являються наступні основні вимоги:

- порівняно низька питома вартість одного кВт встановленої потужності, тобто доступна ціна;
- високий виробіток електроенергії для певної середньорічної швидкості вітру в районі розміщення;
- якість вироблюваної електроенергії повинна відповідати вимогам діючих стандартів;
- простота в монтажі та технічному обслуговуванні при експлуатації;
- відносно невелика площа для розміщення;
- шумовий вплив ВЕУ на довкілля не повинен перевищувати значень, встановлених чинними нормативними документами для житлових забудов;
- можливість використовувати ВЕУ для роботи спільно з додатковим електрообладнанням, що дозволяє розширити функціональні можливості і забезпечити безперебійне живлення енергоспоживачів.

На рис. 4.10 показана класична компоновка вітроустановки малої потужності. Відмінною особливістю ВЕУ малої потужності є відсутність потужної гондоли, в якій фактично розташований тільки генератор. Для забезпечення установки ВЕУ на вітер використовується флюгерна система.

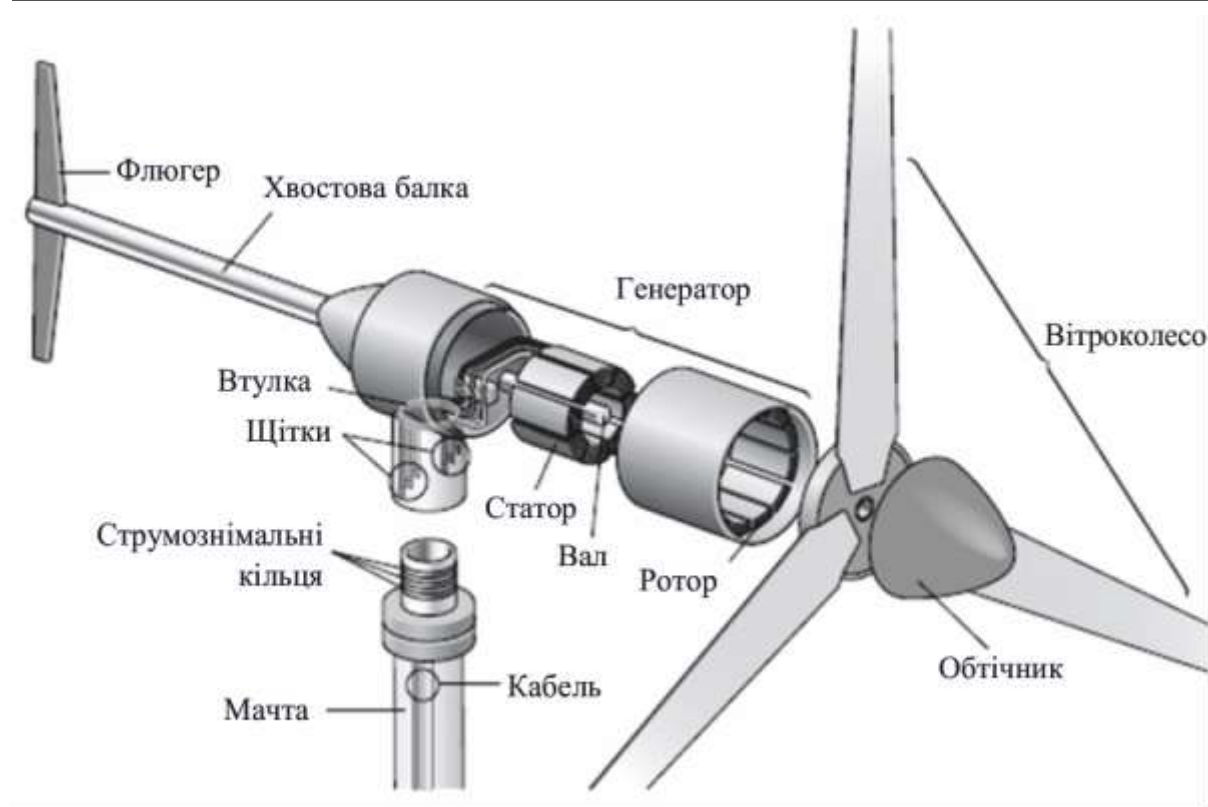


Рисунок 4.10 – Компонування вітроустановки малої потужності

Дуже малі ВЕУ (потужністю до 5 кВт), як правило, мають генератор змінного струму з постійними магнітами, вироблювана енергія змінного струму перетвориться в постійний струм за допомогою випрямляча. У таких ВЕУ швидкість обертання, а значить і частота на виході генератора може змінюватися в широких межах, вони не містять редукторів. Як правило, такі ВЕУ використовуються для зарядки акумуляторів з підключенням до нього електроприладів на постійному струмі, напругою 12 або 24 В. Широко також використовуються генератори постійного струму з напругою на виході 12 або 24 В.

Для орієнтації на вітер практично всіх ВЕУ цього класу використовуються хвостові флюгерні пристрої. У багатьох з них передача електроенергії від генератора, розташованого вгорі в гондолі, до випрямляча, розташованого внизу, здійснюється кабелем через контактні кільця з щітковим апаратом. Це дозволяє гондолі обертатися навколо вертикальної осі скільки завгодно раз при зміні напрямку вітру. Однак контактні кільця є досить ненадійним елементом.

У вітроустановках потужністю 5 кВт і більше як правило вико-

ристовуються трифазні генератори змінного струму, вітроустановки мають механічні регулятори, що забезпечують сталість швидкості обертання вітроколеса, а значить і частоти струму, на рівні вимог для автономного енергопостачання. ВЕУ такого роду можуть додатково комплектуватися дизельними або бензиновими генераторами, які вводяться в роботу при відсутності вітру або, у разі коли потужність вітру недостатня для покриття навантаження. Однак паралельна робота ВЕУ і навіть малих дизель-генераторів може забезпечуватися тільки спеціальною системою управління.

4.3 Схеми і конструктивні елементи ВЕУ з вертикальною віссю обертання

Вертикально-осьовий ротор (рис. 4.11) має ряд переваг в порівнянні з горизонтально-осьовим ротором:

- незалежність функціонування від напрямку поширення вітрового потоку усуває необхідність установки додаткових механізмів орієнтації на вітер;
- наявність вертикального вала, що дозволяє розміщувати електромеханічне обладнання в основі ВЕУ, що знижує вимоги до міцності і жорсткості опори і не обмежує масогабаритні показники обладнання;
- зручність механічного обслуговування і ремонту;
- рівномірне геометричне збільшення масштабів вертикально-осьового ротора, який чинить незначний вплив на міцнісні характеристики;
- можливість кріплення лопатей в декількох точках;
- відносно просте виготовлення лопатей.

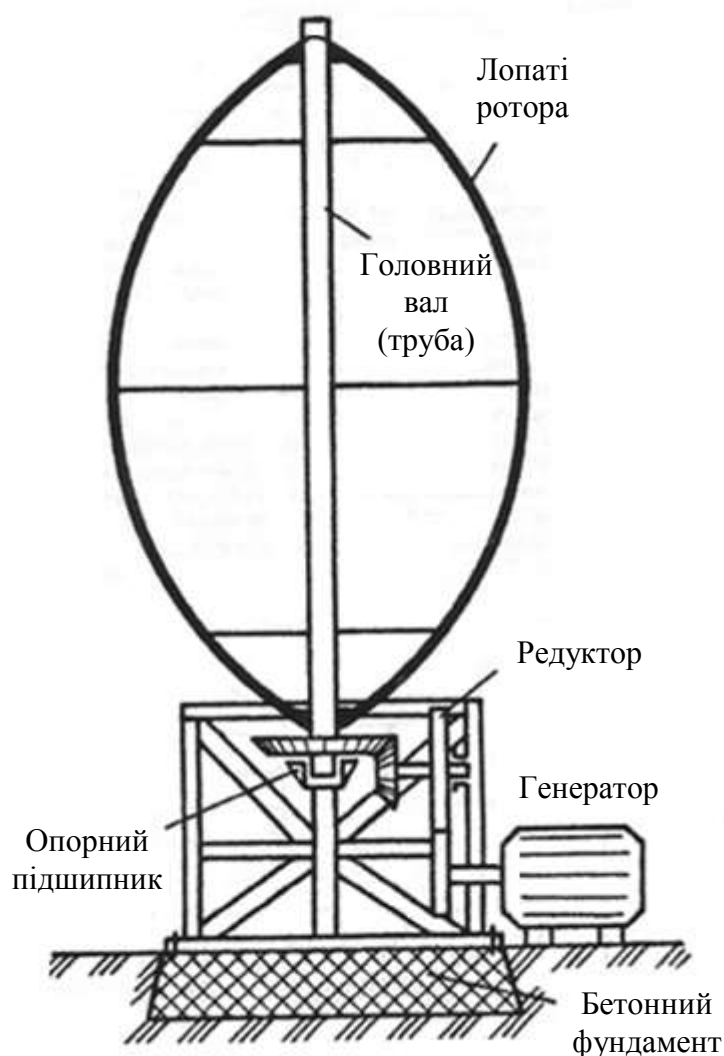


Рисунок 4.11 – Вітроустановка з вертикальною віссю обертання ротора

Як недоліки вертикально-осьові ВЕУ слід зазначити наступне:

- набагато більша схильність утомним руйнуванням, через автоколивальні процеси, що часто виникають;
- пульсація крутного моменту призводить до пульсацій потужності та інших параметрів генераторів;
- як показали останні результати випробувань ВЕУ типу Дар'є і Н-ротора потужністю 5 МВт, головною слабкістю є під'ятник-підшипник головного валу ВЕУ.

Саме завдяки його руйнуванню припинено спроби спорудження потужних ВЕУ з вертикальною віссю, хоча розробки ВЕУ невеликої потужності успішно тривають.

У загальному випадку для вітродвигуна в якості активної поверхні, що сприймає енергію вітрового потоку, в практиці використовують такі основні види роторів з вертикальною віссю:

- ротор Дар'є (рис. 4.12);
- ротор Савоніуса (рис. 4.13);
- ротор ортогонального типу (ротор Еванса) (рис. 4.14);
- ротор карусельного типу, у якого неробочі лопаті або прикриваються ширмою (рис. 4.15, а), або йдуть ребром проти вітру (ротор Масгрува) (рис. 4.15, б).

На роботу ВЕУ з вертикально-осьовим ротором, так само, як і у ВЕУ з горизонтально-осьовим ротором, впливають, хоча і меншою мірою, аеродинамічна тінь опори і взаємне затемнення лопатей.

Ротор Дар'є. У конструкції ротора французького інженера (Darrieus) обертовий момент створюється підйомної силою. Ротор являє собою дві або три тонких вигнутих лопаті, що мають аеродинамічний профіль. Підйомна сила максимальна коли лопать перетинає набігаючий повітряний потік і мінімальна коли лопать рухається паралельно потоку. Таким чином за один оборот лопать двічі піддається максимальному і мініимальному моменту, що і є причиною більшості утомних руйнувань.



Рисунок 4.12 – Ротор Дар'є

Ротор Дар'є почати обертатися самостійно не може, тому для його запуску використовується або генератор в режимі двигуна, або спеціальний двигун. Необхідність мати незалежне джерело живлення для запуску істотно знижує можливості поширення даного типу ВЕУ.

Ротор Савоніуса (рис. 4.14). Це вітроколесо також обертається силою опору. Його лопаті відрізняються простотою і дешевизною. Перше вітроколесо автора (1922 рік) винаходу фінського інженера Савоніуса (SI Savonius) взагалі представляло собою розрізану на дві частини бочку, посаджену на вісь. Обертаючий момент створюється за-

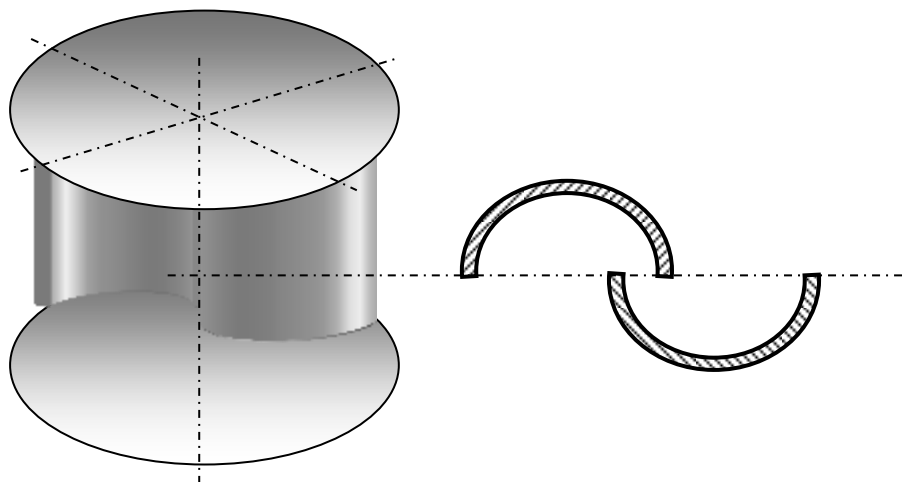


Рисунок 4.13 – Ротор Савоніуса

вдяки різниці моментів опору, що надаються повітряному потоку увігнутою і опуклою щодо нього лопатями вітру. Вітроколесо має велике геометричне заповнення, а значить і більший початковий момент, що необхідно для водопідйомних механізмів.

Ротор Еванса або H-ротор (рис. 4.13). Обертовий момент створюється також підйомною силою двох вертикально розташованих лопатей з аеродинамічним профілем. Для його запуску також потрібна розкрутка, а для зупинки використовується поворот лопатей на 90 градусів навколо вертикальної осі.

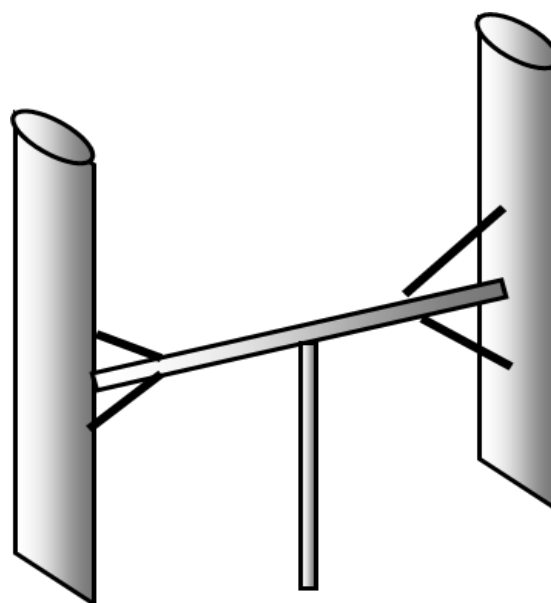
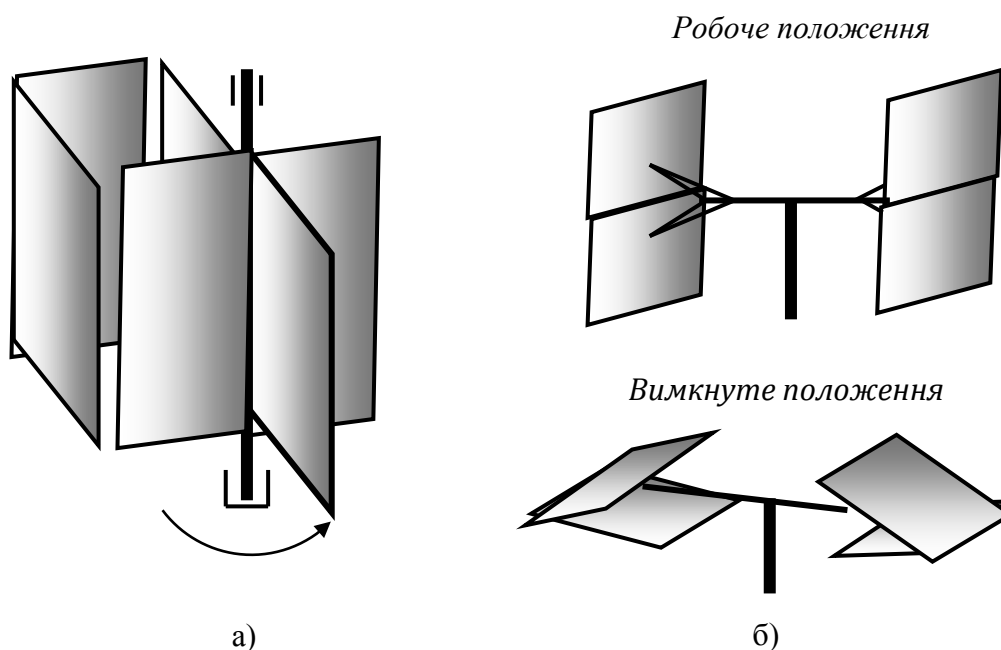


Рисунок 4.14 – Ротор Еванса

Ротор карусельного типу і ротор Масгрува (рис. 4.15). Обертовий момент створюється також підйомною силою. У першому випадку для створення обертового мо



**Рисунок 4.15 – Схема ротора карусельного типу:
а) з ширмою; б) з лопаттю, що складається**

менту половина ротора (неробочі лопаті) перекриваються ширмою (заслінкою). У другому випадку (ротор Масгрува), дві лопаті ротора, мають аеродинамічний профіль, в початковий стартовий момент розташовані вертикально. У міру збільшення швидкості вітру лопаті починають складатися, зменшуючи підйомну силу за рахунок зменшення захоплюваної площі. І при максимальній розрахунковій швидкості вітру вітроколесо зупиняється при повному складанні лопатей. Як і ротор Дар'є, цьому ротору необхідно дати початкове обертання.

Крім розглянутих основних видів роторів з вертикальною віссю знаходять застосування різні їх модифікації і комбінації. Як приклад на рис. 4.16 представлений загальний вид варіанту технічно досконалішого ротора ВЕУ. Вітродвигун містить три лопаті 1 з несиметричним аеродинамічним профілем типу літакового крила, встановлені на горизонтальних несучих кронштейнах 2. Останні закріплені на вертикальному валу 3. При цьому аеродинамічні профілі лопаті 1, розташовані в горизонтальній площині вітроколеса, встановлені під необхідним розрахунковим кутом установки $\beta_{уст}$, наприклад 60° . З хвостових

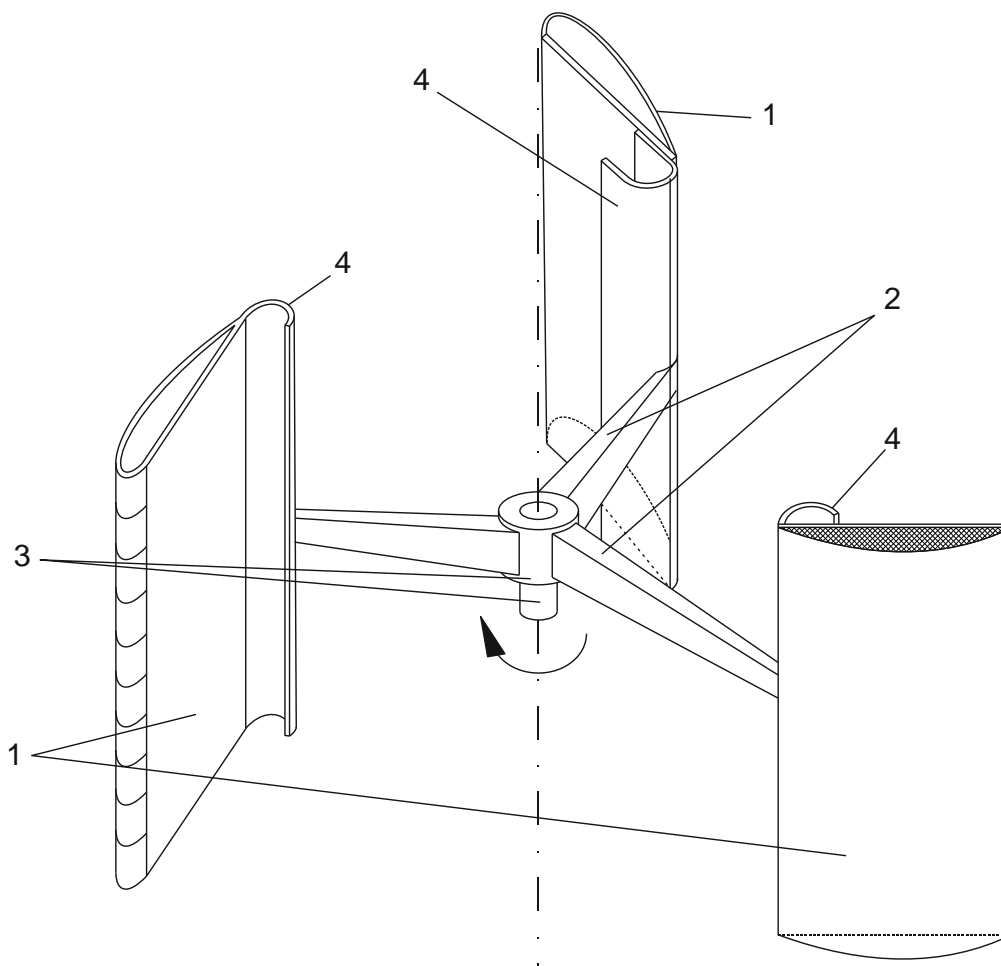


Рисунок 4.16 – Загальний вигляд трилопатевого вітродвигуна

частин профілю лопаті 1 сходять потік по всій довжині лопаті. У цьому місці встановлені закрилки 4, виконані у вигляді напівциліндрів і є продовженням крилоподібного профілю 1. При цьому опуклою стороною закрилки 4 орієнтовані в бік, протилежній вхідній частини аеродинамічного профілю.

Працює вітродвигун таким чином. Вітер зі швидкістю v , взаємодіючи з лопатями 1, створює на них тиск і обертає вал 3 вітродвигуна з розрахунковою кутовою швидкістю. При цьому виникають і діють одночасно дві сили – підйомна сила на аеродинамічному профілі 1 і сила динамічного тиску внутрішньої поверхні профілю 1 на закрилках 4. Сумарне значення цих двох сил створює момент обертання вітродвигуна щодо валу 3.

При цьому потік вітру зі швидкістю v входить в конфузурний канал між сусідніми лопатями 1, розганяється до більш високій швид-

кості і його динамічний натиск спрацьовує на закрилки 4 з реакцією повороту потоку в бік входу, що забезпечує швидкий запуск вітродвигуна і підвищує момент обертання робочого колеса. Тому головною перевагою пропонованого вітродвигуна є виконання лопатей 1 у вигляді об'ємних конструкцій у поєднанні з жорсткими закрилками 4.

Це забезпечує мінімум небезпечних згинальних напруг, що виникають при його роботі, підвищує аеродинамічну якість вітротурбіни, а в цілому забезпечує надійну експлуатацію вітродвигуна з поліпшеними і міцнісними характеристиками.

Для *вертикально-осьової ВЕУ* в загальному випадку привід з валом, розташованим під прямим кутом, дозволяє встановити електро-механічне обладнання на горизонтальній площині, що дає можливість легко переміщати і замінювати окремі пристрої. Крім того, наявність двох осей забезпечує компактність установки, оскільки дозволяє уникнути зайвої висоти опори і спрощує будь-які модифікації системи сполучення передачі та електричного генератора. Однак ці переваги менш значущі для вертикально-осьової ВЕУ середньої та великої потужності.

Оскільки створюваний пусковий аеродинамічний момент вертикально-осьової ВЕУ ортогонального типу (ротор Дар'є, ротор Еванса) дуже малий, для її запуску можуть використовуватися електродвигун або ротор Савоніуса.

Пусковий електропривод є ефективним пристроєм для запуску ВЕУ, проте, його використання призводить або до ускладнення системи автоматичного регулювання, або до застосування ручного пуску. Застосування ротора Савоніуса, що володіє максимальною потужністю при малих окружних швидкостях, дозволяє істотно спростити процес запуску.

4.4. Полівітродвигунні установки

Принципово можливе створення полівітродвигунної установки, яка може замінити моновітродвигунну еквівалентної потужності, при виникненні труднощів, пов'язаних з виготовленням лопатей досить великого розміру. На рис. 4.17 представлений один з варіантів полі-

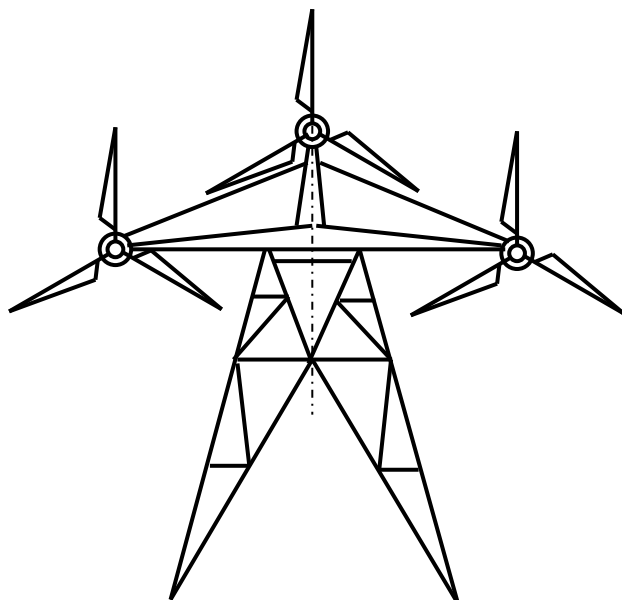


Рисунок 4.17 – Полівітродвигунна установка

вітродвигунної установки, що складається з трьох, як правило, однакових ВЕУ, розташованих на одній поворотній платформі. В іншому (орієнтація на вітер, відбір і перетворення енергії тощо) робота полівітродвигунної установки практично не відрізняється від роботи систем моно-ВЕУ.

Іншим новим напрямком створення полівітродвигунної ВЕУ є варіант розміщення вітрогенераторів на лопаті основного вітродвигуна (рис. 4.7, в). Фахівці проектно-конструкторського технологічного бюро (ПКТБ) «Конкорд» (Україна, м. Дніпропетровськ), що мають великий досвід у розробці успішно експлуатованих вітчизняних і зарубіжних ВЕУ, розробили і виготовили принципово нову в світовій практиці конструкцію вітрової установки потужністю 750 кВт. Головною особливістю цієї ВЕУ є розташування генераторів (3 шт.) на лопатях основного ротора, які забезпечені додатковими вітроколесами (турбінами) встановленими безпосередньо на вали генераторів. Оскільки лінійна швидкість обертання генераторів в 3...4 рази вище швид-

кості вітрового потоку, то діаметр додаткових вітрових коліс в 10-15 разів менше діаметра основного ротора, а обороти генераторів в 10-15 разів більше оборотів основного ротора.

Основною відмінною особливістю вітрової установки ТГ-750 (рис. 4.18) є безмультиплікаторна турбогенераторна схема перетворення енергії вітру з синхронним індукторним генератором, що дозволяє:

- працювати при змінній частоті обертання ротора з максимальним к.к.д. без перетворювача частоти електричної енергії;
- застосувати синхронний індукторний генератор з частотою обертання ротора 600 об/хв, замість традиційно застосовуваних асинхронних генераторів з частотою обертання 1000...1500 об/хв;
- виключити навантаження на кореневу частину лопаті і маточину від крутного моменту завдяки розміщенню турбогенераторів в центрі тиску аеродинамічних сил;
- зменшити навантаження на лопаті від осьової аеродинамічної сили завдяки розміщенню турбогенераторів в центрі тиску аеродинамічних сил та встановлення лопатей з кутом відміни в сторону гондоли;
- забезпечити стабільність параметрів генеруючої електрое-



Рисунок 4.18 – Загальний вигляд ВЕУ ТГ-750 виконаної за турбогенераторною схемою

нергії в умовах поривчастого вітрового потоку завдяки більш високому моменту інерції ротора і плавному регулюванню частоти обертів основного ротора;

- забезпечити генерування електроенергії у всьому робочому діапазоні швидкостей вітру від 3,5 до 65 м/с;
- можливість паралельної роботи як з промисловою мережею, так і з дизель-генераторною електростанцією.

Турбогенераторна схема ВЕУ в порівнянні з вітчизняними та закордонними аналогами, виконаними за горизонтально-пропелерною схемою, має такі основні відмінності:

– для передачі крутного моменту на генератори замість механічного мультиплікатора прийнятий аеродинамічний на основі турбогенераторів, встановлених в середній частині лопатей ротора;

– завдяки аеродинамічній мультиплікації ротор обертається зі змінною частотою обертів, максимально можливим ККД у всьому діапазоні робочих швидкостей вітру і, тим самим, компенсуються додаткові аеродинамічні втрати на турбогенераторах. Одночасно забезпечується постійна частота обертання турбін і валів турбогенераторів, обумовлена частотою струму в мережі, що дозволяє обійтися без перетворювача частоти генерованого електричного струму при змінній частоті обертання ротора;

– запуск, громовідвід і регулювання потужності в процесі генерування електроенергії забезпечується поворотом кінцевих частин лопатей ротора автономними електромеханічними приводами. Це підвищує ймовірність виконання аварійної зупинки ротора навіть у разі відмови одного з приводів;

– завдяки аеродинамічному мультиплікатору виключений силовий вал і силова платформа;

– в порівнянні з кращими закордонними аналогами ТГ-750 має більш високі питомі показники ефективності;

– відношення середньорічної вироблення електроенергії до маси гондоли з ротором (77,0 тис. кВт·год /т) перевищує значення цього

показника кращих західних аналогів на 30...60%;

– відношення потужності до маси гондоли з ротором (22,7 кВт/т) перевищує значення цього показника кращих західних аналогів на 30%.

Нормальне функціонування ВЕУ забезпечується низкою систем, склад яких наведено на рис. 4.19. Система управління ВЕУ автоматично забезпечує запуск і підтримку робочих параметрів ВЕУ в заданих межах у всіх режимах роботи, а також зупинку за наявності ознак аварійної ситуації.

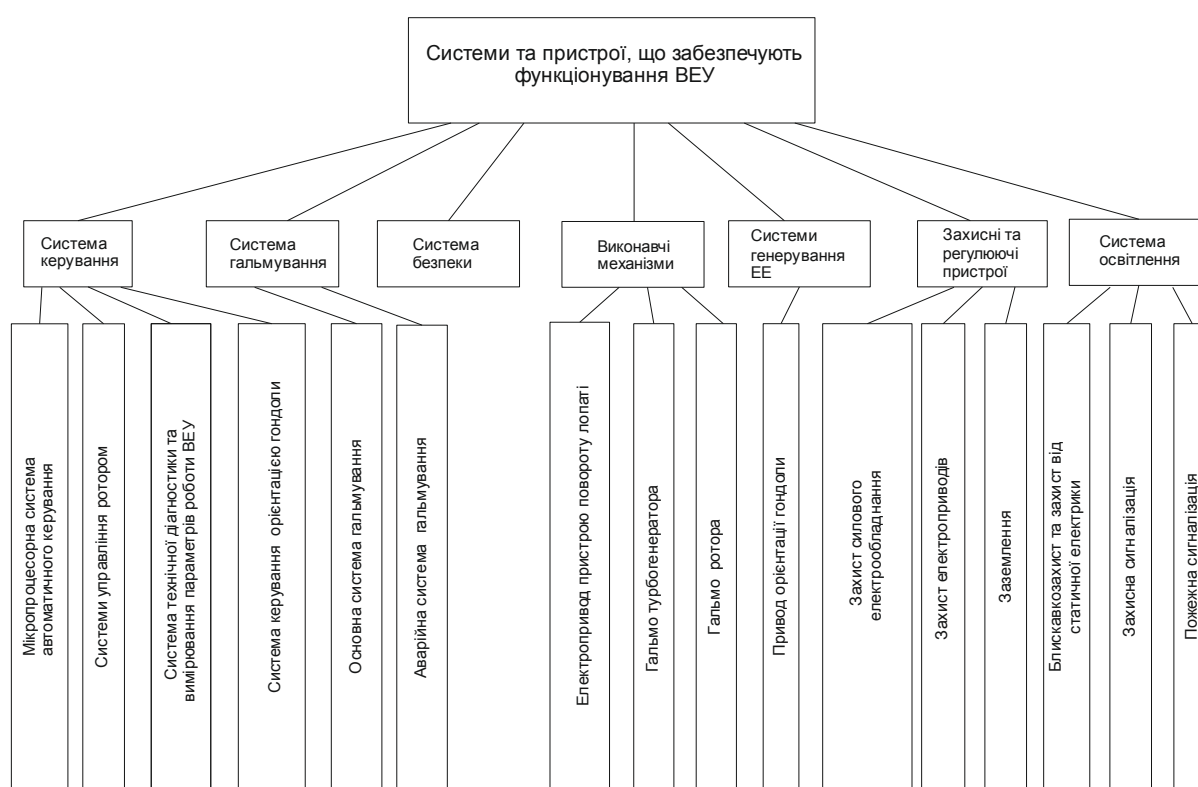


Рисунок 4.19 – Структурний склад систем і пристроїв, що забезпечують функціонування ВЕУ ТГ-750

З метою підвищення рівня експлуатаційних характеристик (керованості і надійності) система управління ВЕУ структурно і функціонально розділена на ряд приватних систем: мікропроцесорна автоматичного управління ВЕУ, управління ротором, управління орієнтацією гондоли, технічної діагностики та вимірювання параметрів режиму роботи ВЕУ.

ВЕУ ТГ-750 має наступні основні конструктивно-компонувальні

рішення:

Опора – чотирисекційна, для зручності транспортування і монтажу. У верхній секції є відкидний люк з висувним майданчиком для обслуговування турбогенераторів і вузлів повороту лопатей.

Гондола має Т-подібну форму, виконану з труб, є силовою конструкцією і не вимагає додаткового аеродинамічного обтічника.

Ротор складається з трьох лопатей, маточини, підшипникового вузла і обтічника. Кожна лопать – складова із стаціонарної кореневої частини, турбогенератора, шарнірного вузла і поворотної кінцевої частини.

Кореневі частини виконані на основі трубчастого сталевого лонжерона, поперечного силового набору і профільованою склопластикової оболонки.

Турбогенератор (рис. 4.20) складається з генератора з несучим корпусом і турбіни з чотирма стаціонарними лопатями. Для підвищення ККД. ВЕУ турбогенератори встановлені під певним кутом до площини обертання ротора у бік основного (природного) повітряного потоку.

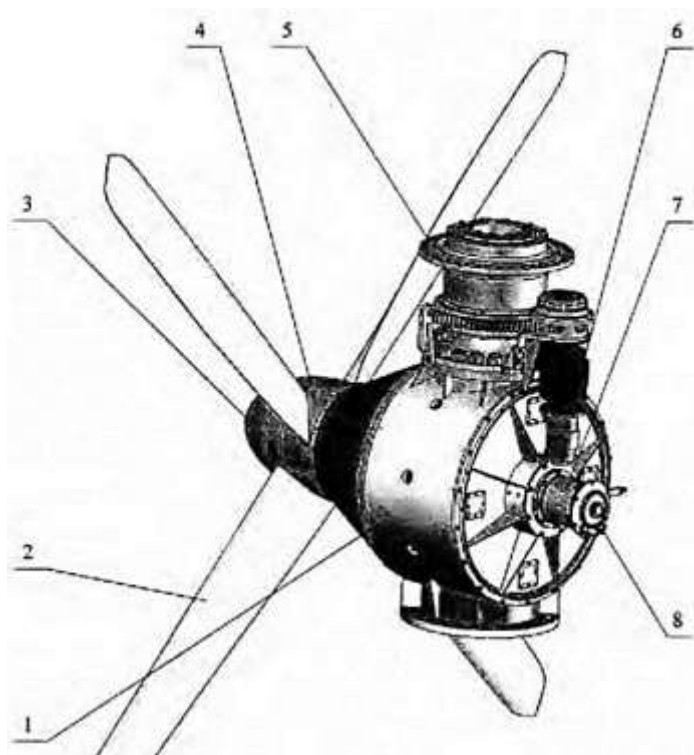


Рисунок 4.20 – Турбогенератор:

- 1 – генератор;
- 2 – лопаті турбогенератора;
- 3 – обтікач; 4 – турбіна;
- 5 – вузол повороту кінцевої частини лопаті;
- 6 – електромеханічний привод повороту кінцевої частини лопаті;
- 7 – гальмо;
- 8 – датчик частоти обертання

Шарнірний вузол виконаний на основі ролико- і шарикопідшипників загальномашинобудівного застосування і забезпечує поворот кінцевої частини лопаті на кут 94° . Поворот кінцевих частин лопатей забезпечується електромеханічними приводами.

Маточина ротора – зварна, спеціальної конструкції. Для компенсації аеродинамічного моменту, що діє на лопаті ротора, патрубків маточини і лопаті відхилені від площини обертання. Ротор кріпиться до корпусу гондоли за допомогою підшипникового вузла, виконаного на базі 2-х радіально-упорних підшипників великого діаметру. Що дозволяє виключити центральний силовий вал і забезпечити доступ персоналу в порожнину маточини для кріплення лопатей з внутрішньої сторони.

Система генерування електроенергії складається з трьох синхронних індукторних генераторів потужністю по 250 кВт, що входять до складу турбогенераторів, контактної пристрою (струмознімача), силової шафи, шафи управління та кабельної мережі.

Датчики швидкості і напрямку вітру, що використовуються системою управління, розташовані на виносній штанзі в лобовій частині обтічника ротора. Штанга нерухомо закріплена щодо корпусу гондоли. Це дозволяє отримувати більш достовірну інформацію про параметри вітру.

Для виконання вимог безпеки і безаварійності ВЕУ забезпечена рядом гальмівних пристроїв:

- основним гальмом аеродинамічного типу;
- двома аварійними гальмами;
- електромеханічними гальмами турбін (3 шт.);
- механічними гальмами і фіксаторами ротора, турбін і гондоли від обертання при технічному обслуговуванні.

Фахівці ПКТБ «Конкорд» (Україна, м. Дніпропетровськ) на основі турбогенераторної ВЕУ ТГ-750 розробили конструкторську документацію на установки потужністю 1000 кВт (**ТГ-1000**) і потужністю 2500 кВт (**ТГ-2500**)

4.5 Опори вітроенергетичних установок

Типи опор для горизонтально-осьової ВЕУ

Перешкоди, що розташовані навколо вітроустановки, порушують лінійність вітрового потоку і створюють його завихрення. За допомогою опори ротор виноситься на таку висоту, де вплив цих вихорів дещо знижується. Крім того, з висотою зростає величина відбору потужності від вітрового потоку. Так, наприклад, якщо висоту опори збільшити в 2 рази, то потужність зросте в 1,5 рази.

Таким чином, опора – конструктивна складова частина ВЕУ, призначена для розміщення ротора на необхідній висоті щодо відповідно земної поверхні. Для ВЕУ великої потужності її висота може доходити до 100 м. Опора ВЕУ повинна сприймати статичні і динамічні навантаження, що викликаються особливостями роботи вітродвигуна і силами аеродинамічного впливу вітрового потоку на конструкцію в цілому.

Мінімальна висота опори повинна становити:

$$H = h + c + R, \quad (4.1)$$

де h – висота перешкоди біля вітроустановки; c – відстань від верхівки перешкоди до нижньої точки кола обмаху ротора (приймається 1,5...2 м); R – радіус ротора.

В якості несучої конструкції для горизонтально-осьової ВЕУ можуть використовуватися такі типи опор (башт): сталева решітчаста, сталева з тросовими розтяжками, сталева трубчаста, залізобетонна.

Стальна решітчаста опора. При створенні таких опор принципово можливе використання існуючої добре відпрацьованої технології виготовлення опор високовольтних ліній електропередач. При використанні сталевих решітчастих опор слід враховувати, що при квадратному перерізі вона володіє різним лобовим опором залежно від напрямку поширення вітрового потоку.

На рис. 4.21 показано, що максимум коефіцієнта лобового опору C_x досягається при куті $\gamma = 30^\circ$. Отже, при орієнтації такої опори кут γ повинен становити 0° з переважним напрямком вітрового потоку виходячи з рози вітрів для даної місцевості.

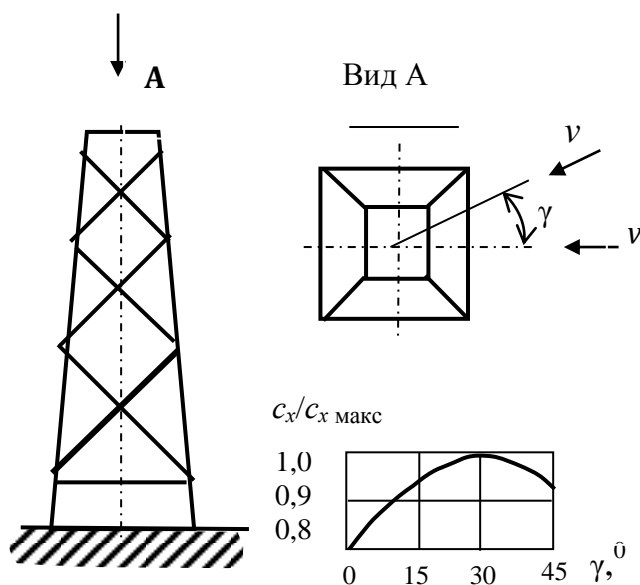


Рисунок 4.21 – Залежність лобового опору опори від кута обдування

Для зменшення лобового опору опори число з'єднувальних балок має бути по можливості зменшено за умови збереження необхідної міцності; кабельні канали, сходові марші, шахта підйомника повинні бути по можливості приховані від прямої дії вітрового потоку.

Слід зазначити, що сталева решітчаста опора істотно спотворює структуру вітрового потоку, який проходить через неї, оскільки значна кількість конструктивних деталей, наявність відкритих сходових маршів призводить до його значної турбулізації, в результаті чого він втрачає тут практично до 90% свого енергетичного потенціалу.

Сталева опора з тросовими розтяжками повинна складатися зі сталевий циліндричної труби, що підтримується натягнутими сталевими тросами. Для протидії згинаючим навантаженням, що викликаються вітродвигуном, троси повинні мати великий натяг, що збільшує навантаження на фундамент, особливо фундамент самої труби. Для одержання прийнятної жорсткості троси повинні бути закріплені під значним кутом до опори, що призводить до збільшення займаної площі.

Крім того, навантаження, які сприймаються опорою, призводять до виникнення вібрації тросів, тому при використанні вітродвигуна значного діаметра суттєвим є питання забезпечення необхідного зазору між лопатями і тросами опори (рис. 4.22).

Сталева трубчаста опора включає в себе трубчастий циліндричний зварений корпус, в основі якого знаходиться усічений конус (рис. 4.23). Цей тип опори дозволяє знизити діючі на неї вібраційні навантаження. Однак сталеві трубчасті опори мають високу металоемність і при своєму створенні вимагають певної технології, що збільшує витрати на виробництво і будівництво.

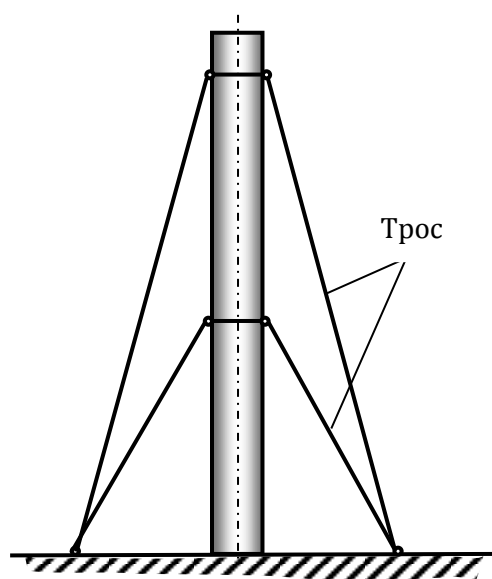


Рисунок 4.22 – Опора з тросовими розтяжками

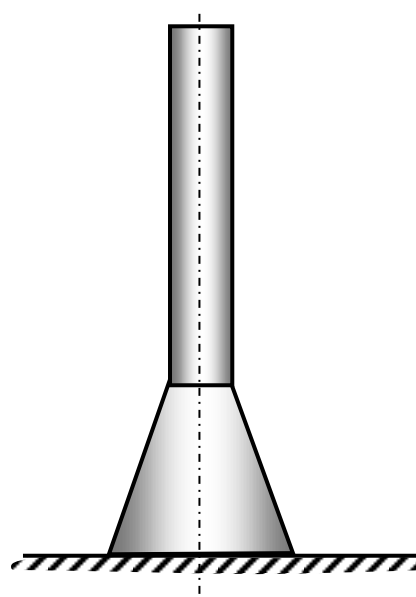


Рисунок 4.23 – Сталева трубчаста опора

Залізобетонна опора являє собою усічену конусну трубу, виготовлену або методом ковзної опалубки, або секційно. При її виготовленні для забезпечення необхідної міцності і жорсткості цей тип опори вимагає значного армування. Крім того, при установці залізобетонної башти пред'являються підвищені вимоги до фундаменту.

Конструкція цієї опори відрізняється високою матеріаломісткістю, значною трудомісткістю, великим обсягом бетонних робіт. залізо-

бетонна опора більш схильна до руйнування внаслідок несприятливих атмосферних впливів і вібрацій.

Суцільна опора відображає приблизно 90% потужності вітрового потоку, що припадає на її площу та істотно впливає на її динамічні властивості, оскільки конструкція опори багато в чому визначає характер взаємодії виникаючих при цьому сил.

Для малопотужних ВЕУ найбільш ефективним є використання сталевих опор з тросовими розтяжками.

Опори для вертикально-осьових ВЕУ.

Для ВЕУ малої потужності в якості опори можуть використовуватися:

- *центральний трубчастий стовбур* з тросовими розтяжками, який кріпиться до фундаменту за допомогою болтового з'єднання;
- *обертовий решітчастий стовбур*, виконаний у вигляді звареної конструкції з тросовими розтяжками.

Решітчастий стовбур в порівнянні з попередньою конструкцією має рівну їй міцність, має перевагу щодо маси, однак відрізняється великим діаметром, що призводить до збільшення зони аеродинамічної тіні.

Основними перевагами опорної конструкції з тросовими розтяжками є:

- легкість досягнення необхідної жорсткості конструкції;
- зменшення згинальних моментів, що діють на стовбур, простота конструкції;
- розташування маси стовбура, що обертається близько до осі обертання збільшує жорсткість конструкції і мінімізує динамічні напруження за рахунок обертання.

У вертикально-осьових ВЕУ великої потужності можуть використовуватися ті ж типи опор, що і для горизонтально-осьових ВЕУ.

Взагалі для ВЕУ з горизонтальною і вертикальною віссю при невеликих статичних і динамічних навантаженнях (вітроустановки малої потужності – до 20 кВт) застосовують опори з розтяжками.

При відносно невеликій вартості сталевих ферменних опор, вони вимагають застосування підвищених заходів безпеки при експлуатації та ремонті (наявність відкритої драбини). Трубчасті мають підвищені естетичні та енергодинамічні параметри (сходи або ліфт розташовується в середині опори), але вони коштовні.

Опори вітроустановок не повинні генерувати інфразвукові коливання (негативний вплив на біооб'єкти) та вібрацію. Залізобетонні опори добре гасять вібрацію, але вимагають розташування ротора в робочому стані в навітровому положенні. При підвітровому положенні розташування ротора, вібрація та інфразвук можуть виникнути і при використанні сталевих опор.

Вібраційні характеристики та характеристики на міцність опори в цілому визначаються також і якістю виготовлення фундаменту. Глибина його закладення вибирається не менше глибини промерзання ґрунтів (в Україні вона складає не більше 1,1м). Фундаменти повинні задовольняти таким основним вимогам:

- мати достатню міцність до статичних та динамічних навантажень;
- не давати осіданню (щоб не викликати перекіс споруди, необхідно центр всієї маси вітроенергетичної установки та фундаменту розміщувати на одній вертикалі).

При розрахунку фундаменту і конструкції опори за основу повинна прийматися швидкість пориву вітру близько 60 м/с.

4.6 Матеріали для виготовлення лопатей вітродвигуна

Тертя об поверхню лопаті повітряного потоку призводить до значних втрат, які пропорційні квадрату лінійної швидкості руху точок поверхні лопаті. Чим більше поточний радіус лопаті, тим більше ця швидкість. На значних радіусах лопаті швидкості її дуже великі,

тому шорсткість поверхонь лопатей дуже впливає на потужність ВЕУ в широкому діапазоні швидкостей. З цієї причини якість обробки поверхні лопатей роторів має бути якомога вище.

Матеріал лопатей повинен бути міцним, легким, зносостійким в несприятливих кліматичних умовах і добре піддаватися обробці для того, щоб створювати деталі лопатей необхідної форми і шорсткості.

Світовий досвід створення ВЕУ показав, що для виготовлення лопатей можуть застосовуватися нержавіюча сталь, алюміній і його сплави, дерево, пластмаса, армована високоміцним хімічним волокном.

Незважаючи на те, що для забезпечення міцності і жорсткості алюмінієві і сталеві лопаті найбільш прийнятні, вони мають ряд істотних недоліків:

- при виготовленні виходять погані, з погляду аеродинаміки, поверхні, і для їх поліпшення потрібні додаткові витрати на обробку;
- необхідність забезпечення корозійної стійкості;
- при невеликій кількості виробів невиправдано трудомістке і дороге виготовлення прес-форм і матриць;
- при роботі вони створюють значні перешкоди радіотелевізійним сигналам;
- значна маса лопатей.

Дерево можна використовувати для виготовлення цільних лопатей для ВЕУ малої потужності і у вигляді фанерного покриття для лопатей горизонтально-осьових ВЕУ середньої та великої потужності. Однак, незважаючи на те, що дерево дозволяє отримати гладко оброблену поверхню, воно погано переносить згинального навантаження і флаттер, а також вразливе до атмосферних впливів.

Недоліки, властиві наведеним вище матеріалам, з успіхом усуваються при використанні пластмас, армованих хімічним волокном.

Проблеми корозії та ерозії вирішуються практично за рахунок застосування будь-яких пластмас, армованих скловолокном. Вимоги ж до міцності і жорсткості вирішуються використанням пластмас і епоксидних смол, армованих вугільним волокном. Такі лопаті не тільки

набагато перевершують алюмінієві по міцності і ваговим характеристикам, але й не впливають на радіотелевізійні сигнали.

Крім того, лопаті з скломатеріалів відрізняються високою точністю виготовлення і дуже гладкою поверхнею. При цьому досягається постійна якість обробки матеріалу по всій довжині лопаті, що має вирішальне значення для експлуатаційних параметрів ВЕУ.

Лопаті для ВЕУ середньої та великої потужності, виконані з пластмаси, армованої хімічним волокном, повинні бути обладнані відповідним грозозахистом, яка представляє собою покладену по всій поверхні алюмінієву сітку, доповнену провідниками на передній і задній кромках лопаті.

Контрольні запитання

1. Дайте характеристику класам вітроелектричних установок в залежності від призначення і умов їх роботи по відношенню до енергосистеми, до якої вони підключені, і способу управління.
2. Наведіть структурну схему ВЕУ та вкажіть призначення її елементів.
3. Що відносять до базових функцій системи управління?
4. З яких елементів складається вітровий двигун з горизонтальною віссю обертання?
5. Як поділяють вітрові двигуни залежності від значення коефіцієнта швидкості?
6. Наведіть приклади вітроприймальних пристроїв з горизонтальною віссю обертання
7. Які конструктивно-компонувальні схеми горизонтально-осьових вітроелектричних установок даний час застосовуються у світовій вітроенергетиці?
8. З яких елементів складаються вітроустановки середньої та великої потужності з класичним компонованням та вкажіть їх призначення?
9. З яких елементів складаються вітроустановки середньої та великої потужності з безмультиплікаторним компонованням та вкажіть їх призначення?
10. З яких елементів складаються вітроустановки малої потужності з класичним компонованням та вкажіть їх призначення?
11. Які вимоги висуваються до ВЕУ малої потужності?

12. Яким чином встановлюється на вітер ВЕУ малої потужності та ВЕУ середньої та великої потужності?
13. Як є переваги та недоліки вертикально-осьові ВЕУ?
14. В чому полягає особливість полівітродвигунної установки?
15. Які на практиці використовують види роторів з вертикальною віссю обертання?
16. Що дозволяє здійснювати безмультіплікаторна турбогенераторна схема перетворення енергії вітру з синхронним індукторним генератором?
17. Які відмінності має турбогенераторна схема ВЕУ в порівнянні ВЕУ, виконаними за горизонтально-пропелерною схемою?
18. Які основні конструктивно-компонувальні рішення має ВЕУ ТГ-750?
19. Якими пристроями забезпечується ВЕУ для виконання вимог безпеки і безаварійності?
20. Які типи опор (башт) можуть використовуватися в якості несучої конструкції для горизонтально-осьової ВЕУ?
21. Що може використовуватися для ВЕУ малої потужності в якості опор?
22. Які переваги має опорна конструкція з тросовими розтяжками?
23. Яким основним вимогам повинні задовольняти фундаменти?
24. Які матеріали застосовують для виготовлення лопатей вітродвигуна?
25. Які недоліки мають алюмінієві і сталеві лопаті?

5. ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ВІТРОЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

5.1 Способи генерації електроенергії

Використання вітроустановок для виробництва електроенергії є найефективнішим способом утилізації енергії вітру. Ефективність перетворення механічної енергії в електричну в електрогенераторі складає зазвичай 95%, а втрати електричної енергії при передачі не перевищують 10%. Вимоги, що пред'являються при цьому, до частоти і напруги електроенергії, що виробляється, залежать від особливостей споживачів цієї енергії. Ці вимоги жорсткі при роботі вітроустановок у рамках єдиної енергосистеми і досить м'які при використанні енергії ВЕУ наприклад в освітлювальних і нагрівальних установках.

Основними моментами, які мають бути розглянуті при виборі схем, пов'язаних з перетворенням енергії вітру в електричну енергію, є: вид електроенергії (змінна напруга змінної або постійної частоти або постійна напруга), що виробляється, частота обертання вітродвигуна (постійна, близька до постійної або змінна), характер використання електричної енергії (застосування акумуляторних батарей або акумуляції за допомогою інших способів, подача електроенергії в мережу змінного струму), що виробляється.

Безпосереднє вироблення постійного струму здійснюється нині практично тільки на малих ВЕУ потужністю не більше 10-20 кВт. В цьому випадку не потрібна постійна частота обертання вітродвигуна і зазвичай застосовуються акумуляторні батареї.

Акумуляція енергії вітру у формі тепла з метою подальшого його використання на місці може бути здійснена при застосуванні ВЕУ змінної напруги з частотою, що змінюється, або ВЕУ постійної напруги в комплексі з електричним тепловим акумуляюючим пристроєм.

Очевидно, що частота обертання вітродвигуна в цьому випадку не обов'язково має бути постійною. Можливо також застосування випрямних пристроїв для отримання постійної напруги, яка може бути використана безпосередньо або ж після його інвертування в змінну напругу постійної частоти.

Великомасштабне отримання електричної енергії за рахунок використання енергії вітру повинне вироблятися у вигляді змінної напруги постійної частоти для можливості подання електроенергії в мережі існуючих енергосистем.

Інший підхід, який останнім часом привертає увагу, полягає в тому, щоб дати можливість вітродвигуну обертатися зі змінною оптимальною частотою, регульованою відповідно до зміни швидкості вітру і із застосуванням генеруючих систем, що забезпечують в цих умовах отримання змінної напруги постійної частоти, при якій електроенергія може бути подана в існуючі енергосистеми. Методи отримання змінної напруги постійної частоти при змінній частоті обертання валу приводу зводяться до двох великих груп диференціальних і недиференціальних.

Перші реалізуються в схемах з синхронними генераторами за допомогою механічних пристроїв, що забезпечують отримання постійної частоти обертання генераторів (редукторів зі змінним передатним відношенням, пристроїв з гідравлічною передачею потужності), а також за допомогою електричних пристроїв, компенсуючих зміну частоти обертання за допомогою живлення обмотки збудження напругою з частотою ковзання, рівній різниці частоти обертання ротора генератора і частоти напруги енергосистеми, на яку працює генератор.

Недиференціальні методи можуть бути реалізовані через статичні облаштування зміни частоти за схемою перетворення змінна напруга – постійна напруга – змінна напруга шляхом застосування пристроїв, що обертаються – колекторних генераторів змінного струму, циклоконверторів і перетворювачів частоти, перетворювачів з амплі-

тудною модуляцією частоти. У останньому випадку може бути використана високочастотна або низькочастотна модуляція.

По роду струму електромеханічні перетворювачі енергії для вітроенергетичних установок розділяються на машини змінного і постійного струму. Машини змінного струму діляться на синхронні і асинхронні, а також на колекторні машини змінного струму.

У синхронних машинах кутова швидкість обертання ротора Ω_p і кутова швидкість обертання магнітного поля статора Ω_1 рівні між собою. Частота генерованих в статорі ЕРС і струмів визначається швидкістю обертання ротора n і числом пар полюсів p його обмотки збудження:

$$f = \frac{pn}{60}. \quad (5.1)$$

У асинхронних машинах кутові швидкості Ω_p і Ω_1 не рівні між собою, при цьому в генераторному режимі роботи $\Omega_p > \Omega_1$. Частота генерованих ЕРС і струму в асинхронному генераторі і його ковзання s визначаються виразами:

$$f_1 = \frac{pn}{60}(1-s), \quad (5.2)$$

$$s = \frac{\Omega_p - \Omega_1}{\Omega_p}. \quad (5.3)$$

Колекторні машини відрізняються від синхронних і асинхронних тим, що мають механічний перетворювач частоти і числа фаз – колектор, який сполучений з обмоткою статора або ротора. Машини постійного струму також мають на роторі колектор, що виконує функцію механічного випрямляча в генераторах.

Ротор електричної машини змінного струму може не мати обмоток збудження. У таких машинах магнітне поле збудження створюється постійними магнітами і вони називаються генераторами з постійними магнітами.

Явно виражені конструкції полюсів на статорі і роторі належать індукторним або параметричним машинам, в яких перетворення енергії здійснюється за рахунок періодичної зміни магнітного опору повітряного проміжку. Конструктивні виконання індукторних машин дуже різноманітні. Вони можуть мати два статори з розміщеною між ними обмоткою збудження і два ротори, або один статор і ротор з явно вираженими, так званими кігтьоподібними полюсами, при цьому обмотка збудження розташовується або на роторі, або в торцевих частинах статора.

Більшість названих типів електричних машин – синхронні, асинхронні, з постійними магнітами, індукторні – знаходять широке застосування в якості генераторів у вітроустановках. Перспективу мають також і генератори торцевого виконання, в яких статор і ротор виконуються у формі дисків і в яких перетворення енергії здійснюється в повітряному проміжку між цими дисками.

5.2 Синхронні генератори

Принцип дії синхронного генератора розглянемо на двополюсній моделі синхронної машини (рис. 5.1). При вмиканні обмотки збудження на джерело постійного струму, вона створює магнітне поле. Оскільки це поле утворене постійним струмом, то воно нерухомо в просторі щодо полюсів ротора. На кожному полюсному поділу в повітряному проміжку індукція розподіляється за синусоїдальним законом (рис. 5.2).

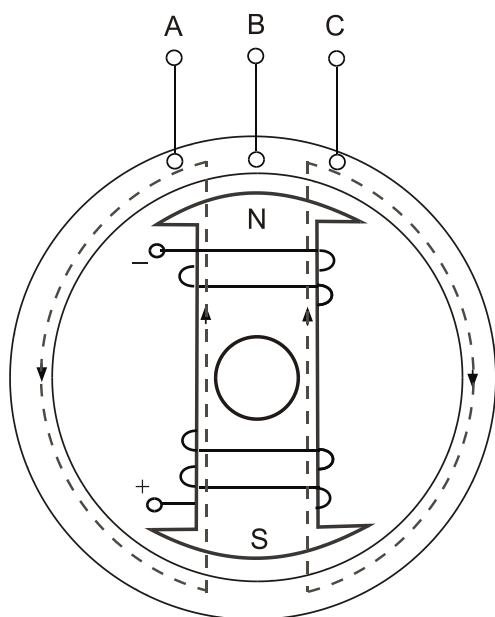


Рисунок 5.1 – Модель двополюсної синхронної машини

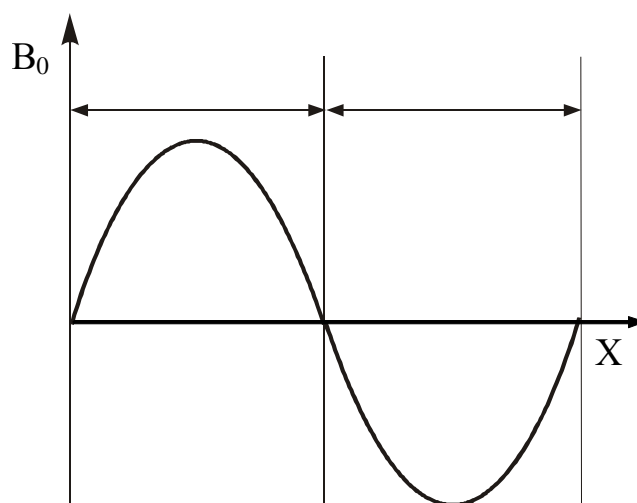


Рисунок 5.2 – Розподіл магнітної індукції в повітряному проміжку

Якщо ротор не приведений в обертання, в обмотці якоря ЕРС не індукується. Коли ротор приводиться в обертання приводним двигуном (вітроподвигуном), силові лінії поля збудження перетинають провідники обмотки якоря (статора) і індукують у них ЕРС. Діюче значення ЕРС фази обмотки якоря визначається виразом

$$E_{\phi} = 4,44W_{\phi} f\Phi_0 k_{об} , \quad (5.4)$$

де W_{ϕ} – число послідовно з'єднаних витків у фазі обмотки якоря; f – частота ЕРС синхронного генератора, яка визначається формулою (5.1), Гц; Φ_0 – магнітний потік збудження на полюсному поділу, Вб; $k_{об}$ – обмотувальний коефіцієнт обмотки якоря.

Відповідно до приведеної залежності, значення ЕРС і, відповідно, вихідна напруга генератора залежить від двох факторів:

- значення магнітного потоку Φ_0 на полюсному поділці, що регулюється струмом збудження.
- частоти обертання ротора n .

Як правило, в генераторах загальнопромислового призначення частота вихідної напруги $f = 50$ Гц, отже, у залежності від числа пар полюсів машини, частота обертання ротора повинна відповідати ряду:

p	1	2	3	4	5
$n, \text{об/хв}$	3000	1500	1000	750	600

Таким чином, в синхронних генераторах регулювати значення ЕРС обмотки якоря і відповідно, вихідну напругу можливо тільки зміною струму збудження. Напрямок обертання ротора повинен бути таким, щоб на затискачах обмотки якоря утворився прямий порядок зміни фаз A, B, C .

У синхронних машинах застосовують дві різні конструкції ротора: неявнополюсну – з неявно вираженими полюсами (рис. 5.3, а) і явнополюсну – з явно вираженими полюсами (рис. 5.3, б).

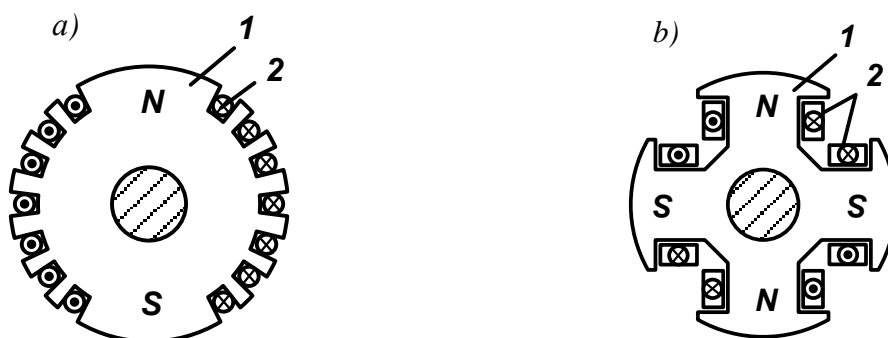


Рисунок 5.3 – Ротори синхронних неявнополюсної (а) і явнополюсної (б) машин: 1 – осердя ротора; 2 – обмотка збудження

Дво- і чотиріполюсні машини великої потужності, що працюють при частоті обертання ротора 1500 і 3000 об/хв, виготовляють, як правило, з неявнополюсним ротором. Застосування в них явнополюсного ротора неможливо за умов забезпечення необхідної механічної міцності кріплення полюсів і обмотки збудження.

Явнополюсний ротор зазвичай використовують в машинах з чотирма полюсами і більше (рис. 5.3). Обмотку збудження в цьому ви-

падку виконують у вигляді циліндричних котушок прямокутного перерізу, які розміщують на сердечниках полюсів. У явнополюсних машинах полюсним наконечникам зазвичай надають такий профіль, щоб повітряний проміжок між полюсним наконечником і статором був мінімальним під серединою полюса і максимальним у його країв, завдяки чому крива розподілу індукції в повітряному проміжку наближається до синусоїди.

В процесі роботи навантаженого синхронного генератора в ньому одночасно діють МРС збудження F_0 і статора (якоря) F_a , при цьому МРС статора впливає на МРС збудження, посилюючи або послаблюючи поле збудження або ж спотворюючи його форму. Дія МРС обмотки статора на МРС обмотки збудження називається реакцією якоря. Реакція якоря впливає на робочі властивості синхронної машини, оскільки зміна магнітного поля в машині супроводжується зміною ЕРС, наведеною в обмотці статора, і отже, зміною ряду інших величин, пов'язаних з цією ЕРС. Вплив реакції якоря на роботу синхронної машини залежить від значення і характеру навантаження. Для з'ясування впливу реакції якоря на роботу синхронної машини доцільно розглянути випадки роботи генератора при навантаженнях граничного характеру, а саме: активного, індуктивного і ємнісного. Скористаємося для цього векторними діаграмами МРС. При побудові цих діаграм матимемо на увазі, що вектор ЕРС F_a , індукованою магнітним потоком збудження в обмотці статора, відстає по фазі від вектору цього потоку (а отже, і вектору МРС F_0) на 90° . Що ж до вектору струму в обмотці статора I_1 , то він може займати по відношенню до вектору E_0 різні положення, визначувані кутом ψ , залежно від виду навантаження.

Активне навантаження ($\psi = 0$)

На рис. 5.4, а представлені статор і ротор двополюсного генератора. На статорі показана частина фазної обмотки. Ротор явнополюсний, обертається проти руху годинникової стрілки. Припустимо, що у

деякий момент часу ротор займає вертикальне положення, що відповідає максимуму ЕРС \underline{E}_0 у фазній обмотці. Оскільки струм при активному навантаженні співпадає по фазі з ЕРС, то вказане положення ротора відповідає також і максимуму струму. Зобразивши лінії магнітної індукції поля збудження (ротора) і лінії магнітної індукції поля обмотки статора, бачимо, що МРС статора \underline{F}_a спрямована перпендикулярно МРС збудження \underline{F}_0 . Цей висновок також підтверджується векторною діаграмою, побудованою для цього ж випадку. Порядок побудови цієї діаграми наступний: відповідно до просторового положення ротора генератора проводимо вектор МРС збудження \underline{F}_0 ; під кутом 90° до цього вектору у бік відставання проводимо вектор ЕРС \underline{E}_0 , наведеною магнітним полем збудження в обмотці статора; при підключенні чисто активного навантаження струм в обмотці статора \underline{I}_1 співпадає по фазі з вектором ЕРС \underline{E}_0 .

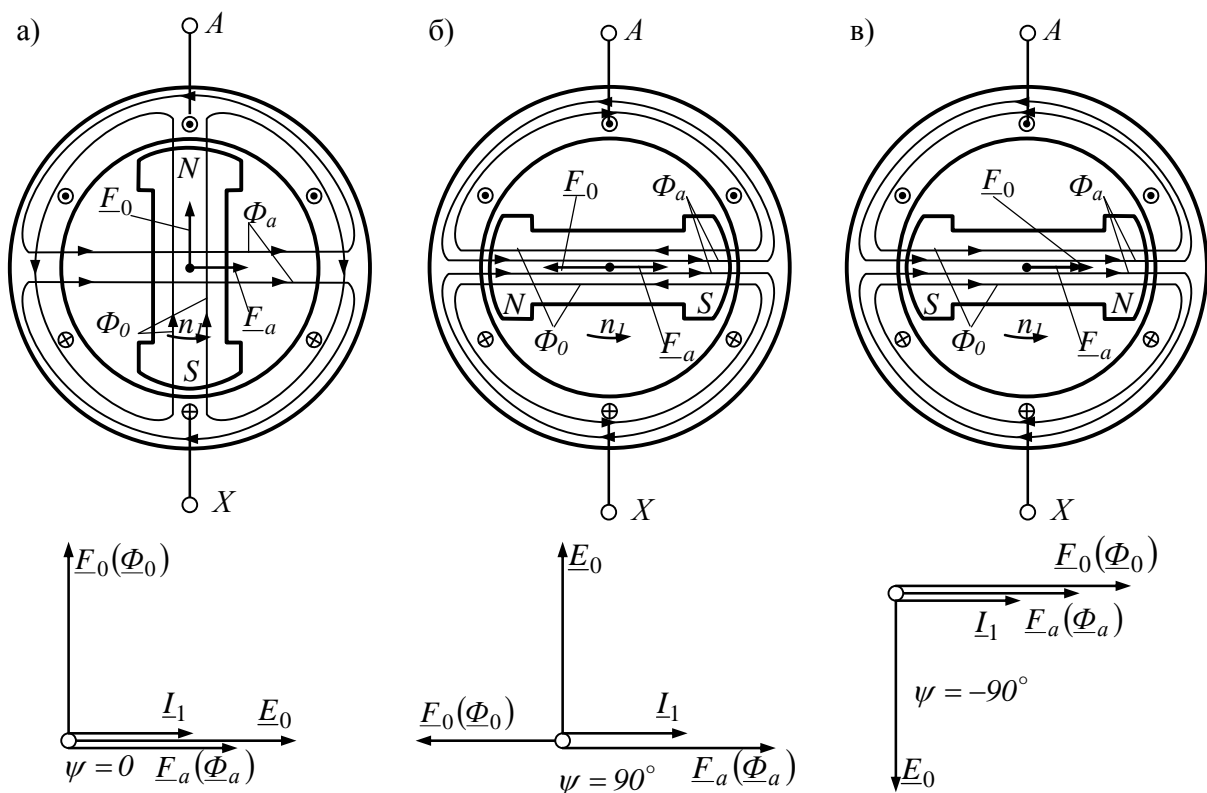


Рисунок 5.4 – Реакція якоря синхронного генератора при активному (а), індуктивному (б) і ємнісному (в) навантаженнях

Така дія МРС статора (якоря) \underline{F}_a на МРС збудження \underline{F}_0 викличе спотворення результуючого поля машини: магнітне поле машини ослабляється під набігаючим краєм полюса і посилюється під збігаючим краєм полюса (рис. 5.5). Внаслідок насичення магнітного кола результуюче магнітне поле машини дещо послаблюється. Пояснюється це тим, що розмагнічування набігаючих країв полюсних наконечників і ділянок зубцевого шару статора, що знаходяться над ними, відбувається безперешкодно, а підмагнічування збігаючих країв полюсних наконечників і ділянок зубцевого шару статора, що знаходяться над ними, обмежується магнітним насиченням цих елементів магнітного кола. У результаті результуючий магнітний потік машини послаблюється, тобто магнітна система дещо розмагнічується. Це призведе до зменшення ЕРС машини \underline{E}_1 .

Індуктивна потужність ($\psi = 90^\circ$).

При чисто індуктивному навантаженні генератора струм статора \underline{I}_1 відстає по фазі від ЕРС \underline{E}_0 на 90° . Тому він досягає максимального значення лише після повороту ротора вперед на 90° відносно його положення, згідно максимуму ЕРС \underline{E}_0 (див. рис. 5.4, б). При цьому МРС \underline{F}_a діє уздовж осі полюсів ротора зустрічно МРС збудження \underline{F}_0 . У цьому ми також переконуємося, побудувавши векторну діаграму.

Така дія МРС статора \underline{F}_a послаблює поле машини. Отже, реакція якоря в синхронному генераторі при чисто індуктивному навантаженні виявляє подовжньо-розмагнічуючу дію.

На відміну від реакції якоря при активному навантаженні в даному випадку магнітне поле не спотворюється.

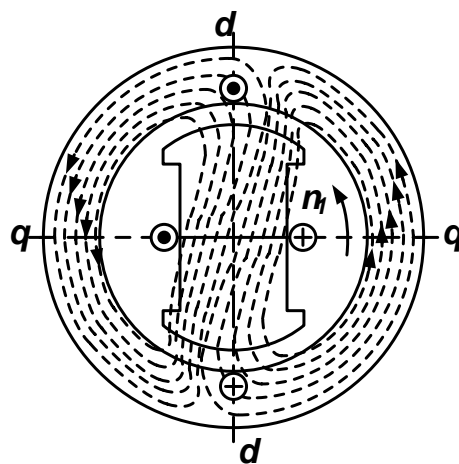


Рисунок 5.5 – Магнітне поле синхронного генератора при активному навантаженні

Ємнісне навантаження ($\psi = -90^\circ$).

Оскільки струм \underline{I}_1 , при ємнісному навантаженні випереджає по фазі ЕРС на 90° , то свого більшого значення він досягає раніше, ніж ЕРС, тобто коли ротор займе положення, показане на рис. 5.4, в. Магніторушійна сила статора \underline{F}_a так само, як і у попередньому випадку, діє по осі полюсів, але тепер уже згідно з МРС збудження \underline{F}_0 .

При цьому відбувається посилення магнітного поля збудження. Таким чином, при чисто ємнісному навантаженні синхронного генератора реакція якоря чинить дію, що подовжньо-намагнічує. Магнітне поле при цьому не спотворюється.

Змішане навантаження.

При змішаному навантаженні синхронного генератора струм статора зрушений по фазі відносно ЕРС \underline{E}_0 на кут, значення якого знаходяться в межах $0 < \psi < \pm 90^\circ$. Для оцінки впливу реакції якоря при змішаному навантаженні скористаємося діаграмами МРС, представленими на рис. 5.6.

При активно-індуктивному навантаженні (рис. 5.6, а) вектор \underline{F}_a відстає від вектору \underline{E}_0 на кут $0 < \psi < 90^\circ$. Розкладемо вектор \underline{F}_a на складові: поздовжню складову МРС статора, $F_{ad} = F_a \sin \psi$ (пропорційну реактивній складовій струму навантаження $I_{1d} = I_1 \sin \psi$) і поперечну складову МРС статора $F_{aq} = F_a \cos \psi$ (пропорційну активній складовій струму навантаження $I_q = I_1 \cos \psi$). Таке ж розкладання МРС якоря \underline{F}_a на складові можна зробити у разі активно-ємнісного навантаження (рис. 5.6, б). При цьому якщо реактивна складова струму навантаження \underline{I}_d відстає по фазі від ЕРС \underline{E}_0 (навантаження активно-індуктивне), то МРС F_{ad} розмагнічує генератор, якщо ж реактивна складова струму \underline{I}_d випереджає по фазі ЕРС \underline{E}_0 (навантаження активно-ємнісне), то МРС F_{ad} підмагнічує генератор.

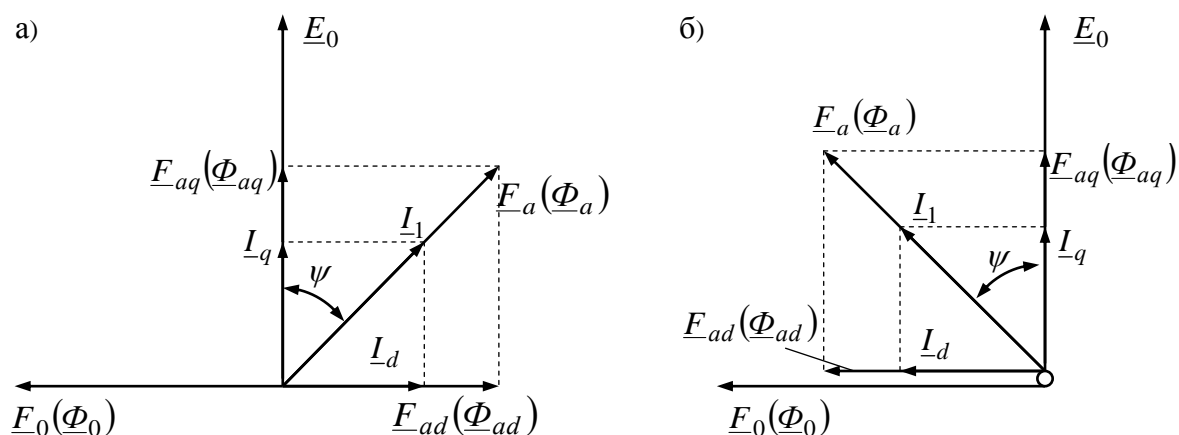


Рисунок 5.6 – Реакція якоря при змішаному навантаженні

Магніторушійні сили реакції якоря по подовжній F_{ad} і поперечній осям створюють в магнітопроводі синхронної машини магнітні потоки реакції якоря. Основні гармоніки цих потоків:

- по подовжній осі

$$\Phi_{ad} = \frac{F_{ad}}{R_{md}} = \frac{F_a \sin \psi}{R_{md}}; \quad (5.5)$$

- по поперечній осі

$$\Phi_{aq} = \frac{F_{aq}}{R_{mq}} = \frac{F_a \sin \psi}{R_{mq}}; \quad (5.6)$$

де R_{md} і R_{mq} – магнітні опори синхронної машини потокам основної гармоніки по подовжній і поперечній осям.

У неявнополюсній машині повітряний проміжок по периметру розточування статора рівномірний, а тому магнітні опори по подовжній і поперечній осям рівні ($R_{md} = R_{mq} = R_m$).

Магнітні потоки реакції якоря, зчіплюючись з обмоткою статора, наводять в цій обмотці ЕРС реакції якоря:

- по подовжній осі

$$\underline{E}_{1d} = -j\underline{I}_d x_a = -j\underline{I}_1 x_a \sin \psi; \quad (5.7)$$

– по поперечній осі

$$\underline{E}_{1q} = -j\underline{I}_q x_a = -j\underline{I}_1 x_a \sin\psi, \quad (5.8)$$

де x_a – індуктивний опір реакції якоря, що є головним індуктивним опором обмотки статора (Ом).

У явнополюсних синхронних машинах магнітні опори машини потокам основної гармоніки по подовжній і поперечній осям не однакові ($R_{md} < R_{mq}$):

$$R_{md} = \frac{R_m}{k_d}; \quad (5.9) \quad R_{mq} = \frac{R_m}{k_q}, \quad (5.10)$$

де R_m – магнітний опір при рівномірному повітряному проміжку по усьому периметру розточування статора; k_d і k_q – коефіцієнти форми поля.

Ця обставина впливає на значення магнітних потоків реакції якоря, а отже, і на ЕРС реакції якоря:

$$\underline{E}_{1d} = -j\underline{I}_d X_a k_d = -j\underline{I}_1 X_{ad} \sin\psi; \quad (5.11)$$

$$\underline{E}_{1q} = -j\underline{I}_q X_a k_q = -j\underline{I}_1 X_{aq} \sin\psi, \quad (5.12)$$

де $X_{ad} = X_a k_d$ і $X_{aq} = X_a k_q$ – індуктивні опори реакції якоря явнополюсної машини відповідно по подовжній і по поперечній осям.

Напруга на виводах генератора, працюючого з навантаженням, відрізняється від напруги цього генератора в режимі холостого ходу. Це пояснюється впливом ряду причин: реакцією якоря, магнітним потоком розсіювання, падінням напруги в активному опорі обмотки статора.

При роботі навантаженої синхронної машини в ній виникає декілька МРС, які, взаємодіючи, створюють результируючий магнітний

потік. Проте при обліку чинників, що впливають на напругу синхронного генератора, умовно виходять з припущення незалежної дії усіх МРС генератора, тобто передбачається, що кожна з МРС створює власний магнітний потік. Слід зазначити, що таке представлення не відповідає фізичній суті явищ, оскільки в одній магнітній системі виникає один лише магнітний потік – результуючий. Але в даному випадку припущення незалежності магнітних потоків дає можливість краще зрозуміти вплив усіх чинників на роботу синхронної машини.

Отже з'ясуємо, який же вплив магніторушійних сил на роботу явнопольного синхронного генератора.

1. МРС обмотки збудження F_0 , створює магнітний потік збудження Φ_0 , який, зчіплюючись з обмоткою статора, наводить в ній основну ЕРС генератора E_0 .

2. МРС реакції якоря по подовжній осі F_{ad} створює магнітний потік, який наводить в обмотці статора ЕРС реакції якоря E_{ad} (5.11).

3. МРС реакції якоря по поперечній осі F_{aq} створює магнітний потік, який наводить в обмотці статора ЕРС E_{1q} (5.12).

4. Магнітний потік розсіювання обмотки статора $\Phi_{\sigma 1}$ наводить в обмотці статора ЕРС розсіювання $E_{\sigma 1}$, значення якої пропорційне індуктивному опору розсіювання фази обмотки статора X_1 :

$$\underline{E}_{\sigma 1} = -j\underline{I}_1 X_1. \quad (5.13)$$

5. Струм в обмотці статора I_1 створює активне падіння напруги в активному опорі фази обмотки статора r_1 :

$$\underline{U}_{a1} = \underline{I}_1 R_1. \quad (5.14)$$

Геометрична сума усіх перерахованих ЕРС, наведених в обмотці статора, визначає напругу на виході синхронного генератора:

$$\underline{U}_1 = \sum \underline{E} - \underline{I}_1 R_1 = \underline{E}_0 + \underline{E}_{1d} + \underline{E}_{1q} + \underline{E}_{\sigma 1} - \underline{I}_1 R_1, \quad (5.15)$$

де $\sum \underline{E}$ – геометрична сума усіх ЕРС, наведених в обмотці статора результуючим магнітним полем машини, утвореним спільною дією усіх МРС (F_0, F_{ad}, F_{aq}) і потоком розсіяння статора $\Phi_{\sigma 1}$.

Активний опір фази обмотки статора R_1 у синхронних машин середньої і великої потужності невеликий, і тому навіть при номінальному навантаженні падіння напруги $\underline{I}_1 R_1$ складає настільки малу величину, що з деяким допущенням можна прийняти $\underline{I}_1 R_1 = 0$. Тоді рівняння (5.15) можна записати у вигляді

$$\underline{U}_1 = \underline{E}_0 + \underline{E}_{1d} + \underline{E}_{1q} + \underline{E}_{\sigma 1}. \quad (5.16)$$

Вирази (5.15) і (5.16) представляють собою рівняння напруг явнополюсного синхронного генератора.

У неявнополюсних синхронних генераторах реакція якоря характеризується повною МРС статора F_1 без розділення її по осях, оскільки в цих машинах магнітні опори по подовжній і поперечній осям однакові. Тому ЕРС статора в неявнополюсних машинах E_1 , рівна індуктивному падінню напруги в обмотці статора, пропорційна індуктивному опору реакції якоря X_a , тобто

$$\underline{E}_1 = -j \underline{I}_1 X_a. \quad (5.17)$$

Потік реакції якоря Φ_1 і потік розсіяння статора $\Phi_{\sigma 1}$ створюються одним струмом \underline{I}_1 , тому індуктивні опори X_a і X_1 можна розглядати як сумарний індуктивний опір

$$X_c = X_a + X_1, \quad (5.18)$$

що представляє собою синхронний опір неявнополюсної машини. З урахуванням цього ЕРС реакції якоря E_1 і ЕРС розсіяння $E_{\sigma 1}$ слід розглядати також як суму

$$\underline{E}_c = \underline{E}_1 + \underline{E}_{\sigma 1} = -j\underline{I}_1 X_a + (-j\underline{I}_1 X_1) = -j\underline{I}_1 X_c, \quad (5.19)$$

що представляє собою синхронну ЕРС неявнополюсної машини. З урахуванням викладеного рівняння напруги неявнополюсного синхронного генератора має вигляд

$$\underline{U}_1 = \sum \underline{E} - \underline{I}_1 R_1 = \underline{E}_0 + \underline{E}_c - \underline{I}_1 R_1 \quad (5.20)$$

або

$$\underline{U}_1 = \sum \underline{E} = \underline{E}_0 + \underline{E}_c. \quad (5.21)$$

Для побудови векторної діаграми явнополюсного синхронного генератора, працюючого на активно-індуктивне навантаження (струм \underline{I}_1 відстає по фазі від ЕРС \underline{E}_0), скористаємося рівнянням ЕРС (3.15). Векторну діаграму будують на підставі наступних даних: ЕРС генератора в режимі х.х. \underline{E}_0 ; струму навантаження \underline{I}_1 , і його кута зрушення ψ , відносно ЕРС \underline{E}_0 ; подовжнього X_{ad} і поперечного X_{aq} індуктивних опорів реакції якоря; активного опору фазної обмотки статора R_1 . При симетричному навантаженні генератора діаграму будують лише для однієї фази.

Розглянемо порядок побудови векторної діаграми (рис 5.7, а). У довільному напрямі відкладаємо вектор ЕРС \underline{E}_0 і під кутом ψ до нього – вектор струму \underline{I}_1 . Останній розкладемо на складові: реактивну $\underline{I}_d = \underline{I}_1 \sin \psi$, і активну $\underline{I}_q = \underline{I}_1 \cos \psi$. Далі, з кінця вектору \underline{E}_0 відкладаємо вектори ЕРС $\underline{E}_{1d} = -j\underline{I}_d x_{ad}$, $\underline{E}_{1q} = -j\underline{I}_q x_{aq}$, $\underline{E}_{\sigma 1} = -j\underline{I}_1 x_1$ і $\underline{U}_{a1} = -\underline{I}_1 r_1$. З'єднав кінець вектору $\underline{U}_{a1} = -\underline{I}_1 r_1$ з точкою O , отримаємо вектор напруги \underline{U}_1 , значення якого рівне геометричній сумі векторів ЕРС (5.15).

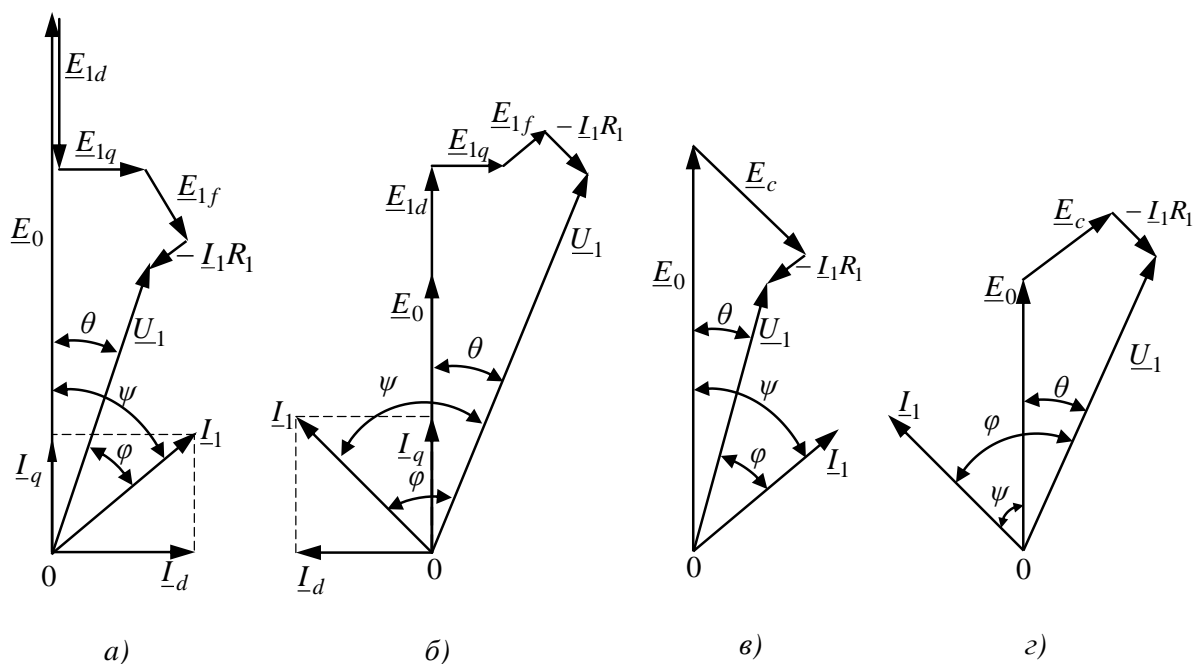


Рисунок 5.7 – Векторні діаграми явнополюсного (а і б) та неявнополюсного (в і г) синхронних генераторів: а і в – при активно-індуктивному навантаженні; б і г – при активно-ємнісному навантаженні

При побудові векторної діаграми генератора, працюючого на активно-ємнісному навантаженні (струм \underline{I}_1 випереджає по фазі ЕРС \underline{E}_0), вектор струму \underline{I}_1 , відкладають ліворуч від вектору ЕРС (рис. 5.7, б), а напрям вектору \underline{E}_{1d} встановлюють згідно з напрямом вектору ЕРС \underline{E}_0 , оскільки при ємнісному характері навантаження реакція якоря має підмагнічуючий характер. У іншому випадку порядок побудови діаграми залишається тим самим.

Векторну діаграму синхронного неявнополюсного генератора будують на підставі рівняння (5.20), при цьому вектор \underline{E}_0 відкладають під кутом ψ до вектору струму (рис. 5.7, в).

Слід зазначити, що побудовані векторні діаграми не враховують насичення магнітного кола, тому відображають лише якісну сторону явищ. Але проте ці діаграми дають можливість зробити наступні висновки: основним чинником, що впливає на зміну напруги навантаженого генератора, є подовжня складова магнітного потоку якоря, що створює ЕРС \underline{E}_{1d} ; при роботі генератора на активно-індуктивне нава-

нтаження, тобто із струмом I_1 , що відстає по фазі від ЕРС, напруга на виводах обмотки статора, зі збільшенням навантаження зменшується, що пояснюється розмагнічуючим впливом реакції якоря. При роботі генератора на активно-ємнісне навантаження (із струмом I_1 , що випереджає по фазі ЕРС E_0) напруга U_1 зі збільшенням навантаження підвищується, що пояснюється підмагнічуючим впливом реакції якоря (рис. 5.7, з).

Основними характеристиками синхронних генераторів, працюючих на автономне навантаження, є зовнішні і регулювальні характеристики.

Зовнішні характеристики СГ є залежностями напруги U від струму навантаження I при незмінному струмі збудження I_f , в частоті обертання ротора n і коефіцієнті потужності навантаження $\cos\varphi$.

Регулювальні характеристики є залежностями струму збудження I_f від струму навантаження I при U, n і $\cos\varphi = const$. Вони показують, як треба змінювати струм збудження генератора, щоб підтримувати напругу постійною при зміні навантаження. Ці характеристики при різних за характером навантаженнях, але при незмінних значеннях $\cos\varphi$ приведені на рис. 5.8.

При холостому ході напруга на затискачах генератора дорівнює ЕРС холостого ходу, тобто $U_0 = E_0$. Характер зміни напруги при включенні навантаження визначається в основному дією

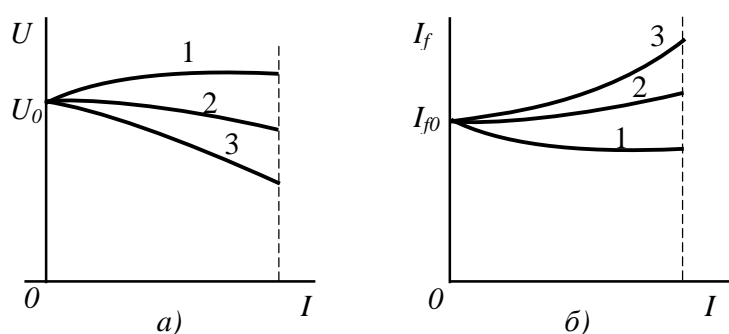


Рисунок 5.8 – Зовнішні (а) і регулювальні (б) характеристики синхронного генератора

реакції якоря. Якщо зовнішнє навантаження чисто активне ($U_0 = E_0$), то реакція якоря є переважно поперечною і її розмагнічуюча дія невелика. Зовнішня характеристика має слабкий нахил до осі I_a (рис. 5.8, а, крива 2). При змішаному активно-індуктивному навантаженні (

$\cos\varphi > 0$) розмагнічуюча дія подовжньої реакції якоря проявляється сильніше і зовнішня характеристика (рис. 5.8, а, крива 3) йде нижче, ніж при активному навантаженні. У цих випадках для підтримки напруги незмінний струм збудження має бути збільшений (рис. 5.8, б, криві 2 і 3).

Якщо навантаження генератора активно-ємнісне ($\cos\varphi < 0$), реакція якоря чинить підмагніуючу дію і зі збільшенням струму якоря до певного значення напруга на затисках якоря підвищується (рис.5.8, а, крива 1), а струм збудження для підтримки $U = const$ необхідно зменшувати (рис.5.8, б, крива 1).

При експлуатації генераторів в реальних умовах стабілізація напруги здійснюється регуляторами збудження, які впливають на величину магнітного потоку, а, отже, і на ЕРС E_0 за рахунок збільшення (при активно-індуктивному навантаженні) струму збудження I_f ротора.

5.3 Синхронні генератори з постійними магнітами

Безконтактні синхронні генератори з постійними магнітами (СГПМ) мають просту електричну схему, не споживають енергії на збудження і мають підвищений ККД, відрізняються високою надійністю роботи, менш чутливі до дії реакції якоря, чим звичайні машини. Їх недоліки пов'язані з невисокими регульовальними властивостями через те, що робочий потік постійних магнітів не можна змінювати в широких межах. Проте у багатьох випадках ця особливість не є визначальною і не перешкоджає широкому їх застосуванню.

Більшість СГПМ, вживаних нині, мають магнітну систему з постійними магнітами, що обертаються. Тому магнітні системи відрізняються одна від одної в основному конструкцією ротора (індуктора). Статор же СГПМ має практично таку ж конструкцію, що і в класич-

них машинах змінного струму, Зазвичай він містить набраний з листів електротехнічної сталі циліндричний магнітопровід, на внутрішній поверхні якого розташовані пази для розміщення обмотки якоря. На відміну від звичайних синхронних машин робочий проміжок між статором і ротором в СГПМ вибирають мінімальним, виходячи з технологічних можливостей. Конструкція ротора значною мірою визначається магнітними і технологічними властивостями магнітотвердого матеріалу.

Ротор з циліндричним магнітом

Найбільш простим є ротор з монолітним циліндричним магнітом кільцеподібного типу (рис. 5.9, а). Магніт 1 виконаний литим, кріпиться на валу за допомогою втулки 2, наприклад, із сплаву алюмінію. Намагнічення магніту здійснюється в радіальному напрямі на багатополюсній установці, що намагнічує. Оскільки механічна міцність магнітів невелика, то при високих лінійних швидкостях магніт поміщають в оболонку (бандаж) з немагнітного матеріалу.

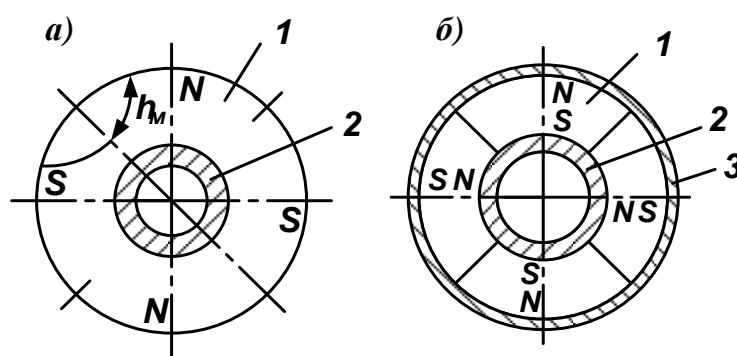


Рисунок 5.9 – Ротори з циліндричним магнітом: а – монолітний, б – збірний

Різновидом ротора з циліндричним магнітом є збірний ротор з окремих сегментів 1 з немагнітною сталеву оболонкою 3 (рис. 5.9, б). Намагнічені радіально сегментні магніти 1 укладені на втулку 2 з магнітом'якоїї сталі і будь-яким способом, наприклад, за допомогою клею, закріплені. Генератори з ротором такої конструкції при стабілізації магніту у вільному стані мають форму кривої ЕРС, близьку до синусоїдальної. Перевагою роторів з циліндричним магнітом є простота і технологічність конструкції. Недоліком – низьке використання об'єму магніту внаслідок невеликої довжини середньої силової лінії полюса h_i . Зі збільшенням числа полюсів значення h_i зменшується і використання об'єму магніту погіршується.

Ротори з зіркоподібним магнітом

У СГПМ потужністю до 5 кВА широке поширення отримали ротори зіркоподібного типу з явновираженими полюсами без полюсних башмаків (рис. 5.10, а). У такій конструкції магніт-зірочку частіше кріплять на валу за допомогою заливки немагнітним сплавом 2. Магніт може також відливатися безпосередньо на валу. Для зниження розмагнічуючої дії поля реакції якоря при ударному струмі короткого замикання на роторі у ряді випадків передбачається демпферна система 3. Остання здійснюється, як правило, шляхом заливки ротора алюмінієм. При великих частотах обертання на магніт напресовується немагнітний бандаж.

Проте, при перевантаженнях генератора поперечна реакція якоря може викликати несиметричне перемагнічування країв полюсів. Подібне перемагнічування створює форму поля в робочому проміжку і форму кривої ЕРС.

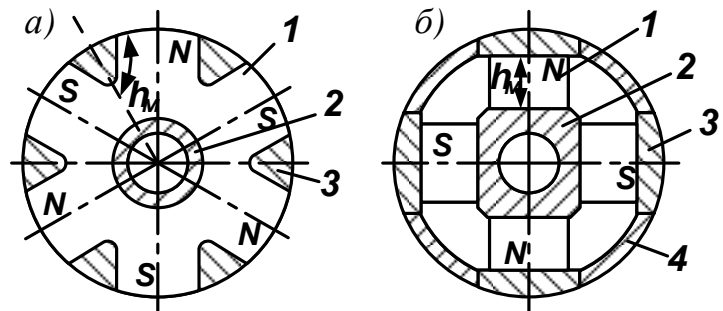


Рисунок 5.10 – Ротори зіркоподібного типу:
а – без полюсних башмаків;
б – збірний з полюсними башмаками

Одним із способів зменшення дії поля якоря на полі магніту є застосування полюсних башмаків з магнітом'якої сталі. Змінюючи ширину полюсних башмаків (регулюючи потік розсіяння полюсів), можна добитися оптимального використання магніту. Крім того, змінюючи конфігурацію полюсних башмаків, можна отримати необхідну форму поля в робочому проміжку генератора.

На рис. 5.10, б наведена конструкція збірного ротора зіркоподібного типу з призматичними постійними магнітами з полюсними башмаками. Радіально намагнічені магніти 1 встановлені на втулці 2 з магнітом'якого матеріалу. На полюсі магнітів накладені полюсні башмаки 3 з магнітної сталі. Для забезпечення механічної міцності ба-

шмаки приварені до немагнітних вставок 4, що утворює бандаж. Проміжки між магнітами можуть заповнюватися алюмінієвим сплавом або компаундом.

До недоліків роторів зіркоподібного типу з полюсними башмаками слід віднести ускладнення конструкції і зменшення заповнення магнітами об'єму ротора.

Ротори з кігтеподібними полюсами.

У генераторах з великим числом полюсів широко використовується конструкція ротора з кігтеподібними полюсами. Кігтеподібний ротор (рис. 5.11) містить циліндричний магніт 1, намагнічений в аксіальному напрямі, розміщений на немагнітній втулці 2. До торців магніту примикають фланці 3 і 4 з магнітом'якої сталі, що мають кігтеподібні виступи, які утворюють полюси. Усі виступи лівого фланця є північними полюсами, а виступи правого фланця – південними. Виступи фланців чергуються по колу ротора, утворюючи багатополосну систему збудження. Потужність генератора можна значно підвищити, якщо застосувати модульний принцип, розташувавши на валу декілька магнітів з кігтеподібними полюсами.

Недоліками роторів кігтеподібного типу є: відносна складність конструкції, трудність намагнічення магніту в зібраному роторі, великі потоки розсіяння, можливий відгин кінців виступів при високих частотах обертання, мала міра заповнення магнітом об'єму ротора.

Існують конструкції роторів з різними комбінаціями ПМ: з послідовним і паралельним включенням МРС магнітів, з регулюванням напруги за рахунок осьового переміщення ротора відносно статора, системи спільного регулювання збудження СГПМ від ПМ і паралельно працюючою електромагнітною обмоткою та ін. Для безредукторних вітроелектричних установок кращим рішенням є застосування СГПМ багато-

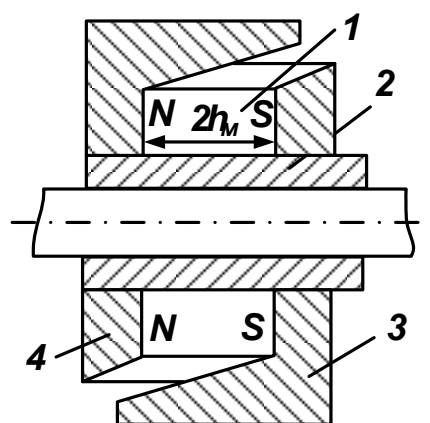


Рисунок 5.11 – Ротор кігтеподібного типу

полюсного виконання. Є досвід в Німеччині, Україні в інших країнах по розробці і застосуванню тихохідних генераторів для безредукторних ВЕУ з частотою обертання 125–375 об/хв.

Із-за головної вимоги для безредукторної ВЕУ – мати низьку частоту обертання генератора – габарити і маса СГПМ виходять завищеними в порівнянні з високооборотними генераторами з приблизно однаковою потужністю. У корпусі 1 (рис. 5.12) розміщений звичайний статор 2 з обмоткою 3. Ротор (індуктор) 4 з наклеєними на зовнішній поверхні пластинками 5 з неодим-залізо-бора встановлений на валу 6 з підшипниками 7. Корпус 1 закріплений на основі 8, пов'язаній з опорою ВЕУ, а ротор 4 сполучений з валом вітротурбини (на рис. 5.12 не показано).

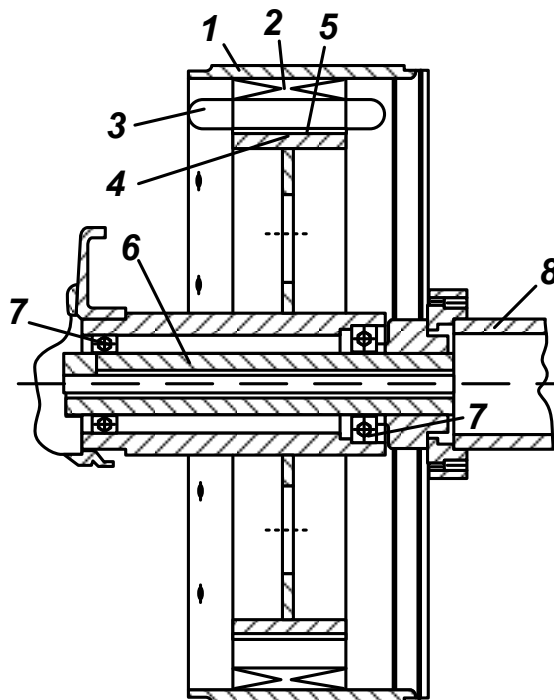


Рисунок 5.12 – Конструктивна схема СГПМ для безредукторної ВЕУ:
 1– корпус; 2 – статор; 3 – обмотка;
 4 – ротор; 5 – пластинки постійних магнітів з Nd-Fe-B; 6 – вал;
 7 – підшипники; 8 – основа

При низьких швидкостях вітру для ВЕУ необхідно використати генератори з низькими швидкостями обертання. В цьому випадку система часто не має редуктора і вісь безпосередньо сполучена з віссю електричного генератора. При цьому виникає проблема отримання досить високої вихідної напруги і електричної потужності. Один із способів її рішення – багатополосний електрогенератор з ротором досить великого діаметру. Ротор електрогенератора при цьому може бути виконаний з використанням постійних магнітів. Електрогенератор з ротором на постійних магнітах не має колектора і щіток, що до-

зволяє істотно підвищити його надійність і час роботи без обслуговування і ремонту.

Електрогенератор з ротором на постійних магнітах може бути побудований за різними схемами, що відрізняються одна від одної спільним розташуванням обмоток і магнітів. Магніти з полярністю, що чергується, розташовуються на роторі генератора. Обмотки з напрямом намотування, що чергується, розташовуються на статорі генератора. Якщо ротор і статор представляють з себе співісні диски, то такий тип генератора називають аксіальним або дисковим (рис. 5.13).

Якщо ротор і статор представляють з себе коаксіальні співісні циліндри, то такий тип генератора називають радіальним або циліндричним (рис. 5.14). У генераторі радіального типу ротор може бути внутрішнім або зовнішнім по відношенню до статора.

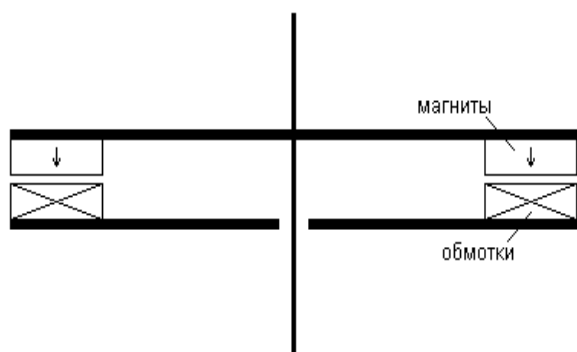


Рисунок 5.13 – Спрощена схема електрогенератора з ротором на постійних магнітах аксіального (дискового) типу

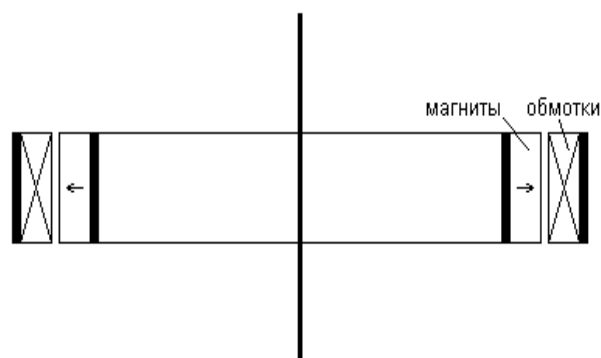


Рисунок 5.14 – Спрощена схема електрогенератора з ротором на постійних магнітах радіального (циліндричного) типу

Важлива особливість синхронних генераторів з ПМ в порівнянні із звичайними синхронними генераторами – складність регулювання вихідної напруги і його стабілізації. Якщо в звичайних синхронних машинах можна плавно регулювати робочий потік і напругу, міняючи струм збудження, то в машинах з постійними магнітами така можливість відсутня, оскільки потік Φ знаходиться в межах заданої лінії повернення і міняється трохи. Для регулювання і стабілізації напруги

синхронних генераторів з постійними магнітами доводиться використати спеціальні методи.

Один з можливих шляхів стабілізації напруги синхронних генераторів – введення в зовнішнє електричне коло генератора ємнісних елементів, сприяючих появі подовжньо-намагнічуючої реакції якоря. Зовнішні характеристики генератора при ємнісному характері навантаження слабо змінюються і навіть можуть містити наростаючі ділянки. Конденсатори, що забезпечують ємнісний характер навантаження, включаються послідовно в коло навантаження безпосередньо (рис. 5.15, а) або через підвищувачий трансформатор, який дозволяє зменшити масу конденсаторів за рахунок збільшення їх робочої напруги і зменшення струму (рис. 5.15, б). Можливо також паралельне включення конденсатора в коло генератора (рис. 5.15, в).

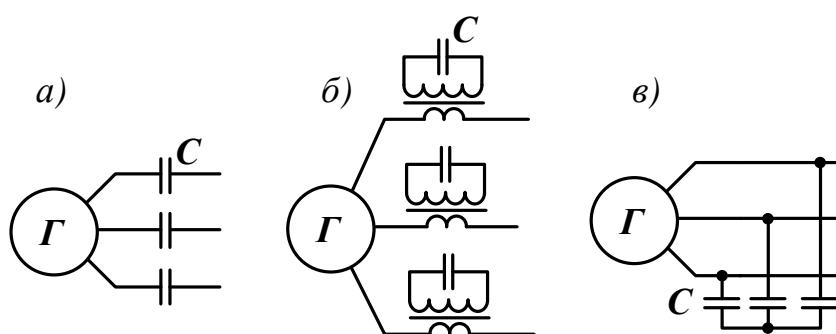


Рисунок 5.15 – Включення стабілізуючих конденсаторів в коло синхронного генератора з постійними магнітами

Хорошу стабілізацію вихідної напруги генератора з ПМ можна забезпечити за допомогою резонансного контура, що містить ємність C і дросель насичення L . Контур включається паралельно навантаженню, як показано на рис. 5.16, а в однофазному зображенні. За рахунок насичення дроселя його індуктивність падає із зростанням струму і залежність напруги на дроселі U_L від струму дроселя I_L має нелінійний характер (рис. 5.16, б). В той же час залежність напруги на ємності U_C від струму I_C – лінійна. У точці перетину кривих $U_L = f(I_L)$ і $U_C = f(I_C)$, що відповідає номінальній напрузі генера-

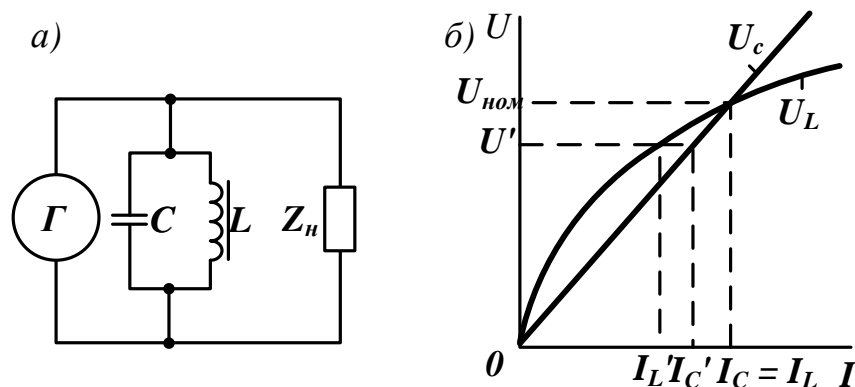


Рисунок 5.16 – Стабілізація напруги, синхронного генератора з постійними магнітами за допомогою резонансного контуру: а – схема підключення контуру; б – вольт-амперні характеристики (б)

тора $U_{\text{ном}}$, в контурі настає резонанс струмів, тобто $I_L = -I_C$ і реактивний струм в контур ззовні не поступає.

Якщо напруга знизиться, то, як видно з рис. 4.15, б, при $U' < U_{\text{ном}}$ маємо $I_C' > I_L'$, тобто контур забирає від генератора ємнісний струм. Подовжньо-намагнічуюча реакція якоря, що виникає при цьому, сприяє зростанню U . Якщо ж $U > U_{\text{ном}}$, то $I_C < I_L$ і контур забирає від генератора індуктивний струм. Подовжньо-розмагнічуюча реакція якоря призводить до зниження U .

В деяких випадках для стабілізації напруги генераторів використовуються дроселі насичення (ДН), що підмагнічуються постійним струмом від системи регулювання напруги. При зниженні напруги регулятор збільшує підмагнічуючий струм в дроселі, його індуктивність знижується із-за насичення осердя, зменшується дія подовжньо-розмагнічуючої реакції якоря, а також падіння напруги на ДН, що сприяє відновленню вихідної напруги генератора.

Регулювання і стабілізацію напруги генераторів з ПМ можна ефективно здійснювати за допомогою напівпровідникового перетворювача, в кожній фазі якого є два зустрічно-паралельно включених тиристора. Кожна півхвиля кривої напруги $u_1 = f(\omega t)$ перед перетворювачем відповідає прямій напрузі на одному з тиристорів. Якщо система керування подає сигнали на включення тиристорів з деяким за-

пізнюванням, що відповідає куту управління α . Із зростанням α напруга за перетворювачем зменшується, при зниженні напруги на за- тисках генератора кут α зменшується так, щоб напруга за генерато- ром $U_2 \approx const$. За допомогою подібного перетворювача можна не лише стабілізувати, але і регулювати вихідну напругу в широких ме- жах, змінюючи кут α . Недолік описаної схеми – погіршення якості напруги при збільшенні α за рахунок появи вищих гармонік.

Описані способи регулювання і стабілізації напруги пов'язані із застосуванням відносно важких і громіздких зовнішніх по відношен- ню до генератора додаткових пристроїв. Можна забезпечити досяг- нення поставленої мети шляхом використання в генераторі додатко- вої підмагнічувальної обмотки (ПО) постійного струму, що змінює мі- ру насичення сталевих магнітопроводів і змінює, таким чином, зовні- шню магнітну провідність по відношенню до магніту.

5.4 Асинхронні генератори

Асинхронною машиною називають безколекторну машину змінного струму, в якій відношення частоти обертання ротора до час- тоти струму в мережі, до якої машина підключена, залежить від нава- нтаження. Розрізняють два типи асинхронних машин: 1) безколектор- ні; 2) колекторні.

Асинхронні машини порівняно прості за конструкцією, дуже надійні в експлуатації, мають досить високі енергетичні показники і невисоку вартість. Значний інтерес останніми роками викликає засто- сування асинхронних машин в генераторному режимі для забезпечен- ня живленням, як споживачів трифазного струму, так і споживачів постійного струму через випрямні пристрої. У певних умовах експлу- атації автономних джерел електроенергії застосування асинхронних генераторів (АГ) виявляється переважним. АГ відрізняються просто- тою експлуатації і обслуговування, легко включаються на паралельну

роботу, а форма кривої вихідної напруги у них ближче до синусоїдальної, чим у СГ при роботі на одне і те ж навантаження. Крім того, маса АГ потужністю до 100 кВт приблизно в 1,3...1,5 рази менше маси СГ такої ж потужності і вони несуть менший об'єм обмотувальних матеріалів. При цьому в конструктивному відношенні вони нічим не відрізняються від звичайних АД і можливе їх серійне виробництво на заводах електромашинобудування, що випускають асинхронні машини.

Один з недоліків асинхронних машин – це те, що вони є споживачами значної реактивної потужності (50% і більше від повної потужності), необхідної для створення магнітного поля в машині, яка повинна поступати з мережі при паралельній роботі АГ з мережею або від іншого джерела реактивної потужності (батарея конденсаторів або синхронний компенсатор при автономній роботі АГ).

Для поліпшення експлуатаційних властивостей АГ в коло статора додатково можуть включатися конденсатори послідовно або паралельно з навантаженням. У усіх випадках автономної роботи АГ джерела реактивної потужності повинні забезпечувати реактивною потужністю як АГ, так і навантаження, що має, як правило, реактивну (індуктивну) складову ($\cos \varphi_H < 1$, $\varphi_H > 0$). Маса і розміри конденсаторної батареї або синхронного компенсатора (СК) можуть перевершувати масу АГ і тільки при $\cos \varphi_H = 1$ (чисто активне навантаження) розміри СК і маса СК порівнянні з розміром і масою АГ.

Іншою, найбільш складною проблемою є проблема стабілізації напруги і частоти автономно працюючого АГ, такого, що має "м'яку" зовнішню характеристику. При використанні АГ у складі автономної ВЕУ ця проблема ускладнюється ще і нестабільністю частоти обертання ротора. При проектуванні АГ для ВЕУ оптимізаційні розрахунки ведуть по максимуму ККД в широкому діапазоні зміни частоти обертання і навантаження, а також по мінімуму витрат з урахуванням усієї схеми управління і регулювання. Конструкція генераторів повинна враховувати кліматичні умови роботи ВЕУ, постійно діючі механічні зусилля на елементи конструкції і особливо – потужні елект-

родинамічні і термічні дії при перехідних процесах, які виникають при пусках, перервах живлення, коротких замиканнях, а також при значних поривах вітру.

Будову асинхронної машини розглянемо на прикладі асинхронних двигунів. Конструктивно асинхронний двигун складається з двох основних частин, розділених повітряним проміжком: нерухомого статора і ротора, що обертається. Кожна з цих частин має сердечник і обмотку. При цьому обмотка статора включається в мережу і є як би первинною, а обмотка ротора – вторинною, оскільки енергія в неї поступає з обмотки статора за рахунок магнітного зв'язку між цими обмотками. За своєю конструкцією асинхронні двигуни поділяють на два типи: двигуни з короткозамкненим ротором і двигуни з фазним ротором.

Нерухома частина двигуна (рис. 5.17) – статор – складається з корпусу 11 і сердечника 10 з трифазною обмоткою. Корпус двигуна

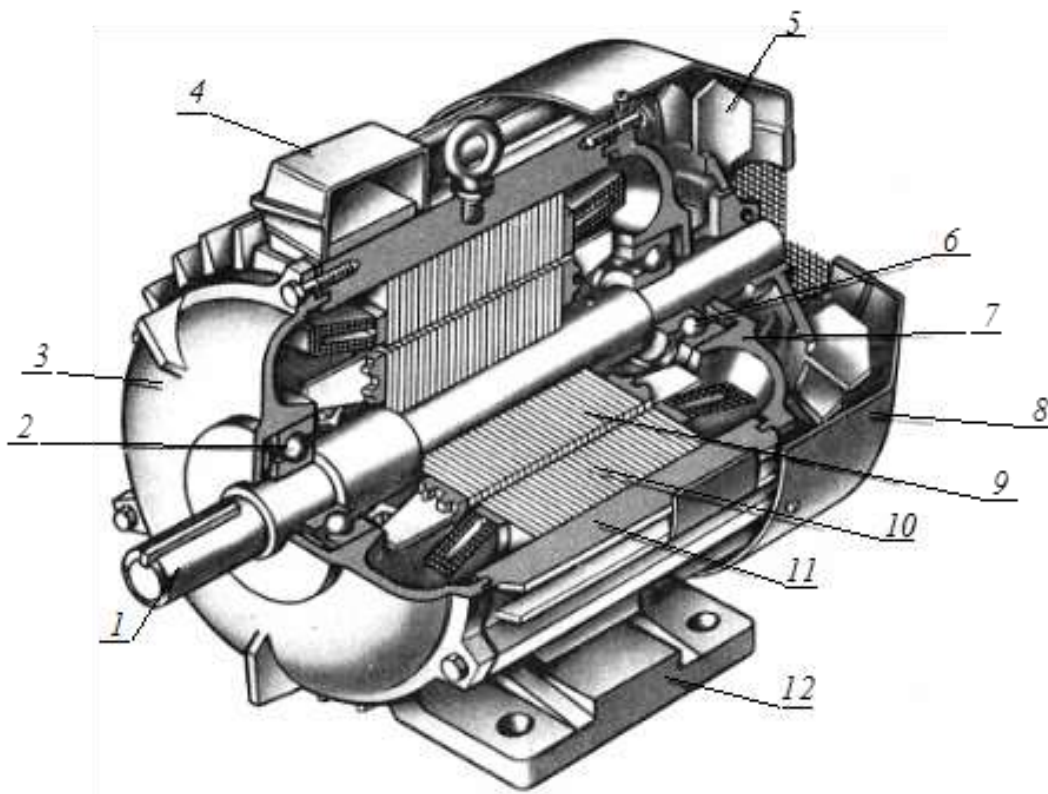


Рисунок 5.17 – Будова трифазного асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором:

- 1 – вал; 2, 6 – підшипники; 3, 7 – підшипникові щити;
- 4 – коробка виводів; 5 – вентилятор; 8 – кожух вентилятора;
- 9 – осердя ротора з короткозамкненою обмоткою;
- 10 – осердя статора з обмоткою; 11 – корпус; 12 – лапи

відливають з алюмінієвого сплаву або з чавуну або роблять зварним. Даний двигун має закрите виконання, що обдувається. Тому поверхня його корпусу має ряд подовжніх ребер, призначення яких полягає в тому, щоб збільшити поверхню охолодження двигуна. У корпусі розташовано осердя 10 статора, що має шихтовану конструкцію, яка сприяє значному зменшенню вихрових струмів, що виникають у процесі перемагнічування осердя обертовим магнітним полем. На внутрішній поверхні осердя статора знаходяться подовжні пази, в яких розташовані пазові частини обмотки статора, з'єднані у визначеному порядку лобовими частинами, що знаходяться за межами осердя по його торцевих сторонах.

Обертова частина двигуна – ротор, що складається з вала 1 і осердя 9 з короткозамкненою обмоткою. Така обмотка, що називається "біляче колесо", вона являє собою ряд металевих (алюмінієвих або мідних) стержнів, розташованих в пазах осердя ротора, замкнених із двох сторін короткозамикаючими кільцями (рис. 5.18). Осердя ротора також має шихтовану конструкцію.

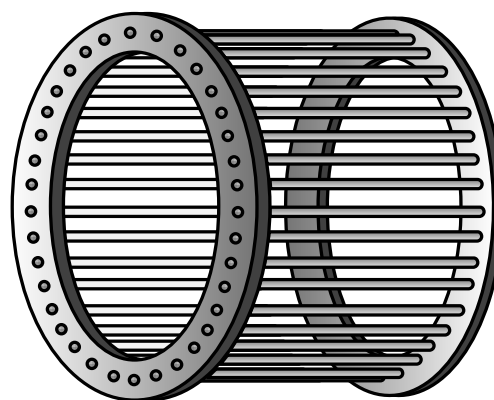


Рисунок 5.18 – Короткозамкнений ротор: обмотка «біляче клітка»

Асинхронні машини з *фазним ротором* конструктивно відрізняються від розглянутого двигуна головним чином будовою ротора (рис. 5.19), який має складнішу конструкцію. На валу 8 закріплене шихтоване осердя 5 із трифазною обмоткою, виконаною аналогічно обмотці статора. Цю обмотку з'єднують зіркою, а її кінці приєднують до трьох контактних кілець 11, розташованих на валу і ізольованих одне від одного і від вала. Для здійснення електричного контакту з обмоткою обертового ротора в двигуні передбачений струмознімний апарат 12, що складається з щіток і щіткотримачів. Щіткотримачі укріплені на ізольованій частині пальця, металевий кінець якого угвинчений у прилив підшипникового щита.

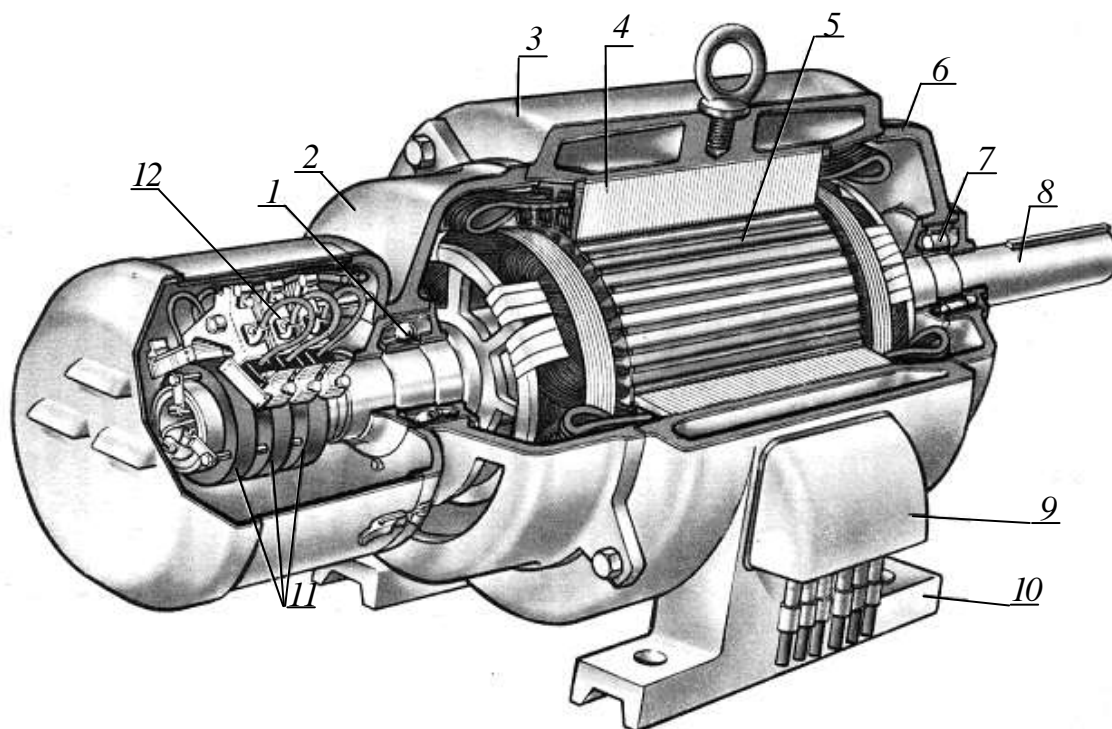


Рисунок 5.19 – Будова трифазної асинхронної машини з фазним ротором:
 1, 7 – підшипники; 2, 6 – підшипникові щити; 3 – корпус;
 4 – осердя статора з обмоткою; 5 – осердя ротора; 8 – вал; 9 – коробка виводів;
 10 – лапи; 11 – контактні кільця; 12 – струмозмінний апарат

Асинхронні машини з фазним ротором мають більш складну конструкцію і менш надійні, але мають кращі регульовальні властивості, ніж машини з короткозамкненим ротором.

Фізична суть електромагнітних взаємодій в АГ, співвідношення основних параметрів, схема заміщення і векторна діаграма мають багато спільного з АД, тому доцільно розпочати вивчення АГ з опису роботи асинхронної машини в руховому режимі.

Обертове магнітне поле статора (рис. 5.20) перетинає провідники обмоток та індукує у них ЕРС: в обмотці фази статора – ЕРС самоіндукції $E_{1\phi}$ (яка направлена зустрічно прикладеної до обмотки напрузі й обмежуючому значенні струму в обмотці) і в обмотці ротора – ЕРС взаємоіндукції $E_{2\phi}$ (як у первинній і у вторинній обмотках трансформатора). Напрямок ЕРС визначається за правилом правої руки (з урахуванням напрямку руху провідника щодо ліній поля) і зазначені в провідниках $A-X$ і $a-x$ на рис. 5.20. Якщо коло обмотки ротора замкне-

то через пусковий реостат (а в короткозамкненому роторі вона завжди замкнута за допомогою замикаючих кілець), в обмотках ротора виникає змінний струм $I_{2\phi}$, активна складова котрого збігається з напрямком ЕРС $E_{2\phi}$. На провідники ротора зі струмом $I_{2\phi}$ діють електромагнітні сили F_e , напрямок яких визначається правилом лівої руки. Сукупність сил усіх провідників ротора створює загальний електромагнітний момент M_e , його напрямок збігається з напрямком обертання магнітного поля. Якщо обертаючий електромагнітний момент M_e більше моменту опору робочої машини (РМ) на валу M_c , ротор почне обертатися. Таким чином, електрична енергія, що надходить в обмотку статора з мережі, перетвориться в механічну на валу двигуна.

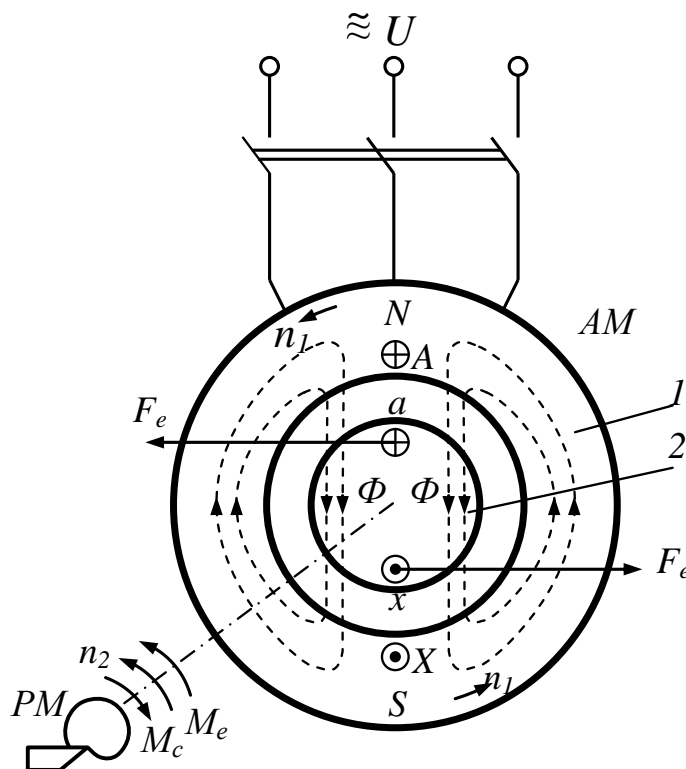


Рисунок 5.20 – Взаємодія обертаючого поля з обмотками статора (1) та ротора (2) асинхронного двигуна

Чим більше частота обертання ротора n_2 , тим повільніше магнітне поле обертається щодо ротора ($n_s = n_1 = n_2$); у випадку збігу цих частот обертове поле не перетинає обмотку ротора й у них не індукуються ЕРС ($E_{2\phi} = 0$), а, отже, і не створюється обертаючий момент ($I_{2\phi} = 0$, $F_e = 0$, $M_e = 0$).

У АД обертальний момент M_d , урівноважується моментом опору M_c виконавчого механізму. Чим більше M_c , тим більшим має бути M_d , який зростає тільки за рахунок збільшення струму ротора, а

струм при постійності опорів обмотки пропорційний ЕРС ротора, яка залежить від швидкості перетину провідників ротора обертовим магнітним полем. Отже, чим більший момент опору M_c , тим меншою має бути швидкість обертання ротора, і навпаки.

Відношення

$$s = \frac{n_1 - n_2}{n_1} \quad \text{або} \quad s = \frac{n_1 - n_2}{n_1} 100\% \quad (5.22)$$

називають ковзанням асинхронної машини. Ця величина дозволяє оцінити різницю частот обертання магнітного поля $n_1 = 60 f_1 / p$ (синхронна швидкість) і ротора $n_2 = n_1 (1 - s)$ (p – число пар полюсів поля; f_1 – частота мережі).

Ковзання асинхронного двигуна в процесі експлуатації може змінитися від 0 до 1, що відповідає частоті обертання ротора від n_1 до 0. При цьому $s \approx 0$ ($n_2 \approx n_1$) відповідає режиму холостого ходу, коли ротор двигуна не випробує протидіючих моментів, а $s = 1$ відповідає режиму короткого замикання, коли протидіючий момент приводного механізму перевищує обертаючий момент і тому ротор двигуна нерухомий ($n_2 = 0$).

Обертове магнітне поле статора, що перетинає обмотку ротора зі швидкістю

$$n = n_1 - n_2 = \frac{n_1 - n_2}{n_1} n_1 = s n_1. \quad (5.3)$$

Частота ЕРС і струмів, що наводяться цим полем в обмотці ротора,

$$f_2 = \frac{pn}{60} = \frac{pn_1}{60} s = f_1 s, \quad (5.23)$$

тобто пропорціональна ковзанню.

Магнітне поле, що створюється МРС обмотки ротора, обертається відносно ротора зі швидкістю

$$n'_2 = \frac{60f_2}{p} = \frac{60f_1}{p}s = n_1s. \quad (5.24)$$

Сумарна швидкість обертання поля ротора відносно нерухомого статора визначається сумою

$$n'_2 + n_2 = n_1s + n_1(1-s) = n_1 \quad (5.25)$$

тобто магнітне поле ротора обертається в статорі з тією ж швидкістю і в тому ж напрямку, що і магнітне поле статора. Отже, вони нерухомі відносно друг друга. Це виконується у будь-якому режимі роботи АМ – у двигунному, генераторному, гальмівному.

Внаслідок обертання магнітного поля його силові лінії перетинають провідники обмоток статора і ротора і наводять в кожній фазі в обмотці статора з числом витків w_1 ЕРС самоіндукції, діюче значення якої:

$$E_1 = 4,44\Phi f_1 w_1 k_{o\delta 1}, \quad (5.26)$$

а в кожній фазі обмотки обертового ротора, з числом витків w_2 ЕРС взаємоіндукції, діюче значення якої:

$$E_{2s} = 4,44\Phi f_{2s} w_2 k_{o\delta 2} \quad (5.27)$$

або

$$E_{2s} = 4,44\Phi f_{2s} w_2 k_{o\delta 2} = E_2 s.$$

де w_1 та w_2 – число послідовно з'єднаних витків обмотки фази статора та ротора; $k_{o\delta 1}$ та $k_{o\delta 2}$ – обмоткові коефіцієнти статора та ротора,

відповідно, обумовлені типом і параметрами обмоток; E_2 – ЕРС, що наводиться у фазі обмотки нерухомого ротора; $f_2 = f_1$ – частота струму, що наводиться в нерухомому роторі.

Для кола обмотки фази статора асинхронного двигуна, включеного в мережу з напругою U_1 рівняння електричного стану за другим законом Кірхгофа:

$$\underline{U}_1 + \underline{E}_1 = \underline{I}_1 R_1 + j \underline{I}_1 X_1$$

або

$$\underline{U}_1 = -\underline{E}_1 + \underline{I}_1 R_1 + j \underline{I}_1 X_1, \quad (5.28)$$

де $\underline{I}_1 R_1$ і $j \underline{I}_1 X_1$ – падіння напруги відповідно на активному і індуктивному опорах фази обмотки статора.

Для кола обмотки фази ротора, що обертається, рівняння електричного стану за другим законом Кірхгофа:

$$\underline{E}_{2s} = \underline{I}_2 R_2 + j \underline{I}_2 X_2, \quad (5.29)$$

де $\underline{I}_2 R_2$ і $j \underline{I}_2 X_2$ – падіння напруги на активному і індуктивному опорах фази ротора, що обертається.

У загальному випадку параметри обмотки статора асинхронної машини відрізняються від параметрів обмотки ротора, унаслідок чого ЕРС, струм і інші електричні величини обмоток значно відрізняються друг від друга. Для полегшення вивчення робочих процесів і розрахунку характеристик асинхронних двигунів (як і для трансформаторів) параметри обмотки ротора приводять до параметрів обмотки статора, тобто обмотку ротора з числом фаз m_2 , числом витків однієї фази w_2 й обмотковим коефіцієнтом k_{062} заміняють обмоткою з m_1 , w_1 і k_{061} . Таким чином, замість реального асинхронного двигуна розглядають еквівалентний, котрий називають приведений. Однак приведення параметрів обмотки ротора не повинне відбитися на його енергетичних показниках: усі потужності (електромагнітна, активна, реактивна, по-

тужність втрат) і фазові зсуви векторів ЕРС і струмів ротора, після приведення, повинні залишатись такими ж, що і до приведення. Пере-
рахування реальних параметрів обмотки ротора на приведені викону-
ється по формулах:

$$\left. \begin{aligned} E'_2 &= E_2 \cdot \frac{k_{o\delta_1} \cdot w_1}{k_{o\delta_2} \cdot w_2} = E_2 \cdot k_e = E_1 \\ I'_2 &= I_2 \frac{m_2 \cdot w_2 \cdot k_{o\delta_2}}{m_1 \cdot w_1 \cdot k_{o\delta_1}} = I_2 \cdot 1/k_i; \\ R'_2 &= R_2 \cdot k_e \cdot k_i; \\ X'_2 &= X_2 \cdot k_e \cdot k_i. \end{aligned} \right\} \quad (5.30)$$

Зручною для практичного застосування є Г-подібна схема за-
міщення АД (рис. 5.21), у якої намагнічуючий контур
($Z_m = R_m + jX_m$) винесений на вхідні затискачі схеми заміщення. Роз-
рахунок параметрів робочого контуру Г-подібної схеми заміщення
потребує уточнення, що досягається введенням у розрахункові фор-
мули коефіцієнта c_1 , який представляє собою відношення напруги ме-
режі U_1 до ЕРС статора E_1 при ідеальному холостому ході ($s = 0$). Так
як в цьому режимі струм холостого ходу асинхронного двигуна дуже
малий, то U_1 виявляється лише трохи більше, ніж ЕРС E_1 , а їхнє від-
ношення $c_1 = U_1/E_1$ мало відрізняється від одиниці.

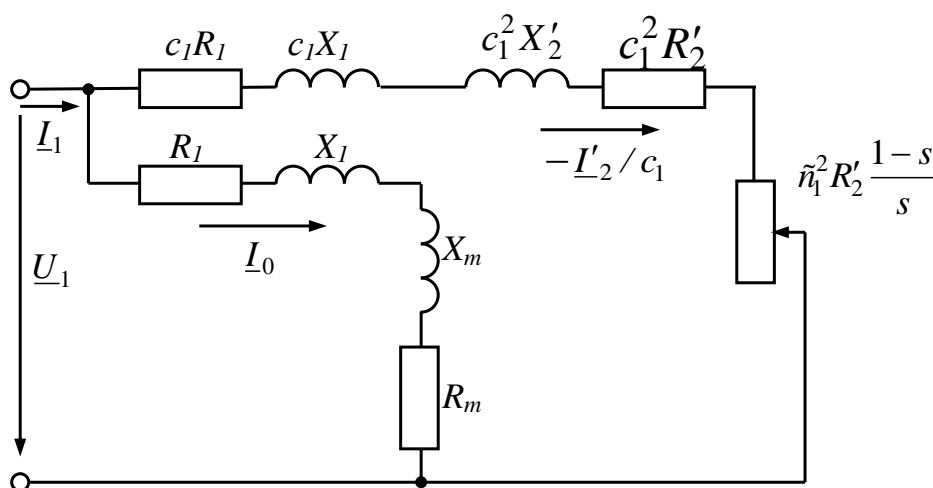


Рисунок 5.21 – Г-подібна схема заміщення асинхронного двигуна

Електромагнітна потужність АД, що передається із статора в ротор електромагнітним шляхом, на підставі схеми заміщення (рис. 5.21) може бути записана у виді

$$P_{\text{ем}} = 3(I'_2)^2 \frac{R'_2}{s}. \quad (5.31)$$

Величина електромагнітного моменту визначається із співвідношення

$$M_{\text{ем}} = \frac{P_{\text{ем}}}{\Omega_1} = \frac{3(I'_2)^2 \frac{R'_2}{s} p}{2\pi f_1}. \quad (5.32)$$

де $\Omega_1 = \frac{\omega_1}{p} = \frac{2\pi f_1}{p}$ – кутова швидкість обертання магнітного поля.

Струм ротора

$$I'_2 = \frac{U_1}{Z} = \frac{U_1}{\sqrt{\left(R_1 + \frac{R'_2}{s}\right)^2 + (X_1 + X'_2)^2}}, \quad (5.33)$$

тому

$$M_{\text{ем}} = \frac{3pU_1^2 R'_2}{2\pi f_1 s \left[\sqrt{\left(R_1 + \frac{R'_2}{s}\right)^2 + (X_1 + X'_2)^2} \right]}. \quad (5.34)$$

Таким чином, обертальний момент АД пропорційний квадрату напруги фази, що підводиться, і складним чином залежить від ковзання і параметрів статора і ротора. Залежність $M_{\text{ем}} = f(s)$, що називається механічною характеристикою, показана на рис. 5.22, а. Частіше

механічну характеристику асинхронної машини зображують в координатах $M = f(n)$ (рис. 5.22, б).

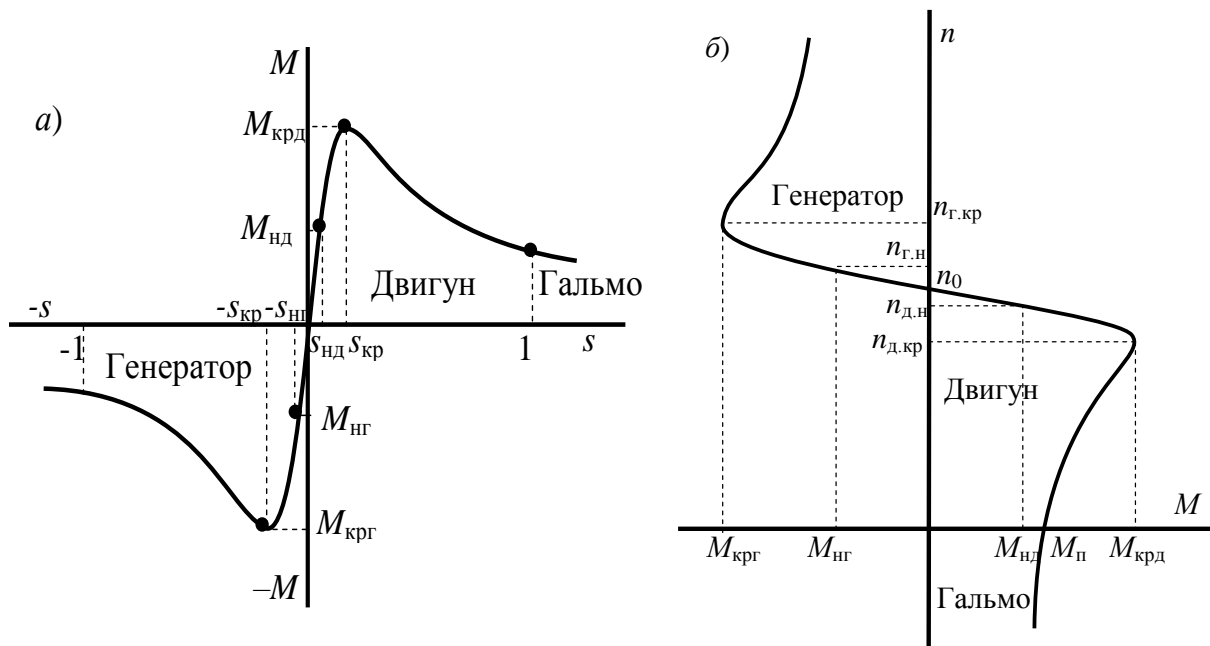


Рисунок 5.22 – Механічна характеристика асинхронної машини

Якщо ротор АМ, підключеної до мережі, за допомогою додаткового приводного двигуна привести в обертання у напрямку обертання поля статора зі швидкістю $n_2 > n_1$, то ЕРС в роторі змінить свій напрям на протилежний в порівнянні із руховим режимом. Внаслідок цього змінить свій напрям і струм ротора I_2 (його активна складова I'_{2a}), отже, змінить напрям і струм статора I_1 , а це означає, що зміниться напрям перетворення енергії і АМ стане віддавати активну потужність в мережу, тобто працювати в режимі генератора – перетворювати механічну енергію, що підводиться до валу, в електричну. Напрямок електромагнітного моменту $M_{ем}$ також змінюється на зворотний – він стає гальмівним і урівноважує обертальний момент приводного двигуна (вітродвигуна).

Ковзання у генераторному режимі

$$s_{Г} = \frac{n_1 - n_2}{n_1} < 0 \quad (5.35)$$

і теоретично може змінюватися в межах $0 > s > -\infty$. На практиці, проте, висока швидкість недопустима, як за умовами механічної міцності, так і з міркувань обмеження втрат.

З точки зору збереження номінального ККД і обмеження нагріву номінальне ковзання АГ $s_{Г.н.}$ повинне відповідати номінальному ковзанню АД $s_{д.н.}$ і складає $s_{Г.н.} = 0,02 \dots 0,05$ залежно від типу і потужності АМ. Для асинхронного генератора справедливі такі ж схеми заміщення, що і для асинхронного двигуна. Параметри схеми заміщення, коефіцієнти приведення k_e і k_i визначаються так само, як і в режимі двигуна.

На рис. 5.23 показана схема заміщення АГ використовувана при розрахунках, в якій вітка намагнічування винесена на затиски. Поправочний коефіцієнт враховує зміни параметрів схеми заміщення АГ при винесенні вітки намагнічування, визначається із співвідношення $c_1 \approx 1 + X_1/X_m$, мало відрізняється від одиниці і складає $c_1 \approx 1,02 \dots 1,06$.

Щоб зменшити погрішність при визначенні струму I_0 , в контур намагнічування Г-подібної схеми заміщення вводять опір $Z_1 = R_1 + jX_1$ або тільки X_1 .

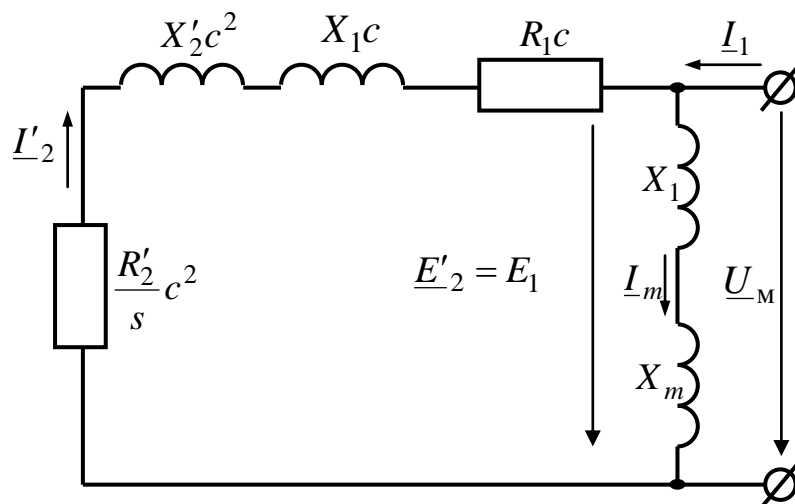


Рисунок 5.23 – Схема заміщення асинхронного генератора

Характер зміни струму статора для широкого діапазону зміни ковзання АМ приведений на рис. 5.24. Струм холостого ходу, що є майже чисто реактивним, складає $I_0 = (0,25...0,45)I_H$. У тихохідних машинах (із швидкістю обертання 375 об/хв і менш) він може досягати $(0,8 - 0,9) I_H$.

Струм при ковзанні $s = \pm 1$ дорівнює пусковому и складає $I_{II} = (5,5...7,0)I_H$.

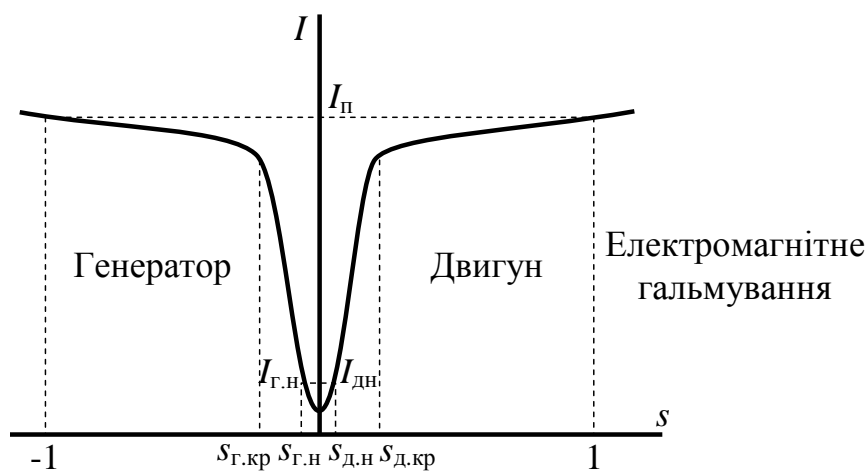


Рисунок 5.24 – Зміна струму статора асинхронної машини

Максимальний електромагнітний момент для режиму генератора $M_{Г.мах}$ і ковзання, що відповідає йому, і $s_{Г.кр}$ розраховуються по співвідношенням

$$s_{Г.кр} = \pm \frac{c_1 R'_2}{\sqrt{R_1^2 + (X_1 + c_1 X'_2)^2}}; \quad (5.36)$$

$$M_{Г.мах} = - \frac{pm_1 U_1^2}{4\pi f_1 c_1 \left[-R_1 + \sqrt{R_1^2 + (X_1 + c_1 X'_2)^2} \right]}. \quad (5.37)$$

Векторна діаграма для асинхронного генератора приведена на рис. 5.25. На діаграмі струм ротора \underline{I}'_2 зрушений по відношенню до ЕРС \underline{E}'_2 на кут ψ_2 , вектор струму статора \underline{I}_1 , як і в руховому режимі, визначається векторною сумою

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_0 + (-\underline{I}'_2) \quad (5.38)$$

і внаслідок повороту струму \underline{I}'_2 (разом з ЕРС \underline{E}'_2) майже на 180° також обертається за годинниковою стрілкою, при цьому кут $\varphi_1 > 90^\circ$, а активна складова струму статора

$$I_{1a} = I_1 \cos \varphi_1 < 0 \quad (5.39)$$

і потужність

$$P_2 = U_1 I_1 \cos \varphi_1 < 0. \quad (5.40)$$

що символізує зміну знаку активної складової струму статора (в порівнянні з АД) і напрямку потоку потужності – механічна потужність перетвориться в електричну і віддається в мережу.

Величина реактивної потужності АГ визначається із співвідношення

$$Q_1 = m U_{1\phi} I_{1\phi} \sin \varphi_1 \quad (5.41)$$

та складається з реактивної потужності, необхідної для створення основного магнітного поля,

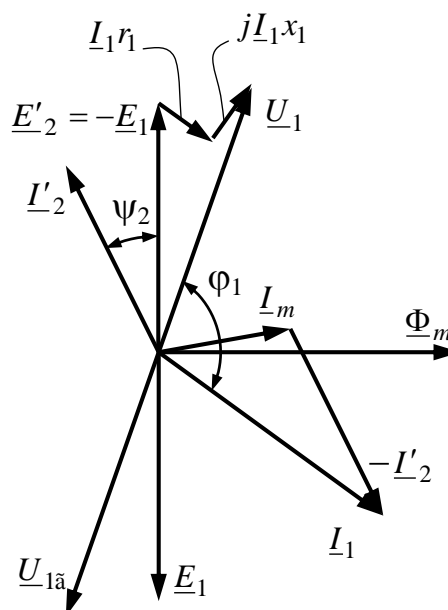


Рисунок 5.25 – Векторна діаграма асинхронного генератора

$$Q_m = m_1 I_{0\mu}^2 X_m \quad (5.42)$$

і потужності, що приходить на потоки розсіяння обмоток статора і ротора:

$$Q_{m1} = m_1 I_1^2 X_1, \quad Q_{m2} = m_1 (I'_2)^2 X'_2. \quad (5.43)$$

Реактивна складова струму статора

$$I_{1p} = I_1 \sin \varphi_1, \quad (5.44)$$

і реактивна потужність Q під час переходу асинхронної машини з двигунного в генераторний режим зберігають свої знаки. Це означає, що асинхронний генератор споживає з мережі реактивну потужність і індуктивний струм. Тому асинхронний генератор може працювати тільки на мережу, яка має джерела реактивної потужності.

5.5 Генератори постійного струму

Генератором постійного струму називають обертову електричну машину, яка перетворює механічну енергію в електричну енергію постійного струму. Нерухома частина машини постійного струму – статор (індуктор), обертова частина – ротор (якір).

Статор складається зі станини, на внутрішній поверхні якої кріпляться головні і додаткові полюси з обмотками. Головні полюси служать для створення в машині основного магнітного потоку, а додаткові – для поліпшення умов комутації машини.

Якір машини постійного струму складається з валу, осердя, обмотки і колектора. Кінці валу закріплені в підшипниках, розташованих в підшипникових щитах. Для кращого охолодження в більшості машин є вентилятор.

Колектор машини виконують із пластин холоднокатаної міді (колекторна мідь), які ізолюють одну від одної прокладками з колекторного міканіту. Для одержання електричного контакту з поверхнею колектора в машині постійного струму є щітки. Для встановлення щіток в машині слугує щітковий пристрій. Крім зазначених частин машина має два підшипникових щити: передній (з боку колектора) і задній.

Для приєднання обмоток машини до електричної мережі машина забезпечується коробкою виводів, де на ізоляційній панелі кріпляться виводи кінців обмоток. Як правило панель з виводами розташовують на станині.

Для розуміння принципу роботи колекторної машини постійного струму доцільно розглянути роботу найпростішої моделі машини змінного струму. Ця модель складається з двох нерухомих у просторі полюсів, між якими обертається рамка, кінці якої з'єднані з контактними кільцями, рис. 5.26.

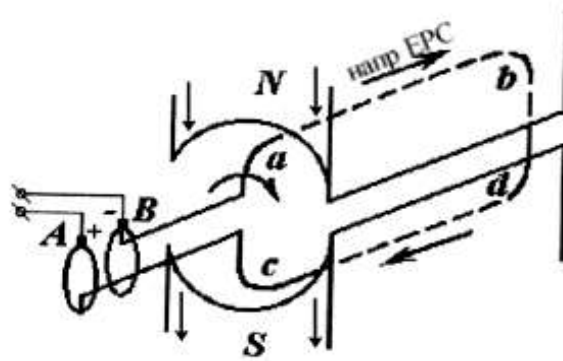


Рисунок 5.26 – Принципова схема машини змінного струму

В наведеній моделі, при обертанні рамки, в провідниках ab і cd індукується ЕРС, напрямком якої (для даного моменту часу) визначається за правилом правої руки. З рис. 5.26 видно, що для розглянутого стану, якщо вважати, що модель працює генератором, щітка А має полярність «+», а щітка В має полярність «-», тому що в генераторі струм тече від «+» у зовнішньому колі до «-». Якщо повернути рамку на 180° , видно, що полярність щіток зміниться на протилежну. Таким чином, в цій моделі знімається з щіток змінна в часі ЕРС. Установлюючи закон зміни ЕРС в часі, враховуємо, що миттєве значення ЕРС провідників визначається як:

$$e_{\text{пр}} = B_x l v, \quad (5.45)$$

де B_x – індукція в місці розташування провідника в даний момент часу; l – довжина активної частини провідника; v – лінійна швидкість переміщення провідника відносно поля.

Якщо врахувати, що довжина провідника $l = \text{const}$, то при рівномірному обертанні рамки $v = \text{const}$ ЕРС провідника $e_{\text{пр}} \approx B_x$. Таким чином, зміна ЕРС провідників в часі і, відповідно, зміна ЕРС на виході генератора відбувається за тим же законом, що і розподіл індукції уздовж кола руху рамки на кожному полюсному поділу. Якщо прийняти, що магнітна індукція в часі $B_x = f(x)$ змінюється за синусоїдальним законом, то і ЕРС $e = f(t)$

буде також змінюватися за синусоїдальним законом (рис. 5.27). На практиці, магнітне коло машини завжди трохи насичене, тому закон зміни індукції $B_x = f(x)$ і ЕРС $e = f(t)$ не відповідають синусоїдальному закону.

Змінимо конструкцію моделі (див. рис. 5.26) у такий спосіб – замінимо кільця двома сегментами, рис. 5.28.

При обертанні рамки, в провідниках ab і cd , як і у попередньої моделі (рис. 5.26), індукується змінна в часі ЕРС. Однак, в цій моделі при будь-якому положенні рамки, щітка «А» завжди з'єднана з тим

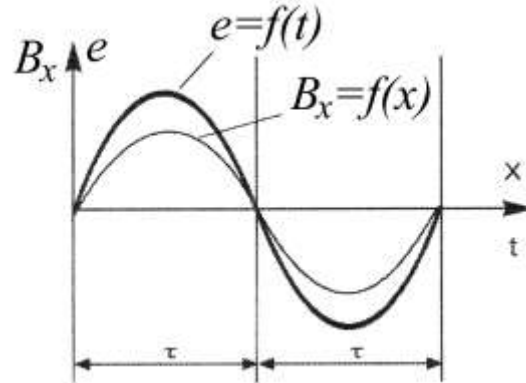


Рисунок 5.27 – Зміна індукції і ЕРС витка в повітряному проміжку

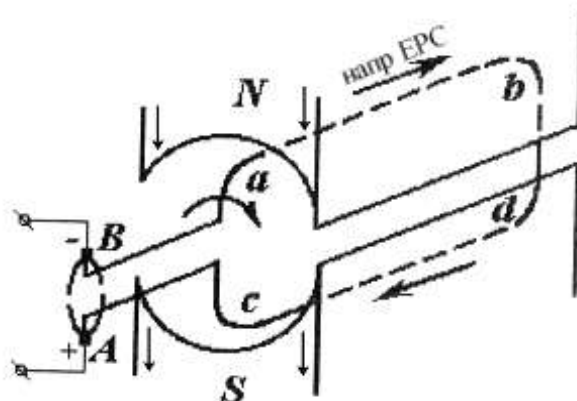


Рисунок 5.28 – Принципова схема машини постійного струму

проводом, що розташований під полюсом «S», а щітка «B»- під полюсом «N».

Таким чином, в новій моделі полярність щіток не змінюється, тобто при зазначеному на рис. 5.29 напрямку обертання рамки, щітка «A» є позитивною, а щітка «B» негативною. За допомогою двох сегментів, що представляють найпростіший комутатор, здійснюється випрямлення змінної в часі ЕРС у постійну. Тому з щіток «A» і «B» знімається ЕРС, що пульсує в часі за законом (рис. 5.29, а). Якщо ми накладемо на якір два витки (дві котушки) під кутом 90° один до одного, то пульсації напруги на щітках значно зменшаться (рис. 5.29, б). Підрахунок показує, що вже при восьми колекторних пластинах на полюс пульсації напруги на щітках не перевищують 1% від середнього значення цієї напруги; тому струм, що тече по зовнішньому колі, можна вважати практично постійним струмом.

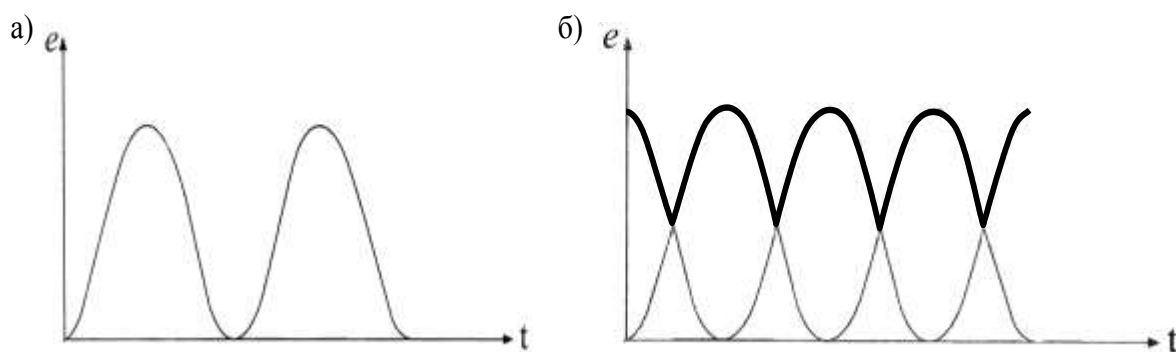


Рисунок 5.29 – Пульсуюча ЕРС при одному (а) і двох (б) витках на якорі

У загальному випадку генератори постійного струму за способом збудження поділяють на генератори зі збудженням від постійних магнітів і генератори з електромагнітним збудженням. В теперешній час основний метод збудження генераторів постійного струму – це збудження електромагнітним шляхом. Ці генератори поділяють на:

- генератори незалежного збудження;
- генератори із самозбудженням.

Генератори незалежного збудження – рис. 5.30. На рисунку позначено: $Я_1 - Я_2$ – коло обмотки якоря; $H_1 - H_2$ – коло обмотки збудження; U – напруга в колі якоря; I – струм навантаження; I_a – струм якоря; U_f – напруга на обмотці збудження; I_f – струм збудження.

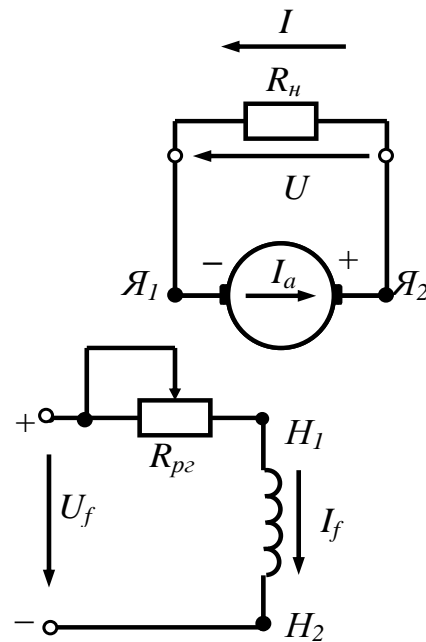


Рисунок 5.30 – Принципова схема генератора незалежного збудження

В генераторах незалежного збудження обмотка збудження підключена до незалежного джерела постійного струму. Струм збудження I_f залежить тільки від напруги на затискачах кола збудження U_f й опору цього кола. Потужність, що втрачається на збудження, як правило не перевищує 2-3% від потужності генератора. Незалежне збудження досить розповсюджене і застосовується в машинах низької напруги (4...12 В), високої напруги (понад 500 В), в машинах великої потужності й у тих випадках, коли потрібно широке регулювання напруги. Відповідно до схеми, у загальному випадку $U = U_f$ і $I_a = I$.

Генератори постійного струму із самозбудженням поділяють на машини з паралельним, послідовним і змішаним збудженням.

Генератори паралельного збудження (шунтові), рис. 5.31. На рисунку позначено: $Ш_1 - Ш_2$ – коло обмотки збудження. Відповідно до схеми $U_f = U$, $I_a = I + I_f$.

В генераторах паралельного збудження обмотка збудження підключена до затискачів обмотки якоря. Зі схеми видно, що струм збудження I_f залежить від напруги на затискачах якоря і що струм якоря

I_a дорівнює сумі струму навантаження I і струму збудження I_f . Генератори паралельного збудження не вимагають окремого джерела струму для збудження і дають в межах нормального навантаження досить стійку напругу.

Генератори послідовного збудження (серіє сні), рис. 5.32. На рисунку позначено: $C_1 - C_2$ – коло обмотки збудження. Відповідно до схеми $I_a = I_f = I$. Зі схеми видно, що струм збудження I_f дорівнює струму якоря I_a , тобто цілком залежить від навантаження генератора. Ця обставина негативно впливає на робочі властивості генератора, тому що його напруга змінюється в залежності від струму навантаження I , тоді, як потрібно, щоб вона залишалася більш-менш постійною. На практиці такий вид збудження майже не застосовується.

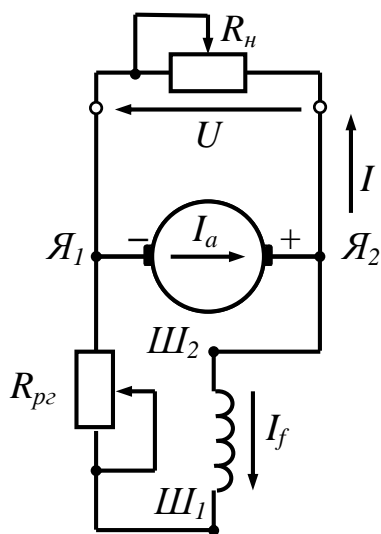


Рисунок 5.31 – Принципова схема генератора паралельного

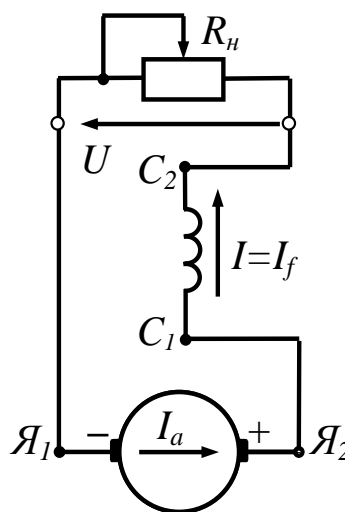


Рисунок 5.32 – Принципова схема генератора послідовного збудження

Генератори змішаного збудження (компаундні), рис. 5.33. Генератори змішаного збудження мають дві обмотки збудження паралельну ($Ш_1 - Ш_2$) і послідовну ($C_1 - C_2$). Як правило, головною є паралельна обмотка, а послідовна відіграє роль додаткової обмотки.

Незалежно від способу збудження для генераторів постійного струму справедливі наступні основні рівняння:

1. Рівняння напруг кола якоря:

$$U = E_a - I_a R_a, \quad (5.46)$$

де U – вихідна напруга генератора;
 $E_a = c_e n \Phi$ – ЕРС обмотки якоря,

$c_e = \frac{pN}{60a}$ – постійна машини; p – число пар полюсів; N – число провідників обмотки якоря; a – число паралельних віток обмотки якоря; $I_a R_a$ – спад напруги в колі обмотки якоря та в обмотках, включених послідовно з обмоткою якоря (обмотка додаткових полюсів, компенсаційна обмотка); I_a – струм якоря; R_a – активний опір кола обмотки якоря.

З наведеного рівняння випливає, що вихідна напруга генератора залежить від навантаження, а також від частоти обертання машини n . Величину цієї напруги можливо регулювати, насамперед, зміною магнітного потоку Φ на кожному полюсному поділу, що практично зводиться до регулювання струму збудження.

2. Електромагнітний момент генератора визначається як:

$$M_{ем} = C_m I_a \Phi, \quad (5.47)$$

де $C_m = \frac{pN}{2\pi a}$ – постійна машини.

Електромагнітний момент генератора є гальмовим і в сталому

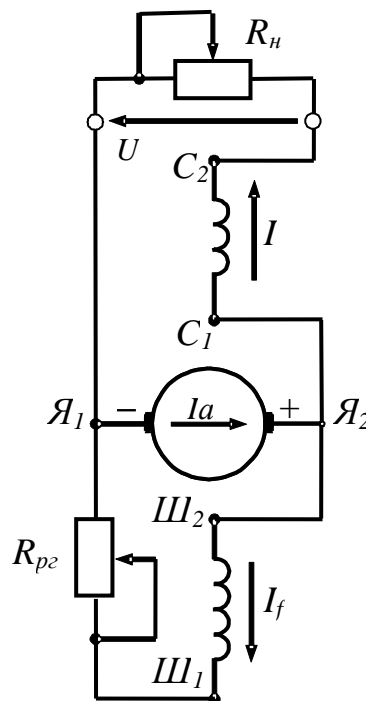


Рисунок 5.33 – Принципова схема генератора змішаного збудження

режимі врівноважується обертальним моментом приводного двигуна:

$$M_1 = M_{em} + M_0, \quad (5.48)$$

де M_1 – обертальний момент приводного двигуна; M_{em} – електромагнітний момент генератора; M_0 – момент холостого ходу генератора, що відповідає механічним втратам генератора і втратам в сталі його якоря.

До робочих характеристик, що описують генератори в сталому режимі роботи під навантаженням, відносяться:

1. *Навантажувальна характеристика* $U = f(I_f)$ при $I = const$, $n = const$. В окремому випадку при $I = 0$, залежність $U_0 = f(I_f)$ – є характеристикою холостого ходу генератора.

2. *Зовнішня характеристика* $U = f(I)$ при $R_{pг} = const$ ($I_f = const$), $n = const$.

3. *Регульовальна характеристика* $I_f = f(I)$ при $U = const$, $n = const$. В окремому випадку при $U = 0$ залежність $I_K = f(I_f)$ – є характеристикою короткого замикання генератора.

У генераторів паралельного, послідовного і змішаного збудження вихідна напруга утвориться в процесі самозбудження. Процес самозбудження заснований на тому, що в машині практично завжди існує невеликий – до 1-3% від нормального – потік залишкового намагнічування $\Phi_{зал}$. Якщо ми приведемо якір в обертання з будь-якою, наприклад номінальною, частотою обертання, то під дією цього потоку в обмотці якоря виникає невелика ЕРС і по колу збудження потече невеликий струм, що створить додатковий потік намагнічування Φ_d . В залежності від напрямку струму в обмотці збудження потік Φ_d може бути спрямований зустрічно щодо потоку $\Phi_{зал}$ або узгоджено з ним. Генератор може самозбуджуватися тільки при узгодженому на-

прямку обох потоків, іншими словами, процес самозбудження генератора може йти тільки в один бік, обумовлений напрямком потоку $\Phi_{\text{зал}}$.

При узгодженому напрямку потоків результуючий потік машини збільшується, що призводить до збільшення ЕРС в якорі і викликає подальше збільшення струму збудження і потоку машини.

Таким чином, щоб виник процес самозбудження необхідні наступні умови:

1. В магнітному колі генератора має існувати потік залишкового намагнічування.

2. Обмотка збудження повинна бути включена так, щоб створюваний нею магнітний потік був спрямований узгоджено з потоком залишкового намагнічування.

3. Опір кола збудження повинний бути менше деякого критичного значення $R_z < R_{zб.кр}$.

Необхідність виконання останньої умови розглянемо на прикладі генератора паралельного збудження, що працює в режимі холостого ходу (рис. 5.34).

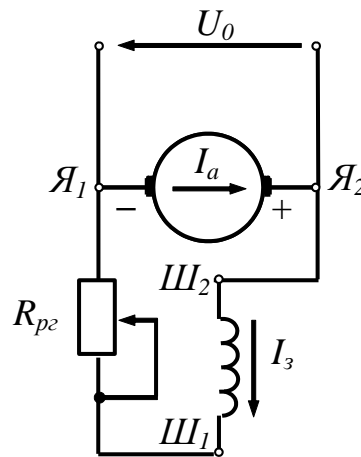


Рисунок 5.34 – Схема генератора паралельного збудження

Коли генератор приводиться в обертання, починається процес самозбудження. У цьому перехідному процесі для кола збудження справедливе наступне рівняння напруг:

$$u_f = i_f R_{зб} + \frac{d(L_{зб} i_f)}{dt} \quad (5.49)$$

де u_f – миттєве значення напруги збудження; i_f – миттєве значення струму збудження; $R_{зб} = R_{озб} + R_{рг}$ – опір кола збудження; $R_{озб}$ – активний опір обмотки збудження; $R_{рг}$ – опір регулювального реостата в колі збудження; $L_{зб}$ – індуктивність обмотки збудження.

Коли процес самозбудження закінчиться, то в сталому режимі: $u_f = U_f$, $i_f = I_f$ – сталі значення напруги і струму в колі збудження. З огляду на те, що для генератора паралельного збудження $U_f = U_0$, сталі значення напруги і струму в колі збудження можна визначити по точці перетину характеристик $U_0 = f(I_f)$ і $I_f R_{зб} = f(I_f)$.

Щоб визначити, до якої межі йде процес самозбудження, припустимо, що коло якоря розімкнуте, тобто $I = 0$, і опір кола збудження, обумовлений сумою $(R_{озб} + R_{рг})$ залишається постійним. Припустимо, що генератор збудився до напруги U_1 , що відповідає на характеристиці холостого ходу точці A (рис. 5.35). Але U_1 буде і напругою кола збудження U_f , тобто

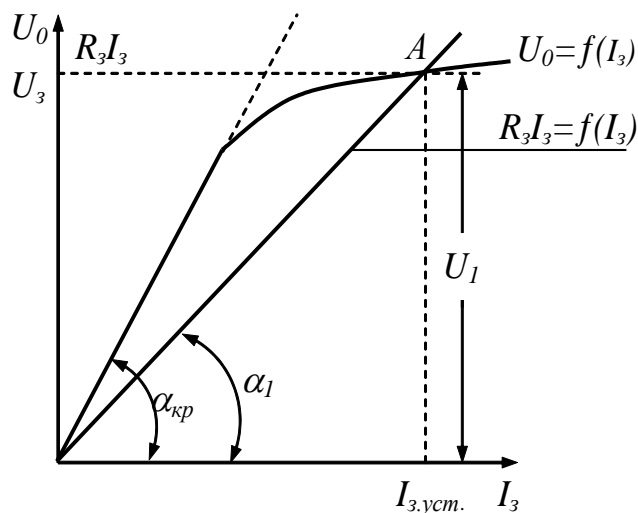


Рисунок 5.35 – Самозбудження генератора паралельного збудження

$$U_1 = U_f = I_f (R_{озб} + R_{рг}).$$

Відповідно до умови маємо:

$$R_{озб} + R_{рг} = \frac{U_f}{I_f} = \operatorname{tg} \alpha_1 = \operatorname{const},$$

тобто опір кола збудження визначається тангенсом кута, утвореного віссю абсцис з прямою, що проходить через початок координат і точку напруги, до якої машина збудилася на холостому ході.

Опір кола збудження, при якому машина вже не самозбуджується, називають *критичним опором*. Так само відбувається самозбу-

дження і генераторів змішаного збудження, тому що в них головною є паралельна обмотка збудження. При самозбудженні генератора послідовного збудження зовнішнє коло повинно бути обов'язково замкнуте, тому що в протилежному випадку навантажувальний струм, а стало бути, і струм збудження будуть дорівнювати нулю.

Контрольні питання

1. Які типи машин застосовують при генерації електричної енергії в ВЕУ?
2. В чому полягає відмінність конструкції синхронних машинах з неявно полюсним та явно полюсним ротором?
3. Що називається реакцією якоря? Який вона має характер при R , L , C , RL , та RC навантаженні?
4. Який вплив здійснюють магніторушійні сили на роботу явнополюсного синхронного генератора?
5. Наведіть векторні діаграми явнополюсного синхронного генератора при активно-індуктивному та активно-ємнісному навантаженні. Чому вони відрізняються?
6. Які існують характеристики синхронних генераторів при роботі на автономне навантаження? Наведіть їх та поясніть зовнішній вигляд.
7. Який вплив здійснює реакція якоря синхронного генератора на зовнішню характеристику при різному характері навантаження?
8. Які існують конструкції синхронних генераторів з постійними магнітами? В чому їх особливості?
9. Як здійснюється стабілізація напруги, синхронного генератора з постійними магнітами?
10. Яким чином здійснюється стабілізація напруги, синхронного генератора з постійними магнітами?
11. Які переваги та недоліки мають асинхронні машини з короткозамкненим та фазними роторами?
12. Поясніть принцип дії асинхронної машини.
13. В чому полягають особливості будови асинхронних машин з короткозамкненим та фазними роторами?
14. Наведіть механічну характеристику асинхронної машини. Які значення приймають електромагнітний момент, ковзання та швидкість обертання валу в

режимах: генератора, холостого ходу, двигунному, електромагнітного гальмування?

- 15.** Наведіть схему заміщення асинхронного генератора та асинхронного двигуна. Чим вони відрізняються? Чому?
- 16.** Як змінюється струму статора асинхронної машини при переході від режиму генератора до режиму електромагнітного гальмування і чому?
- 17.** Наведіть векторну діаграма для асинхронного генератора та дайте пояснення її вигляду.
- 18.** Чому для роботи асинхронного генератора потрібне джерело реактивної енергії? Що може слугувати таким джерелом?
- 19.** Як розподіляються активна та реактивна потужності в асинхронних генераторах?
- 20.** Дайте характеристику генераторам постійного струму за способом збудження.
- 21.** Які характеристики визначають властивості генераторів постійного струму?
- 22.** Чому у генератора паралельного збудження зміна напруги при скиданні навантаження більше, ніж у генератора незалежного збудження?
- 23.** Які умови самозбудження генераторів постійного струму?
- 24.** При якому включенні обмоток збудження генератора змішаного збудження зовнішня характеристика виходить більш жорсткою?
- 25.** Дайте пояснення процесу самозбудження генераторів з самозбудженням.

6. УПРАВЛІННЯ І РЕГУЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК

Для будь-яких потужностей, типів і конструкцій вітроустановок потрібно їхнє функціонування на наступних режимах роботи: пуск, генерування потужності, гальмування (як штатний, так і аварійний), зупин. У тому чи іншому вигляді це забезпечується системою управління, регулювання, контролю та захисту механічних і електричних параметрів вітроустановки. Залежно від потужності і типу вітроустановки ця система може бути досить складним або надзвичайно простий, автоматизованої чи ні. Структура системи визначається, зокрема, способом, законом і програмою регулювання вітроустановки.

Управління горизонтально-осьовим двигуном включає в себе процес орієнтації осі ротора вітродвигуна на напрям вітру і власне процес регулювання параметрів вітродвигуна (частота обертання, потужність). Управління вертикально-осьовим вітродвигуном не вимагає орієнтації на напрям вітру, а вимагає тільки регулювання параметрів вітродвигуна.

У загальному випадку способи регулювання (управління) такими параметрами, як частота обертання і потужність вітродвигуна, зводяться до наступних основних схемах: поворот лопаті (або її частини) навколо вертикальної осі; пропуск вітрового потоку повз вітродвигуна; введення додаткового аеродинамічного або механічного опору на вітродвигунів.

6.1 Орієнтація горизонтально-осьової вітроустановки на напрям вітрового потоку

При роботі вітродвигуна горизонтально-осьового типу, площа обертання ротора повинна встановлюватися перпендикулярно напрямку

мку вітрового потоку, причому можливі два варіанти робочого положення: підвітряного (за опорою) і навітряне (перед опорою).

Встановлювання на вітер розташуванням ротора за опорою.

Якщо розташувати ротор позаду опори на досить великому вильоті, то на систему діятиме один лише аеродинамічний момент. Під дією цього моменту ротор буде сам встановлюватися позаду опори в напрямку вітру. У даному випадку сам ротор буде грати роль флюгера (рис. 6.1). Така система орієнтації називається пасивною.

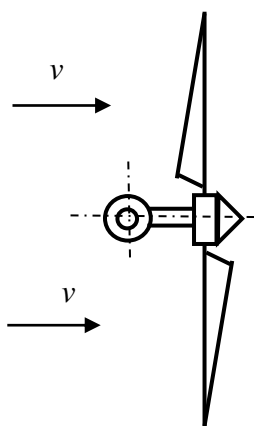


Рисунок 6.1 – Встановлювання на вітер розташуванням ротора за опорою

Цей спосіб установки на вітер, будучи простий конструктивно, має такі недоліки:

- аеродинамічна тінь опори негативно впливає на роботу вітродвигуна;
- утворюється додаткове навантаження на лопаті вітродвигуна за рахунок зміни швидкості вітрового потоку і величини тиску вітру;
- центр ваги обертаючої системи, повинен бути зміщений на одну сторону щодо вертикальної осі;
- підвищений гіроскопічний момент.

Встановлювання ротора на вітер за допомогою хвоста.

Встановлювання ротора на вітер за допомогою хвоста, працюючого аналогічно флюгеру, здійснюється у малопотужних вітродвигунів. Це найбільш простий з автоматичних способів установки вітродвигуна на вітер (рис. 6.2).

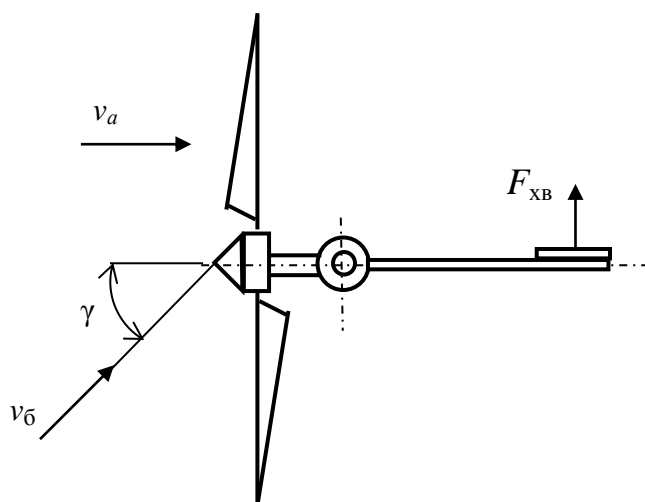


Рисунок 6.2 – Схема встановлювання ротора на вітер хвостом

Відмінною особливістю установки ротора на вітер хвостом є те, що хвіст швидко реагує на всі зміни напрямку вітру. Таким чином, забезпечується можливість ротора в процесі роботи більш тривалий час перебувати під прямим впливом повітряного потоку. Це має надзвичайно важливе значення, т. к. вітродвигун може розвивати повну потужність лише в тому випадку, коли потік вітру спрямований перпендикулярно площини обертання ротора.

При набіганні ж вітру на ротор під кутом γ коефіцієнт використання енергії вітру c_p , а, отже, і потужність вітродвигуна зменшується приблизно прямо пропорційно кубу косинуса кута відхилення ротора від напрямку вітру

$$c_p = f(\cos^3 \gamma). \quad (6.1)$$

Швидке реагування хвоста на всі зміни напрямку вітру має і негативну сторону. При повороті на лопатях ротора у час його обертання виникають гіроскопічні сили, що створюють згинальний момент, званий гіроскопічним моментом. Цей момент згинає лопать біля основи і вал вітродвигуна. Величина і знак моменту, згинального валу ротора, що має більше, ніж дві лопаті, постійні і визначаються рівнянням

$$M_r = J\Omega\omega_1, \quad (6.2)$$

де J – момент інерції всього ротора щодо осі обертання; Ω – кутова швидкість обертання ротора; ω_1 – кутова швидкість повороту всієї системи близько вертикальної осі.

Для двухлопатного ротора гіроскопічний момент відносно горизонтальної осі за один оборот ротора, зберігаючи постійний знак, змінює своє значення два рази – від нуля (при горизонтальному положенні) до максимуму (при вертикальному положенні) і виражається формулою

$$M_r = 2J\Omega\omega_1, \quad (6.3)$$

тобто, досягаючи в два рази більшого значення, ніж у багатолопатевого ротора.

Крім цього, на відміну від ротора з трьома і більше лопатями, у двухлопатного гіроскопічний ефект дає момент і щодо вертикальної осі, мінливий за один оборот за знаком і величиною чотири рази – від нуля, при горизонтальному і вертикальному положенні лопатей, до максимуму – при їх положенні під кутом 45^0 до горизонту, причому величина цього максимального моменту в два рази менше моменту відносно горизонтальної осі і дорівнює:

$$M_{r.v.o.} = \pm J\Omega\omega_1. \quad (6.4)$$

Враховуючи, що згинальні моменти надають руйнівну дію на елементи вітроподвигунів і беручи до уваги розглянуті особливості дволопатевого роторів, воліють застосовувати вітроподвигуни з числом лопатей не менше трьох.

З конструктивних міркувань встановлювання на вітер хвостом застосовується у вітроподвигуна потужністю до 15 кВт, для більш потужних вітроподвигунів хвіст виходить громіздким і важким.

Встановлювання на вітер віндрами.

Встановлювання на вітер застосовується у вітроустановок потужністю вище 15 кВт і працюючих в автономному режимі (рис. 6.3). На деякому вильоті, позаду вітродвигуна, монтуються два вітрячка (віндрази) площина обертання яких перпендикулярна площі обертання вітродвигуна і паралельна напрямку повітряного потоку. Як тільки вітер змінить свій напрямок (v_G), зараз же почнуть обертатися віндрази. Крутний момент віндроз сприймається передачею, що складається з конічних і циліндричних зубчастих коліс. Остання з шестірни даної ланки знаходиться в зачепленні з великим зубчастим колесом, жорстко пов'язаним з опорою (рис. 6.4).

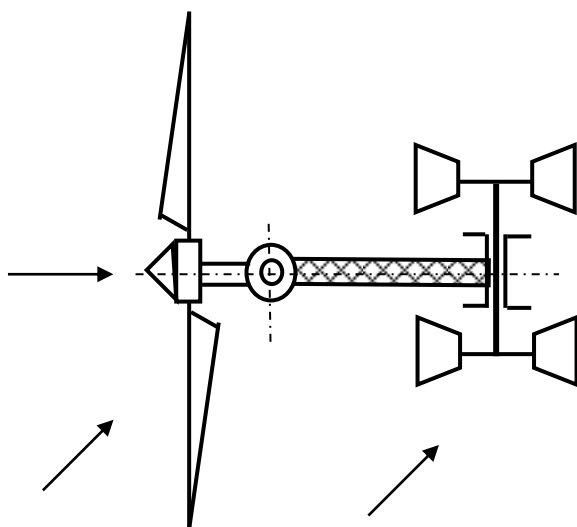


Рисунок 6.3 – Схема встановлювання на вітер віндрами

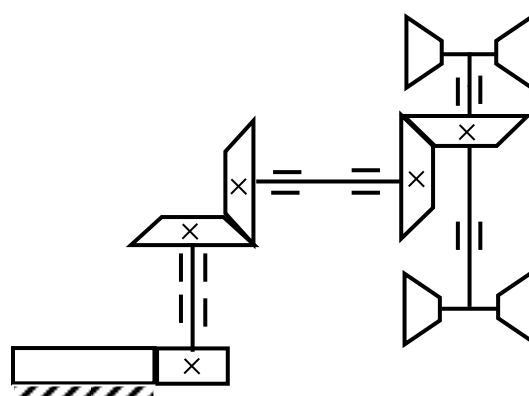


Рисунок 6.4 – Кінематична схема встановлювання на вітер віндрами

При обертанні віндроз шестерня котиться по нерухомому зубчастому колесу, повертаючи весь вітроагрегат в горизонтальній площині. Переміщення продовжується до тих пір, поки не зупиняться віндрази, що відбудеться лише після того, як вони стануть паралельно потоку, отже, ротор буде стояти перпендикулярно напрямку вітру.

Якщо при установці на вітер хвостом, швидкість повороту системи навколо вертикальної осі в окремих випадках (шквал) загрожує поломкою вітродвигуна (швидкохідного), то при віндросах вона вже

безпечніше, т. к. залежить тільки від передавального відношення трансмісії.

Діаметр віндроз становить від 0,2 до 0,3 діаметра ротора. Число лопатей від 4 до 6. Для великих автономних ВЕУ передача обертання віндрозних роторів на провідну шестерню здійснюється через черв'ячні редуктори.

Встановлювання на вітер приводом примусового орієнтування.

ВЕУ потужністю більше 75 кВт, що входять до складу вітроелектростанцій, встановлюються на напрям вітрового потоку приводом примусового орієнтування. При змінах напрямку вітру в ту чи іншу сторону щодо перпендикулярного напрямку до площини ротора, по сигналу датчика напрямку вітру система управління включає привід, що повертає вітроагрегат до тих пір, поки він не стане перпендикулярно напрямку вітрового потоку.

Привід примусового орієнтування вітроустановки може бути електромеханічним або гідравлічним. Привід повинен забезпечувати кутову швидкість розвороту вітроагрегат не більше 2 град/с (0,33 об/хв).

Для забезпечення розвороту гондоли вітроагрегата навколо вертикальної осі і стопоріння її в заданому положенні використовується опорно-поворотний пристрій. Для стопоріння гондоли в заданому положенні можуть використовуватися електрогідравлічні стопори, фрикційні гальма і ручної стопор. При установці приводів примусового орієнтування вітроустановки для запобігання перекручуванню силових і контрольних кабелів обмежують число поворотів гондоли навколо вертикальної осі, наприклад, не більше 1,5 обороту від вихідного положення.

6.2 Способи регулювання потужності горизонтально-осьової вітроенергетичної установки

За способом регулювання потужності всі вітроустановки діляться на два типи, які характеризуються короткими англійськими термінами: *Pitch* і *Stall*.

Pitch (ставити) регулювання – це зміна кута атаки лопаті у відповідності зі швидкістю вітру.

Stall (застрявати) – це коли кут атаки лопаті незмінний, але профіль лопаті по довжині робиться таким чином, що ефективність окремих ділянок лопаті падає при зростанні швидкості вітру, в результаті після досягнення номінальної потужності при збільшенні швидкості вітру зростання потужності ВЕУ не відбувається або відбувається, але незначно.

У разі застосування декількох вітроустановок важливим є наявність систем, які служать для автоматичного регулювання вихідної потужності залежно від швидкості і сили вітру. У принципі можна говорити про активне регулюванні, яке полягає в вимушеній зміні кута установки лопатей ротора і напрямки установки гондоли залежно від сили і напрямку вітру. Ці процедури спрямовані насамперед на підтримування постійного рівня потужності і необхідних якісних характеристик електричної енергії, яка віддається в електричну мережу.

Регулювання зміною кута установки лопатей ротора (англ. Pitch regulation) полягає у зміні кута атаки вітру на лопаті ротора. Це дозволяє підтримувати постійну швидкість обертання ротора. Пристрій автоматичного регулювання на підставі інформації про швидкість вітру та величини потужності, яка генерується, здійснює, за допомогою сервомеханізмів, зміна кута установки лопатей ротора щодо направлення атаки вітру. Завдяки тому що підтримується постійна швидкість обертання ротора, це безпосередньо впливає на стабільність та ефективність роботи вітроенергетичної установки, а також на

зменшення рівня шуму. Додатково, у разі виникнення дуже великої швидкості вітру загрозованою знищенням вітроустановки, існує можливість аеродинамічного гальмування через установку лопатей в так званий прапорець. Вузол регулювання кута установки лопатей знаходиться в ступиці ротора. Кожна з лопатей регулюється за допомогою окремого гідравлічного приводу.

Регулювання зміною кута установки лопатей ротора впливає на значення сил, що діють на окремі лопаті. Її істотною вадою, в порівнянні з іншими методами регулювання, є значне число рухомих частин в конструкції вітротурбіни, що призводить до зниження її надійності.

Регулювання цього типу також застосовується в вітроустановках з генераторами із змінною частотою обертання. У такому випадку регулювання полягає у застосуванні вузла, одночасно стежить за зміною швидкості обертання ротора, швидкості генератора, а також кута установки лопатей ротора. У разі різкого збільшення швидкості вітру вузол збільшує швидкість обертання генератора і в той же час зменшує кут установки лопатей, що в результаті призводить до зменшення швидкості обертання ротора. Наслідком цих процедур є виключення коливань потужності і підтримування хороших параметрів якості енергії, яка віддається в мережу, а також істотне обмеження конструкційної перевантаженості ротора.

Регулювання через так зване розрідження (англ. stall regulation) полягає у використанні аеродинамічної характеристики лопатей ротора, тобто належить до найпростішим пасивних методів. При певній швидкості вітру за лопатями ротора починає створюватися турбуленція і настає так зване розрідження лопатей. Обертаючий момент, переданий генератору ротором вітродвигуна зменшується, що в свою чергу дозволяє підтримувати відносно постійною вихідну потужність вітроенергетичної установки. Лопаті мають відповідну форму і постійно закріплені в ступиці ротора.

Основною перевагою цього виду регулювання є відсутність багатьох додаткових елементів і деталей систем, пов'язаних з управлін-

ням та регулювання кута установки лопатей ротора, що значно спрощує конструкцію вітроенергетичної установки. До основного недоліку розглянутого виду регулювання слід вважати порівняно меншу ефективність перетворення енергії вітру, нестабільність вихідної потужності під час виникнення турбулентності, а також погіршення параметрів якості вироблюваної електричної енергії. Таке регулювання зазвичай застосовується в вітроустановках малої потужності з індукційними генераторами і постійною швидкістю обертання.

Регулювання зміною установки гондоли в напрямку вітру (англ. yaw control) полягає в автоматично регульованому положення всієї гондоли, і тим самим, зміні положення осі обертання ротора по відношенню до напрямку вітру (аж до перпендикулярного). Це регулювання може бути реалізовано за допомогою слідкувального пристрою і додаткового приводного двигуна. Активне регулювання положення гондоли застосовується головним чином в потужних вітроустановках, де відповідно керований двигун встановлює гондолу в необхідне положення щодо напрямку вітру. Таким чином можна тримати на постійному рівні вихідну потужність вітроустановки. Пасивне регулювання, за допомогою спеціального направляючого прапорця, застосовується в вітроустановках меншої потужності.

Регулювання вітродвигуна введенням додаткового опору на роторі. Сучасні вітроустановки великої потужності регулюються методом заздалегідь розрахованого (при збільшенні швидкості вітру і відповідно при збільшенні кута атаки) зриву потоку з певних ділянок лопаті, міцно закріпленої на роторі. Для реалізації цього методу регулювання необхідний спеціальний профіль лопаті, який повинен володіти наступною властивістю: при збільшенні швидкості вітру зрив потоку з профілю лопаті повинен починатися з комля профілю, а потім область зриву повинна поступово збільшуватися і просуватися до передньої частини профілю. У результаті залежність коефіцієнта підйомної сили c_L від кута атаки α буде мати вигляд кривої 1 на рис. 6.5.

Припинення зростання коефіцієнта c_L із зростанням кута атаки α обмежує зростання потужності вітродвигуна і зберігає його значення на досить постійному рівні. У традиційних крилових профілів залежність c_L від α подібна кривій 2 на рис. 6.5, що призводить до зниження потужності із зростанням швидкості вітру у разі їх використання для аеродинамічного саморегулювання.

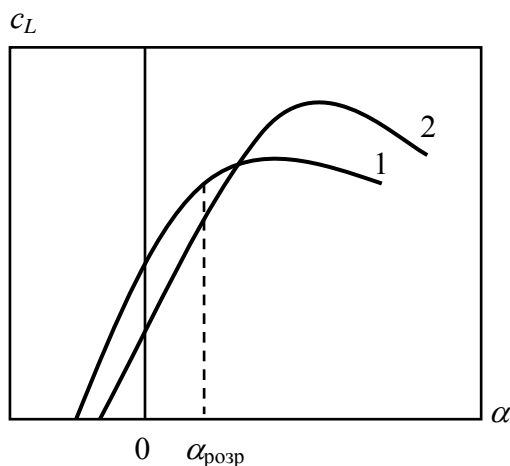


Рисунок 6.5 – Залежність коефіцієнта підйомної сили c_L , від кута атаки α :
1 – профіль, використаний для регулювання зривом потоку;
2 – традиційний криловий профіль

Слід зазначити, що регулювання зривом потоку з лопаті застосовується на ВЕУ великої потужності з асинхронним генератором. Частота обертання електрогенератора визначається залежністю крутного моменту електрогенератора від оборотів.

На двигунах малої потужності можна зустріти регулювання за допомогою установки на кінці лопаті декількох невеликих гальмівних поверхонь (відкрилків), аеродинамічно гальмують вітродвигун за рахунок їх повороту від дії відцентрового механізму, розміщеного всередині лопаті.

Регулювання зміною опору обмотки ротора (англ. load control) полягає в зміні опору обмотки ротора генератора. Таким чином при роботі вітротурбіни відбувається перехід з однієї зовнішньої характеристики на іншу, більш вигідну при конкретних умовах. Зміна опору

може бути виконано через включення в коло ротора генератора додаткового опору. З метою зміни опору можуть бути також використані напівпровідникові перетворювачі, які також повинні бути включені в коло ротора.

Енергія вітрового потоку, поряд з перевагами має і низкою недоліків. По-перше, використання енергії вітру вимагає великих габаритів вітродвигуна при прагненні отримання більшої потужності. По-друге, енергія вітру відрізняється великою непостійністю. Якщо швидкість вітру змінюється протягом секунди в 2-3 рази, то енергія при цьому змінюється в 8-27 разів.

Зважаючи пульсуючого характеру енергії вітру великі ВЕУ повинні працювати в режимі фіксованої частоти обертання вітродвигуна. Вітродвигун повинен регулюватися, тобто давати при необхідній потужності постійне число обертів, незалежно від швидкості вітру.

Існуючі способи регулювання частоти обертання вітродвигуна, застосовувані на практиці, поділяються на такі основні групи:

- регулювання відведенням ротора від напрямку вітру;
- регулювання кута установки лопатей ротора;
- регулювання повітряним гальмом.

Регулювання відведенням ротора від напрямку вітру полягає в тому, що при косому набіганні вітру на ротор через нього протікає меншу кількість повітря; крім того, через зміни при цьому кута атаки на лопатях зменшується підйомна сила.

Потужність вітродвигуна при відхиленнях ротора від прямого потоку змінюється пропорційно кубу косинуса кута відхилення

$$P_V = P_n \cos^3 \gamma, \quad (6.5)$$

де P_n – потужність вітродвигуна при $\gamma = 0^\circ$.

Автоматичне регулювання виведенням ротора з-під вітру носить назву "Система Екліпс" і застосовується у малопотужних вітродвигунів. Регулювання за цією системою здійснюється двома способами:

- за допомогою бічної лопати, що зміцнюється на голівці вітродвигуна за ротором з правого або лівого боку його осі обертання;
- розміщення осі обертання ротора на деякій відстані (50...100 мм) вліво або вправо від вертикальної осі повороту головки вітродвигуна.

У першому випадку ротор виводиться з-під вітру тиском вітру на лопату (рис. 6.6).

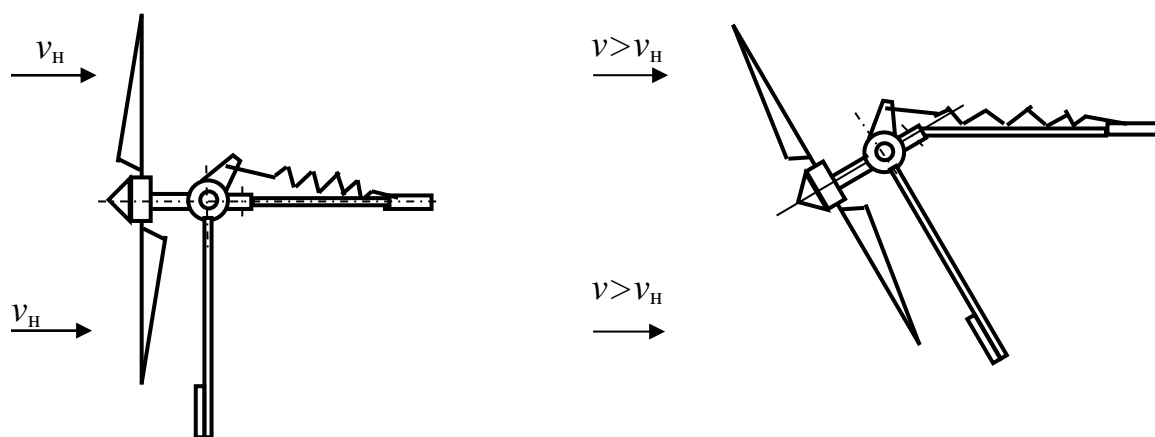


Рисунок 6.6 – Регулювання відведенням ротора від напрямку вітру лопатою

У другому випадку відхилення ротора відбувається завдяки моменту лобовій сили тиску вітру на ротор щодо вертикальної осі (з плечем, рівним рис. 6.7).

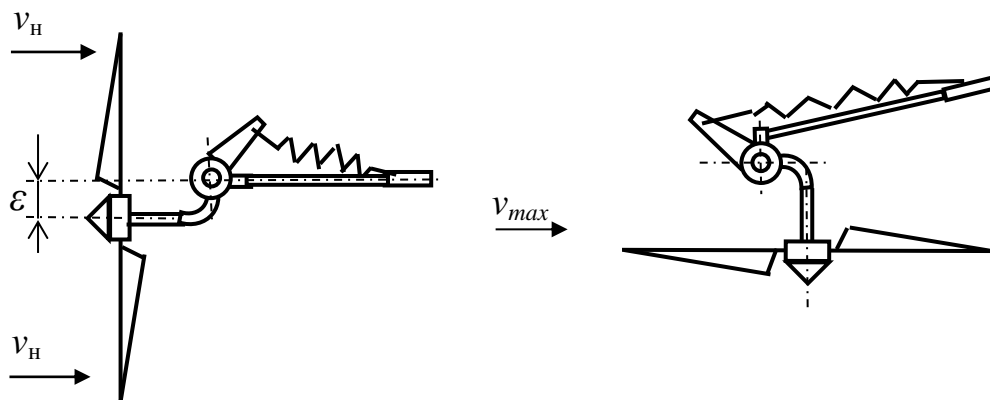


Рисунок 6.7 – Регулювання відведенням ротора від напрямку вітру за допомогою ексцентриситету

У першому і в другому випадках сила, що діє з надлишком на одну сторону вертикальної осі, врівноважується пружиною, прикріп-

леною одним кінцем до хвоста вітроагрегата, а іншим – до важеля, укріпленого на опорно-руховому пристрої вітроагрегата.

Регулювання зміною кута установки лопатей ротора. За цим способом регулювання кута вітроприводу поділяються на:

- нерегульовані;
- регульовані;
- частково регульовані;
- саморегульовані.

Вітроприводу з нерегульованим кутом установки лопаті мають певний фіксований кут і оптимально працюють у вузькому діапазоні швидкостей вітрового потоку.

Регулювання кутом установки лопаті істотно розширює діапазон роботи ВЕУ. Кут установки лопаті може змінюватися від 0 до 90° (рис. 6.8).

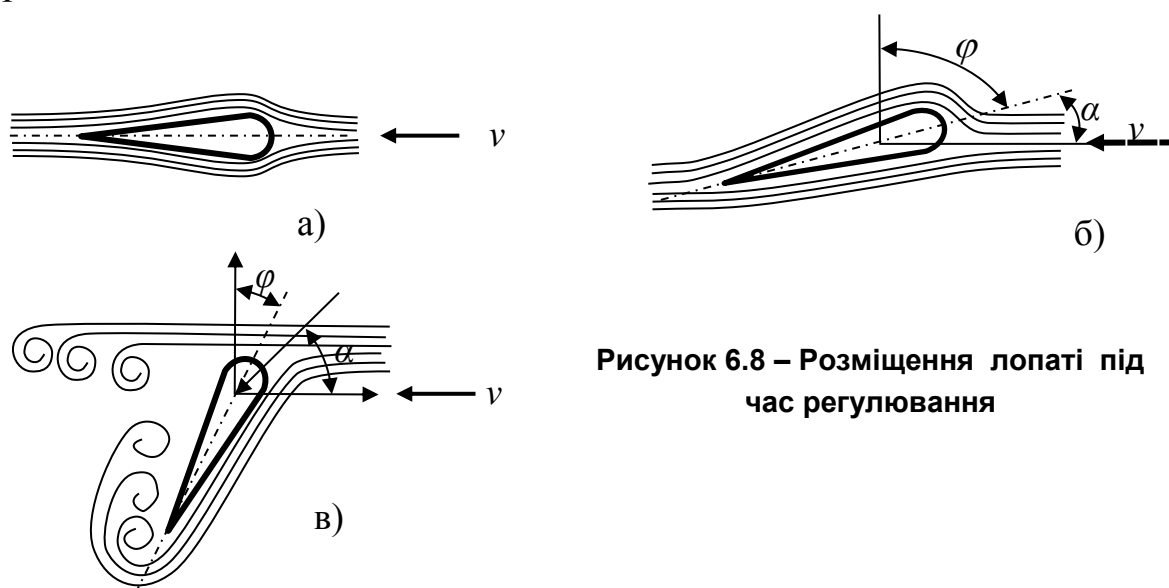


Рисунок 6.8 – Розміщення лопаті під час регулювання

На рис. 6.8, а показано положення лопаті, коли кут атаки дорівнює нулю, такий стан називають *флюгерним*. При цьому на протилежних площинах лопаті створюється рівність тисків повітряного потоку, що утримує лопать в цьому положенні.

На рис. 6.8, б показаний потік повітря, коли кут атаки $\alpha > 10^\circ$, обтікаючий лопать та створюючи обертаючу силу. При цьому відбу-

вається повільне обертання вітродвигуна.

На рис. 6.8, в показано положення лопаті, коли при певній швидкості вітру кут атаки достатній для створення крутного моменту, необхідного для розгону ротора генератора до синхронної частоти обертання і вище в допустимих межах.

Максимальна ефективність досягається тільки при малих кутах установки. Поворот лопаті дає можливість ефективно працювати з меншим кутом установки, при цьому забезпечується підтримання оптимальних характеристик навіть при значній зміні швидкості вітрового потоку.

Принципово можливе створення лопатей з частковим регулюванням кута установки. У цьому випадку корінна частина лопаті має фіксований кут установки, а кінцева – змінюваний. Такий спосіб регулювання дозволяє істотно знизити витрати на вузли кріплення лопаті до маточини, що має велике значення для ВЕУ великої потужності. Крім того, потужність приводу регулювання в порівнянні з попереднім випадком значно зменшується. Однак, часткове регулювання не забезпечує ефективного перетворення енергії вітрового потоку в електричну, оскільки не встановлює оптимальний кут атаки по всій довжині лопаті, а стик між регульованою і нерегульованою частинами лопаті в процесі роботи чинить негативний вплив на характер обтікання лопаті вітровим потоком.

Створення саморегулюючих вітродвигунів передбачає, в основному, використання надлишкової сили тиску вітрового потоку і відцентрової сили, що діє на лопать. У цьому випадку поворот лопаті біля осі маху (поздовжня вісь лопаті) вчиняється безпосередньою дією вітру на лопать, яка, будучи вільно посаджена з деяким ексцентрисетом щодо осі маха, прагне повернутися в напрямку вітру і, утримуючись за допомогою вантажу в рівновазі, допускає можливість регулювання кількості обертів.

У потужних вітроенергетичних установок поворот лопатей здійснюється за допомогою спеціального механізму з електромеханічним або з гідравлічним приводом.

Регулювання повітряним гальмом. Під час роботи ротора на його лопатях виникає підйомна сила, одна зі складових якої обертає ротор, і сила опору, що гальмує це обертання. Якщо ми тим чи іншим пристроєм будемо в змозі так змінювати силу опору, щоб вона стала на перешкоді збільшенню числа обертів, то таке гальмівний пристрій забезпечить регулювання.

6.3 Регулювання параметрів вертикально-осьового вітродвигуна

Як вже зазначено, управління вертикально-осьовим вітродвигом не вимагає орієнтації на напрям вітру, а вимагає тільки регулювання таких параметрів вітродвигуна, як частота обертання і потужність.

Для регулювання вертикально-осьового вітродвигуна з Н-ротором Дар'є (див. рис. 4.12) найбільш часто використовується поворот лопаті навколо її вертикальної осі. Механізм повороту може управлятися відцентровим регулятором, розташованим на основному вертикальному валу, або електрогідроприводом.

Спосіб регулювання пропуском вітрового потоку повз лопатної системи вітродвигуна реалізований в схемі з ротором Масгроува (див. рис. 4.14). У цьому випадку кожна пара полу лопатей з вертикального по-розкладання може скластися в горизонтальне положення.

Введення додаткового опору на вітродвигунів може бути здійснено за допомогою різного виду гальмівних закрилок, в тому числі і поворотом всієї задньої частини профілю лопаті.

Інший метод аеродинамічного гальмування використовує несиметричне кріплення кожної лопаті з ротором в центральній її частині за допомогою горизонтального торсіона. У разі збільшення частоти

обертання вище номінальної лопаті під дією відцентрових сил повертається навколо горизонтальної осі торсіона і закручує торсіон, відхиляючись від свого вертикального положення. Нахилене положення лопаті (відхилення від вертикального положення) викликають збільшення її аеродинамічного опору.

6.4 Принципи побудови систем автоматичного регулювання, управління і захисту ВЕУ

При розробці систем автоматичного управління режимами роботи ВЕУ необхідно враховувати наступні специфічні особливості вітрового потоку:

- статичний характер розподілу в часі і просторі;
- низькі питомі енергетичні показники в порівнянні з традиційними джерелами енергії;
- непередбачуваність різких змін швидкості і значний рівень турбулентності;
- неможливість регулювання рівня наявній потужності;
- зміна профілю швидкості з висотою.

Тому управління електромеханічної системою, що виробляє електроенергію, використовує як джерело енергії вітрової потік, і контроль над нею являють собою складну задачу. Система автоматичного регулювання режимами роботи ВЕУ в загальному випадку повинна включати в себе дві взаємопов'язані основні підсистеми управління: 1) підсистему автоматичного управління і контролю механічних параметрів (СУМ); 2) підсистему автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів (СУЕ), їх спільне функціонування здатне забезпечити автоматичне підтримання заданого режиму роботи ВЕУ і ефектне використання вітроенергетичних ресурсів.

Підсистема автоматичного управління і контролю механічних параметрів. До основних завдань підсистеми відносяться:

- орієнтування захопленої поверхні вітродвигуна на напрям поширення вітрового потоку;
- забезпечення надійного пуску і ефективного гальмування вітродвигуна;
- управління кутом конусності лопатей вітродвигуна;
- регулювання і контроль аеродинамічного крутного моменту;
- підтримка розвиваючої потужності на заданому рівні в залежності від діапазону швидкостей вітрового потоку;
- перекид лопатей у флюгерне положення при швидкостях вітрового потоку вище максимальної;
- контроль кутової швидкості обертання вітродвигуна;
- контроль швидкості вітрового потоку;
- контроль стану лопатей вітродвигуна для своєчасного виявлення вогнищ їх деформації і руйнування;
- аварійне відключення і гальмування ВЕУ у разі несправності механічної частини.

Блок управління кута орієнтування для ВЕУ середньої та великої потужності може являти собою блок порівняння двох сигналів, який визначає неузгодженість між сигналом, що характеризує реальний стан осі горизонтально-осьового вітродвигуна в даний момент, і сигналом дійсного напрямку вітрового потоку. При цьому управління приводом орієнтування таких ВЕУ повинно здійснюватися з зміною напрямку вітрового потоку, пов'язаного з проходженням фронту повітряної маси, а не при його короткочасних випадкових флуктуацій, і по найкоротшому шляху. При постійній швидкості вітрового потоку величина тиску на лопатях вітродвигуна значно змінюється через збільшення максимальної складової вектора швидкості з висотою. Тому підсистема автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів для вітродвигунів значних розмірів повинна включати в себе блок управління кута конусності, оскільки відповідна його зміна є найбільш прийнятним методом стабілізації впливу цього явлення на механічні напруження в лопатях вітродвигуна.

Основною вимогою до підсистеми автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів в робочому діапазоні швидкостей вітрового потоку є отримання механічної потужності на валу вітро-двигуна при заданому значенні кутової швидкості обертання. Через значну інерційності вітро-двигуна домогтися цього без застосування спеціального блоку управління і контролю кута установки лопатей практично неможливо, так як відсутність останнього призведе до того, що випадкові коливання швидкості вітрового потоку будуть викликати коливання кутової швидкості обертання. При цьому вітро-двигун не може трансформувати енергію окремих нетривалих флуктуацій швидкості вітрового потоку, так як для цього було б необхідно, щоб підсистема автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів регулювала крутний момент на валу пропорційно швидкості зміни вітрового потоку.

Система автоматичного регулювання повинна так регулювати вироблену потужність, щоб відстежувати тільки середні значення змін швидкості вітрового потоку (а не короткочасні пульсації швидкості вітрового потоку), а коефіцієнт швидкохідності при цьому підтримувався оптимальним у режимі змінюваної кутової частоти обертання. Таким чином, у загальному випадку блок управління і контролю кута установки лопатей може являти собою:

- замкнений контур автоматичного керування положенням лопаті. При цьому він управляє приводом кута установки лопатей до тих пір, поки не досягається значення заданого коефіцієнта швидкохідності;
- замкнений контур автоматичного управління частоти обертання вітро-двигуна. При цьому кут установки лопатей змінюється до тих пір, поки не досягається задана частота обертання вітро-двигуна;
- замкнений контур автоматичного управління потужністю. Кут установки лопатей змінюється до тих пір, поки потужність, що розвивається не стає рівною заданій.

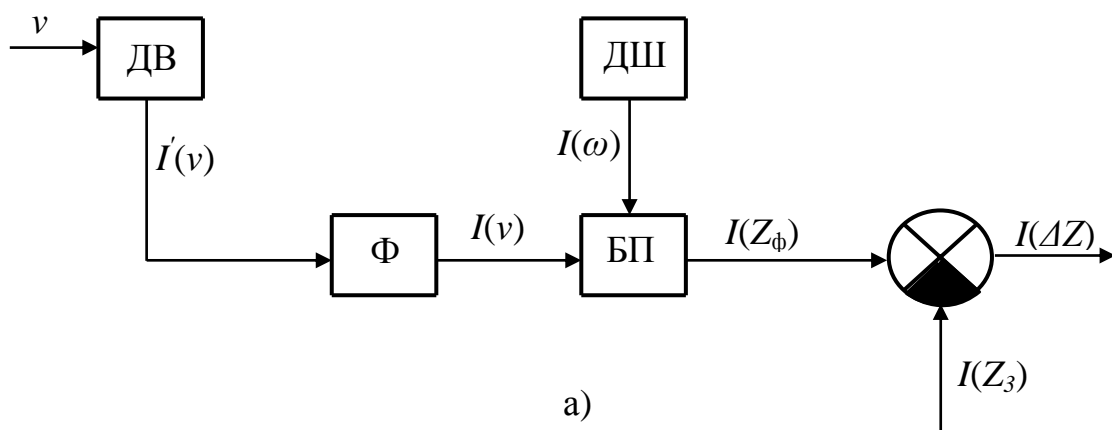
Для підвищення ефективності регулювання і стабілізації навантажень, що діють на лопаті, контур автоматичного керування швидкістю обертання вітродвигуна повинен включати в себе в якості підлеглого контур управління кута положення лопаті. При цьому забезпечується автоматичне регулювання, як частоти обертання, так і аеродинамічного крутного моменту.

Принципово можливе створення двох схем управління кутовою частотою обертання вітродвигуна:

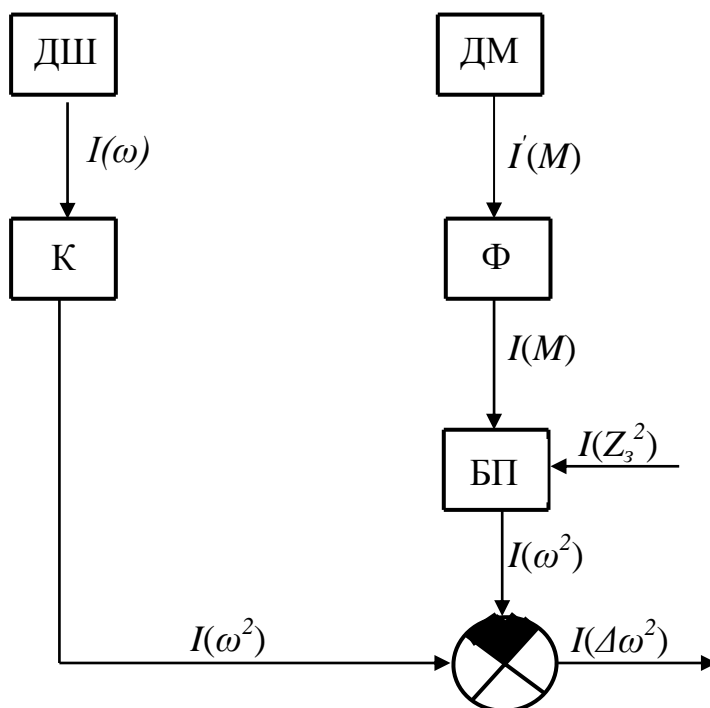
- за швидкістю вітрового потоку V і кутовою частотою обертання вала вітродвигуна;
- за крутним моментом і кутовою частотою обертання вала вітродвигуна.

Перша схема (рис. 6.9, *a*) регулює розвивається потужність так, щоб частота обертання вала вітродвигуна ВД (датчик частоти обертання ДС) (сигнал $I(\omega)$) змінювалася пропорційно швидкості вітрового потоку. Якщо відношення кутової частоти обертання вала вітродвигуна і швидкості вітрового потоку (сигнал $I(Z_\phi)$) не відповідає заданому коефіцієнту швидкохідності Z_3 (сигнал $I(Z_3)$), то виробляється сигнал неузгодженості $I(\Delta Z)$. При цьому регулювання відбувається до тих пір, поки він не стане рівним нулю.

Сигнал про швидкість вітрового потоку від давача швидкості вітрового потоку (ДВ) $I'(v)$ повинен проходити через фільтр (Φ), щоб у блок порівняння (БП) надходив тільки усереднений сигнал $I(v)$, що не залежить від турбулентної складової. Недоліком цієї схеми є труднощі вибору місця установки датчика швидкості (ДШ) вітрового потоку. Потік в околиці вітродвигуна значно спотворюється і відрізняється високим рівнем турбулентності, тому давач ДВ необхідно встановлювати на деякій відстані від вітродвигуна, внаслідок чого між істинною швидкістю вітрового потоку безпосередньо перед площиною обертання вітродвигуна і показниками датчика буде певна похибка.



а)



б)

Рисунок 6.9 – Схеми управління:

а – за швидкістю вітрового потоку і кутової частоти обертання вала ВД;

б – за крутним моментом і кутовою швидкістю обертання вала ВД

Друга схема (рис. 6.9, б) дозволяє уникнути похибки, пов'язаної з розташуванням датчика швидкості вітрового потоку. При цьому, оскільки крутний момент вала вітрогенератора змінюється пропорційно квадрату швидкості потоку, сигнал датчика крутного моменту (ДМ) слід усереднювати за допомогою фільтра (Ф) і надалі узгоджувати його з сигналом датчика кутової швидкості обертання вала вітрогенератора (ДШ) за допомогою квадратора (К). Недолік цієї схеми полягає

в тому, що різке збільшення швидкості вітрового потоку призводить до зниження коефіцієнта використання енергії вітру, а, отже, до зменшення крутного моменту замість його збільшення. В результаті можлива помилка в роботі системи автоматичного регулювання. Для того, щоб позбутися цього недоліку, необхідно, щоб механічна система ВЕУ забезпечувала демпфіруючий вплив, вітрової потік володів пологої характеристикою, а фільтр мав спеціально розроблену для цієї схеми конструкцію і характеристики.

На підставі наведеного порівняння двох попередніх схем доцільно використовувати систему, в якій входними сигналами є швидкість вітрового потоку $I(v)$, крутний момент на валу вітродвигуна $I(M)$ і кутова частота обертання вала вітродвигуна $I(\omega)$ (рис. 6.10). При цьому датчик вітрового потоку ДВ повинен встановлюватися не тільки перед площиною обертання вітродвигуна, але і над нею.

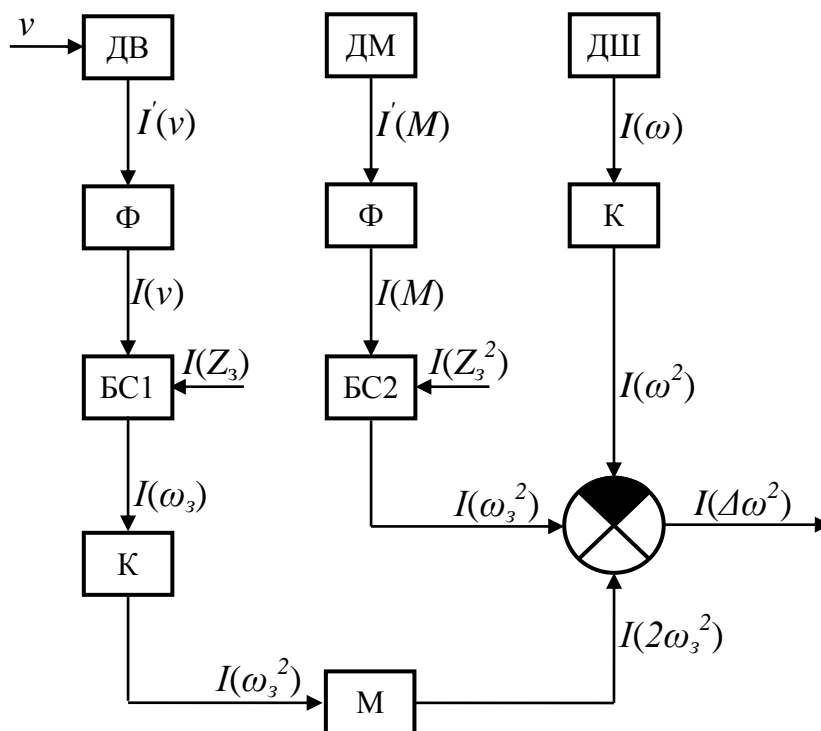


Рисунок 6.10 – Многоканальна схема управління режимом роботи ВЕУ (М – множник)

При регулюванні частоти обертання вітродвигуна повинен визначатися сигнал неузгодженості $I(\Delta\omega^2)$ між заданою частотою обер-

тання ω_3 та істинним її значенням ω_3 . Така побудова підсистеми автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів забезпечує безпосереднє регулювання потужності, що передається на вал електрогенератора. При цьому вона повинна виробляти сигнал на припинення обертання вітродвигуна у випадку занадто високій швидкості вітрового потоку і автоматично відновлювати роботу ВЕУ, коли його швидкість лежить у встановленому діапазоні експлуатації.

Підсистема автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів повинна вирішувати такі основні завдання:

- регулювати і контролювати параметри електричних кіл ВЕУ;
- забезпечувати зміну амплітуди, частоти і фази напруги збудження;
- підтримувати якість вироблюваної електроенергії відповідно до встановлених норм;
- забезпечити синхронізацію ВЕУ з енергосистемою;
- здійснювати при необхідності роботу ВЕУ в автономному режимі;
- контролювати температуру електричного генератора;
- забезпечувати захист для запобігання нестійкої роботи і аварії, а також відключати ВЕУ при несправності електричної частини.

Незважаючи на те, що контур управління кута установки лопаті являє собою надійну систему запобігання генератора від перевантажень в результаті різких змін швидкості вітрового потоку і обмежує при цьому механічну потужність номінальним значенням, поліпшення роботи ВЕУ на енергосистему може бути досягнуто тільки за рахунок ефективного регулювання відповідних електромагнітних параметрів.

Необхідність підсистеми автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів насамперед пояснюється тим, що для енергосистеми неприпустимі стрибкоподібні зміни частоти вироблюваної ВЕУ потужності, а, отже, і неможливості підсистеми автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів самотійно згладжувати ці коливання. Тому регулювання останніх повинне вико-

ристовуватися додатково до управління кута установки лопатей, що забезпечить прийнятну якість вироблюваної електричної енергії.

Найбільш ефективно регулювання забезпечується, коли керуючий вплив пропорційно квазіоптимальної комбінації відповідних змін швидкості, прискорення й крутного моменту валу електричного генератора ВЕУ. При цьому забезпечується мінімальний час на відпрацювання необхідного керуючого впливу. Така система повинна використовуватися в основному в синхронних ВЕУ, що забезпечить підтримання оптимальних експлуатаційних режимів і запобіжить перевантаження генератора. Спрощення регулювання та використання, зокрема, тільки управління кута установки лопатей або кута установки зі зворотним зв'язком по частоті обертання, безумовно, реалізується трохи легше, але призводить до істотного погіршення якості перехідних процесів в електромеханічній системі ВЕУ. Крім того, ефективно регулювання параметрів електричних кіл ВЕУ забезпечить істотне згладжування характеристик вироблюваної електромагнітної потужності при пульсаціях кутової частоти обертання і крутного моменту на валу електричного генератора.

Для забезпечення точної синхронізації ВЕУ з енергосистемою в режимі змінюваної кутової частоти обертання вітродвигуна необхідно, за допомогою інвертора або перетворювача частоти, привести частоту вироблюваної електричної енергії до частоти промислової і при стійких і співпадаючих фазах з напругою лінії електропередачі ВЕУ повинна підключатися до енергосистеми. Причому синхронізацію можна набагато вдосконалити при обмеженні перехідних процесів за рахунок ефективності управління частотою обертання і застосування автоматичного синхронізатора. При досягненні вітродвигуна швидкості фіксації підсистема автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів повинна виробити сигнал на переклад систему автоматичного управління режимами роботи ВЕУ з режиму управління швидкістю в режим управління потужністю. У режимі керування потужністю повинен сформуватися сигнал корекції, який надходить

до блоку управління і контролю кута установки лопатей і приводить до відповідної зміни стратегії регулювання кута установки лопатей.

Перевантаження електричного генератора веде до його перегріву, тому сигнал про це повинен надходити в підсистему автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів, яка, в свою чергу, або знижує вироблювану потужність, або, в екстрених випадках, відключає ВЕУ від навантаження.

Підсистема автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів повинна обмежувати граничні коливання напруги, що викликаються пуском, гальмуванням, розсинхронізація та пульсаціями швидкості вітрового потоку для забезпечення прийнятних експлуатаційних параметрів, має спрацьовувати автоматична система захисту.

Аварійне вимикання вітроагрегата

В екстрених випадках, залежно від характеру аварійної ситуації, що склалась, можна використовувати відключення ВЕУ від енергосистеми, механічне гальмування вітродвигуна, динамічне гальмування електричного генератора.

Під час відключень і перемикань необхідно оберігати обладнання ВЕУ і навантаження від кидків струму, надлишкових напруг і зміни частоти. Тому в системі захисту широко використовуються плавкі запобіжники, автоматичні вимикачі та реле для управління напругою і контролю перемикань в колі.

6.5 Узгодження потужностей вітродвигуна і генератора при змінній частоті обертання ВЕУ

При проектуванні ВЕУ необхідно забезпечити стійку роботу установки у всьому діапазоні розрахункових швидкостей вітру. У кожній точці механічної характеристики ВЕУ необхідно мати рівність потужностей вітродвигуна і генератора. Механічна потужність вітродвигуна певним чином залежить від швидкості вітру v і частоти обертання, причому кожній швидкості вітру при певній кутовій частоті

обертання відповідає максимум розвинутої вітродвигом механічної потужності. Електромагнітна потужність генератора в загальному випадку також є функцією частоти обертання ротора, а точка робочого режиму ВЕУ знаходиться на перетині двох характеристик. Цією точкою визначається вироблювана електромагнітна потужність за вирахуванням втрат в генераторі.

Реальна робота ВЕУ малої потужності при змінній частоті обертання і швидкості вітру представлена на рис. 6.11, де побудовані у відносних одиницях механічні характеристики вітродвигуна – залежність потужності P від кутової частоти обертання ротора ω при реальних швидкостях вітру v в діапазоні від 7 до 22 м/с.

Лінійна частина всіх характеристик (лінії $a-a'$, $b-b'$, $c-c'$, і $d-d'$) відповідає робочій (стійкої) частини механічних характеристик. Номінальному режиму роботи ВЕУ відповідає точка a' . При $\omega = const$ і змінної швидкості вітру всі робочі точки розташовуються на вертикальній пунктирною прямий $a'-d'$. При змінній частоті обертання ($\omega = var$) можна забезпечити роботу при всіх швидкостях вітру в точках, близько розташованих до максимальних (точки a , b , c і d). Як видно, при такій роботі збільшується в цілому потужність, що видається вітродвигом, а значить, збільшується і вироблення електроенергії, що дозволяє більш ефективно використовувати вітропотенціал місцевості. Наприклад $\omega_{ном} = const$ і $v = 7,5 м/с$, (точка d') потужність вже практично дорівнює нулю, так як при $\omega = var$ ця потужність становить майже 25% від номінальної ВЕУ.

При зміні навантаження і $v = const$ робота відбувається за однією з характеристик – $a-a'$, $b-b'$, $c-c'$ або $d-d'$. При цьому із зменшенням P зростає частота обертання ω . Для звичайного, наприклад, синхронного генератора з метою забезпечення підтримки частоти вихідної напруги в заданих межах потрібно досить складне регулювання кута повороту лопатей, так як при $\omega = var$ таке регулювання взагалі не потрібно або достатня грубе регулювання шляхом повороту лопатей щодо поздовжніх осей.

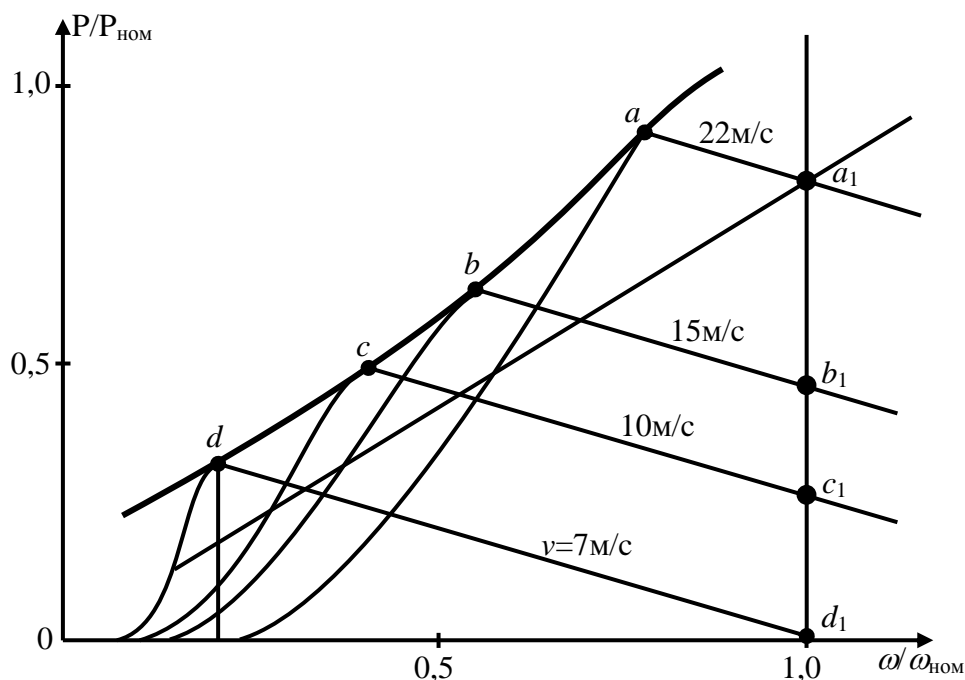


Рисунок 6.11 – Механічні характеристики вітрогенератора при різноманітних швидкостях вітру

Таким чином, для установок невеликої потужності може бути досить перспективною система, що складається з електричних машин змінного струму і транзисторних або тиристорних перетворювачів частоти, що приводяться вітрогенератором, працюючим із змінною частотою обертання. Таке технічне рішення дає можливість значно знизити вартість ВЕУ в цілому.

Розвиваюча генератором електромагнітна потужність повинна збільшуватися із зростанням швидкості вітру v тільки до точок d , c , b , a , де він починає виробляти номінальну потужність, а вітрогенератор розвиває механічну потужність, відповідну номінальній швидкості $v_{\text{ном}}$ вітрового потоку. Оскільки допустима електромагнітна потужність генератора в загальному випадку кінцева, при подальшому збільшенні швидкості вітрового потоку потужність вітрогенератора повинна бути обмежена рівнем $P_{\text{ном}}$ з кутовий швидкістю обертання $\omega_{\text{ном}}$ з регулюванням кута установки лопатей. Для забезпечення стійкої роботи ВЕУ геометричне місце робочих точок має лежати на кривій d - c - b - a , що представляє собою геометричне місце максимумів сімейства механічних характеристик ВЕУ при різних швидкостях вітрового потоку.

ку. Якщо вибирати електричний генератор для роботи в точках d , c , b , a , тобто в точках характеристик, відповідно максимальної можливої механічної потужності вітродвигуна, що розвивається, то ясно, що в такому режимі вітродвигун буде працювати незначний час. В результаті електрична машина буде використовуватися неефективно в переважній частині всього терміну експлуатації ВЕУ через низькі значення коефіцієнта навантаження.

Кутові швидкості обертання вітродвигунів існуючих конструкцій ВЕУ лежать в діапазоні 25...300 об/хв, причому менші значення відповідають більш потужним установкам. Кутові швидкості обертання роторів сучасних електричних машин характеризуються діапазоном 750...1500 об/хв. Отже, для узгодження потужностей вітродвигуна і електричного генератора насамперед необхідно використовувати мультиплікатор з передавальним відношенням порядку 5...30. Застосування на ВЕУ, насамперед великої потужності, тихохідних електричних генераторів зі швидкостями обертання того ж порядку, що і швидкості обертання вітродвигуна, недоцільно як з технічної, так і з економічної точки зору, а створення і експлуатація високошвидкісних конструкцій вітродвигунів, особливо для ВЕУ середньої і великої потужності, небезпечно з міркувань забезпечення жорсткості, міцності і запобігання можливих механічних резонансів. Тому правильний вибір оптимального передавального відношення мультиплікатора забезпечує більш ефективне узгодження потужних характеристик вітродвигуна і електричного генератора в широкому діапазоні швидкостей вітру.

З енергетичної точки зору для узгодження розглянутих потужностних характеристик необхідно відповідним чином регулювати або потужність збудження електричного генератора, або кути установки лопатей, або кути установки тиристорів випрямляча і інвертора. Іншими способами домогтися високої ефективності роботи ВЕУ складно.

Таким чином, на перетворення енергії вітру в електричну слід суворо погоджувати потужності характеристики вітродвигуна і електричного генератора, враховувати режими експлуатації ВЕУ і загаль-

ний ККД електричного генератора і трансмісії $\eta_{\text{мех}}$. При цьому, приймаючи, що оптимальний ККД може досягати величини

$$\eta_{\text{заг}} = \eta_{\text{ген}} \cdot \eta_{\text{мех}} \approx 0,855,$$

можна побудувати криві гарантованої електромагнітної потужності при досягненні генератором номінальної потужності $P_{\text{НОМ}}$ при швидкості вітру $v_{\text{НОМ}}$. При цьому $P_{\text{НОМ}}$ підтримується постійною при збільшенні швидкості шляхом регулювання режиму роботи за рахунок кута установки лопатей і управлінням тиристорів випрямляча і інвертора.

Контрольні запитання

1. Яким чином здійснюється орієнтація горизонтально-осьової вітроустановки на напрям вітрового потоку? Дайте характеристики цим способам.
2. На які типи можна поділити за способом регулювання потужності всі вітроустановки?
3. На які групи можна поділити способи регулювання частоти обертання вітро-двигуна, які застосовувані на практиці?
4. Якими способами здійснюється автоматичне регулювання виведенням ротора з-під вітру?
5. Яким чином поділяють вітродвигуни за способом регулювання зміною кута установки лопатей ротора?
6. Як здійснюється регулювання параметрів вертикально-осьового вітродвигуна?
7. Які існують способи регулювання частоти обертання вітродвигуна?
8. Які особливості вітрового потоку необхідно враховувати при розробці систем автоматичного управління режимами роботи ВЕУ?
9. Що відносять До основних завдань Підсистеми автоматичного управління і контролю механічних параметрів ВЕУ?
10. Яка основна вимога висувається до підсистеми автоматичного регулювання та контролю механічних параметрів в робочому діапазоні швидкостей вітрового потоку?
11. Що представляє собою в загальному випадку блок управління і контролю кута установки лопатей?

- 12.** За якими принципами можливе створення схем управління кутовою частотою обертання вітродвигуна? Дайте їм характеристику.
- 13.** Які завдання повинна вирішувати підсистема автоматичного управління і контролю електромагнітних параметрів ВЕУ?
- 14.** Коли забезпечується найбільш ефективно регулювання?
- 15.** Що необхідно зробити для забезпечення точної синхронізації ВЕУ з енергосистемою в режимі змінюваної кутової частоти обертання вітродвигуна?
- 16.** Що таке аварійне вимикання вітроагрегата?
- 17.** Яким чином здійснюється узгодження потужностей вітродвигуна і генератора при змінній частоті обертання ВЕУ?

7. РЕЖИМИ РОБОТИ ТА СХЕМИ З'ЄДНАНЬ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК

7.1 Режими роботи вітроелектричних установок

У загальному випадку генеруючі установки традиційних електричних станцій можна розділити на три основні групи:

- 1) для покриття основного навантаження, характеризуються безперервним виробленням електричної енергії;
- 2) для покриття проміжного навантаження, характеризуються циклічною роботою і змінюваної частини сумарного графіку навантаження;
- 3) для покриття пікових навантажень, створення енергетичного резерву.

В зв'язку з цим принципово можливе використання ВЕУ в трьох основних режимах електропостачання: автономному, вибіркового і паралельному.

Автономний режим повинен передбачати повне забезпечення безперервного електропостачання споживача від вітроенергетичної установки впродовж встановленого терміну її експлуатації.

Вибірковий режим характеризується тим, що навантаження повинне відповідним чином розподілятися між енергосистемою і ВЕУ. При цьому електромагнітна потужність, що виробляється ВЕУ і перевищує потужність навантаження, подається безпосередньо в енергосистему, а її дефіцит для покриття графіку навантаження задовольняється за рахунок енергосистеми. Тому в періоди, коли швидкість вітрового потоку знаходиться поза інтервалом робочих швидкостей або дорівнює нулю, енергосистема повинна самостійно нести це навантаження.

Паралельний режим роботи з енергосистемою є роботою не на конкретного споживача, а має бути спрямований або на збільшення сумарного вироблення електричної енергії, або на часткове покриття сумарного графіку навантаження енергосистеми, забезпечуючи при цьому істотну економію органічного палива. Коливання потужності вітрового потоку призводять до істотних коливань потужності, що виробляється, при цьому періоди, коли швидкості потоку знаходяться поза робочим інтервалом, можна передбачити лише з певною вірогідністю. Навіть у тих районах, де постійно є наявність енергії вітрового потоку, електромагнітна потужність ВЕУ, що виробляється, буде оптимальним чином підібрана для цього вітрового кадастру, оскільки він сам по собі випробовує годинні, добові і сезонні зміни. Внаслідок цього спроби безпосередньо узгодити електромагнітну потужність, що виробляється ВЕУ, з профілем графіку навантаження приведуть до втрат потужності, які можуть суттєво відобразитися як на роботі окремих споживачів, так і енергосистеми в цілому.

В загальному випадку вказані особливості роботи ВЕУ, графіків навантаження і енергосистеми роблять неможливим самостійне використання ВЕУ без відповідних систем резервування, оскільки таке використання не здатне буде забезпечувати надійне і безперебійне електропостачання споживачів. Залежно від типу використовуваної системи резервування ВЕУ слід розділити на ВЕУ з резервуванням від енергосистеми і ВЕУ з акумуляцією енергії.

У першому випадку повна утилізація енергії вітрового потоку вимагає від енергетичної системи прийняття перетвореної електричної енергії ВЕУ у будь-який час і у будь-якій кількості. При цьому традиційні електричні станції, за винятком атомних, повинні згладжувати випадкові коливання електромагнітної потужності, що виробляється ВЕУ, і відповідним чином погоджувати потужності генерації з сумарним графіком навантаження енергосистеми, що призводить до

необхідності наявності резервних енергетичних установок, що знаходяться в постійній готовності.

У другому випадку, якщо електромагнітна потужність, що виробляється ВЕУ, перевищує споживання енергосистеми, її надлишок подається в накопичувач. Якщо кількість ВЕУ досить велика, а система накопичення енергії побудована з урахуванням вітрового режиму, то це дозволить усереднити сумарне вироблення електричної енергії, і в енергосистему безперервно поступатиме постійна потужність. В результаті електрична енергія вироблятиметься у будь-яку пору року.

Режим роботи вітрогенератора повністю визначає для ВЕУ спосіб перетворення енергії вітрового потоку в електричну енергію. Тому, залежно від структурної побудови перетворювальної електричної частини, вітроелектричні установки поділяються на ВЕУ з безпосереднім перетворенням і з проміжним частотним перетворенням. До першого типу відносяться синхронні і асинхронні ВЕУ, до другого – ВЕУ з каскадним включенням електричних машин (генератора, випрямляча, інвертора, перетворювача).

Широкомасштабне використання ВЕУ для паралельної роботи з енергосистемою має бути створенням розгалуженої електричної мережі ВЕУ великої потужності, яка накладається на існуючу мережу електропостачання від традиційних електричних станцій.

Для того, щоб забезпечити динамічну стійкість і синхронність роботи ВЕУ з енергосистемою, необхідно використати режим фіксованої кутової частоти обертання вітрогенератора. При цьому добуток фіксованої номінальної частоти обертання валу вітрогенератора і передатного відношення мультиплікатора повинен відповідати частоті енергосистеми з урахуванням числа пар полюсів генераторів. Величина електромагнітної потужності, що виробляється синхронними ВЕУ і що віддається в енергосистему, визначається як

$$P_e = 3UI \cos\varphi - \Delta P_\Sigma, \quad (7.1)$$

де ΔP_{Σ} – сумарні втрати в генераторі, що представляють собою механічні втрати та втрати в сталі й міді статора; U – напруга у фазі статора; I – струм у фазі статора; $\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності, визначається параметрами енергосистеми, в яку синхронна ВЕУ віддає електричну потужність.

При роботі синхронної ВЕУ паралельно з енергосистемою допускаються тільки слабкі за амплітудою коливання частоти обертання ротора синхронного генератора, що дорівнюють 1...2 % від номінальної, впродовж короткого проміжку часу (порядку часток секунди). Тому необхідно, щоб синхронна ВЕУ мала достатню динамічну електричну стійкість в періоди, коли вона піддається дії поривів вітрового потоку, що несподівано змінюються, бо вимушені коливання, викликані нерівномірністю обертання вітродвигуна, накладаються на вільні коливання, обумовлені властивостями самого синхронного генератора ВЕУ та енергосистеми, що може привести до резонансу струму або напруги. Так, раптова зміна швидкості вітрового потоку на 25 % при фіксованій швидкості обертання вітродвигуна збільшує величину крутного аеродинамічного моменту вітродвигуна, майже в два рази.

Таким чином, синхронна ВЕУ в режимі фіксованої кутової частоти обертання при постійному збудженні зі збільшенням швидкості вітрового потоку супроводжуватиметься зростанням частоти обертання валу вітродвигуна, збільшенням кута потужності і збільшенням електромагнітної потужності, що розвивається. Тому за певних умов синхронна ВЕУ може випасти з синхронної роботи з енергосистемою. Щоб уникнути цього вектор ЕРС при роботі синхронної ВЕУ завжди повинен випереджати вектор напруги в мережі. При цьому збільшення кута потужності θ і електромагнітної потужності триватиме до тих пір, поки не настане рівновага крутного аеродинамічного моменту вітродвигуна, приведенного до валу синхронного генератора і моменту навантаження, що є сумою електромагнітного моменту, що розвивається і моменту втрат. В результаті синхронна ВЕУ продовжуватиме

працювати вже з більшим навантаженням і, відповідно, з меншим запасом динамічної стійкості та питомої синхронізуючої потужності

Для того, щоб підвищити електромагнітну потужність, що розвивається, і тим самим забезпечити рівновагу на валу синхронного генератора ВЕУ, необхідно збільшити ЕРС. Збільшення ЕРС при цьому повинно досягатися швидким наростанням струму збудження. Тому слід використати незалежне збудження синхронного генератора, оскільки воно з цієї точки зору набагато прийнятніше за самозбудження.

При роботі асинхронної ВЕУ паралельно з енергосистемою, статор асинхронного генератора підключений до енергосистеми, а добуток частоти обертання валу вітродвигуна і передатного відношення мультиплікатора більше синхронної частоти. Для підтримки високого ККД в генераторному режимі абсолютні значення ковзання асинхронної машини мають бути того ж порядку, що і в руховому. Електромагнітна потужність, генерована асинхронною ВЕУ, також визначається частотою обертання вітродвигуна, як і у випадку синхронної ВЕУ. Тому для такої ВЕУ має бути забезпечений режим фіксованої кутової частоти обертання ротора асинхронного генератора по відношенню до вибраної номінальної частоти обертання. При цьому асинхронна ВЕУ матиме значний запас динамічної стійкості за моментом. Проте, незважаючи на це, асинхронна ВЕУ повинна мати захист від підвищення частоти обертання, оскільки сильний порив вітрового потоку може значно збільшити обертовий аеродинамічний момент, у результаті чого асинхронна ВЕУ може перейти на нестійку ділянку механічної характеристики. При цьому генерована електромагнітна потужність почне швидко знижуватися, а частота обертання продовжуватиме збільшуватися, що може призвести до аварійної ситуації.

Запуск асинхронної ВЕУ в роботу фактично є на певному етапі роботою асинхронного генератора в режимі двигуна на холостому ході. Ця фаза роботи ВЕУ триває до тих пір, поки не буде досягнута підсинхронна частота обертання ротора, починаючи з якої підключа-

ється вітрова двигун, що обертається, і переводить ВЕУ в генераторний режим.

Сумарний коефіцієнт використання енергії вітрового потоку асинхронної ВЕУ нижчий, ніж у синхронної ВЕУ; коефіцієнт потужності в результаті споживання реактивного струму від енергосистеми також знижується. Це пояснюється тим, що струм намагнічування асинхронної ВЕУ складає 20-25 % номінального струму, при цьому потужність збудження синхронної ВЕУ складає менш 1 % номінальної потужності синхронного генератора.

Якщо асинхронна ВЕУ повинна працювати паралельно з енергосистемою, то для коригування коефіцієнта потужності її генератор повинен самозбуджуватися від блоку статичних конденсаторів. Наявність такого самозбудження дає можливість асинхронної ВЕУ стійко працювати на навантаження будь-якого характеру.

Для режиму паралельної роботи з енергосистемою асинхронні ВЕУ з урахуванням спеціальних умов роботи прийнятніше за синхронні, оскільки вони відрізняються наступними перевагами:

- відсутністю необхідності точної синхронізації з енергосистемою, що допускає коливання аеродинамічного крутного моменту, які постійно мають місце із-за поривчастого характеру вітрового потоку;
- значним запасом стійкості електромагнітного моменту, що розвивається;
- наявністю незначного запасу за частотою обертання внаслідок частотного поділу між частотою обертання ротора асинхронного генератора і частотою енергосистеми;
- нижчою вартістю, надійністю і простотою в експлуатації, управлінні і обслуговуванні.

Каскадна ВЕУ здатна генерувати електромагнітну потужність трифазного змінного струму з постійною напругою і частотою в режимі змінюваної кутової частоти обертання, що забезпечує максимальний сумарний коефіцієнт використання енергії вітрового потоку. У

каскадній ВЕУ принципово можливе використання наступних типів генераторів: синхронного; постійного струму; з постійними магнітами; асинхронного з фазним ротором. При роботі в режимі змінюваної кутової частоти обертання генератор каскадної ВЕУ вироблятиме напругу, пропорційну частоті обертання вітродвигуна. Тому для стабілізації генерованої напруги повинен використовуватися перетворювач тиристора. При цьому спочатку генерована напруга повинна стабілізуватися і випрямлятися, після чого отримана стабілізована напруга постійного струму перетворюється в змінну напругу постійної частоти і видається в енергосистему.

Використання синхронного генератора в каскадній ВЕУ недоцільне, оскільки ця електрична машина практично постійно працюватиме в перехідних режимах, що значно погіршує її експлуатаційні характеристики і, зрештою, призводить до зниження сумарного ККД.

Застосування генераторів постійного струму є неекономічним із-за великої вартості і створення додаткових складнощів електромеханічного характеру, оскільки в результаті засмічення електричної машини пилом, що утворюється при спрацьовуванні щіток, що також посилюється коливаннями крутного моменту і погіршенням умов комутації, необхідно частіше проводити технічне обслуговування.

Генератор з постійними магнітами має певну перевагу в порівнянні з попередніми в плані забезпечення відносно високого ККД, проте останній досягається при високій частоті обертання ротора і можливий тільки для малих потужностей.

Каскадна ВЕУ з асинхронним генератором з фазним ротором забезпечує відбір електромагнітної потужності, як з боку статора, так і з боку ротора та забезпечує високу швидкодію при регулюванні магнітної потужності, що виробляється, і значну гнучкість при узгодженні із заданим режимом експлуатації.

7.2 Робота вітроелектричних установок на автономне навантаження

Робота синхронної ВЕУ на автономне навантаження

Основними характеристиками генераторів синхронних ВЕУ, працюючих на автономне навантаження, є зовнішні і регулювальні характеристики. Зовнішні характеристики синхронних генераторів (СГ) є залежностями напруги U від струму навантаження I при незмінному струмі збудження I_f , в частоті обертання ротора n і коефіцієнті потужності навантаження $\cos\varphi$. Регулювальні характеристики є залежностями струму збудження I_f від струму навантаження I при U , n і $\cos\varphi = \text{const}$. Вони показують, як треба змінювати струм збудження генератора, щоб підтримувати напругу постійною при зміні навантаження. Ці характеристики при різних за характером навантаженнях, але при незмінних значеннях приведені на рис. 7.1.

При холостому ході напруга на затискачах генератора дорівнює ЕРС холостого ходу, $U_0 = E_0$. Характер зміни напруги при включенні навантаження визначається в основному дією реакції якоря. Якщо зовнішнє на-

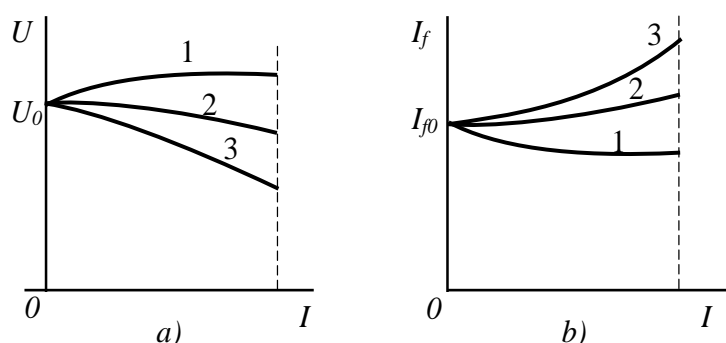


Рисунок 7.1 – Зовнішні(а) і регулювальні (б) характеристики синхронного генератора при роботі на автономне навантаження

вантаження чисто активне ($\cos\varphi=1$), то реакція якоря є переважно поперечною і її розмагнічуюча дія невелика. Зовнішня характеристика має малий нахил до осі I_a (рис. 7.1, а, крива 2).

При змішаному активно-індуктивному навантаженні ($\cos\varphi > 0$) розмагнічуюча дія подовжньої реакції якоря виявляється сильніша і зовнішня характеристика (рис. 7.1, а, крива 3) проходить нижче, ніж при активному навантаженні. У цих випадках для підтримки напруги не-

змінний струм збудження має бути збільшений (рис. 7.1, б, криві 2 і 3).

Якщо навантаження генератора активно-ємнісне ($\cos\varphi < 0$), реакція якоря чинить підмагнічуючу дію і зі збільшенням струму якоря до певного значення напруга на затисках якоря підвищується (рис. 7.1, а, крива 1), а струм збудження для підтримки $U = \text{const}$ необхідно зменшувати (рис. 7.1, б, крива 1).

При експлуатації генераторів в реальних умовах стабілізація напруги здійснюється регуляторами збудження, які впливають на величину магнітного потоку, а отже, і на ЕРС E_0 за рахунок збільшення (при активно-індуктивному навантаженні) струму збудження I_f ротора.

Робота ВЕУ з асинхронним генератором в автономному режимі

Відомо, що в усіх експлуатаційних режимах (режим двигуна або генератора) асинхронна машина (АМ) споживає з мережі реактивну потужність, необхідну для створення магнітного поля. При автономній роботі АМ в генераторному режимі магнітне поле в повітряному проміжку створюється в результаті взаємодії МРС усіх фаз і МРС обмотки ротора та характер розподілу МРС визначає характер розподілу магнітного поля на полюсному поділці. У асинхронному генераторі (АГ) цей потік дуже близький до синусоїдального і при обертанні ротора індукує у фазах статора і в обмотці ротора ЕРС E_1 і E_2 , які можна прийняти синусоїдальними.

У сталому режимі роботи основні співвідношення для АГ із самозбудженням визначаються зі схеми заміщення (рис. 7.2). Основна відмінність тільки в тому, що до її виводів підключений опір навантаження $Z_H = R_H + jX_H$ та конденсатори для забезпечення самозбудження й регулювання напруги при зміні навантаження АГ з опорами

$X_c = \frac{1}{\omega C}$ і $X_{ск} = \frac{1}{\omega C_{ск}}$, а рівняння електричної рівноваги мають

вигляд

$$\underline{U}_1 = \underline{E}_1 - \underline{I}_1 R_1 - \underline{I}_1 jX_1; \quad \underline{I}_1 = \underline{I}_0 + (-\underline{I}'_2). \quad (7.2)$$

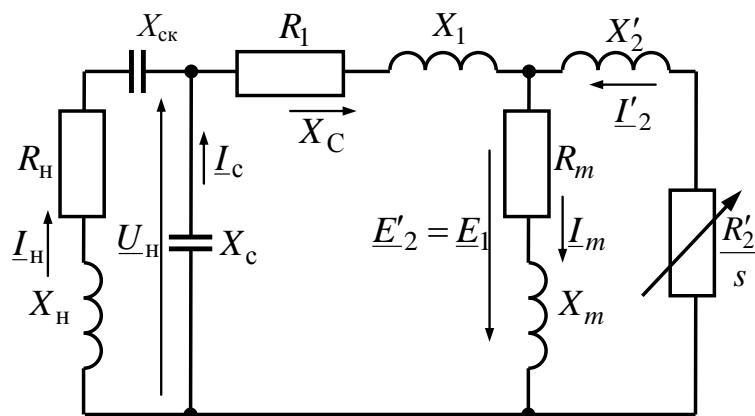


Рисунок 7.2 – Електрична схема заміщення автономного асинхронного генератора

При цьому

$$E_1 = 4,44fW_1K_{об1}\Phi_{0m} \approx E'_2. \quad (7.3)$$

Як видно, напруга U_1 при роботі під навантаженням змінюється як за рахунок падіння напруги на опорах R_1 і X_1 , так і за рахунок зниження магнітного потоку, пов'язаного з розмагнічуючою дією МРС ротора. Якщо магнітне коло АГ виконане з досить сильним насиченням, то потік Φ_{0m} залишається майже постійним і напруга U_1 при збільшенні навантаження змінюється у меншій мірі, а його зовнішня характеристика виходить "жорсткішою".

Як було відмічено раніше, АД, підключений до трифазної мережі змінного струму, при частоті обертання ротора, більшої, ніж частота обертання поля статора, переходить в генераторний режим і віддає в мережу активну потужність, споживаючи з мережі реактивну потужність, необхідну для створення магнітного поля взаємної індукції, що обертається. Гальмівний електромагнітний момент, що діє на роторі, долається приводним двигуном – дизелем, гідротурбіною, вітро-двигуном і тому подібне.

Для збудження автономно працюючого АГ потрібна наявність джерела реактивної потужності – батареї конденсаторів або синхрон-

ного компенсатора, підключених до обмотки статора. При цьому майже природною видається робота АГ при надсинхронному ковзанні, коли швидкість обертання ротора вища за швидкість магнітного поля ($n_2 > n_1$), що обертається. Проте практично АГ може збуджуватися при частоті обертання ротора, значно меншій синхронній, причому значення напруги і частоти струму виявляються пропорційні частоті обертання ротора і, крім того, залежними від схеми з'єднання конденсаторів.

Автономна робота АГ в режимі самозбудження від потоку залишкового намагнічення можлива, якщо до виведень обмотки статора підключити конденсатори, необхідні як джерело реактивної потужності Q_r , для збудження магнітного поля АГ, а при його роботі на активно-індуктивне навантаження Q_n конденсатори повинні служити джерелом реактивної потужності Q_n і для навантаження (рис.7.3).

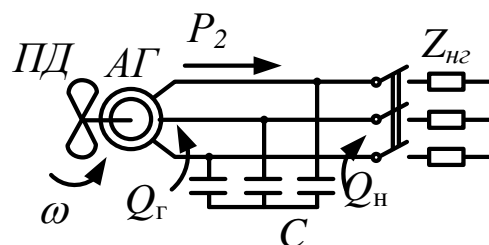


Рисунок 7.3 – Схема конденсаторного збудження асинхронного генератора

Процес самозбудження АГ відбувається так само як і у генератора постійного струму, за умови наявності потоку залишкового намагнічування $\Phi_{зал}$. При обертанні ротора від приводного двигуна магнітний потік залишкового намагнічування $\Phi_{зал}$ індукуює в обмотці статора ЕРС $E_{зал} \approx (0,02...0,03)U_n$, яка викликає в конденсаторах C струм. Цей струм, будучи ємнісним (що випереджає), протікаючи по обмотці статора, підмагнічує АГ, посилює $\Phi_{зал}$, що призводить до зростання ЕРС $E_{зал}$, подальшому зростанню струму і потоку і так далі (рис. 7.4, а). Закінчення процесу самозбудження відповідає точці A_0 – перетинанню характеристики холостого ходу I (характеристики намагнічування) АГ з вольт-амперною характеристикою конденсаторної батареї 2 ($I_c X_c$) при ЕРС E_0 і струмі статора I_{co} . Напруга на генераторі залежить від ємності конденсаторів чим менше ємність C ,

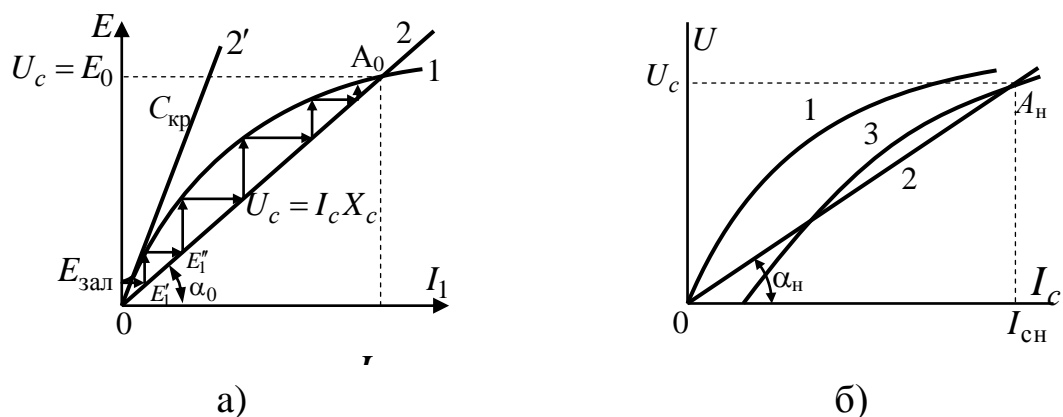


Рисунок 7.4 – Процес самозбудження асинхронного генератора від конденсаторної батареї

тим більше кут α_0 . При малих значеннях ємності $C_{кр}$ характеристика $I_c X_c$ не перетинається з характеристикою холостого ходу і генератор не збуджується. У ряді випадків початок процесу самозбудження АГ може бути забезпечений шляхом розряду на обмотку заздалегідь зарядженої конденсаторної батареї.

Кут α_0 визначається зі співвідношення

$$tg\alpha_0 = \frac{U_c}{I_{c0}} = \frac{X_{c0} I_{c0}}{I_{c0}} = X_{c0} = \frac{1}{\omega_1 C_0}. \quad (7.4)$$

Самозбудження АГ під навантаженням вимагає збільшення ємності C , що добре ілюструє рис. 7.4, б, де крива 3 – це характеристика навантаження АГ. Точка A_n – точка закінчення самозбудження. При цьому

$$tg\alpha_n = \frac{U_c}{I_{сн}} = \frac{X_{сн} I_{c0}}{I_{c0}} = X_{сн} = \frac{1}{\omega_1 C_n}. \quad (7.5)$$

Оскільки $tg\alpha_0 > tg\alpha_n$, то $C_n > C_0$. Реактивна потужність конденсаторів визначається сумою реактивних потужностей генератора Q_r і навантаження Q_n тобто

$$Q_c = mI_c U_c = Q_\Gamma + Q_H = P_H \operatorname{tg} \varphi_H + P_\Gamma \operatorname{tg} \varphi_\Gamma = P_H (\operatorname{tg} \varphi_H + \operatorname{tg} \varphi_\Gamma). \quad (7.6)$$

Необхідна ємність конденсаторів може бути розрахована із співвідношень

$$X_c = \frac{1}{\omega_1 C} = \frac{U_c}{I_c} = \frac{m_1 U_c^2}{Q_c} \quad \text{або} \quad C = \frac{Q_c}{m_1 \omega_1 U_c^2} = \frac{P_H (\operatorname{tg} \varphi_\Gamma + \operatorname{tg} \varphi_H)}{m_1 \omega_1 U_c^2}, \quad (7.7)$$

де $\omega_1 = 2\pi f_1$ – кутова частота.

Як видно з (7.7), при зміні навантаження АГ ємність конденсаторів необхідно регулювати. Відповідно її треба регулювати і при зміні кута φ_H навантаження.

Отримали застосування електромашинні джерела енергії з АГ, що збудженні за допомогою вентильних перетворювачів, наприклад, автономних інверторів напруги (АІН), або працюючих в режимі самозбудження із застосуванням конденсаторів або з використанням акумуляторної батареї.

При оцінці загальних показників автономного АГ необхідно враховувати, окрім розглянутої вище істотної зміни напруги, такі експлуатаційні чинники, як зміна частоти генерованої напруги, яка варіює зі зміною навантаження і ковзання, якщо частота обертання ротора підтримується постійною, а також коливання вихідної напруги U , що з'являється внаслідок електричної і магнітної асиметрії ротора.

При оцінці техніко-економічних показників автономного АГ враховується також необхідність в конденсаторній батареї, як джерелі реактивної потужності для створення магнітного поля і компенсації реактивності навантаження. Значення реактивної потужності, що витрачається на створення магнітного поля АГ з магнітною індукцією в проміжку B_m , визначається із співвідношення

$$Q = \omega_1 W_M V_\delta = \frac{\pi f_1}{\mu_0} B_m^2 V_\delta, \quad (7.8)$$

де $W_m = \frac{1}{2\mu_0} B_m^2$ – питома енергія магнітного поля; V_δ – повний об'єм повітряного проміжку.

З іншого боку, величина реактивної потужності конденсаторної батареї

$$Q_c = m\omega_1 C_k U_c^2 \quad (7.9)$$

і може регулюватися або зміною ємності конденсаторів C_k , або ж величиною напруги U_c .

Стабілізувати вихідну напругу АГ можливо в основному зміною магнітного потоку, що може бути досягнуто:

- зміною ємності конденсаторів, підключених до обмоток статора або фазного ротора;
- застосуванням керованих реакторів або нелінійних конденсаторів (варикондів);
- зміною напруги на конденсаторах;
- підмагнічуванням осердя статора.

Найскладніше стабілізувати напругу АГ при змінній частоті обертання ротора і зміні навантаження, коли одночасно змінюється і величина, і частота вихідної напруги.

7.3 Робота вітроелектричних установок на енергосистемі

Вітроустановки з синхронним генератором

При розгляданні процесів в СГ при роботі з мережею первинне значення мають питання вмикання на паралельну роботу і регулювання його активної і реактивної потужностей. При цьому, як правило, передбачається, що потужність мережі більша потужності генера-

тора, а напруга U_c й частота f_c мережі постійні. При ввімкненні СГ на паралельну роботу домагаються виконання чотирьох умов, що називаються умовами точної синхронізації:

- діюче значення фазних ЕРС генератора $E_{0\phi}$ мають дорівнювати діючим значенням фазних напруг мережі $E_{0\phi} = U_{\phi.м}$;
- частота ЕРС генератора f_{Γ} повинна дорівнювати частоті мережі f_c , тобто $f_{\Gamma} = f_m$;
- ЕРС включеного генератора $E_{0\phi}$ і напруга мережі $U_{\phi.м}$ повинні мати зсув по фазі на 180° ;
- генератор і мережа повинні мати однаковий порядок чередування фаз.

При дотриманні цих умов генератори включаються в мережу практично без кидків струму. Невиконання умов синхронізації призводить до наступних наслідків:

а) якщо, $E_{0\phi} \neq U_{\phi.м}$ а третя умова виконується, то обмоткою статора у момент вмикання буде йти вирівнювальний струм, що обумовлено величиною $\Delta \underline{E} = \underline{E}_{0\phi} + \underline{U}_{\phi.м}$; за характером цей струм є реактивним, генератор не приймає навантаження, однак за величиною він може стати значним й спричинить перегрів обмоток;

б) якщо $f_{\Gamma} \neq f_m$, то в колі генератора виникає ЕРС, що постійно змінюється за величиною $\Delta \underline{E} = \underline{E}_{0\phi} + \underline{U}_{\phi.м}$, яка називається биттям напруги; при цьому величина зрівняльного струму і його фаза по відношенню $\bar{E}_{0\phi}$ і $\bar{U}_{\phi.м}$ постійно змінюються, що викликає як нагрів обмоток, так і знакозмінні механічні поштовхи на валу генератора;

в) якщо вектори $\bar{E}_{0\phi}$ і $\bar{U}_{\phi.м}$ обертаються синхронно, але не знаходяться в протифазі, то зрівнювальний струм матиме активну складову і у момент включення виникне значний механічний поштовх, здатний викликати ушкодження генератора і його приводного двигуна;

г) якщо порушено чергування фаз генератора і мережі, то паралельна робота неможлива і включення генератора на мережу може викликати тяжку аварію внаслідок великих зрівняльних струмів і знакозмінних механічних поштовхів.

Заходи з виконання перерахованих умов при включенні СГ на паралельну роботу називають синхронізацією. Практично при синхронізації спочатку встановлюють номінальну частоту обертання СГ, що забезпечує приблизну рівність частот f_{Γ} і $f_{\text{М}}$, а потім, регулюючи струм збудження генератора, домагаються рівності $E_{0\phi} = U_{\phi.\text{М}}$. Фазовий зсув між $E_{0\phi}$ і $U_{\phi.\text{М}}$, а також порядок чергування фаз перевіряють синхроскопами, проте найчастіше синхронізація здійснюється за допомогою автоматичних приладів без участі обслуговуючого персоналу.

Регулювання реактивної потужності СГ, працюючого паралельно з мережею, можливо зміною струму збудження I_f . Після виконання умов синхронізації і включення на паралельну роботу струм в обмотці статора СГ дорівнює нулю, оскільки $\Delta \bar{E} = \bar{E}_0 - \bar{U}_{\text{М}} = 0$ (рис. 7.5, а).

У цих умовах машина працює в режимі ідеального холостого ходу, не віддає потужності в мережу і не споживає її з мережі. Потужність на збудження поступає від збуджувача.

При роботі СГ на мережу великої потужності його напруга U_{Γ} залишається незмінною і рівною напрузі мережі $\bar{U}_{\text{М}}$, що обумовлює постійність результуючого магнітного потоку генератора.

При збільшенні струму збудження (перезбудження генератора) $\bar{E}_0 > \bar{U}_c$ і між мережею та статором СГ з'явиться зрівнювальний струм

$$\underline{I} = \frac{\underline{E}_0 - \underline{U}_c}{jX_c} = \frac{\Delta \underline{E}}{jX_c}. \quad (7.10)$$

Цей струм відстає від векторів $\Delta \underline{E}_0$ і $\Delta \underline{E}$ на кут $\pi/2$, оскільки опір кола якоря X_c є індуктивним (рис. 7.5, б), створює розмагнічуючу реакцію якоря і результуючий магнітний потік СГ залишається незмінним. По відношенню до мережі даний

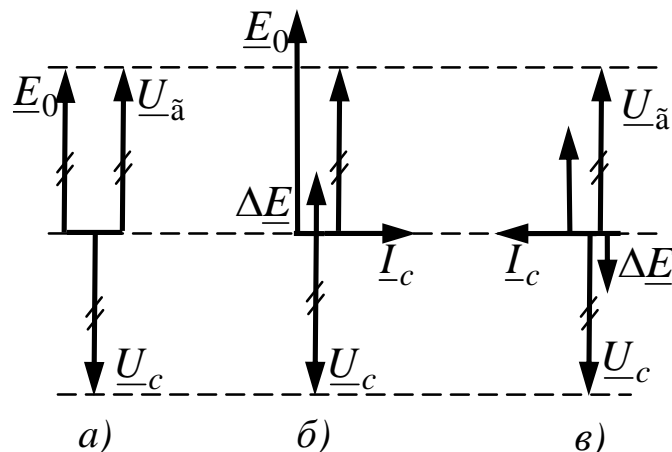


Рисунок 7.5 – Регулювання реактивної потужності синхронного генератора підключеного до мережі при холостому ході

зрівнювальний струм є ємнісним (що випереджає вектор U_c на кут $\pi/2$). Припустимо, що перезбуджений генератор для потужної мережі є ємнісним навантаженням, тобто віддає в мережу реактивну потужність. Подальше збільшення струму збудження I_f приведе до збільшення струму якоря, але зрушення фаз, показане на рисунку 7.6, б, не зміниться, а коефіцієнт потужності генератора залишиться рівним нулю $\cos\varphi = 0$ при $\varphi = \pi/2$.

При зменшенні струму збудження (недозбудження генератора) $E_0 < U_c$, вектор $\Delta \underline{E} = \underline{E}_0 - \underline{U}_Г$ змінює фазу (рис. 7.5, в) і співпадає за напрямом з вектором напруги мережі U_c . Зрівняльний струм, відстаючи від вектору $\Delta \underline{E}$ на кут $\pi/2$, по відношенню до генератора тепер виявляється чисто ємнісним, а по відношенню до мережі – чисто індуктивним. У генераторі він створює реакцію якоря, що намагнічує, підтримує результуючий магнітний потік. В цьому випадку незбудований генератор споживає з мережі реактивну потужність, необхідну йому для підмагнічування, і виконує для мережі роль індуктивного навантаження. Відмітимо, що реактивний зрівнювальний струм не створює моменту, що обертає або гальмівного, тому активна потужність СГ при зміні струму збудження не виробляється і не споживається з мережі.

Процеси регулювання активної і реактивної потужностей СГ показані на векторних діаграмах рис. 7.6 і 7.7. Для того, щоб генератор, включений на паралельну роботу з мережею, віддавав активну потужність, необхідно збільшити момент його приводного двигуна, що обертає. Під дією цього моменту вісь полюсів ротора випереджає вісь полюсів магнітного поля статора, що обертається, на кут $\theta > 0$, в результаті вектор ЕРС E_0 (рис 7.6) зрушується по відношенню до вектору $\bar{U}_Г$ на той же кут θ у бік випередження, у струмі статора I_a з'явиться активна складова, яка показує, що генератор віддає в мережу деяку активну потужність. Одночасно з цим генератор розвиває електромагнітний момент, який урівноважує збільшений момент приводного двигуна, що обертає.

При подальшому збільшенні обертального моменту приводного двигуна і при незмінному струмі збудження I_f вектор ЕРС $E_Г$, не змінюючись за величиною, буде повертатися по колу проти годинникової стрілки (у бік випередження \underline{U}_c), кут θ , величина ΔE і струм I_a зростатимуть, збільшуватиметься вироблювана потужність. Одночасно з цим буде трохи збільшуватися і реактивна потужність, споживана генератором з мережі, тому для забезпечення необхідного режиму роботи СГ з мережею необхідно регулювати і струм збудження.

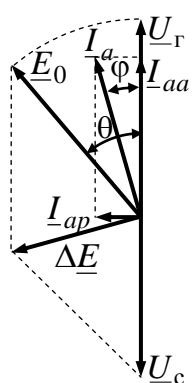
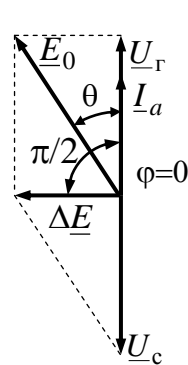
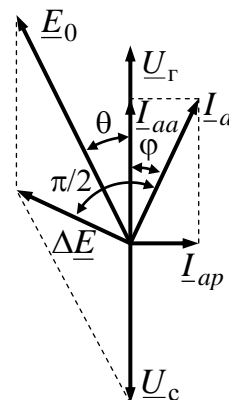


Рисунок 7.6 – Регулювання активної потужності синхронного генератора при паралельній роботі з мережею



а)



б)

Рисунок 7.7 – Регулювання реактивної потужності синхронного генератора при паралельній роботі з мережею під навантаженням

Потужність, що розвивається синхронного генератора, а отже, і електромагнітний момент тим більший, чим більше кут θ , тобто чим більший обертальний момент розвиває приводний двигун (у генератора). При зміні струму збудження під навантаженням мають місце ті ж явища, що і при холостому ході – змінюється лише реактивна потужність. Так, синхронний генератор в режимі, показаному на рис. 7.6, споживає з мережі підмагнічуючий реактивний струм I_{ap} , тобто споживає реактивну потужність. Якщо дещо збільшити струм збудження, можна домогтися режиму при якому $I_{ap} = 0$ (рис. 7.7, а). Такий режим називають режимом повного або нормального збудження.

Подальше збільшення струму збудження приведе до появи випереджального реактивного струму I_{ap} (рис. 7.7, б) і генератор стане джерелом реактивної потужності.

Робота синхронного генератора з мережею стійка, якщо позитивному (негативному) збільшенню кута $\Delta\theta$ відповідає позитивне (негативне) прирощення потужності ΔP_{em} , тобто

$$\frac{\Delta P_{em}}{\Delta\theta} > 0. \quad (7.10)$$

Межа відношення

$$\lim \frac{\Delta P_{em}}{\Delta\theta} = \frac{dP_{em}}{d\theta} = m \frac{UE_0}{X_c} \cos\theta = P_c \quad (7.11)$$

називається синхронізуючою потужністю, яка позначається P_c .

Фізично синхронізуюча потужність визначає силу, яка утримує машину в синхронізмі з мережею, пружний електромагнітний зв'язок ротора з обертовим магнітним полем. Такий зв'язок може бути уподібнений дії пружних пружин, що пов'язують поле генератора і обертовий ротор. Якщо з якихось причин кут θ перевищить 90° , магнітний

зв'язок порушиться, ротор випаде з синхронізму, що відповідатиме розриву пружин.

За аналогією з синхронізуючою потужністю величина

$$M_c = \frac{dM_{em}}{d\theta} = m \frac{UE_0}{\omega_c X_c} \cos\theta \quad (7.12)$$

називається синхронізуючим моментом.

Під синхронізуючим моментом слід розуміти обертання, з якими ротор при його відхиленні від положення рівноваги прагне повернутися до цього положення.

Синхронізуюча потужність P_c і синхронізуючий момент M_c позитивні для стійкої зони кутової характеристики і негативні для нестійкої зони. Тому критерій статичної стійкості можна записати не тільки у вигляді нерівності (7.10), але й у формі

$$P_c > 0 \quad \text{або} \quad M_c > 0. \quad (7.13)$$

Синхронізуючі потужність і момент обумовлені взаємодією паралельно працюючих генераторів. Тому ясно, що для автономно працюючого генератора ці поняття не прийнятні.

Вітроустановки з асинхронним генератором.

Якщо ротор АМ, підключений до мережі, за допомогою додаткового приводного двигуна привести в обертання в напрямку обертання поля статора зі швидкістю $n_2 > n_1$, то ЕРС в роторі змінить свій напрямок на протилежний порівняно з руховим режимом. Внаслідок цього змінить свій напрямок і струм ротора I_2 (його активна складова I'_{2a}), отже, змінить напрямок і струм статора I_1 , а це означає, що зміниться напрям перетворення енергії і АМ стане віддавати активну потужність в мережу, тобто працювати в режимі генератора – перетворювати механічну енергію, що підводиться до валу в електричну.

Напрямок електромагнітного моменту M_{em} також змінюється на протилежний – він стає гальмівним і врівноважує обертальний момент приводного двигуна (вітродвигуна).

Реактивна складова струму статора

$$I_{1p} = I_1 \sin \varphi_1, \quad (7.14)$$

і реактивна потужність Q при переході АМ з рушійного в генераторний режим зберігають свої знаки. Це означає, що асинхронний генератор споживає з мережі реактивну потужність і індуктивний струм. Тому асинхронний генератор може працювати тільки на мережу, яка має джерела реактивної потужності.

На характеристиках АГ, що працюють в ВЕУ, істотно позначається режим управління вітроколесом. Наприклад, із застосуванням відцентрового регулятора швидкості що впливає на систему гідروприводу лопатей, виявляються помітні хитання регулятора, що ускладнює паралельну роботу ВЕУ з мережею. ВЕУ з АГ великої одиничної потужності переважно використовувати в режимі змінної частоти обертання, яка залежить від швидкості вітру, що дозволяє в значній мірі підвищити коефіцієнт використання енергії вітру і, відповідно, вироблення електроенергії.

7.4 Основні схеми включення ВЕУ

Основними параметрами, які повинні бути розглянуті при виборі структури та схем вітроенергетичних установок, призначених для перетворення енергії вітру в електричну енергію, є: вид вироблюваної електроенергії (змінна напруга змінної або постійної частоти; постійна напруга); частота обертання вітродвигуна (постійна, близька до постійної, змінна); характер використання вироблюваної електричної енергії (застосування акумуляторних батарей, акумулювання за допо-

могою інших способів, видача електроенергії в мережу змінного струму енергосистеми). В даний час розроблено і застосовується значна кількість схем для перетворення енергії вітру в електричну енергію постійної або змінної напруги за допомогою електричних генераторів постійного струму і відповідно асинхронних або синхронних генераторів. Найпростіше система використовується з електрогенератором постійного струму – виходить постійна напруга в мережі при різній швидкості вітру завдяки регулюванню збудження.

Можливі технологічні схеми ефективного отримання електричної енергії за рахунок енергії вітру для автономної роботи ВЕУ представлені на рис. 7.8.

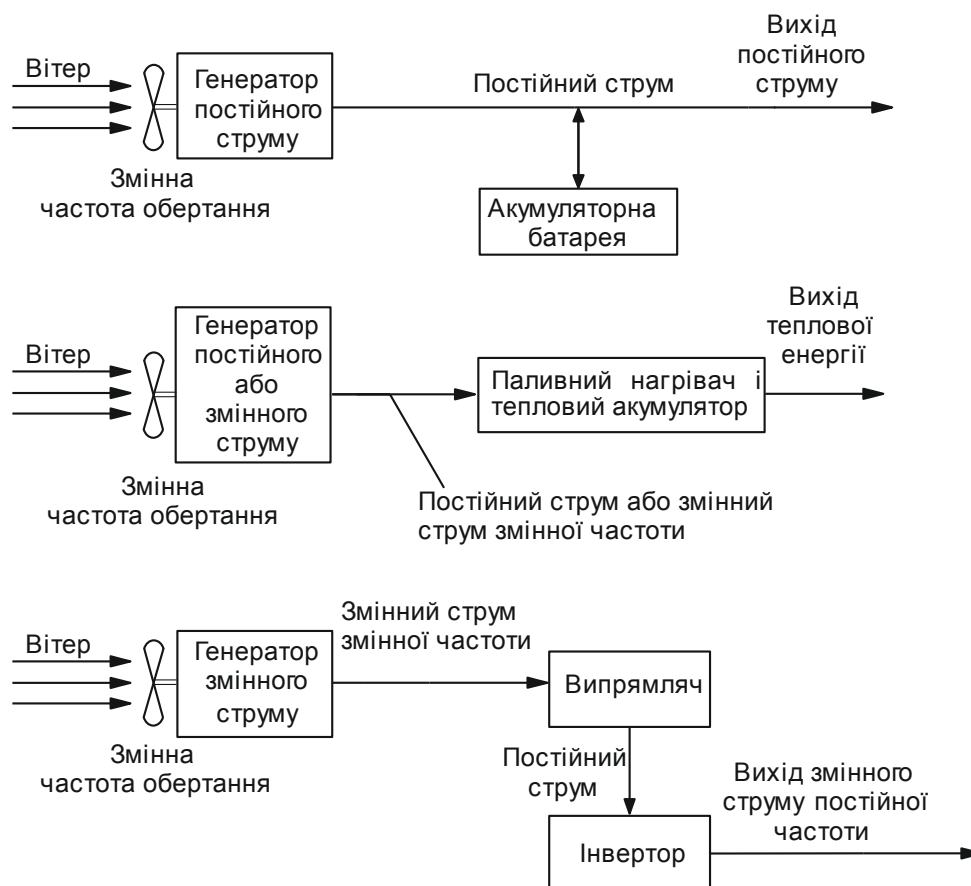


Рисунок 7.8 – Структурні схеми систем генерування і використання електроенергії при автономній роботі ВЕУ

Генерування постійного струму даний час здійснюється в практично тільки на малих ВЕУ потужністю не більше 10...20 кВт. У

цьому випадку не потрібна постійна частота обертання вітродвигуна і зазвичай застосовуються акумуляторні батареї. У сучасних ВЕУ перетворення енергії вітру здійснюється в основному тільки в схемах з генеруванням змінного струму. Наприклад, акумуляування енергії у вигляді теплоти з використанням її для опалення приміщень може бути здійснено при застосуванні ВЕУ змінної напруги з частотою, що змінюється або ВЕУ постійної напруги. Частота обертання вітродвигуна в цьому випадку не обов'язково повинна бути постійною. Застосування випрямних пристроїв дає можливість отримати постійне напруження, яке може бути використане безпосередньо або ж після його інвертування в змінну напругу постійної частоти.

Мінливість вітру і сильна залежність потужності ВЕУ від швидкості вітру ускладнюють забезпечення високої якості електроенергії та надійності електропостачання споживачів в автономному режимі роботи ВЕУ. Кількість годин використання генеруючої потужності ВЕУ залежить від середньорічної швидкості вітру і лежить в межах 2...4 тис. год на рік. Найбільш сприятливі для роботи ВЕУ осінньо-зимовий і ранній весняний періоди року, що в цілому збігається з умовами зміни електричного та теплового навантажень об'єктів автономного енергопостачання.

В даний час визнано, що великомасштабне отримання електричної енергії за рахунок використання енергії вітру має здійснюватися у вигляді змінної напруги постійної частоти для можливості подачі електроенергії, що виробляється в мережі існуючих енергосистем. Можливі технологічні схеми ефективного отримання електричної енергії за рахунок енергії вітру при паралельній роботі ВЕУ з енергосистемою, представлені на рис. 7.9.

Зусилля зі створення ВЕУ великої потужності значною мірою пов'язані з використанням вітродвигуна з постійною частотою обертання, сполученого з синхронним генератором або, при використанні асинхронного генератора, забезпечення обертання вітродвигуна з частотою, близькою до постійної.

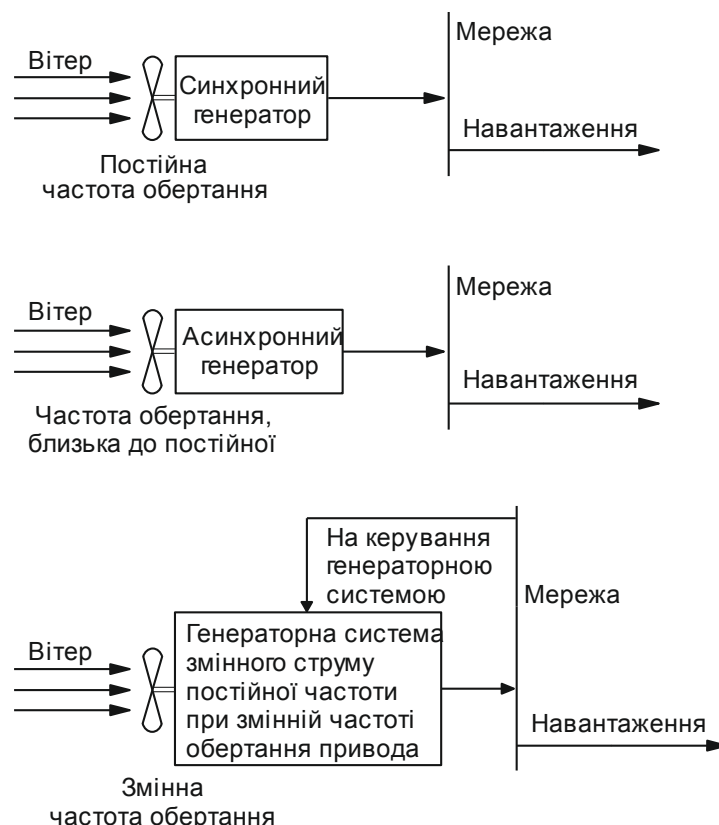


Рисунок 7.9 – Структурні схеми систем генерування і використання електроенергії при підключенні ВЕУ до мережі

Останнім часом привертає увагу інший підхід узгодження роботи ВЕУ з енергосистемою, який полягає в тому, щоб дати можливість вітродвигуну обертатися зі змінною оптимальною частотою, регульованою відповідно до зміни швидкості вітру, і з застосуванням спеціальних генеруючих систем забезпечувати отримання змінної напруги постійної частоти, що відповідає частоті напруги енергосистеми.

Методи отримання змінної напруги постійної частоти при змінній частоті обертання вала вітродвигуна в загальному випадку зводяться до диференціальних і недиференціальних груп. Диференціальні методи реалізуються в системах ВЕУ з синхронними генераторами за допомогою механічних пристроїв, що забезпечують отримання постійної частоти обертання генераторів (редуктори зі змінним передавальним відношенням, пристрої з гідравлічною передачею потужності і т.п.), а також за допомогою електричних пристроїв, що компенсують

зміну частоти обертання за допомогою живлення обмотки збудження напругою з частотою, рівній різниці частоти обертання ротора генератора і частоти напруги енергосистеми, на яку працює генератор. Недиференціальні методи можуть бути реалізовані через статичні пристрої зміни частоти за схемою перетворення: змінна напруга – постійна напруга – змінна напруга.

Складність практичної реалізації таких схем полягає в необхідності мати в системі ланку (в силовому колі або в системі управління вітродвигуном), що забезпечує узгодження частоти і рівня напруги ВЕУ з цими ж параметрами в точці підключення до енергосистеми.

Існує безліч схем підключення ВЕУ до енергосистеми, основні відмінності яких складаються в конструкції і типу генераторів, а також наявності і типу перетворювальних пристроїв. На рис. 7.10 показано схеми прямого підключення до енергосистеми ВЕУ з синхронним генератором (рис. 7.10, а) і асинхронним (рис. 7.10, б) генератором з короткозамкненим ротором, підключеними до вітродвигуна через мультиплікатор (редуктор) n . Для реалізації таких схем паралельної роботи ВЕУ з мережею енергосистеми необхідною умовою є постійне підтримання синхронної швидкості обертання ротора СГ і надсинхронної швидкості – для АГ.

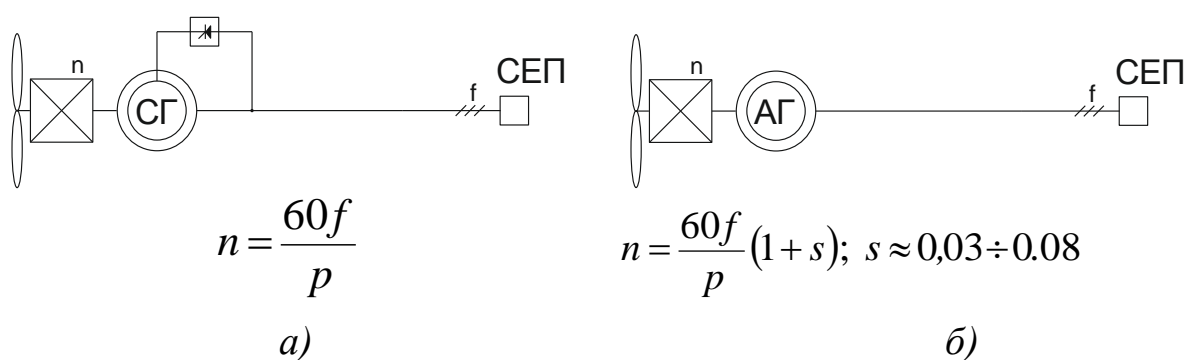


Рисунок 7.10 – Безпосереднє підключення до мережі ВЕУ з синхронним (а) і асинхронним (б) генератором

У разі паралельної роботи декількох ВЕУ з синхронними генераторами, частота обертання валів генераторів може підтримуватися стабільним шляхом наступних можливих варіантів підключення:

- кожен генератор має власний пристрій синхронізації;
- пристрої автоматичної синхронізації синхронізують генератори між собою у групах, а потім відбувається синхронізація груп з мережею;
- пристрої автоматичної синхронізації синхронізують генератори між собою в групі, потім синхронізуються групи, а з мережею синхронізація відбувається безпосередньо на головній підвищувальній підстанції.

Очевидно, що перший варіант найбільш повно відповідає експлуатаційним вимогам і дозволяє встановлювати мінімальну кількість синхронізуючих пристроїв. У цьому випадку будь-який з генераторів може підключатися до мережі незалежно від інших.

Застосування асинхронних генераторів дозволяє виключити з головної схеми ВЕС синхронізуючі пристрої. Однак у цьому випадку власнику ВЕС доводиться або розплачуватися з мережевою компанією за реактивну потужність, споживану установками з мережі. На рис.7.10, б в схемі застосований асинхронний генератор (АГ) класичної конструкції, що має короткозамкнений ротор. У асинхронному генераторі швидкість обертання ротора повинна бути вище синхронної швидкості та ковзання є негативним, але за абсолютним значенням приблизно однаковим з двигуном – 3...8 %. Розглянута схема характеризується сталістю швидкості обертання вітроколеса, що не є оптимальним з точки зору використання енергії вітру.

Для підвищення ефективності використання вітру пізніше стали використовувати ступеневе (зазвичай двоступеневе) регулювання швидкості. Для чого в статорі генератора закладається дві обмотки з різною кількістю пар полюсів. При низькій швидкості вітру, для збереження оптимальної швидкохідності застосовується низька швидкість обертання вітроколеса і в генераторі включається обмотка з найбільшим числом пар полюсів. При зростанні швидкості вітру вище певної межі, відбувається перемикання на найменше значення числа пар полюсів і допускається збільшення швидкості обертання. Двош-

видкісні ВЕУ отримали широке поширення, тому їх конструкція істотно простіша, ніж схеми з перетворювачами.

Другий спосіб підключення ВЕУ до енергосистеми, на відміну від попереднього способу, передбачає послідовне перетворення електроенергії перед подачею її в енергосистему за допомогою випрямлячів і інверторів, що не вимагає застосування систем підтримки сталості і синхронізації швидкості генераторів ВЕУ (рис. 7.11).

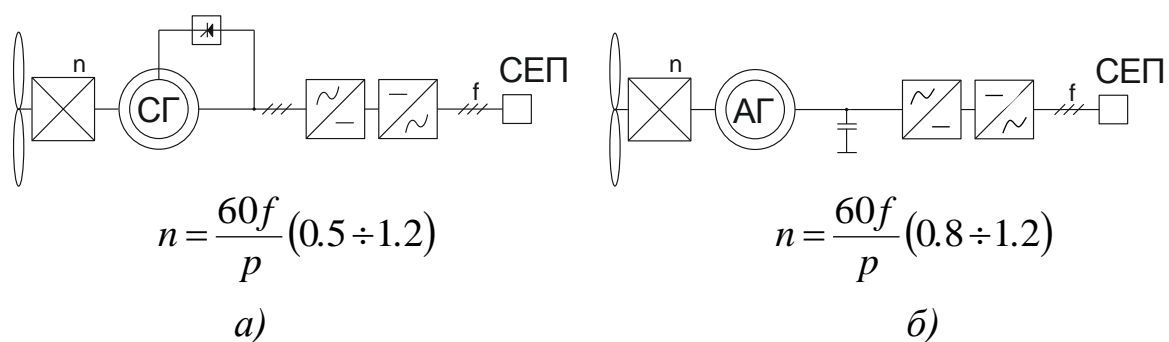


Рисунок 7.11 – Підключення ВЕУ до мережі через випрямляч і інвертор з синхронним (а) та асинхронним (б) генератором

На рис. 7.1, а зображена схема підключення на паралельну роботу з енергосистемою ВЕУ з синхронним генератором без пристрою синхронізації. У цій схемі на виході генератора частота струму змінюється в широкому діапазоні відповідно до зміни швидкості вітродевігуна. Далі змінний струм перетворюється у випрямлячі (В) у постійний і двожильним кабелем подається на інвертор (І), що знаходиться внизу у башті ВЕУ, де і перетворюється в змінний струм частотою 50 Гц. Тип інвертора – "ведений мережею", і це означає, що частота на виході інвертора задається фактично існуючою в кожному мить частотою мережі. Відомо, що за допомогою інвертора можна міняти кут між струмом і напругою. Якщо струм "відстає" від напруги, то генератор споживає реактивну потужність, а якщо струм "випереджає" напругу то генератор виробляє поряд з активною і реактивну потужність. Іншими словами, вітроустановка може брати участь у регулюванні напруги мережі в точці приєднання ВЕУ до енергосистеми. Природно, що випрямляч і інвертор в схемі розраховані кожен на по-

вну потужність генератора, що призводить до подорожчання електричної частини ВЕУ.

На рис. 7.11, б зображена схема підключення на паралельну роботу з енергосистемою ВЕУ з асинхронним генератором з короткозамкненим ротором. Швидкість вітродвигуна і частота струму на виході асинхронного генератора також змінюються в широкому діапазоні, а подальше перетворення і видача вироблюваної ВЕУ електроенергії в енергосистему здійснюється так само, як у схемі рис.7.11, а. Так як асинхронний генератор для намагнічування ротора повинен споживати реактивну потужність і за рахунок послідовно включених випрямляча і інвертора, не може отримати її з мережі, в схему на вихід генератора включена конденсаторна батарея, як джерело реактивної потужності.

На рис. 7.12 представлені схеми підключення ВЕУ до енергосистеми, характерною особливістю яких є наявність перетворювача частоти (ПЧ). У цих схемах перетворювачі частоти також розраховуються на повну потужність генератора ВЕУ.

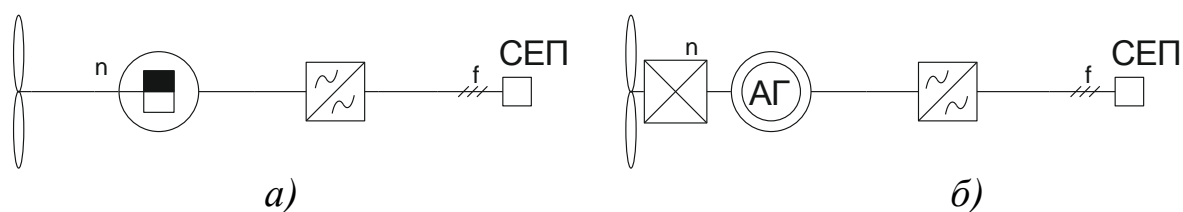


Рисунок 7.12 – Підключення ВЕУ до мережі за допомогою перетворювача частоти з (а) синхронним (без механічної передачі) і (б) асинхронним генератором

На рис. 7.12, а як приклад, показана схема підключення до енергосистеми ВЕУ з синхронним генератором і без мультиплікатора. Фірмою Enercon (Німеччина) розроблений тихохідний синхронний багатополісний генератор, що дозволило відмовитися від редуктора і істотно спростити механічну частину ВЕУ. Однак електрична частина істотно ускладнилася за рахунок включення в схему перетворювача частоти, але при цьому придбала додаткові позитивні якості. У таких

системах може використовуватися також асинхронний генератор з короткозамкненим ротором (рис. 7.12, б). Так, наприклад, при зміні швидкості обертання вітроколеса відповідно змінюється швидкість обертання ротора генератора, що призводить до зміни частоти на виході генератора і вході в перетворювачі. Далі на виході перетворювача частота підтримується рівною частоті мережі (50 Гц в Європі і 60 Гц в США). Схема забезпечує підтримку оптимального значення швидкохідності у великому діапазоні зміни швидкості вітру. Однак це досягнуто ціною збільшення загальної вартості електрообладнання ВЕУ на величину вартості перетворювача частоти.

7.5 Схеми електричних з'єднань вітроелектростанцій

Вітрова електрична станція (ВЕС) призначена для вироблення електричної енергії із заданими відповідними стандартами параметрами якості електроенергії за допомогою вітрових електричних установок (ВЕУ) для електромережі загального призначення (енергосистеми). Система перетворення і передачі електроенергії ВЕС повинна забезпечувати перетворення і видачу електроенергії, що виробляється ВЕС, в електромережу загального призначення, а також забезпечувати електроенергією власних споживачів при живленні від електромережі загального призначення.

Структура, характеристики та комплектуючі схеми електричних з'єднань ВЕС визначаються безліччю факторів: одиничною потужністю установок, їх кількістю, розстановкою на місцевості, типом генераторів електроенергії, що застосовуються і наявністю статичних перетворювачів. Фактично ВЕС являє собою локальну розподільну електричну мережу із зворотно спрямованим потоком енергії. У залежності від перерахованих вище параметрів сполучна мережа ВЕС може бути виконана за магістральним, радіальним або змішаним принципом.

До складу вітроелектростанції в загальному випадку повинні входити: трансформаторна підстанція, розподільний пристрій, засоби управління і контролю, лінії електропередачі, компенсуючі пристрої, і комплект електрообладнання для електропостачання пункту управління.

Особливості ВЕС в порівнянні з традиційними електростанціями (тепловими – ТЕС, атомними – АЕС, потужними гідроелектростанціями – ГЕС) полягають у наступному:

- порівняно мала (у порівнянні з традиційними в десятки разів) встановлена електрична потужність як ВЕС, так і кожної ВЕУ;
- велика кількість ВЕУ, розміщених досить далеко одна від одної (для виключення взаємного аеродинамічного впливу), на великих територіях, під відкритим небом;
- розташування основного електромеханічного устаткування ВЕУ на висоті, на опорі (башті);
- розкид деталей на значні відстані при аварійному руйнуванні віротурбіни (лопатеї) ВЕУ;
- випадковий характер первинного потоку енергії (вітру) і складність сталого прогнозування та забезпечення виробництва електроенергії;
- залежність роботи ВЕС від значення і коливань швидкості вітру, що вимагає прийняття спеціальних рішень у питаннях організації експлуатації обладнання;
- різка зміна вироблюваної потужності ВЕУ при різкому коливанні швидкості вітру, що приводить до спрацьовування релейного захисту на ділянках енергосистеми.

При розробці схем електричних з'єднань ВЕС, які називають в зарубіжній літературі «вітропарками» або «вітроферми», насамперед є питання про доцільність з'єднання ВЕУ в групи. Відомо, що в електроенергетиці широко використовується так званий блочний (модульний) принцип побудови головних схем електростанцій, коли три або декілька генераторів з'єднуються з трансформатором і утворюють енергоблок.

З цієї точки зору можлива потужність майбутніх ВЕС: 10...100...200 МВт, знаходиться в зоні відповідності зазначеного вище принципу і ВЕС може бути представлена одним енергоблоком. Звідси випливає принцип для проектування схеми ВЕС: видача потужності в енергосистему (загальну мережу) може бути здійснена для зазначених вище потужностей ВЕС, через один мережевий трансформатор і через одну лінію зв'язку з системою. Так, якщо напруга розподільної мережі енергосистеми поблизу ВЕС становить 110 кВ, то мережевий трансформатор ВЕС повинен мати напругу 110/10 кВ, або 110/6 кВ, в залежності від напруги підвищувальних трансформаторів, встановлених безпосередньо на ВЕУ.

Сучасні ВЕС комплектуються, як правило, вітроустановками одиничної потужності 750-1000-1500-2000 кВт і більше. З цього випливає, що кожна ВЕС – це десяток, або кілька десятків електрично пов'язаних вітроустановок, віддалених одна від одної на 300...500 метрів. Виходячи з рози вітрів в діапазоні робочих швидкостей вітру (від швидкості вітру включення до швидкості відключення) при визначенні місця розміщення ВЕУ на майданчику ВЕС рекомендується при явно вираженому переважному напрямі вітру розташовувати ВЕУ рядами перпендикулярно переважному напрямку вітру, відстані між ВЕУ в рядах приймати не менше трьох діаметрів ротора ВЕУ, відстані між рядами ВЕУ приймати не менше восьми діаметрів ротора ВЕУ (рис. 7.13).

У разі (випадку) розташування ВЕС у степовій зоні, де роза вітрів більш рівномірна, може бути застосована радіальна схема з головною підвищувальною підстанцією в геометричному центрі парку (при цьому з'єднання з прилеглою електричною мережею зазвичай виконується комбінованою кабельно-повітряною лінією електропередачі, оскільки на території ВЕС повітряні ЛЕП, як правило, не застосовуються).

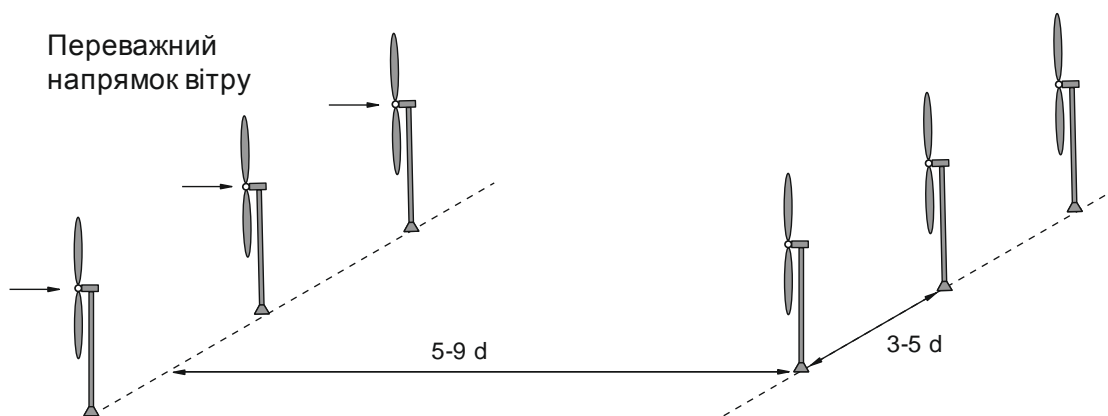


Рисунок 7.13 – Оптимальна розстановка вітроенергетичних установок на ВЕС (d – діаметр області, що окреслює лопатями ротора вітротурбини)

При рівномірній розі вітрів дистанції між окремими установками у всіх напрямках повинні бути однаковими. Їх величина повинна складати не менше 6...9, а за деякими джерелами – 20 діаметрів вітротурбін (рис. 7.13). Дана вимога викликана тим, що при робочих швидкостях вітру для сучасних ВЕУ (найчастіше від 10 до 25 м/с) турбулентний слід від вітроколеса простягається по напрямку вітру саме на таку відстань, а попадання вітроколеса в турбулентний повітряний потік різко знижує аеродинамічний ККД вітроенергетичної установки.

Залежно від одиничної потужності і взаємного територіального розташування ВЕУ з'єднуються в групи, а кількість груп в свою чергу визначається одиничною потужністю ВЕУ і загальною потужністю ВЕС. При цьому істотний вплив на формування груп ВЕУ робить взаємне розташування місця підключення ВЕС до енергосистеми (відстанці 110/ 0 кВ). На рис. 7.14 показані варіанти принципів схем електричних з'єднань при різному взаємному розташуванні площі ВЕС та підстанції зв'язку з енергосистемою для випадку потужності ВЕС 10 МВт, укомплектованої ВЕУ єдиної потужності 1 МВт і розташування підстанції по центру або збоку (поза) площадки ВЕС. Зі схеми рис. 7.14, а видно, що у кожного наступного кабелю від ВЕУ № 2 (7) та № 4 (9) перетин подвоюється і від ВЕУ № 3 та № 8 перетин кабелю до трансформаторної підстанції розраховується на максимальну потужність 5 МВт. У варіанті схеми представленої на рис. 7.14, б,

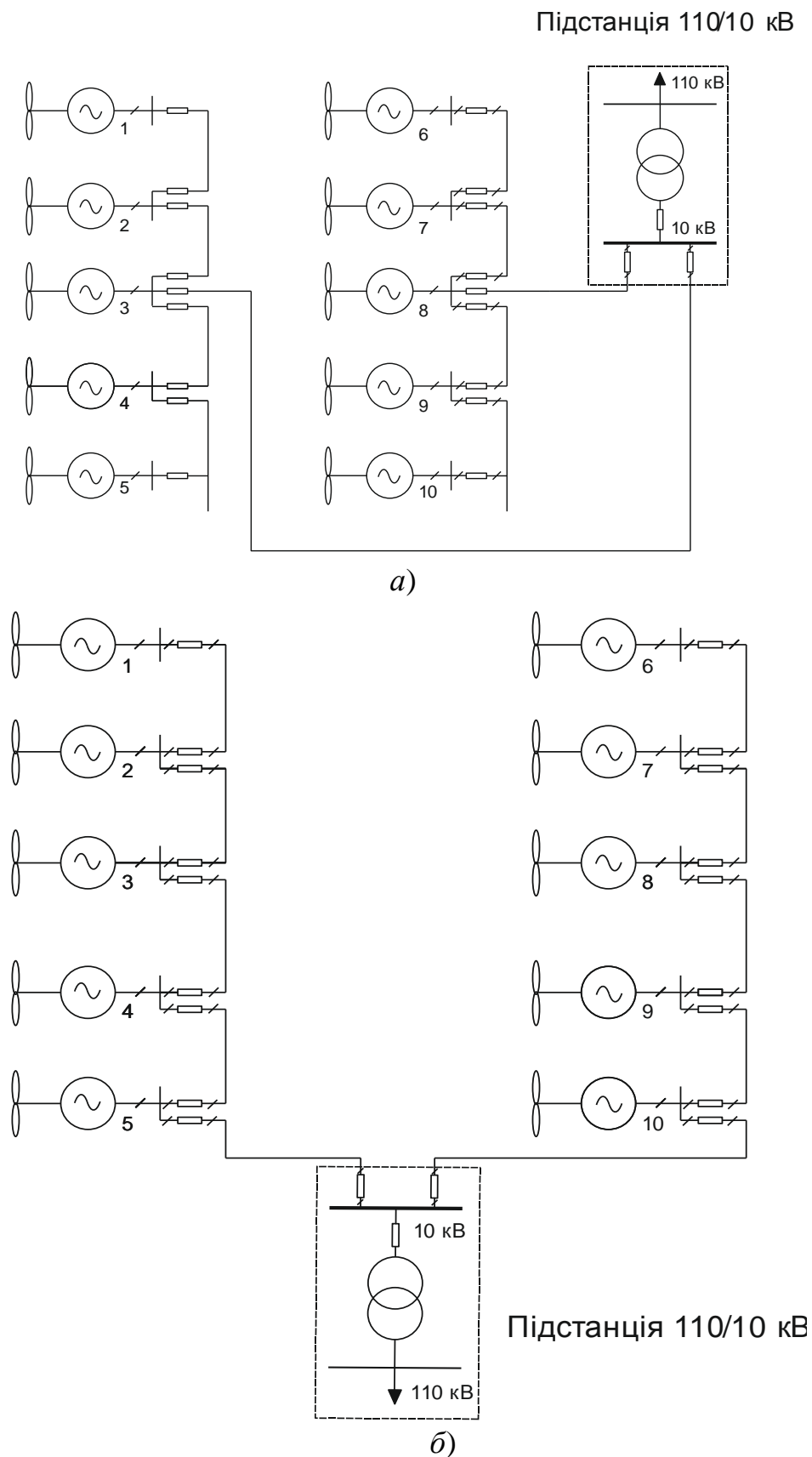


Рисунок 7.14 – Варіанти принципних схем електричних з'єднань ВЕС:
 а – розташування підстанції у центрі майданчику ВЕС;
 б – розташування підстанції поза майданчиком ВЕС

вихідні кабелі розраховуються також на потужність 5 МВт. Проте в цьому варіанті перетин кабелів, що з'єднує ВЕУ в групі, наростають відповідно до потужності, що передається і на ділянці від ВЕУ № 4 (9) до № 5 (10) повинен бути розрахований на 4 МВт.

Якщо ВЕУ, що входять до складу ВЕС мають непостійну частоту обертання вітродвигунів і оснащені асинхронними генераторами з короткозамкненим ротором або синхронними генераторами (з електромагнітним або магнітоелектричним збудженням) непостійної частоти обертання, передача всієї електричної потужності в мережу здійснюється за допомогою статичних перетворювачів частоти (рис. 7.15).

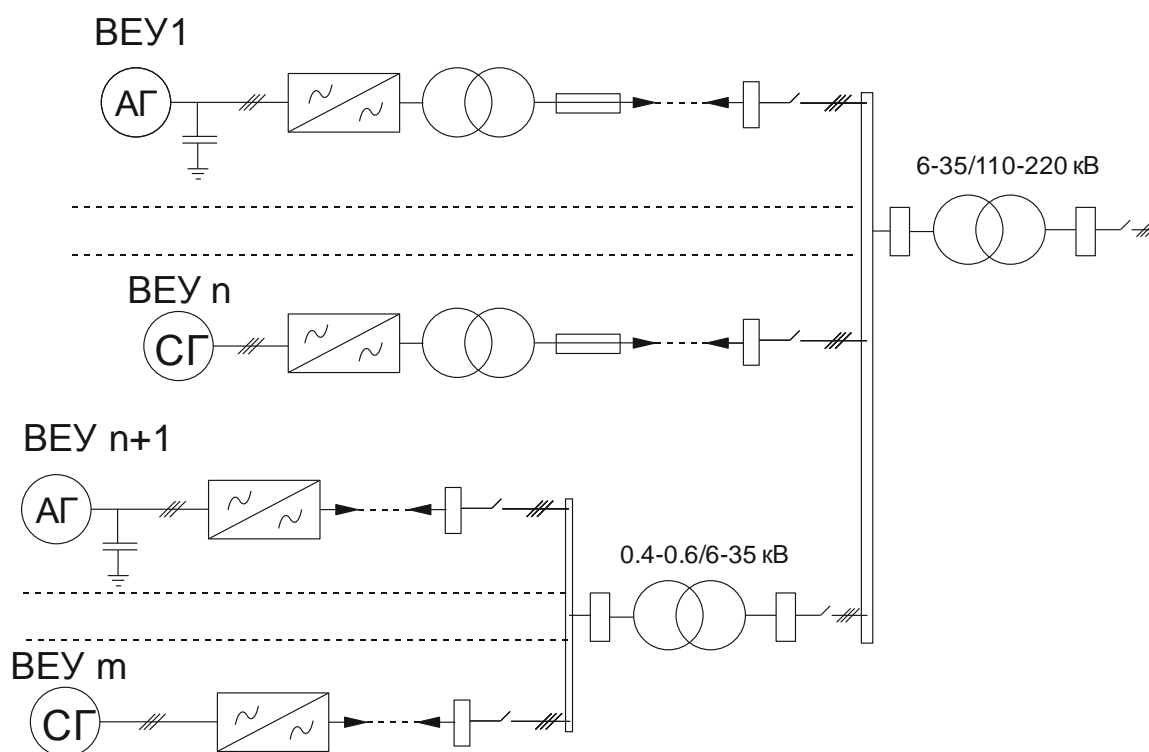


Рисунок 7.15 – Радіальна схема з'єднань ВЕС на базі ВЕУ з асинхронними і синхронними генераторами несталого частоти обертання і повним перетворенням енергії, що виробляється

Однак далеко не завжди вітроустановки працюють у складі потужних вітростанцій. Протягом достатньо тривалого часу вітроустановки у Європі будувались і продовжують будуватися для індивідуального і колективного (муніципального) енергопостачання.

Узагальнена схема такого роду представлена на рис. 7.16. Елек-

тропостачання населеного пункту НП-1 організовано безпосередньо через ВЕУ 1...3 і частково 5...8, які постачають також населений пункт НП-2. Вітроустановка 9 належить одному домовласнику, а установка 4 – двум домовласникам. Усі указані ВЕУ працюють паралельно з енергосистемою. Проводиться відповідний облік видачі енергії в мережу 10 кВ і споживання з мережі. В більшості країн Європи, у тому числі і на Україні, власники вітроустановок продають електроенергію за завищеними тарифами.

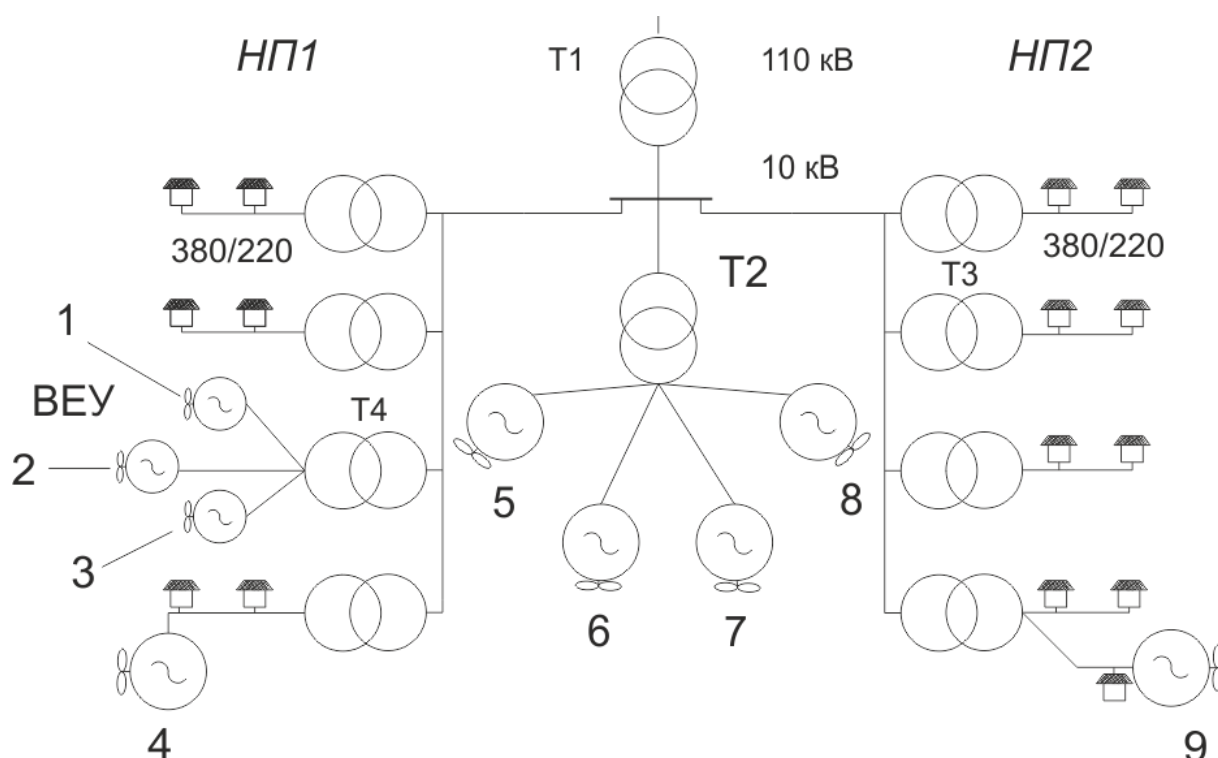


Рисунок 7.16 – Схема електропостачання населеного пункту з участю індивідуальних ВЕУ та енергосистеми

Однією з основних тенденцій розвитку світової вітроенергетики є будівництво великих офшорних вітропарків на континентальних шельфах. Кількість ВЕУ в таких ВЕС коливається від 8-10 до 80 одиниць, при цьому установки вибудовують поблизу узбережжя у 2-4 ряди і з'єднуються між собою та з головною підвищувальною підстанцією підводними кабелями.

Слід відмітити, що застосування ВЕУ на базі різних за принципом дії та конструкції електричних генераторів спостерігається в ос-

новному при модернізації або розширенні діючих ВЕС. У новостворених ВЕС з експлуатаційних міркувань використовуються ВЕУ однакової конструкції та одного типорозміру.

Контрольні запитання

1. Яким чином можна розділити генеруючі установки традиційних електричних станцій?
2. В яких режимах електропостачання можливе використання ВЕУ?
3. Як поділяють ВЕУ в залежності від типу використовуваної системи резервування?
4. Які генератори (синхронні або асинхронні) прийнятніше застосовувати для режиму паралельної роботи з енергосистемою і чому?
5. Чому недоцільно використовувати синхронний генератор в каскадній ВЕУ?
6. Чому відрізняються між собою зовнішні характеристики синхронного генератора при роботі на автономне навантаження за умови струму навантаження при різному його характері?
7. Як проходить процес самозбудження асинхронного генератора від конденсаторної батареї? Поясніть його особливості.
8. Яким чином здійснюється стабілізація вихідної напруги АГ?
9. Назвіть умови ввімкнення СГ на паралельну роботу.
10. Як здійснюється регулювання реактивної потужності синхронного генератора підключеного до мережі при роботі?
11. До чого призводить невиконання умов синхронізації СГ?
12. Як здійснюється регулювання активної потужності синхронного генератора?
13. Поясніть особливості роботи вітроустановок з асинхронним генератором.
14. Які існують схеми систем генерування і використання електроенергії при автономній роботі ВЕУ?
15. В чому полягають основні відмінності схем підключення ВЕУ до мережі?
16. Які існують схеми підключення ВЕУ до енергосистеми?
17. В чому полягає підключення ВЕУ до мережі: за допомогою перетворювача частоти; через випрямляч і інвертор; безпосереднє підключення до мережі.
18. Для чого призначена вітрова електрична станція?

- 19.** Якими факторами визначаються структура, характеристики та комплектуючі схеми електричних з'єднань ВЕС?
- 20.** В чому полягають особливості ВЕС в порівнянні з традиційними електростанціями?
- 21.** В чому полягає принцип проектування схем ВЕС?
- 22.** Як повинні оптимально розташовані вітроенергетичні установки на ВЕС з точки зору повного використання енергії вітру?
- 23.** Як можуть бути розташовані підстанції ВЕС при різному взаємному розташуванні ВЕУ? В чому складаються переваги та недоліки цих схем.
- 24.** Поясніть особливості радіальної схеми з'єднань ВЕС на базі ВЕУ з асинхронними і синхронними генераторами несталої частоти обертання і повним перетворенням енергії, що виробляється?
- 25.** В чому полягають особливості електропостачання населеного пункту з участю індивідуальних ВЕУ та енергосистеми?

8. ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ

8.1 Екологічні проблеми енергетики

В останні десятиліття світ зіткнувся з двома серйозними проблемами в галузі енергетики, це: забезпечення надійності енергопостачання і боротьба з негативним впливом виробництва енергії на навколишнє середовище, як у районах розміщення джерел генерації, так і в масштабах всієї планети. Результатом спалювання органічних палив є активізація парникового ефекту і, як наслідок, глобальне потепління. Атмосфера вже перевантажена парниковими газами, зокрема, двоокисом вуглецю. Приблизно 80% всіх викидів CO₂ пов'язано з використанням викопних ресурсів. Крім того, збільшення до небачених раніше масштабів споживання нафти, природного газу і вугілля веде до виснаження викопного палива, яке набагато ефективніше може бути використано для хімічної переробки в корисні сполуки для народного господарства і населення або буде збережено для потреб наступних поколінь.

Видобуток і транспортування паливно-енергетичних корисних копалин органічного походження супроводжується викидами забруднюючих речовин в атмосферу, забрудненням водних об'єктів, створенням і розміщенням відходів. Крім забруднюючих речовин, що потрапляють в атмосферу і надають локально негативний вплив на навколишнє середовище, результатом функціонування паливно-енергетичного комплексу є викид в атмосферу парникових газів, особлива увага серед яких приділяється викидам вуглекислого газу CO₂. Так, наприклад, Китай викидає в атмосферу планети більше 7,7 млрд.т вуглекислого газу, залишивши позаду себе США. Викиди CO₂ на душу населення в Китаї склали близько 6 т. Обсяг викидів вуглекислого газу Сполученими Штатами Америки склав близько 5,5 млрд. т (18 т на душу населення).

Результати аналізу рівня впливу паливно-енергетичного комплексу на навколишнє середовище і неухильне зниження запасів основних органічних видів палива свідчить про необхідність вишукування нових екологічно чистих і надійних енергетичних джерел. Альтернативою викопному паливу є відновлювані джерела енергії (ВДЕ), до яких відносяться: енергія вітру, сонячна радіація, енергія річок, припливів і океанських хвиль, енергія, укладена в біомасі та органічних відходах.

Існує думка, що вироблення електроенергії за рахунок відновлюваних джерел являє собою абсолютно екологічно «чистий» варіант. Це не зовсім вірно, так як ці джерела енергії володіють принципово іншим спектром впливу на навколишнє середовище в порівнянні з традиційними енергоустановками на органічному, мінеральному і гідролічному паливі, причому в деяких випадках вплив останніх становить навіть меншу небезпеку. До того ж певні види екологічного впливу нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії на навколишнє середовище не ясні до теперішнього часу, особливо в часовому аспекті, а тому вивчені і розроблені ще в меншій мірі, ніж технічні питання використання цих джерел.

У загальному випадку вітроенергетика дозволяє зменшити ступінь вторгнення в середовище проживання:

- при будівництві шахт (вугілля, уран), бурінні (природний газ, нафта), прокладанні трубопроводних систем (газ, нафта, продукти переробки нафти). Деякі з цих вторгнень носять локальний характер, а деякі поширюються на сотні і тисячі кілометрів;
- шляхом забруднення повітря і води: кислотні дощі, смог, важкі метали, брудна вода при бурінні свердловин;
- через глобальне потепління із-за спалювання використовуваного палива та емісії CO₂,
- шляхом теплового забруднення води (скидання охолоджуючої води від атомних і теплових електростанцій);

- шляхом затоплення територій і зміни режиму течії річок на великих гідроелектростанціях;
- за рахунок забруднення навколишнього середовища на стадії видобутку, транспортування і переробки вугілля.

Таким чином, вітроенергетичні установки при виробництві електроенергії не забруднюють ні повітря, ні воду, ні землю, не виробляють небезпечних відходів і не виснажують природні ресурси.

На сьогоднішній день, найбільш перспективною з екологічної та економічної точки зору серед відновлюваних видів енергії є вітрова енергетика. Робота вітрогенератора потужністю 1 МВт за 20 років дозволяє заощадити приблизно 29 тис. тонн вугілля або 92 тис. барелів нафти. Щорічно застосування такого генератора запобігає потраплянню в атмосферу 1800 т CO₂, 9 т SO₂, 4 т оксидів азоту. За експертними оцінками до 2050 року світова вітроенергетика дозволить скоротити річне забруднення атмосферного повітря вуглекислим газом на 1,5 мільярда тонн. Орієнтуючись на ці прогнози, останнє десятиліття світовий ринок вітроенергетики розвивався швидше, ніж будь-який інший вид відновлюваної енергетики. Слід мати на увазі, що вітроенергетика має локальний вплив на навколишнє середовище. Це означає, що ніякі аварійні ситуації на вітроелектростанціях не можуть привести до загибелі значної кількості людей і не можуть мати катастрофічних наслідків для середовища проживання людини на відміну від атомних електростанцій і гідроелектростанцій з високими греблями.

Стосовно до екологічних проблем часто вживають поняття "навколишнє середовище", яке є кілька узагальненим. Більш відповідним є поняття "середовище проживання людини". У загальному випадку середовищем проживання людини можуть бути названі умови життєдіяльності людини, жива і нежива природа, повітря, вода, земля, а також умови функціонування суспільства. Отже, необхідно визначити вплив або відношення вітроелектростанцій на всі зазначені вище аспекти. При цьому, слід виходити з того, що потреба людини в електричній енергії стала необхідною умовою існування і розвитку людського су-

спільства. Тому при оцінці впливу ВЕС на середовище існування цей вплив необхідно порівнювати з впливом електричних станцій інших типів.

Розглядаючи вплив ВЕС на середовище існування людини необхідно розглянути наступні фактори:

- ерозія ґрунту;
- візуальне вторгнення в ландшафт;
- загроза загибелі птахів, тварин, людей;
- шум;
- вплив на роботу теле-, радіо і локаційних пристроїв;
- перешкоди повітряному транспорту;
- наявність викидів вуглекислого газу;
- наявність викидів твердих речовин і важких металів;
- наявність викидів шкідливих газів (NO, SO);
- потреба у воді;
- потреба в землі.

Всі перераховані вище фактори можуть бути об'єднані в дві умовні групи: негативні і позитивні (екологічні переваги вітроенергетики).

8.2 Негативні фактори впливу ВЕС на середовище проживання людини та їх оцінка

Ерозія ґрунту. Це явище може виникнути при руйнуванні верхнього ґрунтового шару при спорудженні фундаменту ВЕУ, проведенні будівельно-монтажних робіт, будівництві доріг. Особливо це значимо для території пустелі і тундри. У цих районах руйнування верхнього твердого покриву може привести до деградації поверхні на значній площі. При проектуванні ВЕС слід проводити оцінку небезпеки ерозії ґрунту і за наявності такої необхідно передбачати відповідні заходи, в тому числі застосування спеціальної техніки, спеціальні способи прокладки доріг і т.п.

Візуальне вторгнення в ландшафт. Поява вітроустановок в звичному природному ландшафті порушує зорову пам'ять жителів і викликає у деяких з них протести. Ця ситуація аналогічна тим, які виникають при спорудженні опор потужних ліній електропередач, мостів через ущелини і т.д. Прихильники індустріальних споруд знаходять задоволення в спогляданні творінь людських рук, а прихильники дикої природи протестують проти вторгнення в природний ландшафт цих споруд. Однак, досвід країн з розвиненою вітроенергетикою показує, що переважна більшість людей схвалює розвиток вітроенергетики і готові миритися з вторгненням вітроустановок в звичний пейзаж. При цьому рекомендується застосовувати такі підходи до проектування ВЕС:

- виконувати комплектацію ВЕС установками одного типу і розміру, що дає можливість встановлювати ВЕУ через однакові проміжки, задовольняючи тим самим основні естетичні запити;
- проведення комп'ютерного моделювання з різними варіантами розташування вітроустановок до початку будівництва дозволяє вибрати варіант найбільш приємний для огляду.

Загроза загибелі птахів. Найчастіше найбільшу кількість питань викликає вплив вітропарків на орнітофауну. Дійсно, вітрові електростанції, як вертикальні структури з рухомими елементами, представляють певний ризик для птахів. В якості основних факторів впливу ВЕУ на орнітофауну можна виділити: фізичний вплив ВЕУ при зіткненні з турбінами, лопатями і вежами; порушення середовища проживання; порушення маршруту міграції птахів. Однак оцінка цієї небезпеки утруднена в основному внаслідок сильної залежності від місця розташування ВЕС (рельєф, розташування ВЕУ на майданчику, типи осілих і перелітних птахів в даній місцевості і т.д.). Більш того, можливість зіткнення птахів з ВЕУ залежить від погодних умов і підвищується в умовах поганої видимості.

Слід зазначити, що ретельне планування розташування ВЕС у взаємодії з експертами орнітологами з метою мінімізації впливу на

орнітофауну дозволяє домогтися на глобальному рівні низького рівня смертності. За результатами численних досліджень, проведених за завданням Американської та Європейської вітроенергетичних асоціацій зроблено наступний глобальний висновок. Як би в майбутньому не розвивалася вітроенергетика загибель птахів від вітроустановок не досягне 1% від інших джерел людської життєдіяльності, таких як мишлиці, домашні кішки, висотні будівлі, автомобілі, лінії електропередач, телевежі і щогли для зв'язку, пестициди. За даними Американської вітроенергетичної асоціації на 10 тисяч випадків загибелі птахів в результаті людської діяльності на частку вітроустановок припадає менше одного випадку. З цього випливає, що смертність птахів в результаті зіткнення з ВЕС незначна, порівняно зі смертністю від іншої діяльності людини. Більш того, питомі показники смертності птахів на ГВт·год виробленої електроенергії, були отримані в результаті дослідження впливу на орнітофауну при отриманні електроенергії з використанням різних видів палива (при розгляді всього життєвого циклу продукції від видобутку палива, до транспортування електроенергії). Цей показник склав 0,3 для ВЕС, 0,4 для АЕС і 5,2 смертельних випадків для ТЕЦ на викопному паливі.

Ґрунтуючись на ці дані, можна зробити висновок, що, незважаючи на очевидне, негативний вплив ВЕС на орнітофауну, вітрогенерацію представляє істотно меншу небезпеку для птахів, ніж традиційні види генерації. Такий результат досягнутий в результаті тісного контакту проєктувальників вітростанцій з орнітологами. Неодмінне правило – не розташовувати вітростанції на шляху міграції перелітних птахів, а також місць полювання хижих птахів. Певну роль у скороченні загибелі птахів зіграв перехід від решіток вежі, що використовувалися птахами в якості сідала, до башт у вигляді конічної труби і тим самим зменшилася ймовірність зіткнення птахів з лопатями вітроустановок.

Колізій з кажанами на ВЕС зафіксовано дуже мало. Загальна рекомендація: не розташовувати вітроустановки поблизу печер, де кажани зосереджуються під час зимової сплячки.

Загроза загибелі тварин. У зв'язку з відсутністю низькочастотних складових шуму від сучасних вітроустановок, загроза життю тварин відсутня. Звичайна картина для вітростанцій Європи – домашні тварини спокійно пасуться між вітроустановок. На території вітростанцій добре почуваються гризуни і койоти.

Загроза загибелі людей. В якості потенційної небезпеки, що загрожує загибеллю людям, є відрив лопатей і падіння башти. Хоча зафіксовані й інші випадки. Так, за весь час існування вітроенергетики від вітроустановок загинула одна людина в Німеччині. Це був парашутист, якого вітром занесло в зону працюючих вітроустановок. Таким чином на відміну від усіх інших видів електростанцій, на яких загибель людей явище нерідке, вітростанції не являють серйозної загрози для людей навіть в екстремальних умовах: шторм, землетрус, повінь тощо.

Шум. Акустичний і звуковий супровід роботи вітроенергетичних установок є головним негативним фактором ВЕС. Основні джерела акустичного шуму ВЕУ – гондола, маточина вітроколеса, лопаті і башта (щогла). Істотне значення можуть мати резонансні коливання (особливо для ВЕУ зі змінною частотою обертання вітроколеса), шуми мультиплікатора і ефективність застосовуваних шумопоглинаючих (шумоізолюючих) елементів.

Вимірювання власних частот вежі і акустичних характеристик працюючої ВЕУ показали, що мають місце флуктуації рівня шуму, обумовлені крутильними коливаннями вала вітроколеса. Ці коливання вала передачі виникають при малих навантаженнях. Крім того, виявлено, що частоти коливань зубчастих передач можуть опинитися в резонансі з частотами власних коливань башти. В результаті виникають значні вібрації.

Як приклад можуть служити результати досліджень акустичного шуму двох великих ВЕУ потужністю 2 і 3 МВт. Основне джерело шуму цих ВЕУ – мультиплікатор. Факторами, що визначають рівень його шуму, вважаються тип передачі, умови роботи, конструкція, робочі характеристики, розміщення. Інші джерела шуму, такі, як генератор, гідравлічне обладнання й лопаті легко піддаються контролю відомими методами. Результати вимірювань рівнів шуму, випромінюваного різними частинами ВЕУ, показують їх відносну значимість: гондола – 55, маточина – 47, лопаті – 49, вежа – 29 дБ. Виміри проводилися в точці на рівні землі на відстані 115 м від башти за напрямком вітру.

Найбільш сучасні вітроустановки не мають мультиплікатора, в конструкціях їх гондол використовуються ефективні звукоізолюючі і звукопоглинаючі матеріали. Основною складовою шуму таких ВЕУ є аеродинамічний шум, вироблений лопатями вітроустановок. Його низькочастотні складові (1-5 Гц) були проблемою для деяких ранніх проектів вітроустановок, оскільки вони негативно позначалися на живих організмах. Аеродинамічний шум може бути знижений відповідним профілюванням лопатей, вибором швидкості обертання вітроколеса і механізму його орієнтації на вітер.

Шумність малих ВЕУ більше, ніж вітротурбін, принаймні з двох причин: по перше, швидкість обертання вітроколеса і відповідно кінців лопатей малих ВЕУ вища, ніж у більших; по друге, набагато більше коштів виділяється на дослідження щодо зниження шуму великих машин, ніж для малих. Оскільки неприємності від шуму малих ВЕУ відчуває в основному власник ВЕУ, то поки шум малих вітроустановок не є перешкодою їх застосування.

Для порівняння в таблиці 8.1 наведено порівняльну характеристику джерел шуму за даними Британської вітроенергетичної асоціації.

Таблиця 8.1

**Характеристика джерел шуму за даними
Британської вітроенергетичної асоціації**

<i>Джерело шуму</i>	<i>дБ</i>
Поріг чутності	0
Сільська ніч, фон	20-40
Спальна кімната	35
Вітроустановка на відстані 350 м	35-45
Легковий автомобіль, швидкість 70 км/ч, відстань 100 м	55
Жвавий офіс в максимум активності	60
Грузовий автомобіль, швидкість 50 км/ч, відстань 100 м	65
Пневмобур на відстані 7 м	95
Літак на відстані 250 м	105
Больовий поріг	140

Щодо нормування шуму ВЕУ необхідно відзначити, що в даний час не існує єдиних стандартів і вимог, що регламентують шум ВЕС і в світовій практиці діють різні документи, що визначають методики вимірювання шумових характеристик ВЕУ для їх сертифікації. Ці документи видані International Energy Agency (IEA), American Wind Energy Association (AWEA), International Electrotechnical Commission (IAC) і Commission of the European Communities (CEC). У більшості країн існують національні стандарти.

Вплив на роботу радіо, локаційних і телевізійних пристроїв. До недавнього часу вважалося, що перешкоди від ВЕУ радіо-і телевізійного прийому незначні, якщо уникати їх будівництва в одну лінію у напрямку до передавальної станції або розташовувати на достатній відстані. Якщо передача теле- і радіосигналів здійснюється через супутник, проблема відпадає автоматично. Лопаті перших вітроагрегатів виконувалися з металу або дерева. Металеві лопаті відображають радіо-і телевізійні сигнали, а дерев'яні – поглинають їх. Через малу кількість подібних агрегатів та їх невеликих розмірів вони не розглядалися як перешкода для радіо-і телесигналів. Зі зростанням потужностей і розмірів ВЕУ їх лопаті майже повсюдно виконуються із

скловолокна, без будь-яких металевих включень, і тому вони напівпрозорі для теле- і радіосигналів. З подальшим збільшенням розмірів та потужностей ВЕУ до 1 МВт і більше для захисту лопатей від ударів блискавки всередині лопатей стали закладатися алюмінієві провідники досить значного перетину, за якими струм при ударі блискавки йде в землю. Такі лопаті стають свого роду дзеркалами для перехожих радіо- і телесигналів.

Перешкоди, викликані відображенням електромагнітних хвиль лопатями вітрових турбін, можуть позначатися на якості телевізійних і мікрохвильових радіопередач, а також на роботі різних навігаційних систем у районі розміщення вітрового парку ВЕС на відстані декількох кілометрів. Також ВЕУ стає перешкодою для сигналів військових радарів. Вузько спрямований електромагнітний промінь радара «бачить» всі перешкоди, включаючи будинки, дерева і, звичайно, вітроустановки. Але зона позаду ротора ВЕУ невидима для військових моніторів. Поява перешкод на радарях обумовлена впливом декількох ключових факторів, які потрібно враховувати при конструюванні майбутніх вітроелектростанцій. Зокрема, це форма вітроустановки. Якщо ретельно підійти до дизайну, то рівень відбитого електромагнітного сигналу може бути ефективно мінімізований. Типова вітроенергетична установка складається з опори, ротора і трьох лопатей. Хоча на радарі зазвичай не відбиваються нерухомі об'єкти, однак самі потужні сигнали таки проходять через фільтри, тим більше, що під час роботи ВЕУ опора вібрує.

Для зменшення впливу ВЕУ на радіо і телевізійний зв'язок необхідно розташовувати ВЕС на відстані, що виключає їх вплив на роботу радіо-і телекомунікаційних систем, використовувати при виробництві лопатей радіо-поглинаючі покриття.

Перешкоди повітряному транспорту. Можна відзначити два аспекти впливу ВЕУ на роботу повітряного транспорту:

– ВЕУ є перешкодою повітряному транспорту, аналогічно високим будівлям і спорудам;

– ВЕУ впливають на системи комунікації, навігації та спостереження, зокрема, на роботу РЛС, що використовуються в аеронавігації.

Перший з них викликає вимоги авіації до розміщення ВЕУ поблизу аеродромів, безпечній висоті польотів, оснащення ВЕУ маркованими і сигналізуючими пристроями та нанесення ВЕУ на карти; другий накладає вимоги до безпечного розміщення ВЕУ щодо РЛС.

В даний час не існує єдиних нормативних документів, що регламентують вплив ВЕУ на повітряний транспорт. У таблиці 8.2 для прикладу представлені основні показники узагальнених вимог деяких європейських країн.

Таблиця 8.2

**Узагальнені вимоги
регламентуючі вплив ВЕУ на повітряний транспорт**

Країни	Безпечне розташування ВЕУ для громадянської авіації		Безпечна висота польотів	Висота ВЕУ при нанесенні на карту
	Аеродромні РЛС	Інші		
Великобританія	30 км	34 км для системи посадки, 30 км для других систем	Не нижче 76 м	Більш 91 м
Данія	Стандарт ІКАО	Стандарт ІКАО	Не нижче 100 м	Більш 100 м
Германія	Стандарт ІКАО	Стандарт ІКАО	Не нижче 1000 м	Більш 100 м
Голландія	Стандарт ІКАО, для ВЕУ з висотою більш 150 м – 30 км	Стандарт ІКАО	Не нижче 366 м	Більш 91 м

Слід зазначити, що стандарт Міжнародної організації цивільної авіації (ІКАО) наступним чином регламентує розташування ВЕУ щодо РЛС. Для активних РЛС безпечний нахил на ВЕУ (відношення висоти ВЕУ до відстані від РЛС) становить 1/100, для РЛС спостереження з активною відповіддю – 1/200, для допоміжного аеронавігаційного обладнання – 1/50.

8.3 Екологічні переваги вітроенергетики

Тут слід відзначити ті фактори впливу вітроенергетичних установок на навколишнє середовище, які забезпечують екологічні переваги вітроенергетики в порівнянні з традиційними джерелами і методами виробництва електроенергії.

Наявність викидів вуглекислого газу, шкідливих газів (NO, SO) твердих речовин і важких металів. Кількісна оцінка запобігання шкідливих викидів від теплової енергетики завдяки виробленню електроенергії на ВЕС може бути виконана за даними конкретної електростанції в зоні будівництва ВЕС або на підставі даних, приведених у таблиці 8.3. Значення шкідливих викидів, зазначених у таблиці 8.3, слід використовувати при оцінці екологічних переваг ВЕС, якщо невідомі конкретні дані паливних електростанцій в зоні будівництва ВЕС.

Таблиця 8.3

Усереднені дані по питомій емісії газів від паливної енергетики США

Вид газу	Питомі значення г/кВт·год при використанні палива			
	Вугілля	Природний газ	Нафта	Середнє
Діоксид вуглецю, CO ₂	967	468	708	690
Діоксид сірки, SO ₂	6,1	0,0032	3,1	3,63
Оксиди азоту, NO _x	3,45	0,82	0,95	2,22

Утворені будівельні відходи при спорудженні ВЕС включають: деревні відходи від підготовки території, забруднений ґрунт, відходи бетону в кусковій формі, відходи бітуму та асфальту, будівельний щебінь, що втратив споживчі властивості, брухт кольорових і чорних металів, залишки і огарки сталевих зварювальних електродів, відходи ізолюваних проводів та кабелів, сміття від побутових приміщень, тара, та ін.

Потреба у воді або економія водних ресурсів. Використання води – значна проблема у виробництві електричної і теплової енергії,

особливо в місцях, де вода в дефіциті. У той час як паливні та атомні електростанції використовують значні обсяги води для охолодження конденсатора в термодинамічних циклах, використання води на ВЕС незначні. Для вугільних електростанцій вода використовується також для очищення й обробки палива. Безповоротні втрати води на паливних електростанціях за даними Енергетичної Комісії США показані в таблиці 8.4.

Таблиця 8.4

**Безповоротні питомі втрати води
на паливних електростанціях США і на ВЕС**

Вид електростанції	Витрата води, літрів/кВт·год
АЕС	2.3
Вугільна	1,9
На нафті і нафтопродуктах	1.6
Комбінована газова	0,95
Вітрова	0,004

Вода на вітроелектростанціях використовується в основному для промивки лопатей. Таким чином, споживання води на ВЕС в 475 разів менше ніж на АЕС, близько в 400 разів менше, ніж на вугільних станціях і у 275 разів менше, ніж станціях на газі.

На будівельному майданчику потенційними джерелами забруднення поверхневих і підземних вод можуть бути: виробничо-будівельні стічні води, забруднені зливові стоки і господарські побутові стічні води, що утворюються на будівельних майданчиках.

Потреба в земельних ресурсах. Розглянемо два окремих випадки. Перший – будівництво однієї-двох установок індивідуального власника на орній землі, на одну установку в цьому випадку потрібно майданчик під фундамент ВЕУ і дорога до неї.

Для ВЕУ потужністю 500 кВт під фундамент, включаючи комплектний трансформаторний пристрій, достатньо площі $20 \times 20 = 400 \text{ м}^2$, під дорогу шириною 5 м і довжиною 300 м потрібна площа

1500 м². Питома площа складе 3,8 м²/кВт. Вся площа, яка залишилася може використовуватися для городництва чи тваринництва, як це зазвичай робиться в Данії та інших країнах Європи.

Другий випадок – будівництво вітроелектростанції потужністю 50 МВт. Потужність однієї ВЕУ складає $P_{\text{ВЕУ}} = 500$ кВт. Кількість установок 100 штук – наприклад 10×10.

Якщо ймовірність напрямку швидкості вітру ("роза вітрів") приблизно однакова по всім румбам, то ВЕУ повинні розташовуватися на відстані, що дорівнює приблизно 10 діаметрам ротора один від одного, що для прийнятих в прикладі ВЕУ D складає 40 метрів. У цьому випадку площа під ВЕС буде дорівнювати:

$$S = k_{\text{в}}D(n-1)k_{\text{г}}D(m-1) = 10 \cdot 40 \cdot (10-1) \cdot 10 \cdot 40 \cdot (10-1) = 1296 \cdot 10^4 \text{ м}^2 \\ \text{або } 1296 \text{ га.}$$

де n – кількість ВЕУ в ряду; m – кількість рядів ВЕУ у складі ВЕС; $k_{\text{в}}$ – коефіцієнт, який враховують відстань між ВЕУ в ряду; $k_{\text{г}}$ – коефіцієнт, який враховують відстань між рядами на плані розташування ВЕУ у складі ВЕС; $k_{\text{в}}$ та $k_{\text{г}}$ визначені в діаметрах D вітроколеса.

Питома площа (витрата землі) складе

$$S_{\text{пит}} = S / P_{\text{веу}} = 1296 \cdot 10^4 / 500 = 25920 \text{ м}^2/\text{кВт.}$$

Проте слід мати на увазі, що практично завжди є можливість для великих ВЕУ вибирати землі, непридатні для господарської діяльності. Якщо ж під ВЕС займаються родючі землі, то вони можуть використовуватися для рослинництва і тваринництва. У цьому полягає докорінна відмінність землевідведення під ВЕС від землевідведення під теплові станції та гідроелектростанції.

8.4 Завдання екологічної оцінки впливу ВЕС на навколишнє середовище

У сучасних умовах використання будь-якої технології проходить жорстку перевірку на те, як вона впливає на людину і навколишнє середовище. Це безумовно стосується і вітроенергетики, одного з найбільш екологічно чистих джерел електричної енергії.

Аналіз впливу на навколишнє середовище повинен проводитися для основних етапів (фаз) життєвого циклу проектів будівництва вітроелектричних станцій, що включають виробництво енергетичного обладнання, будівництва об'єкта, його експлуатацію, його ліквідацію з утилізацією, по-можливості, морально і фізично зношених елементів ВЕС. Завданням оцінки впливу є визначення основних складових і рівня негативного впливу процесів будівництва, експлуатації та ліквідації ВЕС на такі компоненти навколишнього природного середовища, як атмосферне повітря, поверхневі і підземні водні об'єкти, ґрунту, земельні і водні ресурси, рослинність, тваринний світ (ссавці, орнітофауна), іхтіофауна (якщо ВЕС будується в прибережній акваторії моря або океану). Результати такої оцінки використовуються для розробки і впровадження природоохоронних заходів, спрямованих на зниження впливів та прийняття рішень про можливість та доцільність будівництва конкретних вітроелектричних станцій.

Будівництво ВЕС. Орієнтовний склад впливів на навколишнє природне середовище в процесі будівництва ВЕС – це забруднення атмосфери, водних об'єктів, ґрунту, розміщення відходів, відторгнення сільськогосподарських земель, нанесення шкоди рослинному і тваринному світу. Вихідною інформацією для проведення оцінки впливу будівництва підприємства на навколишнє середовище є дані проектів-аналогів і розроблюваних проектів, відомості про територіальні особливості місць можливого розміщення об'єкта та інформація про технології та матеріали, що використовуються при будівництві. Характер і джерела впливу на навколишнє середовище при будівництві ВЕС

мало чим відрізняються від відповідних показників інших об'єктів капітального будівництва.

Джерелами негативного впливу на навколишнє середовище при проведенні будівельно-монтажних робіт є процеси:

- будівництва і ремонту доріг;
- інженерної підготовки території;
- закладки фундаментів ВЕУ та спеціальних майданчиків для їх монтажу;
- будівництва ЛЕП, групової підвищувальної підстанції та інших об'єктів схеми видачі потужності ВЕУ і ВЕС;
- будівництва та оснащення ремонтно-експлуатаційної бази ВЕС з центральним пунктом управління;
- будівництва та демонтаж тимчасових будівель і споруд, рекультивація земель, благоустрій території; життєдіяльність будівельного персоналу та ін.

Основне навантаження на повітряне середовище в процесі будівництва визначається викидами забруднюючих речовин автотранспортними засобами, будівельними машинами та механізмами, забрудненням атмосфери при проведенні зварювальних та фарбувальних робіт, при використанні сипких будівельних матеріалів та ін. У навколишнє середовище при цьому потрапляють: оксид вуглецю, оксид і діоксид азоту, діоксид сірки, бензин, гас, сажа, неорганічний пил, 10-20% діоксиду кремнію, оксиди заліза і марганцю, фтористі з'єднання і деякі інші речовини.

Експлуатація. Розрахунковий термін служби сучасних ВЕС становить 25 років. Як вже зазначалося, в процесі експлуатації ВЕС впливає на людину, флору і фауну, атмосферне повітря, водні об'єкти, землекористування у вигляді шумів, вібрацій, електромагнітного випромінювання, оптичних ефектів, механічного впливу, і відходів.

Утилізація лопатей вітроустановок. Слід визнати, що на сьогоднішній день істотною проблемою вітроенергетики при ліквідації об'єкта, що вимагає рішення, є утилізація лопатей вітроустановок, що

складаються з композитних матеріалів. Враховуючи темпи розвитку вітроенергетики та терміни служби ВЕУ, ця проблема найбільш гостро постане перед людством тільки після 2020 року, а в Україні після 2040 року. Однак, на сьогоднішній день, пропонується два основних способи утилізації: механічна і термічна переробка.

Найбільш популярним способом переробки лопатей, на сьогоднішній день, є термічний спосіб. Найпростішим різновидом якого є спалювання. Однак, після спалювання утворюється велика кількість золи (близько 60% від спалюваної маси), яка вимагає утилізації. Перспективним методом переробки лопатей являється піроліз (нагрівання без доступу кисню при 500° С), в результаті якого волокна лопатей можна повторно використовувати, а утворений при піролізі газ, спалювати для отримання тієї ж електроенергії.

Контрольні запитання

1. Чому не можна вважати, що вітроенергетика являє собою абсолютно екологічно «чистий» варіант енергетики?
2. Наведіть приклади втручання енергетики на середовище проживання людини.
3. Як впливає ВЕУ на ґрунт?
4. Які підходи рекомендується застосовувати до проектування ВЕС з точки зору візуального вторгнення в ландшафт?
5. Який вплив здійснюють вітропарки на орнітофауну?
6. В чому виявляється загроза загибелі людей та тварин при експлуатації ВЕУ?
7. Чому шумність малих ВЕУ більше, ніж шумність великих вітротурбін?
8. Назвіть основні джерела акустичного шуму ВЕУ?
9. Що є головним негативним фактором при експлуатації ВЕС?
10. Як впливають ВЕУ та ВЕС на роботу радіо, локаційних і телевізійних пристроїв.
11. Як в світі враховують вплив ВЕУ на повітряний транспорт?
12. В чому полягають екологічні переваги вітроенергетики?
13. Яка потреба в земельних ресурсах при будівництві ВЕС?
14. Що є джерелом негативного впливу на навколишнє середовище при виконанні будівельно-монтажних робіт при спорудженні ВЕС?
15. Яким чином можна здійснювати утилізацію лопатей вітроустановок?

9. ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ

9.1 Загальні відомості

Розвиток вітрової енергетики дає економічний ефект у вигляді створення нових робочих місць. Виробництво вітрових турбін та їх комплектуючих забезпечує велику кількість вакансій, що вимагають інженерних навичок і знань. Крім того, в сільській місцевості розвиток вітрової енергетики забезпечує створення робочих місць та приток інвестицій у віддалені населені пункти. Робота вітрових станцій на території фермерських угідь дає фермерам можливість отримувати стабільний дохід і при цьому продовжувати займатися сільським господарством.

Вартість електроенергії від ВЕС залежить насамперед від обсягу виробленої електроенергії, який в свою чергу визначається в основному величиною середньорічної швидкості вітру, витратами на обслуговування та експлуатацію, терміном служби вітроустановки, ставкою дисконтування плати за кредит, а також залежить від величини капітальних вкладень. Необхідно пам'ятати, що вартість електроенергії від ВЕС є узагальнюючим економічним показником. Найчастіше при великих капітальних вкладеннях для однієї з ВЕС вартість, а точніше собівартість виробництва електроенергії на ній може виявитися нижчою, ніж при менших капітальних вкладеннях на другий ВЕС, тому що на першій станції виробляється істотно більше електроенергії через кращі вітрові умови.

Як і у всякій іншій галузі енергетики основними економічними показниками вітроенергетики є питома вартість встановленої потужності (грн/кВт) та вартість електроенергії від ВЕС (грн/кВт·год). В

останніх роботах в оцінці капітальних затрат використовується також показник – питомої вартості на одиницю обмахуваної поверхні.

Собівартість електричної енергії, виробленої вітроенергетичними установками, залежить від швидкості вітру і, наприклад, за даними США становить 4,8...4,9 цента/кВт·год при швидкості вітру 7 м/с; 3,6...3,7 цента/кВт·год при швидкості вітру 8 м/с і 2,5...2,6 цента/кВт·год при швидкості вітру 9,5 м/с. Для порівняння: собівартість електроенергії, яку вироблено на вугільних електростанціях США, становить 4,5...6 цента/кВт·год.

Вітроенергетика є нерегульованим джерелом енергії. Продуктивність вітроелектростанції залежить від сили вітру – фактора, що відрізняється великою мінливістю. Відповідно, видача електроенергії з вітрогенератора в енергосистему відрізняється великою нерівномірністю як в добовому, так і в тижневому, місячному, річному і багаторічному розрізі. Враховуючи, що енергосистема сама має неоднорідності навантаження (піки і провали енергоспоживання), регулювати які вітроенергетика, природно, не може, введення значної частки вітроенергетики в енергосистему сприяє її дестабілізації. Зрозуміло, що вітроенергетика вимагає резерву потужності в енергосистемі (наприклад, у вигляді газотурбінних електростанцій), а також механізмів згладжування неоднорідності їх вироблення (у вигляді гідро- або гідроакумулюючих електростанцій). Дана особливість вітроенергетики істотно здорожує одержувану від них електроенергію. Проблеми в мережах і диспетчеризації енергосистем через нестабільність роботи ВЕС починаються після досягнення ними частки в 20-25% від загальної встановленої потужності енергосистеми.

Капітальні витрати включають в себе вартість вітроустановки на заводі, витрати на транспортування обладнання, будівельні роботи, роботи та обладнання по приєднанню до мереж енергосистеми, плату за землю та за банківський кредит.

Слід відзначити як позитивний фактор те, що питомі капітальні витрати і собівартість виробництва електроенергії на ВЕС за останні

25 років суттєво знизилися. У світовій практиці за останні 20 років питома вартість будівництва ВЕС знизилася з 4000 до 1000 дол/кВт, а собівартість виробництва електроенергії з 30 до 4 центів/кВт·год. Тут і далі всі економічні оцінки даються в європейській (євро) або світовій (дол. США) валютах, оскільки більш-менш надійні вартісні оцінки у вітчизняній валюті відсутні.

Такою стійкою тенденцією не може похвастати жодна галузь традиційної енергетики, і навіть навпаки: в паливній енергетиці через постійне зростання цін на паливо та підвищення вимог до шкідливих викидів від теплових електростанцій є і прогнозується стійке зростання питомих капітальних вкладень і собівартості електроенергії. Аналогічним чином підвищуються ці показники і на АЕС через жорсткість вимог до їх безпеки.

У період з 2000 по 2003 роки спостерігалось подальше зниження питомої вартості ВЕС, а потім до 2008 року відбувається зростання питомої вартості у зв'язку з подорожчанням всіх матеріалів і послуг. Однак, за оцінкою EWEA, зниження питомої вартості ВЕС почалося з 2008 року (рис. 9.1.).

Вважається, що застосування вітрогенераторів в побуті для забезпечення електроенергією побутових споживачів є недостатньо доцільним з наступних причин:

- необхідність застосування, для перетворення змінного або постійного струму, одержуваного від вітрогенератора в електроенергію промислової якості (220В, 50Гц) і синхронізації по фазі із зовнішньою мережею, інвертора, вартість якого становить приблизно 50% вартості всієї установки;

- необхідність установки, для забезпечення безперебійності живлення із-за нестабільності вітру і за відсутності зовнішньої мережі, акумуляторних батарей, вартість яких може досягати 25% вартості установки ВЕУ.

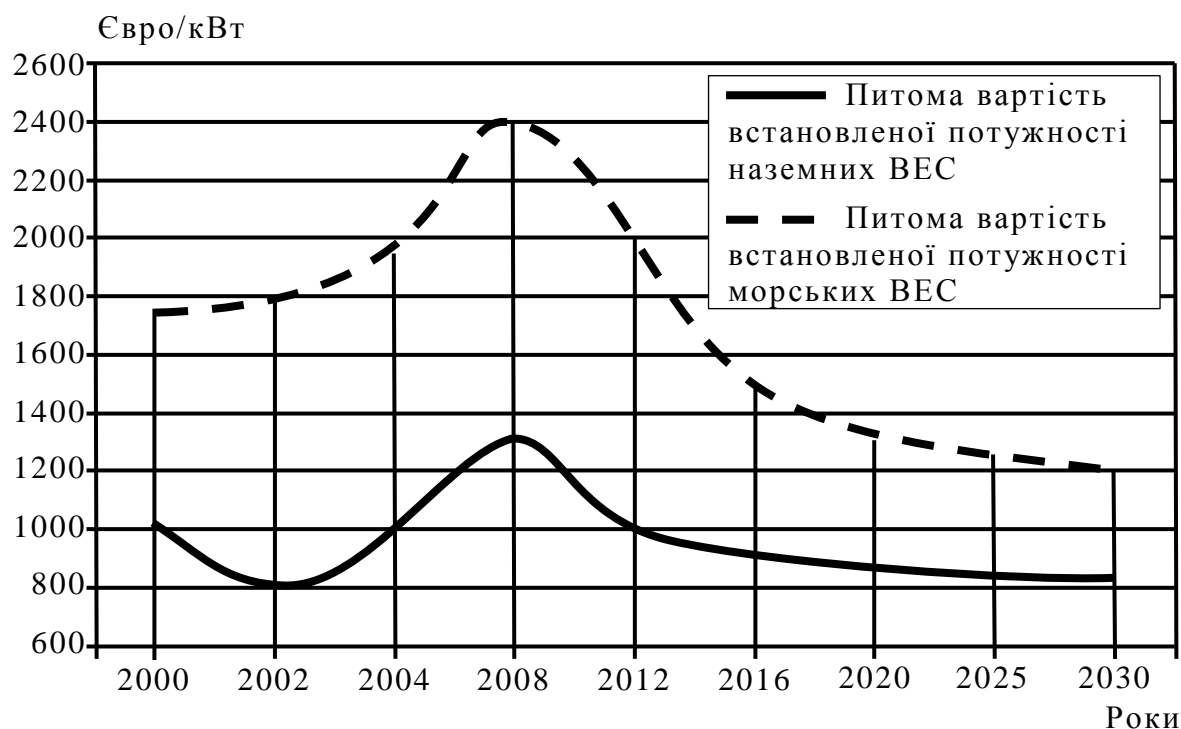


Рисунок 9.1 – Стан і перспективи зміни питомої вартості встановленої потужності наземних і морських ВЕС
Джерело: European Commission and EWEA

Крім того, вітроустановки невеликої одиничної потужності можуть мати проблеми з мережевою інфраструктурою, оскільки вартість лінії електропередач і розподільного пристрою для підключення до енергосистеми можуть виявитися занадто великими. Проблема частково вирішується, якщо вітроустановка підключається до місцевої мережі, де є енергоспоживачі. В цьому випадку використовується існуюче силове і розподільче обладнання, а ВЕС створює деякий підпір потужності, знижуючи ззовні. потужність, споживану місцевою мережею. Трансформаторна підстанція і зовнішня лінія електропередач виявляються менш навантаженими, хоча загальне споживання потужності може бути вище.

Привабливість ринку вітрової енергетики для інвесторів залежить від ряду факторів. У тому числі: від капітальних витрат, наявності фінансових ресурсів, цінового режиму на відпущену електрику і очікуваного рівня прибутку.

9.2 Капітальні вкладення

Значною перевагою ВЕС над тепловими та атомними станціями є те, що капітальні витрати практично не "змертвляються", оскільки вітроустановка починає виробляти електроенергію практично через 1-3 тижні після її доставки на місце установки.

Конкретні дані про співвідношення вартості власне вітроустановки (заводська вартість) і супутніх витрат для прикладу показані в табл. 9.1.

Таблиця 9.1

Структура вартості будівництва вітроустановки потужністю 2 МВт (середньостатистичні дані) по Європі

Компоненти	Середня вартість, €/кВт	В % від загальної вартості	В % від вартості вітроустановки
Вартість турбіни, включаючи транспортування	928	75,6	100,00
Фундамент	80	6,5	8,62
Електроапарати	18	1,5	1,94
Підключення до мережі	109	8,9	11,75
Системи керування	4	0,3	0,43
Консультації	15	1,2	1,62
Земля	48	3,9	5,17
Фінансове забезпечення	15	1,2	1,62
Дорога	11	0,9	1,19
Разом	1228	100	132,33

З таблиці видно, що збільшення вартості проекту склало більш 32% від вартості ВЕС. Слід обмовитися, що в наведеній таблиці не вказані транспортні витрати, які для внутрішніх поставок можуть бути включені у вартість устаткування. Не вказані також і вартість проектних робіт, які іноді частково входять в відповідні розділи наведеної таблиці. У всякому разі, таблиця дає хорошу орієнтування для попередньої оціночної вартості обладнання ВЕС.

Узагальнюючі дані по компонентам затрат на основі даних за 2001-2002 роки з будівництва ВЕС середньої потужності (850 кВт – 1 МВт) в передових з вітроенергетики станах Європи (Німеччина, Іспанія, Данія, і Великобританія) наведені в таблиці 9.2.

Таблиця 9.2

Структура витрат на спорудження вітроустановки середньої потужності (850 кВт ... 1,5 МВт) на основі даних країн Європи

Компоненти витрат	Частка від загальної вартості, %	Частка в інших витратах, %
Вітротурбіна (заводська ціна)	74-82	-
Фундамент	1-6	20-25
Електричне обладнання	1-9	10-15
Підключення до мережі	2-9	35-45
Консалтинг	1-3	5-10
Земля	1-3	5-10
Фінансові витрати	1-5	5-10
Спорудження дороги	1-5	5-10

Джерело: Renewable Energy World, July-August, 2004. vol 7, num. 4. p.126-137

Показано, що вартість власне вітроустановки становить порядку 74-82% від загальної вартості будівництва. А серед "інших витрат", тобто затрат по спорудженню ВЕС основними є витрати на спорудження фундаменту і на підключення до мережі.

Слід зазначити, що при збільшенні одиничної потужності ВЕУ питома вартість встановленої потужності ВЕС як правило зменшується. В теж час питомі капітальні вкладення, навіть для ВЕУ однієї потужності мають досить великий діапазон змін – до 30 і більше відсотків, а середні питомі капітальні вкладення, наприклад для країн Євро-союзу, знаходяться в діапазоні від 700 до 1000 євро/кВт.

9.3 Собівартість виробництва електроенергії

Собівартість 1 кВт·год електроенергії традиційно розраховується виходячи з дисконтування та розподілу капітальних, експлуатаційних і амортизаційних витрат протягом терміну експлуатації вітрової турбіни і перерахунку отриманих затрат по відношенню до річного обсягу виробленої електроенергії. Собівартість кіловат-години виробленої електроенергії, відповідно, обчислюється як середня собівартість за весь термін служби турбіни, що зазвичай становить 20 років. Насправді реальна собівартість кіловат-години виявляється нижче на початку терміну експлуатації турбіни, завдяки меншим експлуатаційним та амортизаційним видаткам і збільшується з терміном служби установки.

Основним показником, що визначає собівартість є річне виробництво електроенергії. Однак саме по собі це не дає уявлення про ефективність вироблення електроенергії. Для будь-якого виду електростанцій ефективність їх роботи оцінюється показником, який називається коефіцієнтом використання встановленої потужності ($K_{\text{ВВП}}$), що представляє собою відношення фактичної річного виробітку генеруючого пристрою до максимально можливого. Іншими словами цей коефіцієнт можна подати так:

$$K_{\text{ВВП}} = \frac{A}{B}, \quad (9.1)$$

де A – дійсне вироблення електроенергії за даний період часу; B – енергія, яка може бути вироблена, якщо генератор буде працювати з 100% потужністю весь даний період часу.

Найбільша кількість сучасних ВЕУ, підключених до енергосистеми, працюють з коефіцієнтом використання встановленої потужності від 0,15 до 0,30. Електростанції на традиційних (невідновлюваних) джерелах енергії працюють з коефіцієнтом від 0,4 до 0,8. В Україні, в середньому, коефіцієнт використання встановленої потужності вітроелектростанцій складає 0,2...0,25.

Коефіцієнт використання встановленої потужності будь-якого генеруючого джерела залежить:

- від того, як часто потрібно його зупиняти, усувати несправності або проводити ремонтні та регламентні роботи і скільки на це потрібно часу;
- від графіка навантаження, тобто необхідної споживачем потужності, яка змінюється протягом доби, місяця та року від нуля до максимального значення.

В вітроустановках цей коефіцієнт ще залежить від наявності вітру та його швидкості. Ось чому коефіцієнт використання встановленої потужності вітроустановок істотно менше, ніж у інших генераторів, хоча вітроустановки які працюють в гарних вітрових умовах мають $K_{\text{ВВП}} = 0,5$.

Аналогічне смислове навантаження має показник: "число годин використання встановленої потужності"

$$T_{\text{ВВП}} = K_{\text{ВВП}} T = \frac{E_{\text{рік}}}{P_{\text{ВСТ}}}, \quad (9.2)$$

де $T = 8760$ годин у рік; $E_{\text{рік}}$ – енергія, вироблена установкою протягом року, кВт·год; $P_{\text{ВСТ}}$ – встановлена потужність генератора вітроенергетичної установки, кВт.

Необхідно мати на увазі "прихований" резерв у підвищенні конкурентоспроможності ВЕУ в частині собівартості електроенергії. У ряді Європейських країн вже існує податок на електроенергію від теплових електростанцій, як компенсація витрат на захист навколишнього середовища. Природна електроенергія, одержувана на ВЕС, таким податком не обкладається. У собівартості електроенергії виробленої ВЕС істотне значення мають витрати на експлуатацію та обслуговування. Протягом терміну служби ВЕУ ці витрати оцінюються в 20...25% від загальної собівартості. Поки ВЕУ досить нова, витрати на експлуатацію та обслуговування можуть становити 10...15%. а до

кінця терміну служби можуть збільшитися до 20...35% від загальної собівартості. Зазначені витрати мають наступні складові: страхівка, оренда землі, регулярне технічне обслуговування, проведення ремонту, запасні частини і витрати на управління.

9.4 Попередня оцінка терміну окупності ВЕС

Як відомо, термін окупності капітальних вкладень є однією з головних оцінок ефективності споруди електростанції. Сучасні способи оцінки терміну окупності вимагають істотних витрат часу, а також достовірної інформації за всіма статтями витрат. Однак отримання такої інформації пов'язане з великими труднощами, а в сучасній Україні часто просто неможливо. Для можливо достовірної попередньої оцінки витрат при спорудженні ВЕС запропоновано спосіб оцінки терміну окупності на базі загальновідомих вхідних параметрів, або на базі достовірних діапазонів їх зміни.

За основу приймається формула простого терміну окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{D - B}, \quad (9.3)$$

де K – капітальні витрати на будівництво об'єкта; D – річний прибуток від експлуатації ВЕС; B – річні експлуатаційні витрати.

Капітальні вкладення визначаються за відомою формулою:

$$K = C_{\text{пит}} P_{\text{вст}}, \quad (9.4)$$

де $C_{\text{пит}}$ – питомі капвкладення в будівництво ВЕС, грн./кВт; $P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність ВЕС, кВт.

Вибрані для розрахунків $C_{\text{пит}}$ на базі зазначених вище даних, дозволяють з великою достовірністю оцінити величину капітальних вкла-

день в проєктований об'єкт. Прибуток D від продажу електроенергії ВЕС може бути виражений через обсяг заміщаємого органічного палива $V_{\text{тип}}$ на теплових електростанціях енергосистеми. Очевидно, що в цьому випадку прибуток буде більше, ніж просто вартість заміщаємого палива, оскільки тариф на електроенергію, вироблену на цьому обсязі палива включає і відсоток рентабельності теплової станції. Цей момент враховується коефіцієнтом $k_{\text{тар}}$, який дорівнює відношенню тарифу на електроенергію $T_{\text{ел}}$ до паливної складової тарифу $T_{\text{пал.клад}}$, тобто

$$k_{\text{тар}} = \frac{T_{\text{ел}}}{T_{\text{пал.клад}}}. \quad (9.5)$$

З урахуванням цього, річний дохід від експлуатації ВЕС визначається за наступною формулою:

$$D = V_{\text{тип}} C_{\text{пал}} k_{\text{тар}} = E_{\text{рік}} q C_{\text{пал}} k_{\text{тар}} = T_{\text{ввп}} P_{\text{вст}} q C_{\text{пал}} k_{\text{тар}}, \quad (9.6)$$

де $C_{\text{пал}}$ – ціна на паливо для електростанції в даній енергосистемі, грн/т.у.п.; q – питома витрата палива на теплових електростанціях в даній енергосистемі, т.у.п./кВт·год; $T_{\text{ввп}}$ – число годин використання встановленої потужності ВЕС, рік.

Річні експлуатаційні витрати B визначаються, як частка n від наведених капітальних витрат на будівництво ВЕС, тоді

$$B = n E_{\text{норм}} K = n E_{\text{норм}} C_{\text{пит}} P_{\text{вст}}, \quad (9.7)$$

де $E_{\text{норм}}$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень.

Варіюючи значенням n можна також правильно оцінити діапазон експлуатаційних витрат. При питомих капітальних вкладеннях приблизно 1000 дол. США за кВт і число годин використання встановленої потужності на ВЕС порядку 2500 (середні вітрові умови) проектний термін окупності не перевищує 10 років, тобто знаходиться в діапазоні прийнятому для об'єктів енергетики.

9.5 Вироблення електричної енергії вітроелектричної станцією

Розрахунковий вираз для визначення виробітку електроенергії ВЕС може бути представлено наступною формулою:

$$E_{ВЭС} = K_{зат} K_c K_{вп} \sum_{i=1}^{N_{ВЭУ}} E_i, \quad (9.8)$$

де $K_{зат}$ – коефіцієнт затінення ВЕС, що враховує зменшення вироблення електричної енергії в результаті взаємного затінення ВЕУ та особливостей ландшафту території ВЕС $K_{зат} \leq 1$; K_c – коефіцієнт, що враховує втрати енергії в електричній мережі ВЕС і в загально-стаціонарному електричному обладнанні ($K_c < 1$); $K_{вп}$ – коефіцієнт, що враховує споживання електричної енергії на власні потреби ВЕС ($K_{вп} < 1$); E_i – обсяг виробітку електроенергії ВЕУ за рік T ; $N_{ВЭУ}$ – число вітроенергетичних установок в складі ВЕС.

Значення K_c і $K_{вп}$ визначаються конкретними умовами схемного рішення внутрішньої мережі ВЕС і обсягами робіт з обслуговування і забезпечення працездатності ВЕУ. Кількісні значення цих коефіцієнтів складають приблизно 0,93...0,96.

Коефіцієнт затінення ВЕС $K_{зат}$ повністю і однозначно визначається проектним рішенням і характеризує зменшення об'єму вироб-

лення електроенергії в результаті взаємного затінення ВЕУ, впливу рельєфу місцевості, природних перешкод і різних споруд. На етапі проектування слід по можливості прагнути до збільшення значення $K_{\text{зат}}$ в рамках існуючих обмежень на спорудження ВЕС, а на етапі експлуатації діючих станцій, необхідно знати числове значення $K_{\text{зат}}$ з метою планування обґрунтованого обсягу виробітку електроенергії.

Затінення ВЕУ, викликане ландшафтом місцевості, сусідніми установками або їх рядами, залежить від місця розташування ВЕУ і напрямку швидкості вітру. Ступінь затінення окремими перешкодами враховує коефіцієнт гальмування швидкості вітру K_m , значення якого визначається за виразом

$$K_{\text{Гальм}} = 1 - r_{\text{Гальм1}} r_{\text{Гальм2}}, \quad (9.9)$$

де $r_{\text{Гальм1}}$ і $r_{\text{Гальм2}}$ – безрозмірні коефіцієнти, що враховують гальмування швидкості вітру перешкодою.

Значення коефіцієнтів $r_{\text{Гальм1}}$ і $r_{\text{Гальм2}}$ залежать від висоти осі обертання ротора ВЕУ, висоти перешкоди, відстані від перешкоди до ВЕУ, ширини перешкоди і визначаються за номограмами, представлених в довідковій літературі.

Контрольні запитання

1. З чого складаються капітальні витрати на ВЕУ?
2. Чому вважають, що застосування вітрогенераторів в побуті для забезпечення електроенергією побутових споживачів є недостатньо доцільне?
3. Як визначити собівартість виробництва електроенергії на ВЕУ?
4. Як визначити капітальні вкладення на ВЕУ?
5. Як визначити попередній термін окупності ВЕС?
6. Що таке коефіцієнт використання встановленої потужності джерела енергії і від чого він залежить?
7. Яким чином розрахувати виробіток електроенергії на ВЕС?
8. Що таке затінення ВЕУ і чим воно викликане?

ДОДАТКИ

Додаток 1

Повітря, його властивості, параметри, співвідношення

Атмосфера Землі простягається на висоту не менше 300 км. Нижній шар атмосфери, що простягається на висоту близько 11 км, називається тропосферою. Зі зміною широти місця середня річна висота тропосфери варіюється від 8 км на полюсі до 17 км на екваторі. Рельєф і теплові зміни Землі, а також сонячна радіація впливають на стан тропосфери. У ній відбуваються вертикальні течії повітря, утворюються хмари, випадають опади, дмуть вітри. Склад повітря тропосфери дуже неоднорідний. У відсотках за обсягом сухе повітря містить:

азоту N_2	– 78,03 %;	вуглекислоти CO_2	– 0,03 %;
кисню O_2	– 20,99 %;	неону Ne	– 0,0012 %;
аргону Ar	– 0,94 %;	гелію He	– 0,0004 %

і в незначній кількості криптон і ксенон.

За ваговим складом повітря містить 23,2% кисню і 76,8% інших газів.

Шари повітря, що лежать вище тропосфери, утворюють стратосферу. Стан стратосфери характеризується тим, що там майже немає вертикального переміщення шарів; вітри відрізняються великою постійністю, температура майже постійна і дорівнює $-56,6^{\circ}C$. Хімічний склад повітря стратосфери на висоті

- до 100 км наступний, у відсотках за об'ємом:

азот N_2	– 2,95 %;	водяні пари H_2O	– 0,04%;
кисень O_2	– 0,11%;	водень H_2	– 95,58%;
гелій He	– 1,31%		

загальний тиск 0,0067 мм рт. ст.
- на висоті 140 км:

азот N_2	– 0,01%;	водяні пари H_2O	– 0,0%;
кисень O_2	– 0,0%;	водень H_2	– 99,15%;
гелій He	– 0,84%		

загальний тиск 0,0040 мм рт. ст.

До висоти приблизно 22 км склад повітря залишається незмінним, тобто таким же, як у самої поверхні Землі.

Тиск повітря. Пружність повітря проявляється в тиску на дотичні з ним тіла. Тиск повітря на тіло нормальний до його поверхні і являє собою межу відношення сили тиску ΔP до площі ΔS поверхні тіла:

$$P = \lim \frac{\Delta P}{\Delta S} = \frac{dP}{dS}.$$

В аеродинаміці тиск прийнято вимірювати в кілограмах на квадратний метр ($\text{кг}/\text{м}^2$). При вимірі тиску повітря барометром величину тиску виражають у міліметрах ртутного стовпчика (мм. рт.ст.).

Нормальний тиск атмосфери по барометру на рівні моря

$$P_0 = 760 \text{ мм рт. ст.}$$

У технічній системі виміру це тиск

$$P_0 = 10333 \text{ кг}/\text{м}^2 = 1,0333 \text{ кг}/\text{см}^2.$$

У технічних розрахунках в якості одиниці тиску користуються атмосферою, рівною $1 \text{ кг}/\text{см}^2$. Зіставляючи цю одиницю виміру з барометричним тиском, отримуємо

$$1 \text{ кг}/\text{см}^2 = 760 / 1,033 = 735,6 \text{ мм рт. ст.}$$

Звідки

$$P_{\text{кг}/\text{см}^2} = \frac{P_{\text{ммрт.ст.}}}{735,6}.$$

Часто в розрахунках користуються не абсолютним тиском повітря, а надлишковим над атмосферним:

$$P' = P - P_0,$$

де P_0 – атмосферний тиск.

Тиск на висотах, менших 11 км:

$$P_T = P_0 \left(1 - \frac{P}{44,3} \right)^{5,256}.$$

Температура повітря. Температуру повітря зазвичай вимірюють в градусах Цельсія. При теплових розрахунках приймають температуру в абсолютних градусах, яка називається абсолютною температурою. Нуль абсолютної температури знаходиться на 273°C нижче нуля.

Позначивши абсолютну температуру через T , отримаємо

$$T = 273 + t.$$

За нормальну температуру приймають 15°C . Температура в тропосфері на висотах менше 11 км

$$T_t = 15^{\circ}\text{C} - 6.5h,$$

де 6,5 – середня річна зміна температури тропосфери на кожен кілометр підйому до висоти $h = 2$ км.

Масова щільність повітря поблизу землі

$$\rho_0 = \frac{\gamma}{g} \left[\frac{\text{кг} \cdot \text{с}^2}{\text{м}^4} \right],$$

де γ – питома вага повітря, $\text{кг}/\text{м}^3$; $g = 9.81 \text{ м}/\text{с}^2$ – прискорення сили тяжіння.

При температурі $T = 15^{\circ}\text{C}$ і тиску $P_0 = 760$ мм рт. ст. щільність повітря у землі

$$\rho_0 = \frac{1}{8} = 0.125.$$

Масова щільність в тропосфері на висоті $h < 2$ км визначається за формулою

$$\rho_T = \rho_0 \left(1 + \frac{h}{44,3} \right)^{4.256}.$$

Для швидких підрахунків масової щільності в області тропосфери можна користуватися наближеною формулою

$$\rho_T = \rho_0 \left(\frac{20 - h}{20 + h} \right).$$

Величина масової щільності повітря залежить від значень барометричного тиску й температури

$$\rho = \rho_0 \frac{BT_0}{B_0T} = 0,125 \frac{B(273+15)}{760(273+t^\circ)},$$

де $\rho_0 = 0,125 \frac{\text{кг} \cdot \text{сек}^2}{\text{м}^2}$ – масова щільність повітря при температурі $t = 15^\circ \text{C}$ і атмосферному тиску $B_0 = 760$ мм.рт.ст.; B й t° – відповідно атмосферний тиск, мм.рт.ст. і температура повітря у нових умовах, $^\circ\text{C}$; T_0 і T – абсолютні температури повітря при 15°C та в нових умовах.

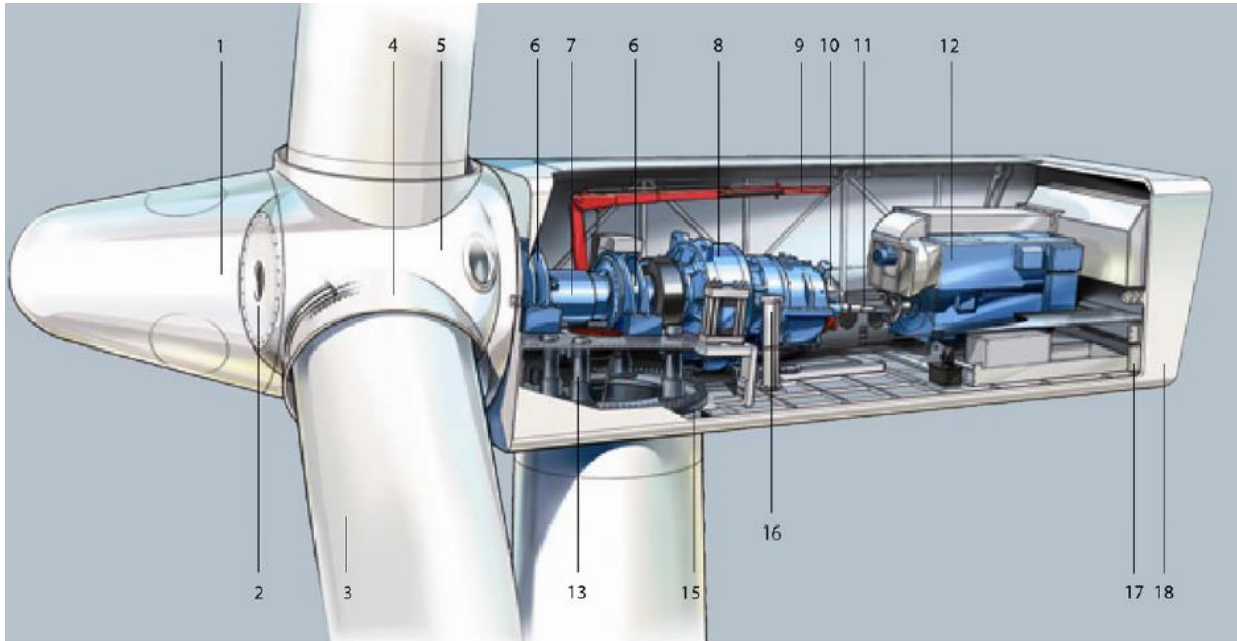
Додаток 2

Сила вітру за шкалою Бофорта і її вплив на умови роботи ВЕУ

Бали Бофорта	Швидкість вітру, м/с	Характеристика сили вітру	Спостережувані ефекти впливу вітру	Вплив вітру на ВЕУ	Умови для роботи ВЕУ в даному діапазоні швидкості вітру
0	0,0-0,4	Штиль	Дим з труб піднімається вертикально вгору	Ні	Відсутні
1	0,4-1,8	Тихий	Дим піднімається з відхиленням від вертикалі. Флюгери нерухомі на воді з'являється брижі	Ні	Відсутні
2	1,8-3,6	Легкий	Вітер відчувається обличчям, шелестить листя. На воді виразне хвилювання	Починають обертатися значна кількість ВЕУ	Стартові умови. мінімальна потужність
3	3,6-5,8	Слабкий	З'являються окремі баранці (гребені) на окремих хвилях. Коливаються листя на деревах. Розвиваються легкі прапори	Стартують всі вітроустановки	Для багатоплатевих водопідіймальних установок умови хороші. Для потужних ВЕУ мінімальна потужність
4	5,8-8,5	Помірний	Коливаються тонкі гілки дерев, на воді багато баранчиків. піднімається пил	Потужність ВЕУ досягає 50% номінальної	Хороші
5	8,5-11	Свіжий	Починають розгойдуватися листяні дерева, всі хвилі в баранчиках	Потужність ВЕУ досягає 80-90%	Хороші
6	11-14	Сильний	Розгойдуються великі гілки дерев, гудуть дроти, піняться гребені хвиль	Потужність ВЕУ досягає номінальної	Дуже хороші
7	14-17	Міцний	Усі дерева розгойдуються, з гребенів хвиль зривається піна	Номінальна або максимальна потужність	Цілком прийнятні
8	17-21	Дуже міцний	Ламаються гілки дерев, важко йти проти вітру. З хвиль зриваються жмути піни	Максим, потужність, відключення невеликої кількості ВЕУ	Допустимі
9	21-25	Шторм	Невеликі руйнування, зриваються димові труби	Масове відключення ВЕУ	Гранично допустимі
10	25-29	Сильний шторм	Значні руйнування, дерева вириваються з коренем	Навантаження розрахункові	Неприпустимі
11	29-34	Жорсткий шторм	Широкомасштабні руйнування	Навантаження розрахункові	Неприпустимі
12	Більше 34	Ураган	Спустошливі руйнування	Навантаження розрахункові. Можливі деякі пошкодження	Неприпустимі

**Конструктивне компонування гондол ВЕУ
великої потужності провідних фірм світу**

SWT-3.6-107 потужністю 3,6 МВт фірми Siemens



1 – Оголовок ротора;

2 – Кріплення оголовка ротора;

3 – Лопать;

4 – Підшипник лопаті;

5 – Вітроколесо;

6 – Корінні підшипники;

7 – Головний вал;

8 – Редуктор (мультиплікатор);

9 – Кран для обслуговування;

10 – Гальмівний диск;

11 – Зчеплення;

12 – Генератор;

13 – Привод нишпорення гондоли;

14 – Вежа;

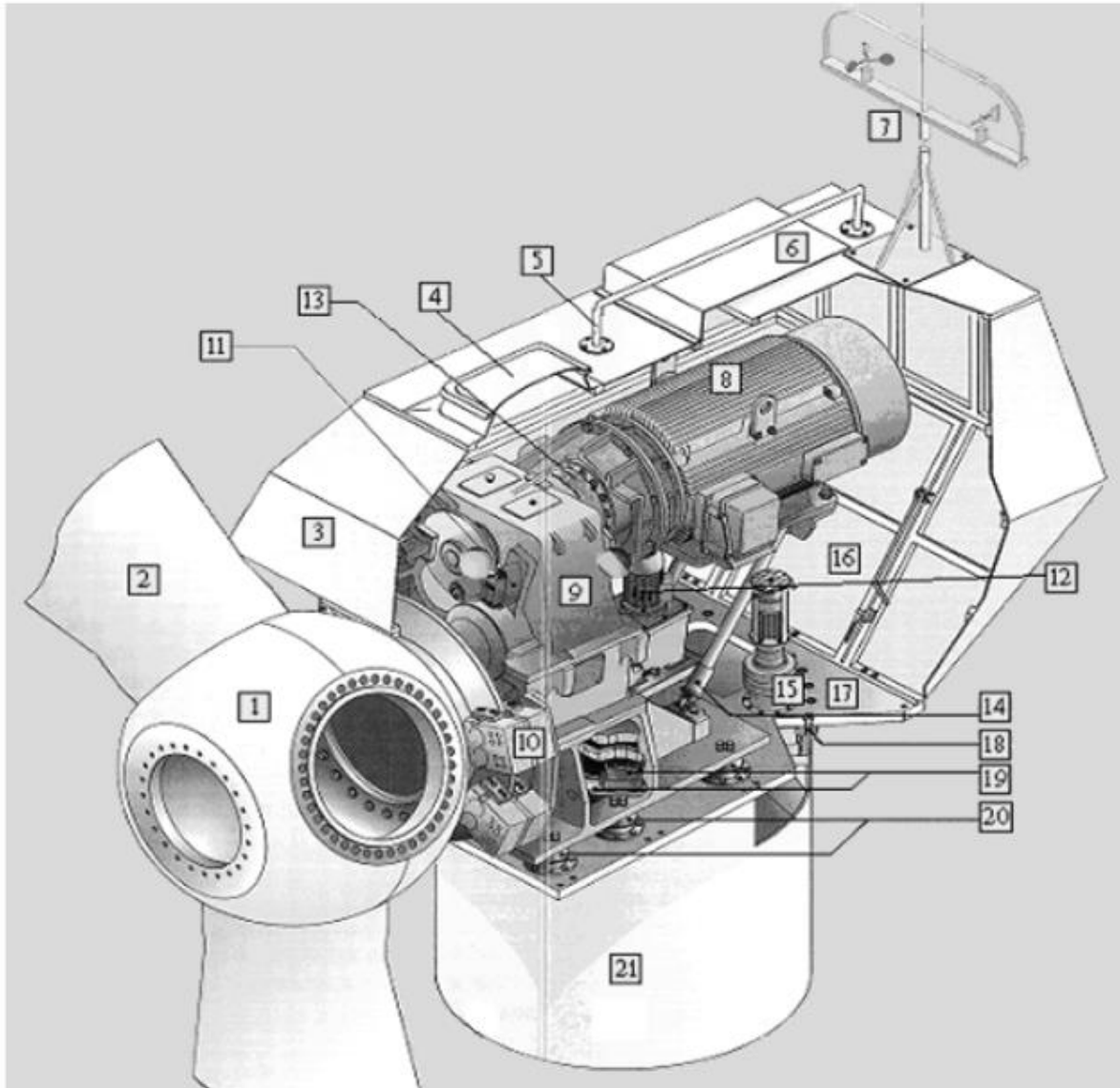
15 – Кільце нишпорення гондоли;

16 – Масляний фільтр;

17 – Генератор;

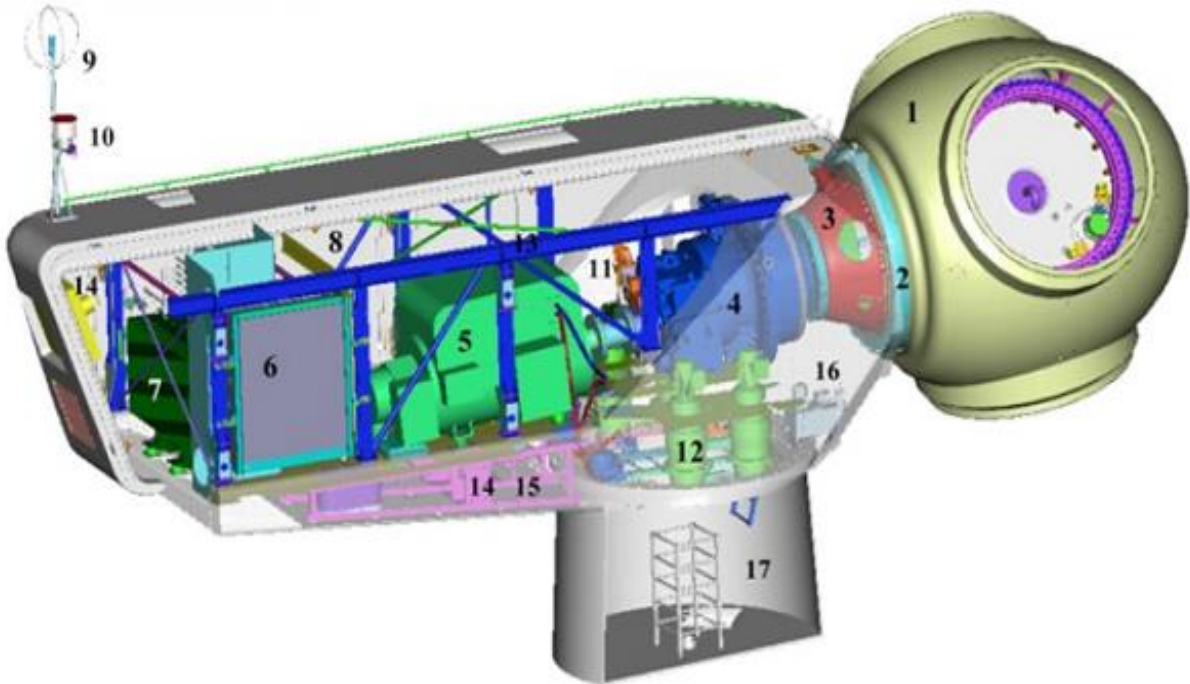
18 – Корпус гондоли

TW 600 потужністю 600 кВт фірми Taske Windtechnik



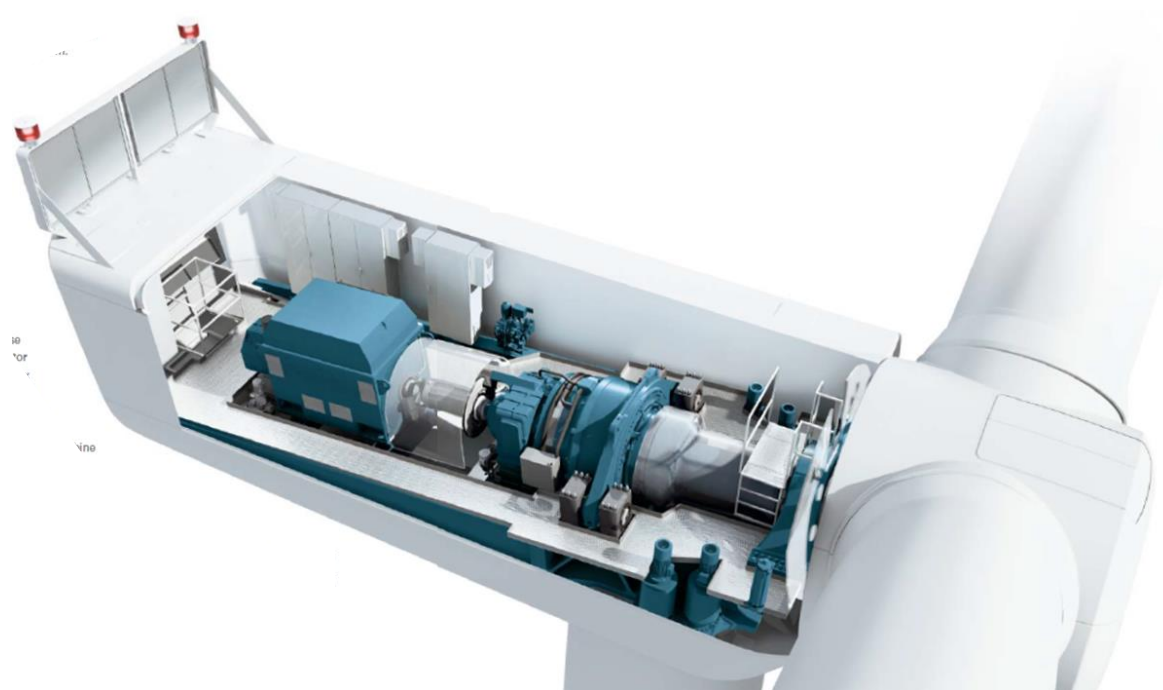
- | | |
|---|--|
| 1 – оголовок ротора; | 11 – вторинний гальмо; |
| 2 – лопать; | 12 – гідравлічний агрегат; |
| 3 – звукоізольована гондола; | 13 – еластична муфта; |
| 4 – скляна кришка; | 14 – кріплення генератора; |
| 5 – огорожа безпеки; | 15 – двигун повороту гондоли; |
| 6 – вентиляційний люк; | 16 – люк для обслуговування; |
| 7 – метеостанція: датчики швидкості
і напрямку вітру, блискавковідвід; | 17 – підстава гондоли (плита); |
| 8 – генератор; | 18 – болти кріплення плити до
поворотного кільця; |
| 9 – редуктор; | 19 – гальмо поворотного механізму; |
| 10 – робочий гальмо; | 20 – гасителі вібрації; 21 – башта |

**FL2500 потужністю 2500 кВт фірми Fuhrländer Виндтехнолоджи,
(виготовляється в м. Краматорськ, Україна)**

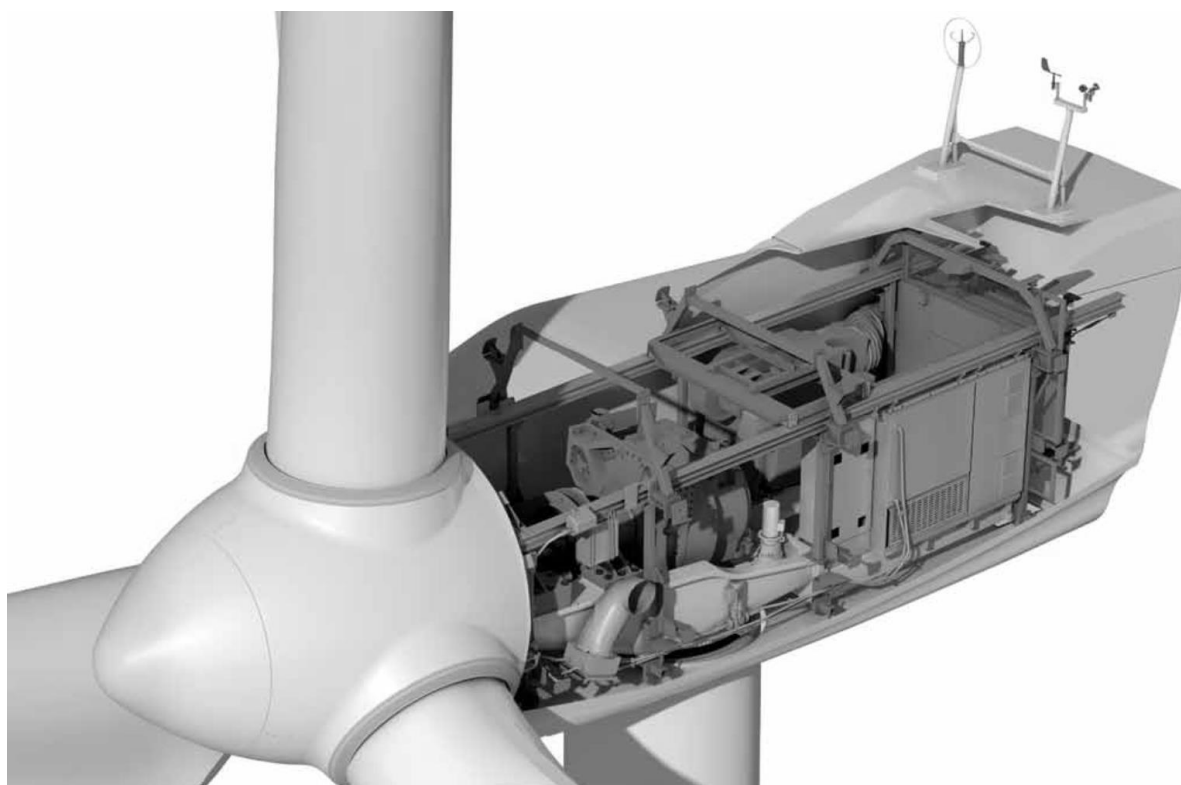


- | | |
|--|--|
| 1. Обтічник ротора; | 10. Габаритний вогонь; |
| 2. Головний підшипник; | 11. Механічний гальмо; |
| 3. Муфта зчеплення валів; | 12. Привід обертання гондоли навколо вертикальної осі; |
| 4. Редуктор; | |
| 5. Генератор; | 13. Траверса крана; |
| 6. Комутаційне обладнання з контролером; | 14. Водяне охолодження; |
| 7. Трансформатор; | 15. Система змащення; |
| 8. Інвертор; | 16. Мастило головного підшипника; |
| 9. Датчик вітру; | 17. Башта |

N117/3000 потужністю 3,0 МВт Nordex AG



G114-2.5MW потужністю 2,5 МВт фірми Gamesa



СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України. – К.: ТОВ «ВіолаПрінт», 2008. – 55 с.
2. Безруких П.П. Ветроэнергетика: справ. и метод. пособ.: / П.П. Безруких. – М.: ИД ЭНЕРГИЯ, 2010. – 320 с.
3. Безруких П.П. Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология / П.П. Безруких. – М.: Колос, 2008. – 196 с.
4. Брускин Д. Э. Электрические машины: уч. для электротехн. спец. вузов/ Д. И. Брускин, А.Е. Зорохович, В.С. Хвостов. – М.: Высш. шк., 1987 – Ч.1. – 319 с.
5. Бут Д. А. Безконтактные электрические машины /Д. А. Бут. – М.: Высш. шк.,1990. – 416 с.
6. Васько В.П. Управление параметрами электроэнергии автономных ветроэлектрических установок / В.П. Васько // Технічна електродинаміка. –2002. – Вип.1. – С.53 – 56.
7. Ветроэлектрические станции / В.Н. Андрианов, Д.Н. Быстрицкий, К.П. Вашкевич, В.Р.Секторов; под общ. ред. Андрианова В.Н.; – М. –Л.: Гос. энерг. изд-во, 1960. – 320 с.
8. Ветроэнергетика / [под ред. Д. де Рензо]; [Пер. с англ. Зубарева В.В. и Дранкфурта М.О.]; [под. ред. Шефтера Я.И.] – М.: Энергоатомиздат, 1982. –272 с.
9. Ветроэнергетика Украины. [Электронный ресурс] – режим доступа до даних: http://www.uwea.com.ua/ukraine_wind.php
10. Д. де Рензо. Ветроэнергетика / [Под. ред. Я.И. Шефтера] – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 228 с.
11. Дзензерский В.А. Ветроустановки малой мощности / В.А. Дзензерский, С.В. Тарасов, И.Ю. Костюков. – К.: Наук. думка, 2011. – 592 с.
12. Елистратов В.В. Использование возобновляемой энергии / В.В. Елистратов. Учеб. пособ. – СПб. Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 250 с.
13. Елистратов В.В. Расчет фундаментов ветроэнергетических установок: учеб. пособ. / В.В. Елистратов, И.А. Константинов, А.Н. Панфилов; Ч. 1. –К: Изд-во СПб ГТУ, 2001.
14. Забарний Г.М. Енергетичний потенціал нетрадиційних джерел енергії України / Г.М. Забарний, А. В. Щурчков// – К.: ІТТФ, 2002. – С. 151 -159.
15. Иванов-Смоленский А.В. Электрические машины: учеб. для вузов. / А.В. Иванов-Смоленский; – М.: Энергия, 1980.– 928 с.

16. Источник энергии – ветер. [Электронный ресурс] – режим доступа к данным: <http://www.bellona.ru/>
17. Кашафутдинов С.Т. Атлас аэродинамических характеристик крыловых профилей. С.Т. Кашафутдинов / В.Н. Лушин, 1994. – 46 с.
18. Кривцов В.С. Ветроэлектрогенераторы / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. Неисчерпаемая энергия: уч.: кн. Харьк. нац. аэрокосм. ун-т. – Х: – С: Севаст. нац. техн. ун-т, 2003. – 400 с.
19. Перспективы мировой ветроэнергетики. Доклад GWEC, Greenpeace International, DLR и Ecofys Spnsultancy / [под ред. Crispin Aubrey, Angelika Pullen, Arthouros Zervos, Sven Teske], Berlin. 2007. – 31 с.
20. Радин В.И. Электрические машины. Асинхронные машины / В.И. Радин, Д.Е. Брускин, А.Е. Зорохович. – М.: Высш. шк., 1998. – 328 с.
21. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии / Дж. Твайделл, А.Уэйр; Пер. с англ. под ред. Коробкова В.А. – М, Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.
22. Фатеев Е.М. Ветро двигатели и ветроустановки / Е.М. Фатеев. – М.: Сельхозгиз, 1957. – 536 с.
23. Фатеев Е.М. Ветро двигатели и ветроустановки / Е.М. Фатеев. – М.: Сельхозиздат, 1957. – 195 с.
24. Харитонов В.П. Автономные ветроэлектрические установки / В.П. Харитонов. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2006. – 280 с.
25. Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные машины / Ю.Г. Шакарян. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
26. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра / Я.И. Шефтер. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 199 с.
27. Ярас А. Энергия ветра: Пер. с англ. / Под ред. Я.И. Шефтера. – М.: Мир, 1982. – 256 с.
28. Янсон Р.А. Ветроустановки / Р.А. Янсон. «Ветроэнергетика», «Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников энергии», «Введение в специальность»: учеб. пособ. по курсам / [под. ред. М.И. Осипова]. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2007. – 36 с.
29. Airfoil Investigation Database [Электронный ресурс] – режим доступа до даних: <http://www.airfoildb.com/>
30. Betz, A. (1926), "Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen" Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen Ökobuch Verlag, Staufen (1994).
31. BP. Прогноз развития мировой энергетики до 2030 года [Электронный ресурс] – режим доступа до даних: <http://www.bp.com>
32. Der Strommix in Deutschland im Jahr 2012. AGEV [Электронный ресурс] – режим доступа до даних: <http://www.unendlich-viel-energie.de>

33. Größte Windkraftanlage der Welt – die E-126 [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://www.energieblog24.de/e126/>
34. GWEC. Global Wind Report 2012126 [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://www.gwec.net>
35. [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca4415-il>
36. [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: http://m-selig.ae.illinois.edu/ads/coord_database.html
37. [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://www.enercon.de>
38. [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://en.wind-turbine-models.com/turbines/26-tacke-tw-600>
39. [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/renewable-energy/wind-power/>
40. [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://www.fuhrlander.com.ua/>
41. [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://www.gamesacorp.com/en/products-and-services/wind-turbines/g9x-20-mw-en.html>
42. [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines/n117-30-mw.html>
43. [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://www.windkraft-journal.de>
44. Paska J. (2005). Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. [Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej], Warszawa. – 240 p.
45. Neuberger N. Состояние и перспективы развития ветроэнергетики / N.Neu-berger, E.Nolle, Г.Пивняк, А. Бешта // Проблемы автоматизированного электропривода: материалы XVIII междуна. конф. Теория и практика”. – О.: 2011. 326 с.
46. Ivanov, O.B., Shkrabets, F.P., Zawilak, Jan. (2011). "Electrical generators driven by renewable energy systems", Wroclaw University of Technology, Wroclaw – 169 p.
47. Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2012. DEWI GmbH [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: <http://www.dewi.de>.
48. Chmielniak, T. (2008). Technologie energetyczne. [Wydawnictwa Naukowo-Techniczne], Warszawa. – 564 p.
49. Burton T., Sharpe D., Jenkins N., Bossanyi E. (2001), Wind energy. Handbook. / [West Sussex], England, 643 p.
50. Chiras D., (2010). Wind Power Basics. / [New Society Publishers], Gabriola Island, Canada. – 179 p.
51. Wind Power For Dummies (2009). [Published by Wiley Publishing], Inc. Indianapolis. – 387 p.
-

З М І С Т

ВСТУП	3
УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ	6
1. РОЗВИТОК ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ	7
1.1 Етапи історії вітроенергетики	7
1.2 Розвиток вітроенергетики у світі	17
1.3 Вітроенергетика в Україні	24
Контрольні запитання	33
2. ФІЗИЧНІ ОСНОВИ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІТРУ	34
2.1 Природа та характеристики вітру	34
2.2 Вітер, як носій (джерело) енергії	44
2.3 Перетворення енергії вітру на вітроколесі	57
2.4 Способи передачі вітрової потужності споживачу	68
2.4 Призначення і класифікація вітроенергетичних установок	73
Контрольні запитання	80
3. ОСНОВИ ТЕОРІЇ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК	82
3.1 Основні закони і поняття аеродинаміки	82
3.2 Перетворення енергії вітру за допомогою плоскої поверхні	83
3.3 Перетворення енергії вітру за допомогою аеродинамічного профілю	86
3.4 Перетворення енергії вітру горизонтально-осьовими вітродвигунами	91
3.5 Перетворення енергії вітру вертикально-осьовими вітродвигунами	100
3.6 Швидкохідність	109
3.7 Характеристики вітродвигунів вітроенергетичної установки	114
3.8 Ефективність використання вітроколесом енергії вітру	118
3.9 Потужність та енергія, що виробляється вітроустановкою	126
Контрольні запитання	130
4. КОНСТРУКЦІЯ ВІТРОУСТАНОВОК	132
4.1 Класи ВЕУ та їх структурні схеми	132
4.2 Схеми і конструктивні елементи ВЕУ з горизонтальною віссю обертання	138

4.3 Схеми і конструктивні елементи ВЕУ з вертикальною віссю обертання	153
4.4 Полівітродвигунні установки	160
4.5 Опори вітроенергетичних установок	166
4.6 Матеріали для виготовлення лопатей вітродвигуна	170
Контрольні запитання	172
5. ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВКАХ	174
5.1 Способи генерації електроенергії	174
5.2 Синхронні генератори	177
5.3 Синхронні генератори з постійними магнітами	191
5.4 Асинхронні генератори	199
5.5 Генератори постійного струму	214
Контрольні питання	224
6. УПРАВЛІННЯ І РЕГУЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК	225
6.1. Орієнтація горизонтально-осьової вітроустановки на напрям вітрового потоку	225
6.2 Способи регулювання потужності горизонтально-осьової вітроенергетичної установки	232
6.3. Регулювання параметрів вертикально-осьового вітродвигуна	240
6.4 Принципи побудови систем автоматичного регулювання, управління і захисту ВЕУ.	241
6.5. Узгодження потужностей вітродвигуна і генератора при змінній частоті обертання ВЕУ	249
Контрольні запитання	253
7. РЕЖИМИ РОБОТИ ТА СХЕМИ З'ЄДНАНЬ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК	255
7.1 Режими роботи вітроелектричних установок	255
7.2 Робота вітроелектричних установок на автономне навантаження ...	262
7.3 Робота вітроелектричних установок на енергосистему	268
7.4 Основні схеми включення ВЕУ	275
7.5 Схеми електричних з'єднань вітроелектростанцій	283
Контрольні запитання	290

8. ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ	292
8.1 Екологічні проблеми енергетики	292
8.2 Негативні фактори впливу ВЕС на середовище проживання людини та їх оцінка	295
8.3 Екологічні переваги вітроенергетики.	303
8.4 Завдання екологічної оцінки впливу ВЕС на навколишнє середовище	306
Контрольні запитання	308
9. ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ	309
9.1 Загальні відомості	309
9.2. Капітальні вкладення	313
9.3 Собівартість виробництва електроенергії	315
9.4. Попередня оцінка терміну окупності ВЕС	317
9.5. Вироблення електричної енергії вітроелектричної станцією	319
Контрольні запитання.	320
ДОДАТКИ	321
Додаток 1 Повітря, його властивості, параметри, співвідношення	321
Додаток 2 Сила вітру за шкалою Бофорта і її вплив на умови роботи сучасних ВЕУ	325
Додаток 3 Конструктивне компонування гондол ВЕУ великої потужності провідних фірм світу	326
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	330

Навчальне видання

Геннадій ПІВНЯК
Федір ШКРАБЕЦЬ
Ніколаус НОЙБЕРГЕР
Дмитро ЦИПЛЕНКОВ

ОСНОВИ ВІТРОЕНЕРГЕТИКИ

Підручник

Видано в редакції авторів

Підп. до друку 29.12.2014. Формат 30x42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 16,1.
Обл.-вид. арк. 15,9. Тираж 300 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано
у Державному вищому навчальному закладі
«Національний гірничий університет».

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.
49027, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19