

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

(повне найменування закладу вищої освіти)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

## **Пояснювальна записка**

до кваліфікаційної роботи

магістр

(ступінь вищої освіти)

на тему «Дослідження ефективності вітро- та геліоенергетичних комплексів в умовах євроінтеграційного функціонування енергетичної системи»

Виконав: студент б курсу, групи 601-МЕ  
спеціальності 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»

шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності

Казаков Д.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: Захарченко Р.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент:

(прізвище та ініціали)

Полтава - 2022 рік

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП.....</b>	<b>6</b>
<b>РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА.....</b>	<b>8</b>
1.1 Структура сонячних панелей та їх види .....	8
1.2 Кремнієві сонячні батареї.....	9
1.3 Типи сонячних панелей: перевари та недоліки.....	9
1.4 Монокристалічні сонячні панелі.....	10
1.5 Полікристалічні сонячні панелі.....	11
1.6 Тонкоплівкові сонячні панелі.....	12
1.7 Інші типи сонячних панелей та технології.....	13
1.8 Двосторонні сонячні панелі. Структура та технічні характеристики двосторонньої сонячної панелі.....	15
1.9 Сонячна електростанція та її види.....	19
1.10 Вітри України.....	27
1.11 Вітроенергетичний потенціал України.....	28
<b>РОЗДІЛ 2 РЕЖИМИ РОБОТИ ТА СХЕМИ З'ЄДНАНЬ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК.....</b>	<b>30</b>
2.1 Режими роботи вітроелектричних установок.....	30
2.2 Робота вітрових електростанцій в автономному режимі навантаження.....	35
2.3 Робота вітроелектричних установок на енергосистему.....	42
2.4 Основні схеми включення ВЕУ.....	49
2.5 Схеми електричних з'єднань вітроелектростанцій.....	56
2.6 Аналізування та дослідження перехідних електромагнітних процесів при паралельній роботі СЕС з енергосистемою.....	63
2.7 Вплив інверторів на показників якості електроенергії в електростанції.....	68
2.8 Аналіз особливостей існуючих контролерів інверторів СЕС.....	69

2.9 Особливості пропорційно-інтегрального контролера інверторів СЕС.....	70
2.10 Особливості пропорційно-резонансного контролера інвертора СЕС.....	72
2.11 Особливості прогнозуючого (DB) контролера інвертора СЕС.....	73
2.12 Вибір програмного забезпечення для імітаційного моделювання.....	75
<b>РОЗДІЛ 3 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ.....</b>	<b>76</b>
3.1 Теоретичні відомості про трифазні АІН.....	77
3.1.1 Реалізація силового ключа.....	82
3.1.2 Регулювання вихідної напруги АІН.....	83
3.1.3 Опис режимів роботи інвертора.....	86
3.2 Імітаційне моделювання роботи СЕС в різних режимах електроживлення на базі трифазного інвертора.....	88
3.2.1 Опис моделі інвертора при роботі у режимах веденого і ведучого.....	88
3.2.2 Моделювання мережі.....	88
3.2.3 Моделювання акумулятора.....	93
3.2.4 Моделювання трифазного інвертора.....	94
3.2.5 Моделювання блоку керування інвертором.....	96
3.2.6 Перетворення для створення контурів напруги і струму.....	100
3.2.7 Моделювання навантаження.....	101
3.3 Моделювання підстанції.....	102
3.3.1 Моделювання ланцюгів споживачів.....	102
3.3.2 Розрахунок силового активного фільтру.....	106
3.3.3 Система управління.....	106
3.3.4 Розрахунок конденсатора.....	111
3.4 Результати моделювання.....	113
3.4.1 Підтримка напруги в режимі веденого.....	113
3.4.2 Підтримка напруги в режимі ведучого.....	115

3.4.3 Підтримка напруги з переходом з режиму ведучого в режим веденого...	116
3.4.4 Результати моделювання і порівняльний аналіз технічних засобів підвищення якості електроенергії.....	119

ВИСНОВКИ

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

ДОДАТКИ

## Вступ

В наш час, коли весь світ стурбований збереженням екологічного балансу, усі розвинені країни починають переходити на альтернативні способи отримання енергії. І як показують дослідження та доводить практика, майбутнє – за відновлювальними джерелами енергії. ВДЕ дозволяють отримувати енергію від самої природи, не завдаючи шкоди довкіллю та значно економити на паливі.

Сонячна енергетика є одним із найбільш перспективних і динамічних відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Щорічно збільшення виробничих потужностей становить від 40% до 50%. Лише за останні 15 років частка використання у світовій енергетиці перевищила 5%. Удосконалення технології виробництва фотоелектричних модулів призвело до значного зниження витрат на електроенергію. У понад 30-ти країнах світу (наприклад Австралії, Мексиці, Німеччині, Чилі) сонячна енергія стала дешевшою за енергію, отриману із традиційних джерел енергії, таких як газ, нафта або вугілля. Найбільш типовим прикладом успішного застосування сонячних технологій є острів Тао (Американське Самоа). Якщо раніше остров'яни були повністю залежними від дизпалива, то після переходу на сонячні електростанції стали абсолютно незалежними.

Сонячна енергетика для України все ще нова і сонячні панелі не часто зустрінеш на вулицях міст, офісних центрах чи державних установах. Тим не менш, українці не стоять осторонь сонячної енергії і сонячні панелі поступово виходять на вітчизняний ринок. Сучасні зміни в світовій та державній економіці негативно корелюють із зростанням продуктивності енергії.

Це зумовлено певним переліком факторів:

- Зростання світового виробництва;
- Розвитком транспорту та телекомунікацій;
- Розробкою віддалених родовищ корисних копалин;
- Утилізацією відходів;
- Зростання енергоспоживання домогосподарствами;
- Технологічне переоснащення армій.

У результаті світ все більше зосереджується на використанні так званих відновлювальних джерел енергії – тепла землі, вітру, енергії припливів, біогазу, сонячної радіації тощо. Насправді, всі ці джерела енергії повністю визначаються прямою дією Сонця. Серед вищезазначених джерел одним із найперспективніших є пряме перетворення сонячного випромінювання в електрику в напівпровідникових сонячних елементах.

Мета даної дипломної роботи полягає у огляді ВДЕ в Україні, аналіз способів акумулювання електроенергії та дослідження ефективності вітро-геліоенергетичного комплексу.

## РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

### 1.1 Структура сонячних панелей та їх види

Сонячні панелі складаються з багатьох різних компонентів:

- Алюмінієва рама (frame);
- Скляна кришка (glass cover);
- Дві герметичні капсули, що забезпечують захист від погодних умов (encapsulant);
- Фотоелектричні (PV) елементи (solar cells);
- Задній лист для більшого захисту (Backsheet);
- Розподільна коробка, що підключає панель до електричного кола (junction box);
- Клеї та герметики між деталями (adhesives and sealants);
- Інвертори (лише в окремих випадках), (inverters).

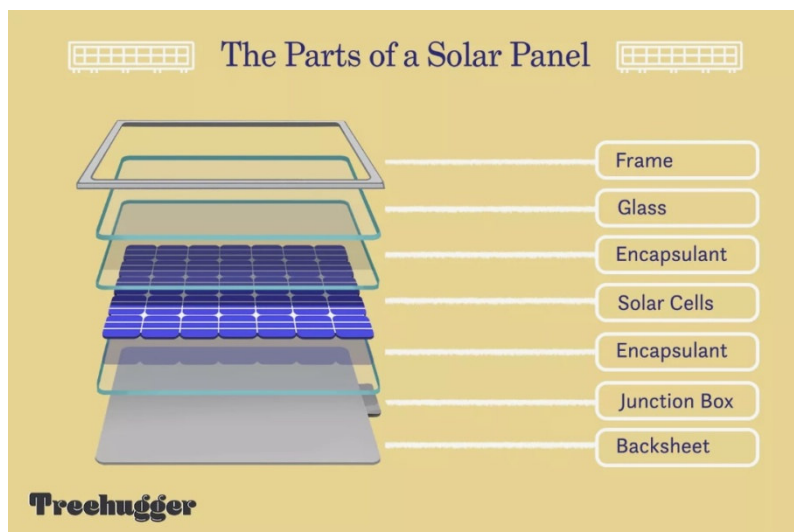


Рисунок 1.1 – Структура сонячно панелі

Матеріали сонячних панелей впливають на вартість панелей і кількість енергії, яку вони можуть виробляти. Це, у свою чергу, впливає на те, наскільки ефективно панелі перетворюють сонячне світло в електрику.

Ключові компоненти, на які слід звернути увагу, це інвертори та фотоелементи. Відмінності в цих частинах найбільше впливають на ефективність і вартість інвестицій у сонячну енергетику.

## **1.2 Кремнієві сонячні батареї**

Ядром сонячної панелі є окремі фотоелектричні (PV) елементи, які з'єднані разом для виробництва електроенергії. Близько 95% фотоелектричних елементів, що виготовляються сьогодні, виготовлені з кремнієвих пластин, тонких пластинок кремнію, які використовуються як напівпровідники в усій електроніці.

Кремній у цих пластинах формується в кристали з позитивним і негативним зарядом, щоб енергія сонця перетворювалася на електричний струм. Ці кристали бувають двох основних типів — монокристалічні та полікристалічні. Ви часто можете помітити різницю між ними, тому що монокристалічні панелі чорного кольору, а полікристалічні панелі синього кольору. Як і інвертори, різні фотоелектричні елементи мають різну ефективність і різну вартість.

Як впливає з назви, монокристалічні кремнієві пластини мають монокристалічну структуру. Навпаки, полікристалічний кремній виготовляється з різних фрагментів кристалів кремнію, сплавлених разом. Електронам легше рухатися в монокристалічній структурі, ніж у більш рваній структурі полікристалічної структури, що робить монокристалічні пластини більш ефективними у виробництві електроенергії.

З іншого боку, легше сплавити кристалічні фрагменти, ніж акуратно розрізати єдину кристалічну структуру, тобто монокристалічні клітини дорожчі. Знову ж таки, як і у випадку з інверторами, більш висока ефективність призводить до вищих витрат.

## **1.3 Типи сонячних панелей: переваги та недоліки**

Комерційно доступні три основні типи сонячних панелей: монокристалічні сонячні панелі, полікристалічні сонячні панелі та тонкоплівкові сонячні панелі. Є також кілька інших перспективних технологій, які зараз знаходяться в розробці, включаючи двосторонні панелі, органічні сонячні батареї, фотоелектричні концентратори та навіть нанорозмірні інновації, такі як квантові точки.



Кожен з різних типів сонячних панелей має унікальний набір переваг і недоліків, які споживачі повинні враховувати при виборі системи сонячних панелей.

<b>Порівняння трьох основних типів сонячних панелей</b>			
	Монокристалічні сонячні панелі	Полікристалічні сонячні панелі	Тонкоплівкові сонячні панелі
<b>Матеріал</b>	Чистий кремній	Кристали кремнію	Різноманітність матеріалів
<b>Ефективність</b>	24,4%	19,9%	18,9%
<b>Вартість</b>	Помірна	Найдешевша	Найдорожчі
<b>Тривалість використання</b>	Найдовша	Помірна	Найкоротша
<b>Вуглецевий слід</b>	38,1 г CO <sub>2</sub> -екв/кВт-год	27,2 г CO <sub>2</sub> -екв/кВт-год	Всього 21,4 г CO <sub>2</sub> -екв/кВт-год залежно від типу

Таблиця 1 – Порівняння типів панелей

#### **1.4 Монокристалічні сонячні панелі**

Завдяки численним перевагам монокристалічні сонячні панелі є найбільш часто використовуваними сонячними панелями на сьогоднішньому ринку. Приблизно 95% сонячних батарей, що продаються сьогодні, використовують кремній як напівпровідниковий матеріал. Силіцій у великій кількості, він стабільний, нетоксичний і добре працює з усталеними технологіями виробництва електроенергії.

Спочатку розроблені в 1950-х роках монокристалічні кремнієві сонячні батареї виготовляються шляхом створення злитка високочистого кремнію з чистої затравки кремнію за допомогою методу Чохральського. Потім із злитка вирізають монокристал, у результаті чого виходить кремнієва пластина товщиною приблизно 0,3 міліметра (0,011 дюйма).

Монокристалічні сонячні батареї є повільнішими та дорожчими у виробництві, ніж інші типи сонячних батарей, через точний спосіб

виготовлення кремнієвих зливків. Щоб виростити однорідний кристал, температура матеріалів повинна підтримуватися дуже високою. У результаті потрібно використовувати велику кількість енергії через втрату тепла із силіконової затравки, яка відбувається протягом усього процесу виробництва. Під час різання може бути втрачено до 50% матеріалу, що призведе до збільшення витрат виробництва для виробника.

Але ці типи сонячних елементів зберігають свою популярність з ряду причин. По-перше, вони мають вищу ефективність, ніж будь-який інший тип сонячної батареї, оскільки вони виготовлені з одного кристала, що дозволяє електронам легше проходити крізь комірку. Оскільки вони настільки ефективні, вони можуть бути меншими за інші системи сонячних панелей і при цьому виробляти таку ж кількість електроенергії. Вони також мають найдовшу тривалість служби серед усіх типів сонячних панелей на сьогоднішньому ринку.

Одним із найбільших недоліків монокристалічних сонячних панелей є вартість (через процес виробництва). Крім того, вони не такі ефективні, як інші типи сонячних панелей, у ситуаціях, коли на них не потрапляє світло. І якщо вони вкриті брудом, снігом або листям, або якщо вони працюють за дуже високих температур, їх ефективність знижується ще більше. Хоча монокристалічні сонячні панелі залишаються популярними, низька вартість і зростаюча ефективність інших типів панелей стають все більш привабливими для споживачів.

### **1.5 Полікристалічні сонячні панелі**

Як випливає з назви, полікристалічні сонячні панелі складаються з комірок, утворених із кількох нерозташованих кристалів кремнію. Ці сонячні батареї першого покоління виготовляються шляхом плавлення сонячного кремнію, відливання його у форму та застигання. Формований кремній потім нарізають на пластини для використання в сонячній панелі.

Полікристалічні сонячні батареї менш дорогі у виробництві, ніж монокристалічні батареї, оскільки вони не вимагають часу та енергії,

необхідних для створення та вирізання монокристала. І хоча межі, створені зернами кристалів кремнію, створюють бар'єри для ефективного потоку електронів, вони насправді більш ефективні в умовах слабого освітлення, ніж монокристалічні елементи, і можуть підтримувати вихід, коли вони не спрямовані під прямим кутом до сонця. Завдяки цій здатності підтримувати виробництво електроенергії в несприятливих умовах вони мають приблизно однакову загальну вихідну енергію.

Елементи полікристалічної сонячної панелі більші за монокристалічні аналоги, тому панелі можуть займати більше місця для виробництва такої ж кількості електроенергії. Вони також не такі міцні чи довговічні, як інші типи панелей, хоча різниця в довговічності невелика.

### **1.6 Тонкоплівкові сонячні панелі**

Висока вартість виробництва сонячного кремнію призвела до створення кількох типів сонячних елементів другого та третього поколінь, відомих як тонкоплівкові напівпровідники. Тонкоплівкові сонячні батареї потребують меншої кількості матеріалів, часто використовують шар кремнію товщиною всього один мікрон, що становить приблизно  $1/300$  ширини моно- та полікристалічних сонячних елементів. Кремній також нижчої якості, ніж той, який використовується в монокристалічних пластинах.

Багато сонячних елементів виготовлені з некристалічного аморфного кремнію. Оскільки аморфний кремній не має напівпровідникових властивостей кристалічного кремнію, його необхідно поєднати з воднем, щоб проводити електрику. Аморфні кремнієві сонячні елементи є найпоширенішим типом тонкоплівкових елементів, і вони часто зустрічаються в електроніці, як-от калькулятори та годинники.

Інші комерційно життєздатні тонкоплівкові напівпровідникові матеріали включають телурид кадмію (CdTe), диселенід міді, індій-галію (CIGS) і арсенід галію (GaAs). Шар напівпровідникового матеріалу наноситься на недорогу підкладку, таку як скло, метал або пластик, що робить її дешевшою та більш адаптованою, ніж інші сонячні елементи. Швидкість поглинання

напівпровідникових матеріалів висока, що є однією з причин, чому вони використовують менше матеріалу, ніж інші елементи.

Виробництво тонкоплівкових елементів є набагато простішим і швидшим, ніж сонячні елементи першого покоління, і існує безліч технологій, які можуть бути використані для їх виготовлення, залежно від можливостей виробника. Тонкоплівкові сонячні батареї, такі як індій-галію (CIGS), можна наносити на пластик, що значно зменшує вагу та підвищує гнучкість. Телурид кадмію (CdTe) є єдиною тонкою плівкою, яка має нижчі витрати, більший час окупності, менший вуглецевий слід і менше споживання води протягом усього терміну експлуатації, ніж усі інші сонячні технології.

Проте недоліки тонкоплівкових сонячних елементів у їхньому поточному вигляді численні. Кадмій у клітинах телуриду кадмію (CdTe) є дуже токсичним при вдиханні або ковтанні, і може вимиватися в землю або воду, якщо з ним не поводитися належним чином під час утилізації. Цього можна було б уникнути, якщо панелі переробляти, але ця технологія зараз не так широко доступна, як це має бути. Використання рідкісних металів, таких як індій-галію (CIGS), телурид кадмію (CdTe) та арсенід галію (GaAs), також може бути дорогим і потенційно обмежуючим фактором у виробництві великої кількості тонкоплівкових сонячних елементів.

### **1.7 Інші типи сонячних панелей та технології**

Різноманітність сонячних панелей набагато більше, ніж те, що зараз є на комерційному ринку. Багато нових типів сонячних технологій знаходяться в розробці, а старі типи вивчаються для можливого підвищення ефективності та зниження вартості. Деякі з цих нових технологій знаходяться на пілотній стадії тестування, тоді як інші залишаються перевіреними лише в лабораторних умовах. Ось деякі з інших типів сонячних панелей, які були розроблені:

- **Двосторонні сонячні панелі**

Традиційні сонячні батареї мають лише одну сторону панелі. Двосторонні сонячні панелі мають сонячні батареї, вбудовані з обох сторін, щоб дозволити їм збирати не тільки вхідне сонячне світло, але й альbedo

або відбите світло від землі під ними. Вони також рухаються разом із сонцем, щоб максимізувати кількість часу, протягом якого сонячне світло може бути зібрано з обох боків панелі. Дослідження Національної лабораторії відновлюваної енергії показало підвищення ефективності на 9% порівняно з односторонніми панелями.

- **Концентраторна фотоелектрична технологія**

Концентраторна фотоелектрична технологія (CPV) використовує оптичне обладнання та методи, такі як криві дзеркала, для концентрації сонячної енергії економічно ефективним способом. Оскільки ці панелі концентрують сонячне світло, їм не потрібно стільки сонячних елементів, щоб виробляти рівну кількість електроенергії. Це означає, що ці сонячні батареї можуть використовувати більш якісні сонячні елементи за нижчої загальної вартості.

- **Органічна фотовольтаїка**

Органічні фотоелементи використовують невеликі органічні молекули або шари органічних полімерів для проведення електрики. Ці батареї легкі, гнучкі та мають меншу загальну вартість і вплив на навколишнє середовище, ніж багато інших типів сонячних батарей.

- **Перовскітні клітини**

Перовскітна кристалічна структура матеріалу, що збирає світло, дає назву цим клітинам. Вони дешеві, прості у виготовленні та мають високу поглинальну здатність. Зараз вони занадто нестабільні для широкомасштабного використання.

- **Сенсибілізовані до барвника сонячні елементи (DSSC)**

У цих п'ятишарових тонкоплівкових елементах використовується спеціальний сенсибілізуючий барвник, який сприяє потоку електронів, що створює струм для виробництва електрики. Перевага DSSC полягає в тому, що вони працюють в умовах слабкого освітлення та підвищують ефективність із підвищенням температури, але деякі хімічні речовини, які вони містять,

замерзають за низьких температур, що робить пристрій непридатним у таких ситуаціях.

- **Квантові точки**

Цю технологію перевіряли лише в лабораторіях, але вона показала кілька позитивних якостей. Комірки з квантовими точками виготовляються з різних металів і працюють у нанорозмірі, тому їхнє співвідношення потужності та ваги дуже добре. На жаль, вони також можуть бути дуже токсичними для людей і навколишнього середовища, якщо з ними не поводитися та утилізувати належним чином[3].

### **1.8 Двосторонні сонячні панелі. Структура та технічні характеристики двосторонньої сонячної панелі**

Двосторонні сонячні панелі генерують сонячну енергію як від прямого сонячного , так і від відбитого світла (альbedo), що означає, що вони, по суті, є двосторонніми панелями.

Це велика відмінність від більш звичайних монофакціальних сонячних панелей, які виробляють електроенергію лише з боку, зверненого до сонця. Двостороння сонячна батарея не нова. Насправді перші сонячні батареї, вироблені Bell Laboratories у 1954 році, були двосторонніми. Однак, незважаючи на їхній потенціал підвищення ефективності, двосторонні сонячні панелі не мають широкого поширення, ніж монофакціальні сонячні панелі, частково через їх відносну вартість, а також через більш специфічні умови навколишнього середовища, які вони потребують.

#### **➤ Як працюють двосторонні сонячні батареї**

Вловлюючи альbedo, а також пряме сонячне світло, кількість електроенергії, що виробляється кожною двосторонньою панеллю, збільшується, що означає, що потрібно встановлювати менше сонячних панелей.

На відміну від монофакціальних сонячних панелей, вони виготовлені з прозорого скла, яке пропускає частину світла та відбивається від поверхні, що знаходиться нижче. Щоб ще більше збільшити кількість світла, що проходить,

вони використовують скло замість металевих рам або ліній сітки, щоб утримувати їх на місці. Скло - це загартоване скло, яке зменшує подряпини. В іншому вони працюють так само, як і інші фотоелектричні (PV) панелі, використовуючи кристалічний кремній для поглинання сонячного світла та перетворення його в електричний струм. Задня сторона двосторонньої сонячної панелі зазвичай має спільну схему з передньою стороною, таким чином підвищуючи ефективність без збільшення схеми.

### ➤ **Переваги двосторонніх сонячних панелей**

Згідно з останніми дослідженнями Національної лабораторії відновлюваної енергії (NREL), підрозділу Міністерства енергетики США, двосторонні панелі можуть генерувати до 9% більше електроенергії, ніж монофаціальні панелі. Як і у випадку з односторонніми панелями з високою ефективністю, це означає, що потрібно встановлювати менше панелей, а також відповідного обладнання, як-от кріплення для панелей, інвертори та кабелі, що зменшує витрати на обладнання та робочу силу.

Сонячна фотоелектрична технологія менш ефективна при високих температурах, що дає двостороннім панелям ще одну перевагу. Оскільки вони виготовлені зі скла без теплопоглинаючої алюмінієвої основи односторонніх панелей, вони мають нижчі робочі температури, що підвищує їх ефективність.

Двосторонні панелі не потребують заземлення, оскільки вони не мають металевих каркасів, які потенційно можуть проводити електрику. І оскільки їхня конструкція робить їх більш міцними, вони часто мають більш тривалу гарантію — 30, а не 25 років для однолицьових панелей.

Оскільки двосторонні панелі більшою мірою покладаються на розсіяне сонячне випромінювання, вони більш ефективні, ніж монофаціальні панелі, у хмарному кліматі або де є менше прямого сонячного світла та більший відсоток непрямої, розсіяної інсоляції. З тієї ж причини двосторонні панелі більш ефективні протягом тривалих періодів дня, коли ще є розсіяне сонячне світло, але воно не потрапляє безпосередньо на панелі.

Двосторонні панелі також можуть краще використовувати сонячні трекери, щоб стежити за сонцем протягом дня. За допомогою відстеження вироблена електроенергія, як показало одне дослідження, збільшилася на 27% порівняно з односторонніми панелями та на 45% порівняно з двосторонніми панелями з фіксованим нахилом. Інше дослідження з подібними результатами показало, що двосторонні панелі на сонячних трекерах знизили вартість електроенергії на 16%.

### ➤ **Розташування сонячних панелей**

Двосторонні сонячні панелі найкраще підходять над поверхнями з високим ступенем відбивання, такими як пісок, бетон або сніг. З мінімальним лісовим покривом такі пустелі, як пустеля Атакама в Чилі, зображена вище, мають високі показники альбедо, як і регіони, де влітку трава стає коричневою, як-от на схилах каліфорнійських пагорбів.

NREL створив базу даних для порівняння рівнів відбивної здатності різних матеріалів і опублікував її на веб-сайті DugaMAT. Інсталювальники сонячних батарей можуть використовувати дані про вологість місцевості, середню хмарність, тип екологічного біома, швидкість вітру та інші параметри, щоб розрахувати відносну ефективність розміщення двосторонніх сонячних панелей на різних ділянках.

Те ж саме стосується регіонів з високими широтами з тривалими періодами снігового покриву. Сонячні батареї зазвичай виробляють близько 40-60% менше електроенергії взимку, але сонячні батареї більш ефективні при більш низьких температурах і зниженні атмосферних перешкод у вищих широтах. У зимовому кліматі захоплення відбитого сонячного світла від снігу покращує цю ефективність у сезон, коли вони найкраще здатні перетворювати світло на електрику.

Загалом двосторонні панелі не підходять для дахів житлових будинків з кількох причин. Щоб зменшити затінення під ними, двосторонні сонячні панелі зазвичай потрібно розташовувати вище від поверхні, що відбиває внизу, тому їх не можна встановлювати близько до поверхні даху. Навіть якби могли, дахи



темного кольору поглинають, а не відбивають світло. Двосторонні панелі також важчі, що ускладнює їх встановлення та обмежує випадки їх використання. Старі дахи також можуть бути не в змозі витримати додаткову вагу або вмістити опорні конструкції, які вимагають двосторонні панелі.

Нарешті, двосторонні панелі дорожчі, а витрати на оплату праці вищі, що робить вищі загальні початкові витрати непомірними для багатьох невеликих житлових будинків. Тим не менш, додаткова вартість панелей становить менше 10%, згідно з тим самим дослідженням NREL, яке цитувалося вище, тому вона компенсується додатковою ефективністю модулів. Якщо власник будинку має дах, який підтримує двосторонню сонячну енергію, і здатність фінансувати інвестиції, це цілком варте витрат.

Інші поверхні, однак, є ідеальними місцями. Будівлі з плоскими дахами, пофарбовані в більш світлі кольори, можуть мати двосторонні панелі, встановлені на них, як і паркувальні навіси, патіо біля басейнів, тераси, перголи, ганки, навіси та інші тіньові конструкції. Наземні системи, які покривають легкі матеріали, такі як бетон, пісок, гравій або плитка, також є сильними кандидатами.

Через переважні випадки використання двосторонньої сонячної енергії, комунальні та громадські сонячні електростанції швидше засвоїли цю технологію, оскільки їхні варіанти монтажу та розміщення не обмежуються лише дахами. У цих ситуаціях вирівняна вартість двосторонніх панелей може бути на 2-6% нижчою, ніж односторонніх панелей. Clearway Energy Group, розробник комунальних і громадських сонячних проектів, вважає вищу потужність двосторонньої сонячної енергії в поєднанні з трекерами вирішальною для подальшого зниження вартості сонячної енергії, яка вже є найдешевшим джерелом електроенергії в більшості регіонів. світ.

Двосторонні сонячні панелі потребують більш високого кріплення, ніж для односторонніх сонячних панелей, тому їх легше зробити частиною агрофотоелектричної системи, яка поєднує сільське господарство з виробництвом сонячної енергії. Культури можна легше вирощувати навколо

високих кріплень, тоді як випасання корів і овець може отримати користь від тіні, яку створюють панелі, що робить землю на 60% продуктивнішою завдяки поєднанню двох функцій[5].

#### ❖ Прогноз на майбутнє

Згідно з NREL, «двостороння фотоелектрична мережа стає мейнстрімом із гігаватами встановлених проєктів». Ринкові прогнозисти очікують, що двостороння сонячна енергія матиме сукупний річний темп зростання 15% протягом прогнозованого періоду 2020-2027. За прогнозами NREL, до кінця десятиліття двосторонні сонячні панелі складатимуть 60% ринку сонячної фотоелектричної енергії, порівняно з приблизно 15% у 2019 році. Оскільки сонячна енергетика зростає зі збільшенням ринкового попиту та державної підтримки, а також із зміною клімату збільшує потребу електрифікувати все всюди, обмеження простору та дедалі більш спірні питання землекористування та може сприяти меншій кількості ефективніших двосторонніх панелей.

Як і у випадку із сонячними технологіями загалом, вартість двосторонніх панелей неминуче знизиться зі збільшенням обсягу виробництва, за прогнозами, паритет цін з односторонньою сонячною батареєю незабаром схилить ринок на користь двосторонніх панелей. Вартість сонячної електроенергії впала на 90% між 2009 і 2020 роками, згідно з вирівняною вартістю енергії Lazard.

Це робить двосторонні панелі особливо привабливими для комунальних і комунальних сонячних електростанцій, де економія за рахунок масштабу означає, що збільшення вироблення енергії відбувається лише за незначно підвищених витрат.

### **1.9 Сонячна електростанція та її види**

**Сонячна електростанція (СЕС)** – технологічна інженерна споруда, що трансформує сонячне радіаційне випромінювання на електроенергію. Способи перетворення сонячної енергії є різними та залежать від конструкції електростанції.[2]

**Усі сонячні електростанції (СЕС) поділяють кілька типів:**

- **СЕС баштового типу**



Рисунок 1.2 – СЕС баштового типу

Дані електростанції ґрунтуються на принципі отримання водяної пари з використанням сонячної радіації. У центрі станції стоїть башта висотою до 25-ти метрів (в залежності від потужності та деяких інших параметрів висота може бути більшою або меншою), на вершині якої знаходиться резервуар з водою. Цей резервуар пофарбований у чорний колір для поглинання теплового та видимого випромінювання. Також у цій вежі знаходиться насосна група, що доставляє воду в резервуар від турбогенератора, що знаходиться поза вежею.

Геліостат— споруда у вигляді дзеркала, що має площу декілька квадратних метрів, закріплене на опорі і підключене до загальної системи позиціонування. Тобто, залежно від положення сонця, дзеркало змінюватиме свою орієнтацію у просторі. Основне і найважче завдання - це розмвстити дзеркала таким чином , щоб у будь-який момент часу всі відбиті промені від них потрапили на резервуар. У ясну сонячну погоду температура в резервуарі може досягати 700 °С. Такі температурні параметри використовуються більшості традиційних теплових електростанцій, тому для отримання енергії використовуються стандартні турбіни. Фактично, на таких станціях такого типу можемо отримати високий ККД, близько 20%..[2]

- **СЕС тарілчастого типу**

Цей тип СЕС використовує принцип відбору електроенергії, подібний до баштової СЕС, але є відмінності в конструкції самої електростанції. Станція складається з незалежних модулів. Модуль складається з опори, до якої кріпиться фермова конструкція приймачів і відбивачів. Приймач приблизно розташований в зоні концентрації відбитого сонячного світла. Рефлектор складається з тарілчастих дзеркал (звідси і назва), радіально розташованих на фермі. Діаметр цих дзеркал досягає двох метрів, а кількість дзеркал – кілька десятків (в залежності від потужності модуля). Така станція може складатися з одного модуля (автономна) і десятків (працюючих паралельно). [2]

- **СЕС, що використовують фотоелектричні модулі (фотобатарей)**



Рисунок 1.3 – СЕС, що використовує фотобатарей

Цей вид СЕС дуже поширений в наш час, тому що у випадку СЕС він складається з великої кількості окремих модулів (фотоелементів) з різними параметрами потужності та виходу. Ці СЕС широко застосовуються в енергозабезпеченні малих і великих об'єктів (приватні дачі, пансіонати, будинки престарілих, промислові будівлі тощо). Фотоелектричні модулі та масиви генерують постійний струм. Їх можна з'єднувати послідовно та паралельно з електричним обладнанням до інверторів для отримання будь-якої бажаної комбінації напруги та струму. Фотоелементи можна встановлювати практично скрізь, починаючи на дахах і фасадах будівель і закінчуючи спеціально відведеними місцями. Встановлена потужність також сильно варіюється, від постачання однієї водяної помпи до електропостачання міста. [2]

- **СЕС, що використовують параболічні концентратори**



Рисунок 1.4 – СЕС, що використовують параболічні концентратори

Ці СЕС працюють шляхом нагріву теплоносія до параметрів, придатних для використання турбогенератором.

Конструкція SES: на конструкції радіатора встановлено довге параболічне дзеркало, а в центрі параболи встановлена трубка, по якій тече охолоджуюча рідина (зазвичай масло). Пройшовши весь шлях, теплоносій нагрівається і віддає тепло в теплообміннику воді, яка перетворюється на пару і надходить у турбогенератор. .[2]

- **Комбіновані СЕС**

Часто на СЕС різних типів додатково встановлюють теплообмінні апарати для отримання гарячої води, яка використовується як для технічних потреб, так і для гарячого водопостачання та опалення. У цьому полягає суть комбінованих СЕС. Також на одній території можливе паралельне встановлення концентраторів та фотоелектричних панелей, що також вважається комбінованою СЕС. .[2]

- **Аеростатні сонячні електростанції**



Рисунок 1.5 – Аеростатні СЕС

Аеростатні сонячні станції (СЕС) бувають 2 типів: перший - сонячні елементи розташовуються на поверхні аеростату. При цьому ККД не перевищує ККД сонячних батарей і становить близько 15% (в межах може досягати 40%). У конструкції другого типу як рефлектор використовується параболічна, увігнута тиском газу, металізована плівка, яка служить для концентрації сонячної енергії. Вартість квадратного метра якої мала в порівнянні з сонячними батареями і будь-якими поверхнями, що відбивають. Розташовуючись на висоті понад 20 км, аеростат не боїться затінення за хмарної погоди, а рухаючись з повітряними потоками не відчуває вітрових навантажень. Верхня частина виконана з прозорої плівки з армуванням, посередині парабола плівкового концентратора з металізованої армованої плівки, а у фокусі — термоперетворювач, охолоджується легким газом-водень, для системи з розкладанням води, або гелій у разі наявності системи дистанційної передачі енергії-наприклад радіо- або свч-випромінюванням. Орієнтування кулі на сонці здійснюється за рахунок перекачування баластної рідини (вода для водневого циклу), точне орієнтування - гіроскопами. При необхідності в одному дирижаблі може бути кілька плаваючих кулястих модулів. [2]

- Сонячно-вакуумні електростанції

Використовують енергію повітряного потоку, що штучно створюється шляхом використання різниці температур повітря в приземному шарі повітря, що нагрівається сонячними променями в закритому прозорим склом ділянці, і на деякій висоті. Складаються з накритої скляним дахом ділянки землі та високої вежі, біля основи якої розташована повітряна турбіна з електрогенератором. Вироблена потужність зростає із зростанням різниці температур, яка збільшується з висотою вежі. Шляхом використання енергії нагрітого ґрунту здатні працювати майже цілодобово, що є їхньою серйозною перевагою[2].

Таблиця 1.2 – Переваги та недоліки сонячної енергії

<b>Переваги</b>	<b>Недоліки</b>
Зменшує рахунок за електроенергію	Висока початкова вартість
Створює відновлювальну енергію	Займає багато місця на даху
Зменшує викиди CO <sub>2</sub>	Менше продуктивність в похмурі або короткі дні
Надлишок електроенергії можна продати назад в мережу	З часом стає менш ефективним
Низькі витрати	Менш ефективна на певних дахах/ у певному кліматі

### **Переваги сонячної енергії:**

#### **✓ Зменшує рахунок за електроенергію**

Сонячні батареї створені, щоб скоротити ваш рахунок за електроенергію. Коли ви виробляєте власну електроенергію, ви не використовуєте та не платите за електроенергію, що надходить з мережі. Протягом дня ваші сонячні батареї генеруватимуть енергію, яка використовується в режимі реального часу для живлення будь-яких приладів, світильників або технологій, які є у вас вдома, а надлишок енергії зберігається в акумуляторі для нічного використання або продається назад в мережу.

### ✓ Створює відновлювану енергію

Безсумнівно, одна з найпоширеніших причин, чому люди отримують сонячні батареї – ви менше покладаетесь на мережу! Але що це насправді означає? Що ж, для більшої частини Австралії електроенергія отримується з Національного ринку електроенергії, який складається з виробництва з різних джерел енергії, включаючи вугілля, вітер і гідроенергію серед інших. Житлове домогосподарство не може купувати електроенергію виключно від генератора відновлюваної енергії, тому створення власної відновлюваної енергії є наступним найкращим заходом.

### ✓ Зменшує викиди CO<sub>2</sub>

Більшість із нас докладаеться всіх зусиль, щоб бути екологічно чистішими, але, оскільки енергетична промисловість спричиняє значну частину викидів, зменшення вашої залежності від мережі є одним із найбільших індивідуальних впливів, які ви можете зробити. Коли домогосподарства впроваджують сонячну систему, вони зменшують попит на невідновлювану енергію, яка домінує в нашій мережі, наприклад на спалювання вугілля. Це, у поєднанні з практикою загальної енергоефективності, є великим кроком у правильному напрямку, коли розглядати ваш вуглецевий слід від споживання енергії.

### ✓ Надлишок електроенергії можна продати назад в мережу

Коли ви не використовуєте енергію, вироблену вашими сонячними панелями, вона або зберігається в акумуляторі, або повертається в мережу, за що ви отримуєте компенсацію, яка називається «зеленим тарифом». Зелені тарифи встановлюються вашим роздрібним продавцем, а деякі навіть, як відомо, встановлюють суми оплати понад 1,44 грн за кіловат-годину (кВт-год) на експорт. Однак, якщо у вас немає достатньо панелей, ви, ймовірно, не заробите на ці гроші. Натомість це допоможе знизити ваші рахунки за електроенергію, навіть незначно.

### **Недоліки сонячної енергії**



Де переваги, там і недоліки, і немає винятку, коли йдеться про сонячну енергію. Перш ніж приймати будь-яке дороге рішення, ви повинні зважити всі «за» і «проти», тому ми перерахували деякі з найбільших мінусів, пов'язаних із сонячною енергією.

#### ✓ **Висока початкова вартість**

Не можна заперечувати, сонячні системи недешеві. Ви заплатите за самі панелі, а потім хтось прийде та встановить їх за вас. Це може коштувати чималих грошей – у середньому від 200 000 грн.

#### ✓ **Зберігання акумулятора дороге**

Початкова вартість системи зберігання акумуляторів недешева. Мало того, чим більше ємності вам потрібно, тим дорожче він коштуватиме. Системи зберігання акумуляторів коштують дорого починаючи від приблизно 1300 доларів США до 10 300 доларів США за більшу ємність. Перевагою є те, що сонячні компанії часто проводять рекламні акції, коли клієнти купують сонячні батареї та сховище одночасно, тому обов'язково перегляньте дані пропозиції перед покупкою.

#### ✓ **Може не підійти для вашого даху**

Є багато різних причин, але головна полягає в тому, що безпосередня близькість, у котрій проживають люди, може вплинути на вплив сонця на дах. Якщо поблизу вас великі дерева або будівлі, ваш дах може бути частково затінений залежно від часу доби. Завжди найкраще запросити професіонала, який огляне ваш будинок і запропонує найкращі варіанти.

#### ✓ **Менше виробництва в похмурі дні**

Ми всі відчуваємо себе трохи похмурими в похмурі дні, але сонячні панелі роблять більше, ніж більшість. Скільки енергії генерують ваші сонячні батареї, залежатиме від того, скільки сонця на них потрапляє. У похмурі дні ваші панелі не працюватимуть на максимальній потужності, тобто вам, можливо, доведеться компенсувати нестачу електроенергії з мережі.

### ✓ **З часом стає менш ефективним**

Як і будь-яка технологія, сонячні панелі та батареї з часом псуються. Сонячні батареї безпосередньо піддаються впливу стихії, і, незважаючи на те, що виготовлені з міцних матеріалів і довговічні, як правило, вважається, що панелі зменшують ефективність приблизно на 20 відсотків приблизно за стільки ж років. Батареї, які зазвичай зберігаються всередині, зазвичай вистачає приблизно на 10 років, перш ніж вони почнуть ставати значно менш ефективними. Переконайтеся, що ви перевірили гарантію на свою сонячну систему, щоб забезпечити довговічність ваших інвестицій [1].

### **1.10 Вітри України**

Напрямок і швидкість вітру в Україні визначаються багатьма факторами і тому дуже різняться. Україна належить до області помірних західних вітрів, але вона менш зазнає впливу процесу глобальної циркуляції атмосфери, і напрямок вітру часто змінюється. Найбільш поширені напрями переважаючих літніх вітрів на всій території України – західний і південно-західний. [6]

Взимку посилюється вплив азійського антициклону, ймовірність східних вітрів на сході, південному сході та півдні України зростає до 50-60%, але є також південно-західні та західні вітри. У Криму часто дмуть північні та північно-східні вітри. На заході країни напрямок вітру не змінився, переважно зберігаються західні та південно-західні вітри. [6]

Весною та восени меридіональний рух повітря посилюється, тобто рухається в північному і південному напрямках. [6]

У прибережних районах Азовського і Чорного морів сильний вплив має бриз, що проникає на сушу на 150-20 км. На схилах Карпатських і Кримських гір переважають орографічні вітри, тобто долинні і болотні, залежно від напрямку і довжини схилу, чершування хребтів, улоговин і долин, тому важливу роль віграють загальні фактори. Тут грає другорядну роль. На вершинах українських Карпат і Криму напрямок вітру визначається загальним переносом

повітряних мас у вільній атмосфері, а саме в Карпатах західний і південно-західний, а в Криму – північно-східний і південно-західний. [6]

Вплив місцевих природних умов на швидкість вітру полягає у тому, що внаслідок заліснення у смугі мішаних лісів швидкість вітру нижча, а в луково-степовій – більша. Крім Кирпат і Кримських гір, високі швидкості вітру характерні для південно-східної частини країни, а саме для Донецького та Азовського плато, узбережжя та водойм. У населених пунктах напрямок і сила вітру залежить від характеру забудови, рельєфу, наявності парків і водойм. Над містами зазвичай утворюються висхідні течії, при цьому вітер дме від периферії до центру. Середня швидкість вітру в Україні – до 5 м/с. Зимовий вітер зазвичай сильніший, до 5-8 м/с. Швидкість вітру сильніша влітку в середньому 1-5 м/с і може досягати 6-8 м/с. на більшості узбережжя і до 9 м/с біля Євпаторії [6].

### **1.11 Вітроенергетичний потенціал України**

Наша країна має доволі високий вітроенергетичний кліматичний потенціал, що забезпечує продуктивну роботу не лише автономних вузлів енергостанції, а й потужних вітроелектростанцій. Зростає потреба у визначенні найбільш перспективних місць використання енергії вітру з урахуванням її кліматичного потенціалу та показників можливого використання. За даними Global Wind Energy Council, близько 40% території придатні для виробництва вітрової енергії. У середньостроковій перспективі можна виробляти близько 5000 МВт вітрової енергії або 20-30% загального споживання електрики в країні. [7]

Поділ території України за потенціалом вітроенергетики здійснено на основі кліматичного узагальнення цих показників. Метод районування території був застосований за рядом кліматичних показників:

- ✓ середній показник швидкості вітру та рік і його мінливість;
- ✓ потужність та потенційні вітрові ресурси і утилізована вітрова енергія;
- ✓ швидкість вітру та його тривалість.

Таким чином, за даним набором показників вітроенергетики можна оцінити енергопотенціал кожного регіону та дати рекомендації щодо його раціонального використання. [7]

Найбільший потенціал вітроенергетики мають узбережжя Чорного та Азовського морів, Південне узбережжя Криму, вершини українських Карпат, Кримські гори та Донбас. [7]

Умови використання енергії вітру найкращі протягом року. Враховуючи серйозний дефіцит власних потужностей, будівництво вітрових електростанцій доцільно розгортати саме в цих районах. Ефективно можна розмістити потужні вітроелектростанції. Пріоритет повинен бути наданий будівництву вітряних станцій у прилеглих водах прибережної території. [7]

Особливо високий потенціал вітроенергетики характерний для Донецького плато, Азовського моря і Причорноморської низовини. Умови, сприятливі протягом року для великих вітроелектростанцій та їх постійної роботи. [7]

Найвищим вітроенергетичним потенціалом відзначаються узбережжя Чорного та Азовського морів, Південний берег Криму, вершини Українських Карпат, Кримських гір, також область Донбасу. [7]

Подільська та Придніпровська височини також відомі своїм значним вітроенергетичним потенціалом. Вітрові умови сприятливі, особливо в холодну пору року. [7]

Для Придніпровської та Подільської низовин характерні слабкі вітри, які нерівномірно розподіляються протягом року. Умови використання вітру менш сприятливі, тому доцільно розміщувати тихохідні вітрогенератори, рентабельність яких вище саме у холодні періоди року. [7]

Для Карпат, Закарпаття та вузьких прихованих долин Українських Карпат і Кримських гір характерні слабкі вітри, тому умови вважаються несприятливими, за винятком окремих місць, що явно домінують над навколишнім ареалом. [7]

Екологічні ризики будівництва ВЕС полягають у впливі знищення природного рослинного покриву, порушення гідрологічних умов та можливій загибелі птахів та кажанів під час міграцій. [7]

## РОЗДІЛ 2. РЕЖИМИ РОБОТИ ТА СХЕМИ З'ЄДНАНЬ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК

### 2.1 Режими роботи вітроелектричних установок

Генераторні установки традиційних електростанцій можна розділити на три основні групи:

- що покривають основне навантаження;
- що покривають проміжне навантаження;
- що покривають пікове навантаження.

Вітрові турбіни можуть функціонувати трьома основними способами: автономним, вибіркоким та паралельним. Вони мають потенціал для виконання всіх трьох цих функцій, змінюючи вихідну потужність. [18]

*Автономний* режим повинен забезпечувати безперебійне постачання електричної енергії від вітроенергетичної установки споживачу протягом установленого терміну її роботи. [18]

Режим *вибору* характеризується тим, що навантаження має бути правильно розподілено між енергосистемою та вітровими турбінами. При цьому електромагнітна потужність, вироблена вітровими турбінами, що перевищує потужність навантаження, безпосередньо подається в енергосистему, що компенсує недобір плану навантаження за рахунок енергосистеми. Тому, в періоди, коли швидкість вітру перевищує робочий діапазон швидкості або ж дорівнює нулю, енергосистема повинна самотійно нести це навантаження. [18]

Режим роботи в *паралельному* режимі з енергосистемою не розрахований на конкретних споживачів, а спрямований на збільшення загального виробництва електроенергії або часткове покриття загального плану навантаження енергосистеми, забезпечуючи при цьому значну економію обмеженого палива. Коливання потужності вітрового потоку призведе до значних змін у виробленій потужності і періоди, коли потік виходить за межі

робочого діапазону, можна передбачити лише з певною ймовірністю. Навіть у регіонах, де вітрова енергія постійно доступна, електромагнітна енергія, вироблена вітровою турбіною, буде оптимально узгоджена з цим об'ємом вітру, оскільки вона сама зазнає погодинних, щоденних і сезонних змін. Таким чином, спроба прямого узгодження електромагнітної потужності, виробленої вітовими турбінами, з профілем плану навантаження прихведе до втрат потужності, що може суттєво відобразитися на роботі окремих соживачів і усієї енергосистеми. [18]

Загалом, специфіка роботи вітрових турбін, графіки навантажень та енергосистеми унеможливають самостійне використання вітрогенераторів без відповідної резервної системи, оскільки таке використання не забезпечить надійне та безперебійне електропостачання споживачів. Залежно від типу використовуваної резервної системи, вітрові турбіни слід класифікувати як резервні вітрові турбіни, що працюють у мережі, і вітрові турбіни, що накопичують енергію. [18]

У першому випадку повне використання енергії вітру вимагає, щоб енергетична система приймала перетворену електричну енергію вітрових турбін будь-який час і в будь-якій кількості. Тим часом, крім атомної енергетики, звичайні електростанції мають згладжувати випадкові коливання електромагнітної потужності, що генерується вітовими турбінами і координувати генеруючу потужність відповідно до загального графіка навантаження енергосистеми, що призводить до необхідності резервних електростанцій, які завжди готові до їх експлуатації. [18]

У випадку №2, якщо вітрові турбіни виробляють більше електромагнітної енергії, ніж споживає енергетична система, залишок якої відправляється на зберігання. Якщо кількість вітрових турбін достатньо велика, а система накопичення енергії побудована із урахуванням вітрового потенціалу, це дозволить усереднити загальну кількість виробленої електроенергії та забезпечувати постійну кількість енергії для енергосистеми з часом. Тому, електроенергію можна виробляти у будь-яку пору року. [18]

Режим роботи вітряного двигуна повністю визначає, як вітрогенератор перетворює енергію вітрового потоку в електрику. Таким чином, відповідно до структурної конструкції електричної частини змінної частоти, вітрові турбіни поділяються на вітрові турбіни прямої змінної частоти та вітрові турбіни змінної проміжної частоти. До першої категорії відносяться синхронні та асинхронні вітрогенератори, до другої – вітрогенератори з каскадним включенням електричних машин. [18]

Масштабна паралельна робота вітряних турбін та енергетичних систем має бути накладена на існуючу традиційну мережу електропостачання з мережами вітрових турбін великої потужності. [18]

Для забезпечення динамічної стабільності роботи ВЕУ та синхронізації з енергосистемою необхідно прийняти фіксовану кутову частоту обертання ВЕУ. При цьому добуток фіксованої номінальної частоти обертання вала на передавальне число мультиплікатора повинен відповідати частоті енергосистеми з урахуванням кількості пар полюсів генератора. Величина електромагнітної потужності, що генерується синхронними вітровими турбінами і подається в енергосистему, визначається за формулою  $P_e = 3 \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi - \Delta P_\Sigma$ ,

де  $\Delta P_\Sigma$  – сумарні втрати в генераторі;  $U$  – напруга у фазі статора;  $I$  – струм у фазі статора;  $\cos\varphi$  – коефіцієнт потужності. [18]

При роботі синхронних вітрогенераторів, включених паралельно енергосистемі, допускаються лише слабкі амплітудні коливання частоти обертання ротора синхронного генератора, що дорівнює 1-2% від нормального значення (в порядку частки секунди). Таким чином, синхронні вітряні турбіни повинні мати достатню динамічну електричну стабільність під час дії раптово мінливих поривів вітрового потоку, оскільки вимушені коливання, викликані нерівномірним обертанням вітрової турбіни, накладаються на вільні коливання, викликаючи резонанс струму або напруги. Так, раптова зміна швидкості вітру на 25% при фіксованій швидкості обертання вітродвигуна

збільшує значення крутного аеродинамічного моменту вітродвигуна майже вдвічі. [18]

Отже, робота синхронної ВЕУ в режимі обертання з фіксованою кутовою частотою при постійному збудженні буде супроводжуватися збільшенням частоти обертання валу ВЕУ, кута збільшення потужності та збільшенням електромагнітної потужності розвитку зі збільшенням швидкості вітрового потоку. Тому за певних умов синхронні вітроелектростанції можуть вийти з синхронізації з енергосистемою. Щоб цього уникнути, вектор ЕРС при синхронній роботі вітрогенератора завжди повинен випереджати вектор напруги в мережі. При цьому збільшення робочого кута  $\theta$  та електромагнітної потужності триватиме до тих пір, поки аеродинамічний момент крутного моменту, який приносить вітряний двигун на вал синхронного генератора, не врівноважить момент навантаження, який є сумою розвинутих електромагнітних моменти і момент втрати. В результаті синхронні вітрогенератори продовжуватимуть працювати при підвищених навантаженнях і матимуть відповідно менші запаси динамічної стійкості та питому синхронну потужність. [18]

Щоб збільшити розвинену електромагнітну потужність і тим самим забезпечити рівновагу на валу вітросинхронного генератора, необхідно збільшити електрорушійну силу. При цьому збільшення електрорушійної сили повинно здійснюватися швидким збільшенням струму збудження. Тому слід використовувати незалежне збудження синхронних генераторів, оскільки з цієї точки зору воно більш прийнятне, ніж самозбудження. [18]

Коли асинхронна вітрова турбіна працює паралельно з енергосистемою, статор асинхронного генератора підключений до енергосистеми, а добуток швидкості вала вітрової турбіни та передавального коефіцієнта мультиплікатора більше, ніж синхронна частота. Для підтримки високого ККД в генераторному режимі абсолютне значення ковзання асинхронного двигуна має бути такого ж порядку, як і в моторному режимі. Як і у випадку синхронних вітрових турбін, електромагнітна потужність, вироблена



асинхронними вітровими турбінами, також визначається частотою обертання вітрового двигуна. Тому для такого ВЕУ повинна бути забезпечена фіксована діаграма кутової частоти обертання ротора асинхронного генератора відносно обраної номінальної частоти обертання. При цьому асинхронні ВЕУ матимуть значні запаси динамічної стійкості за крутним моментом. Але, незважаючи на це, асинхронні вітрогенератори повинні мати захисні заходи від збільшення частоти обертання, тому що сильні пориви можуть значно збільшити обертальний аеродинамічний момент, в результаті чого асинхронні вітрогенератори можуть переходити до нестабільних механічних характеристик частини. При цьому генерована електромагнітна потужність почне швидко падати, а частота обертання зросте, що може призвести до аварійної ситуації. [18]

Запуск асинхронної вітрової турбіни фактично полягає в тому, щоб асинхронний генератор працював у режимі холостого ходу двигуна на певному етапі. Загальний коефіцієнт використання енергії струму вітру асинхронними вітрогенераторами нижчий, ніж у синхронних вітрогенераторів за рахунок споживання енергосистемою реактивного струму коефіцієнт потужності також знижується. Це пояснюється тим, що струм збудження асинхронного вітрогенератора становить 20-25% від номінального струму, а потужність збудження синхронного вітрогенератора менше 1% від номінальної потужності синхронного генератора. [18]

Якщо асинхронна вітрова турбіна повинна працювати паралельно з енергосистемою, її генератор повинен самозбуджуватися набором статичних конденсаторів, щоб регулювати коефіцієнт потужності. Наявність такого самозбудження дозволяє асинхронному вітрогенератору стабільно працювати при будь-якому типі навантаження. [18]

Для способу паралельної роботи з енергосистемою, враховуючи особливі умови експлуатації, асинхронні вітрові турбіни є більш прийнятними, ніж синхронні вітрогенератори, оскільки вони мають наступні переваги:

- не потребує точної синхронізації із силовою установкою;

- електромагнітний момент, що розвивається має високу стабільність;
- завдяки поділу частоти між частотою обертання ротора асинхронного генератора і частотою енергосистеми є невеликий запас по частоті обертання;
- низька вартість, хороша надійність, легкість експлуатації, управління та обслуговування. [18]

Каскадні вітряні турбіни можуть генерувати трифазну електромагнітну енергію змінного струму постійної напруги та постійної частоти в режимі змінної частоти кута обертання, забезпечуючи найбільший загальний коефіцієнт використання енергії потоку вітру. В основному в каскадних вітрогенераторах можна використовувати такі типи генераторів: синхронні, постійного струму, з постійними магнітами, асинхронні з фазними роторами. У режимі змінної кутової частоти каскадні вітрові турбіни генеруватимуть напругу, пропорційну частоті обертання вітрових турбін. Тому для стабілізації генерованої напруги слід використовувати тиристорний перетворювач. При цьому генерована напруга повинна бути стабілізована і випрямлена, а отримана регульована напруга постійного струму перетворюється в напругу змінного струму з постійною частотою і подається в енергосистему. [18]

Використовувати синхронні генератори в каскадних вітрогенераторах недоцільно, оскільки двигун майже завжди працює в перехідному режимі, що значно погіршує його робочі характеристики і в кінцевому підсумку призводить до втрати загальної ефективності. [18]

Використання генератора постійного струму є неекономічним через високу вартість і додаткові електромеханічні ускладнення, оскільки двигун засмічується пилом, що утворюється під час роботи щіток, що також посилюється коливаннями крутного моменту та погіршеними умовами комутації, необхідно проводити технічне обслуговування частіше. [18]

Генератори на постійних магнітах мають певні переваги перед своїми попередниками щодо забезпечення відносно високого ККД, але останні досягаються при високій частоті обертання ротора і придатні лише для малих потужностей. [18]

Каскадні вітряні турбіни з асинхронними генераторами з фазованими роторами забезпечують відбір електромагнітної потужності від статора та ротора та забезпечують високу швидкість регулювання генерованої магнітної потужності та значну гнучкість у відповідності до заданого режиму роботи [18].

## **2.2 Робота вітрових електростанцій в автономному режимі навантаження**

### Синхронізація роботи ВЕУ при автономному навантаженні

Основними характеристиками синхронного вітрогенератора, що працює на автономному навантаженні, є зовнішні характеристики та характеристики регулювання. Зовнішньою характеристикою синхронного генератора (СГ) є залежність напруги  $U$  від струму навантаження  $I$  при незмінному струмі збудження  $I_f$ , в частоті обертання ротора  $n$  і коефіцієнті потужності навантаження  $\cos\varphi$ . Регульовальні характеристики є залежностями струму збудження  $I_f$  від струму навантаження  $I$  при  $U$ ,  $n$  і  $\cos\varphi = const$ . Вони показують, як змінювати струм поля генератора, щоб підтримувати напругу постійною при зміні навантаження. Ці характеристики при різних типах навантажень, але з постійними значеннями, як показано на рис. 2.1. [17]

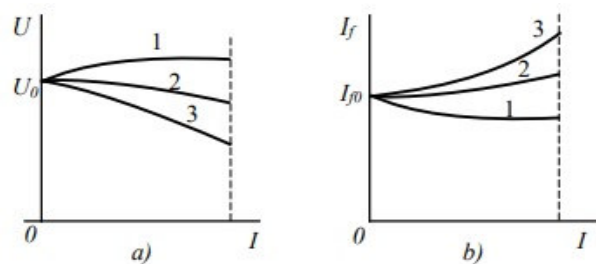


Рисунок 2.1 – Зовнішні (а) і регульовані (б) характеристики синхронного генератора при роботі на автономне навантаження.

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 навантаження 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. 2.1, а, крива 2). [17]

При змішаному активно-індуктивному навантаженні ( $\cos\varphi = 0$ ) розмагнічуюча дія подовжньої реакції якоря виявляється сильніша і зовнішня характеристика (рис. 2.1, а, крива 3) проходить нижче, ніж при активному навантаженні. У цих випадках для підтримки напруги незмінний струм збудження має бути збільшений (рис. 2.1, б, криві 2 і 3). [17]

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. 2.1, а, крива 1), а струм збудження для підтримки  $U = const$  необхідно зменшувати (рис. 2.1, б, крива 1). [17]

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. [17]

### *Вітрові турбіни, що працюють у автономному режимі*

Загальновідомо, що в усіх режимах роботи (двигун або генератор) асинхронні двигуни (АД) споживають з мережі реактивну потужність, необхідну для створення магнітного поля. При автономній роботі АД в генераторному режимі магнітне поле в повітряному проміжку утворюється за рахунок взаємодії МРС всіх фаз і МРС обмотки ротора, а характер розподілу МРС визначає характер магнітного поля на розподілених полюсах. В асинхронному генераторі (АГ) цей струм дуже близький до синусоїдального і коли ротор обертається, він індуктує електрорушійні сили  $E_1$  і  $E_2$  у фазах статора та обмоток ротора, які можна вважати синусоїдальними. [17]

При усталеному режимі переважне співвідношення самозбуджених змінних струмів визначається альтернативними (рис. 2.2). Відмінність полягає лиш у тому, що до його затискачів підключено опір навантаження  $Z_H = R_H + j \cdot X_H$  і конденсатор який забезпечує самозбуджене регулювання напруги при зміні навантаження з опорами  $X_c = \frac{1}{\omega C}$  і  $X_{ск} = \frac{1}{\omega C_{ск}}$ , а рівняння електричної рівноваги мають вигляд

$$\underline{U}_1 = \underline{E}_1 - \underline{I}_1 \cdot R_1 - \underline{I}_1 \cdot j \cdot X_1; \quad \underline{I}_1 = \underline{I}_0 + (-\underline{I}'_2). \quad (2.2)$$

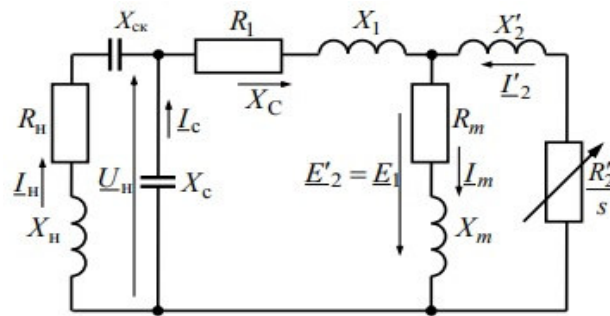


Рисунок 2.2 – Електрична схема заміщення автономного асинхронного генератора

При цьому

$$E_1 = 4,44 \cdot f \cdot W_1 \cdot K_{об1} \cdot \Phi_{0m} \approx E'_2 \quad (2.3)$$

Як видно, напруга  $U_1$  при роботі під навантаженням змінюється як за рахунок падіння напруги на опорах  $R_1$  і  $X$ , 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  $\Phi_{0m}$  залишається майже постійним і напруга  $U_1$  при збільшенні навантаження змінюється у меншій мірі, а його зовнішня характеристика виходить "жорсткішою". [17]

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, вітродвигуном і тому подібне. [17]

Для збудження автономно працюючого АГ потрібна наявність джерела реактивної потужності – батареї конденсаторів або синхронного 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 меншої

синхронної, причому значення напруги і частоти струму виявляються пропорційні частоті обертання ротора і, крім того, залежними від схеми з'єднання конденсаторів. [17]

Автономна робота АГ в режимі самозбудження від потоку залишкового намагнічення можлива, якщо до виведень обмотки статора підключити конденсатори, необхідні як джерело реактивної потужності  $Q_G$ , для збудження магнітного поля АГ, а при його роботі на активно-індуктивне навантаження  $Q_H$  конденсатори повинні служити джерелом реактивної потужності  $Q_H$  і для навантаження (рис.2.3).

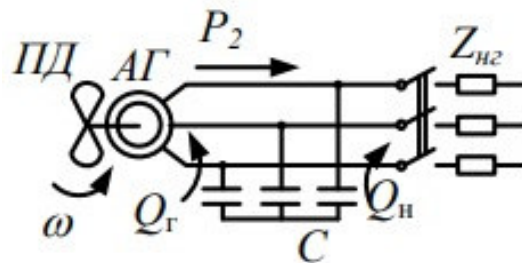


Рисунок 2.3 – Схема конденсаторного збудження асинхронного генератора

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  $\Phi_{зал}$  індукує в обмотці статора ЕРС. [17]

$E_{зал} \approx (0,02 \dots 0,03) \cdot U_H$ , яка викликає в конденсаторах С 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. 2.4, а). Закінчення процесу самозбудження відповідає точці  $A_0$  – перетинанню характеристики холостого ходу 1 (характеристики намагнічування) АГ з вольт-амперною характеристикою конденсаторної батареї 2 ( $I_c \cdot X_c$ ) при ЕРС  $E_0$  і струмі статора  $I_{c0}$ . Напряга на генераторі залежить від ємності конденсаторів чим менше ємність С, тим більше кут  $\alpha_0$ . [17]

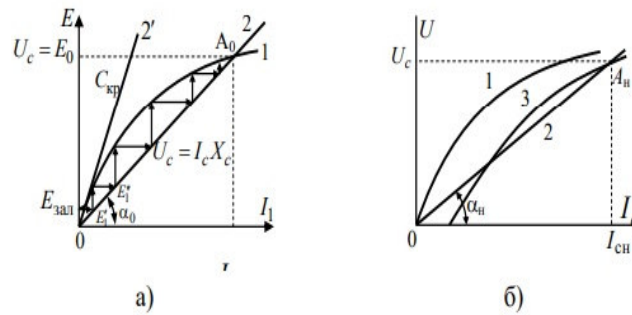


Рисунок 2.4 – Процес самозбудження асинхронного генератора від конденсаторної батареї

При малих значеннях ємності  $C_{кр}$  характеристика  $I_c \cdot X_c$  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. [17]

Кут  $\alpha_0$  визначається зі співвідношення

$$tg\alpha_0 = \frac{U_c}{I_{c0}} = \frac{X_{c0} \cdot I_{c0}}{I_{c0}} = X_{c0} = \frac{1}{\omega_1 \cdot c_0} \quad (2.4)$$

Самозбудження АГ під навантаженням вимагає збільшення ємності  $C$ , що добре ілюструє рис. 2.4, б, де крива 3 – це характеристика навантаження АГ. Точка  $A_H$  – точка закінчення самозбудження. При цьому

$$tg\alpha_H = \frac{U_c}{I_{cH}} = \frac{X_{cH} \cdot I_{c0}}{I_{c0}} = X_{cH} = \frac{1}{\omega_1 \cdot c_H} \quad (2.5)$$

Оскільки  $tg\alpha_0 > tg\alpha_H$ , то  $C_H > C_0$ . Реактивна потужність конденсаторів визначається сумою реактивних потужностей генератора  $Q_\Gamma$  і навантаження  $Q_H$  тобто

$$Q_c = m I_c U_c = Q_\Gamma + Q_H = P_H tg\varphi_H + P_\Gamma tg\varphi_\Gamma = P_H (tg\varphi_H + tg\varphi_\Gamma) \quad (2.6)$$

Необхідна ємність конденсаторів може бути розрахована із співвідношень

$$X_H = \frac{1}{\omega_1 C} = \frac{U_c}{I_c} = \frac{m_1 U_c^2}{Q_c} \text{ або } C = \frac{Q_c}{m_1 \omega_1 U_c^2} = \frac{P_H (tg\varphi_\Gamma + tg\varphi_H)}{m_1 \omega_1 U_c^2}, \quad (2.7)$$

де  $\omega_1 = 2\pi f_1$  – кутова частота.

Як видно з (2.7), при зміні навантаження АГ ємність конденсаторів необхідно регулювати. Відповідно її треба регулювати і при зміні кута  $\varphi_H$  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

$$Q = \omega_1 W_M V_\delta = \frac{\pi f_1}{\mu_0} B_m^2 V_\delta, \quad (2.8)$$

де  $W_M = \frac{1}{2\mu_0} B_m^2$  – питома енергія магнітного поля;  $V_\delta$  – повний об'єм повітряного проміжку.

З іншого боку, величина реактивної потужності конденсаторної батареї

$$Q_c = t\omega_1 C_K U_c^2 \quad (2.9)$$

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[14].

## 2.3 Робота вітроелектричних установок на енергосистему

### *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 генератора, 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  $f_r$  повинна дорівнювати частоті мережі  $f_c$ , тобто  $f_r = f_m$ ;
- ЕРС включеного генератора  $E_{0\phi}$  і напруга мережі  $U_{\phi,м}$  повинні мати зсув по фазі на  $180^\circ$ ;
- 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

$\Delta \underline{E} = \underline{E}_{0\phi} + \underline{U}_{\phi.m}$ ; за характером цей струм є реактивним, генератор не приймає навантаження, однак за величиною він може стати значним й спричинить перегрів обмоток; [17]

б) якщо  $f_r \neq f_m$ , то в колі генератора виникає ЕРС, що постійно змінюється за величиною  $\Delta \underline{E} = \underline{E}_{0\phi} + \underline{U}_{\phi.m}$ , яка називається биттям напруги; при цьому величина зрівняльного струму і його фаза по відношенню  $\bar{E}_{0\phi}$  і  $\bar{U}_{\phi.m}$  постійно змінюються, що викликає як нагрів обмоток, так і знакозмінні механічні поштовхи на валу генератора; [17]

в) якщо вектори  $\bar{E}_{0\phi}$  і  $\bar{U}_{\phi.m}$  обертаються синхронно, але не знаходяться у протифазі, то зрівнювальний струм матиме активну складову і у момент включення виникне значний механічний поштовх, здатний викликати ушкодження генератора і його приводного двигуна; [17]

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. [17]

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  $f_r$  і  $f_m$ , а потім, регулюючи струм збудження генератора, домагаються рівності  $E_{0\phi} = U_{\phi.m}$ . Фазовий зсув між  $E_{0\phi}$  і  $U_{\phi.m}$ , а також порядок чергування фаз перевіряють синхроскопами, проте найчастіше синхронізація здійснюється за допомогою автоматичних приладів без участі обслуговуючого персоналу. [17]

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  $\Delta \bar{E} = \bar{E}_0 - \bar{U}_m = 0$  (рис. 2.5, а). [17]

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. [17]

При роботі СГ на мережу великої потужності його напруга  $U_T$  залишається незмінною і рівною напрузі мережі  $\bar{U}_M$ , що обумовлює постійність результуючого магнітного потоку генератора. [17]

При збільшенні струму збудження (перезбудження генератора)  $\bar{E}_0 > \bar{U}_c$  і між мережею та статором СГ з'явиться зрівнювальний струм

$$\underline{I} = \frac{E_0 - U_c}{jX_c} = \frac{\Delta E}{jX_c} \quad (2.10)$$

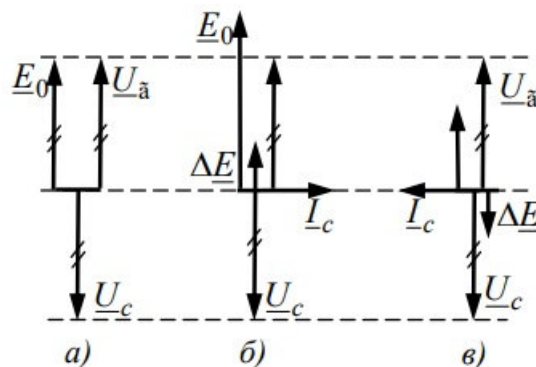


Рисунок 2.5 – Регулювання реактивної потужності синхронного генератора підключеного до мережі при холостому ході

Цей струм відстає від векторів  $\Delta E_0$  і  $\Delta E$  на кут  $\frac{\pi}{2}$ , оскільки опір кола якоря  $X_c$  є індуктивним (рис. 2.5, б), створює розмагнічуючу реакцію якоря і результуючий магнітний потік СГ залишається незмінним. По відношенню до мережі даний зрівнювальний струм є ємнісним (що випереджає вектор  $U_c$  на кут  $\frac{\pi}{2}$ ). 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 2.6, б, не зміниться, а коефіцієнт потужності генератора залишиться рівним нулю  $\cos \varphi = 0$  при  $\varphi = \frac{\pi}{2}$ . [17]

При зменшенні струму збудження (недозбудження генератора)  $E_0 < U_T$ , вектор  $\Delta E = E_0 - U_T$  змінює фазу (рис. 2.5, в) і співпадає за напрямом з

вектором напруги мережі  $U_c$ . Зрівняльний струм, відстаючи від вектору  $\underline{\Delta E}$  на кут  $\frac{\pi}{2}$ , 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 недозбуджений 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. [17]

Процеси регулювання активної і реактивної потужностей СГ показані на векторних діаграмах рис. 2.6 і 2.7. 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 2.6) зрушується по відношенню до вектору  $\bar{U}_r$  на той же кут  $\theta$  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. [17]

При подальшому збільшенні обертального моменту приводного двигуна і при незмінному струмі збудження  $I_f$  вектор ЕРС  $E_r$ , не змінюючись за величиною, буде повертатися по колу проти годинникової стрілки (у бік випередження  $\underline{U}_c$ ), кут  $\theta$ , величина  $\Delta E$  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. [17]

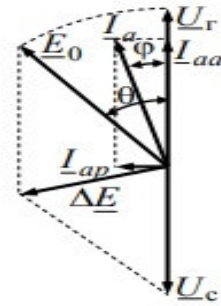


Рисунок 2.6 – Регулювання активної потужності синхронного генератора при паралельній роботі з мережею

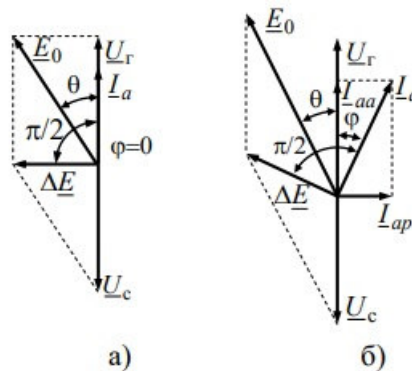


Рисунок 2.7 – Регулювання реактивної потужності синхронного генератора при паралельній роботі з мережею під навантаженням

Потужність, що розвивається синхронного генератора, а отже, і електромагнітний момент тим більший, чим більше кут  $\theta$ , 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. 2.6, 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. 2.7, а). Такий режим називають режимом повного або нормального збудження. [17]

Подальше збільшення струму збудження приведе до появи випереджального реактивного струму  $I_{ap}$  (рис. 2.7, б) і генератор стане джерелом реактивної потужності. [17]

Робота синхронного генератора з мережею стійка, якщо позитивному (негативному) збільшенню кута  $\Delta\theta$  відповідає позитивне (негативне) прирощення потужності  $\Delta P_{ем}$ , тобто

$$\frac{\Delta P_{ем}}{\Delta\theta} > 0 \quad (2.11)$$

Межа відношення

$$\lim \frac{\Delta P_{ем}}{\Delta\theta} = m \frac{UE_0}{X_c} \cos\theta = P_c \quad (2.12)$$

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  $\theta$  перевищить  $90^\circ$ , магнітний зв'язок порушиться, ротор випаде з синхронізму, що відповідатиме розриву пружин. [16]

За аналогією з синхронізуючою потужністю величина

$$M_c = \frac{\Delta M_{ем}}{\Delta\theta} = m \frac{UE_0}{\omega_c X_c} \sin\theta \quad (2.13)$$

називається синхронізуючим моментом.

Під синхронізуючим моментом слід розуміти обертання, з якими ротор при його відхиленні від положення рівноваги прагне повернутися до цього положення. [16]

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 (2.11), але й у формі

$$P_c > 0 \text{ або } M_c > 0 \quad (2.14)$$

Синхронізуючі потужність і момент обумовлені взаємодією паралельно працюючих генераторів. Тому ясно, що для автономно працюючого генератора ці поняття не прийнятні. [16]

### *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). [16]

Реактивна складова струму статора

$$I_{1p} = I_1 \sin \varphi_1 \quad (2.15)$$

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 [16].

На характеристиках АГ, що працюють в ВЕУ, істотно позначається режим управління вітроколесом. Наприклад, із застосуванням відцентрового регулятора швидкості що впливає на систему гідроприводу 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 [16].

## **2.4 Основні схеми включення ВЕУ**

Параметри, що повинні слід врахувати при виборі конструкції вітропарку і схеми, призначеної для трансформування енергії вітру на електричну є: швидкість вітродвигуна; характер споживання енергії, що виробляється. На сьогодні створено та використовуються наймвірна кількість схем трансформування вітрової енергії у електроенергію постійної або змінної напруги із безпосереднім використанням генераторів постійного струму. Цю систему найпростіше використовувати з генератором постійного струму. Регулюванн збудження призводить до постійної напруги мережі за різних швидкостей вітру [13].

Можлива технічна схема дієвого генерування електроенергії за рахунок вітроенергії при автономній роботі ВЕУ представлена на рис. 2.8.

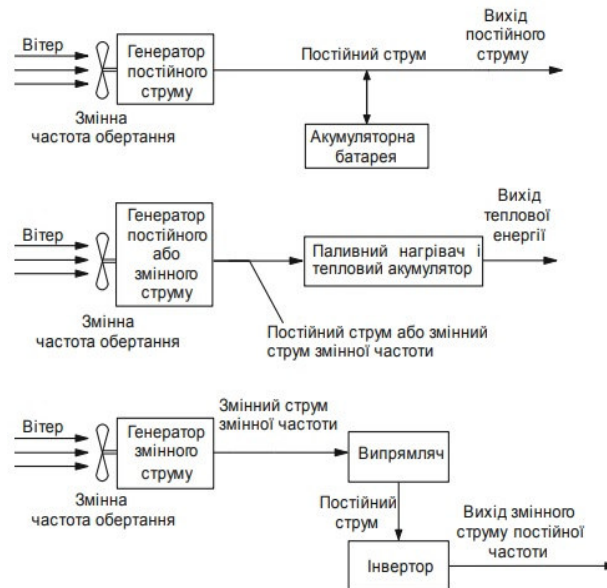


Рисунок 2.8 – Структурні схеми систем генерування і використання електроенергії при автономній роботі ВЕУ

В даний час потужність постійного струму застосовується лиш у невеликих вітряних турбінах потужністю 10-20 кВт і менше. У даному варіанті постійна швидкість вітродвигуна не потрібна і в основному використовуються акумулятори. У сучасних вітроустановках трансформація енергії вітру переважно здійснюється лише у режимі змінного струму. Для прикладу, при застосуванні вітроустановок змінної напруги зі змінною частотою або вітроустановок постійної напруги може здійснюватися



накопичення енергії у вигляді тепла та використання його для опалення. Швидкість двигуна не обов'язково повинна бути постійною. З випрямлячем можна отримати постійну напругу. Його можна використовувати безпосередньо або після перетворення на змінну напругу постійної частоти.

Час використання генеруючої потужності ВЕУ знаходиться в межах 2000-4000 годин на рік залежно від середньорічної швидкості вітру. Найбільш сприятливими періодами для експлуатації вітрових електростанцій є осінь, зима та рання весна, які зазвичай збігаються зі зміною умов електричних та теплових навантажень в об'єктах автономного електропостачання. Визається, що в даний час вироблення великої електроенергії за рахунок використання енергії вітру повинна здійснюватись у вигляді змінної напруги постійної частоти для можливості подачі потужності. [13]

Можлива технічна схема ефективного отримання електроенергії за рахунок енергії вітру при паралельній роботі енергосистем та вітроустановок, що зображені на рисунку 2.9.

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.

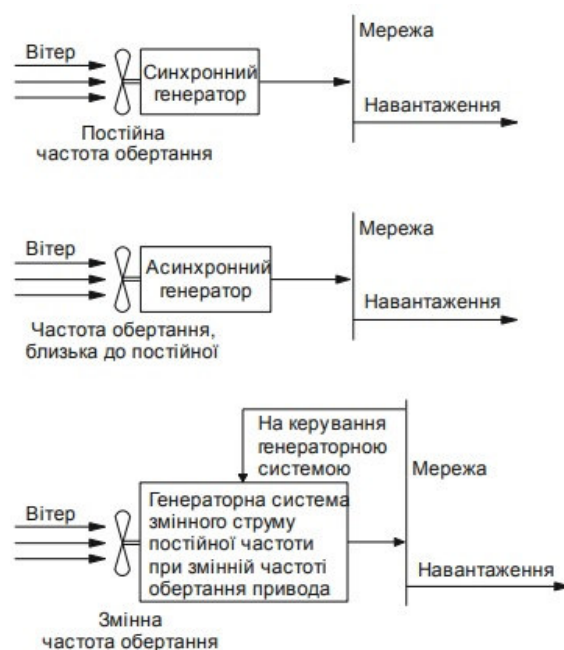


Рисунок 2.9 – Структурні схеми систем генерування і використання електроенергії при підключенні ВЕУ до мережі

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. [13]

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 [13].

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 [13].

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. 2.10 показано схеми прямого підключення до енергосистеми ВЕУ з синхронним генератором (рис. 2.10, а) і асинхронним (рис. 2.10, 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[13].

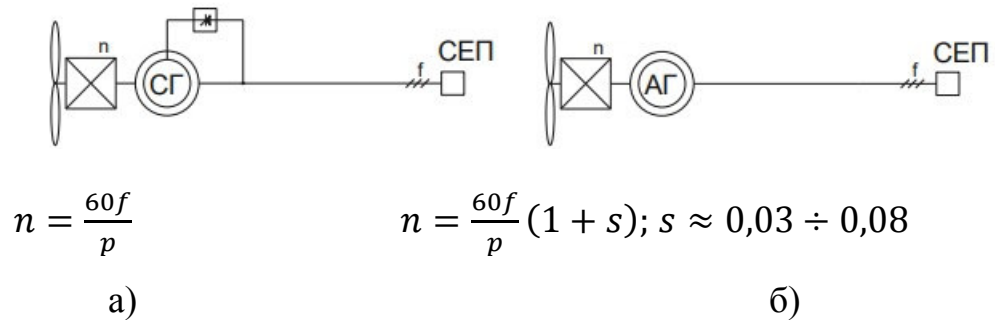


Рисунок 2.10 – Безпосереднє підключення до мережі ВЕУ з синхронним (а) і асинхронним (генератором)

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[13].

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[13].

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.2.10, 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[13].

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. Двошвидкісні ВЕУ отримали широке поширення, тому їх конструкція істотно простіша, ніж схеми з перетворювачами[13].

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. 2.11) [13].

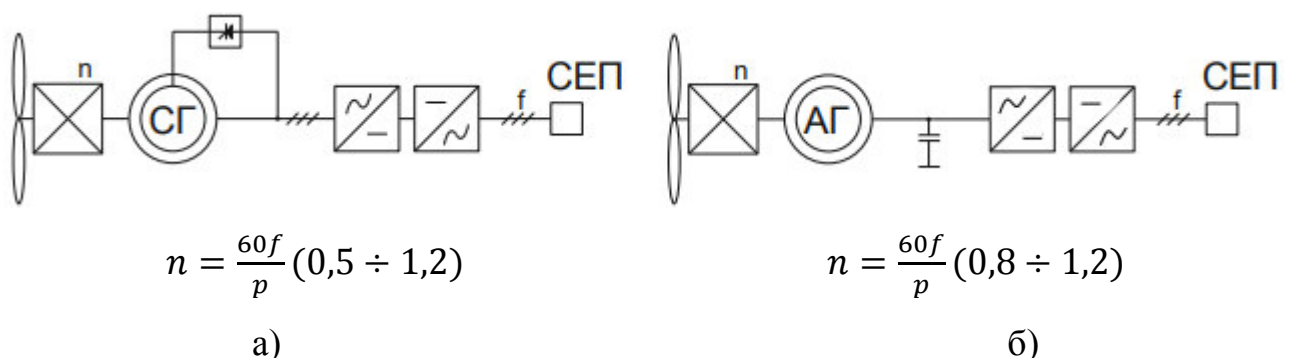


Рисунок 2.11 – Підключення ВЕУ до мережі через випрямляч і інвертор з синхронним (а) та асинхронним (б) генератором

На рис. 2.11, а, наведена схема з'єднання для паралельної роботи з вітрогенератором енергосистеми з синхронним генератором без пристрою

синхронізатора. У цій схемі вихід генератора змінює частоту струму в широкому діапазоні зі зміною швидкості вітрової турбіни. Змінний струм потім трансформується на постійний за допомогою випрямляча і подається двожилиним кабелем на інвертор у нижній частині вежі вітряної турбіни, де він трансформується на змінний струм частотою 50 Гц. Тип інвертора – «мережевий», тобто вихідна частота інвертора встановлюється частотою сітки, фактично наявною в кожен момент. Відомо, що кут між струмом і напругою можна змінювати за допомогою інверторів. Якщо струм «відстає» від напруги то генератор спожива реактивну потужність, а якщо струм – генератор виробляє як активну, так і реактивну потужність [13].

На рис. 2.11, б, наведена схема підключення для паралельної роботи з вітроелектростанцією з асинхронним генератором із замкнутим ротором. Швидкість обертання вітряного двигуна і частота струму на виході теж змінюються у широких межах, а подальше перетворення виробленої вітрогенератором потужності і подача її в енергосистему здійснюються в одному діапазоні [13].

На рис. 2.12 наведено схеми підключення ВЕУ до енергосистеми. Його особливістю є наявність перетворювача частоти. У цих схемах перетворювач також розрахований на повну потужність вітрогенератора.



Рисунок 2.12 – Підключення ВЕУ до мережі за допомогою перетворювача частоти з (а) синхронним (без механічної передачі) і (б) асинхронним генератором

На рис. 2.12,а як приклад вказана схема підключення вітрогенератора із синхронним генератором і без мультиплікатора до енергосистеми. Компанія Enercon (Німеччина) розробила низькошвидкісний синхронний багатопольярний генератор. Це дозволило відмовитись від редуктора та значно спростити

механічну частину вітряка. Однак включення до схеми перетворювача частоти значно ускладнило електричні компоненти, але водночас забезпечило додаткові відмінності якості. У таких системах можуть застосовуватись і асинхронні генератори із короткозамкненими роторами рис. 2.12б. Так, наприклад, якщо зміниться швидкість обертання вітряка, відповідно зміниться швидкість обертання ротора генератора. Змінюючи частоту на виході генератора і на вході перетворювача. Крім того, на виході перетворювача підтримується частота у межах 50 Гц та 60 Гц. Ця схема забезпечує підтримку оптимального значення швидкості у широкому діапазоні зміни швидкості вітру[14].

## **2.5 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[15].

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[15].

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[15].

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 вітротурбіни (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[15].

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 впливає 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[15].

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. 2.13) [15].

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) [15].

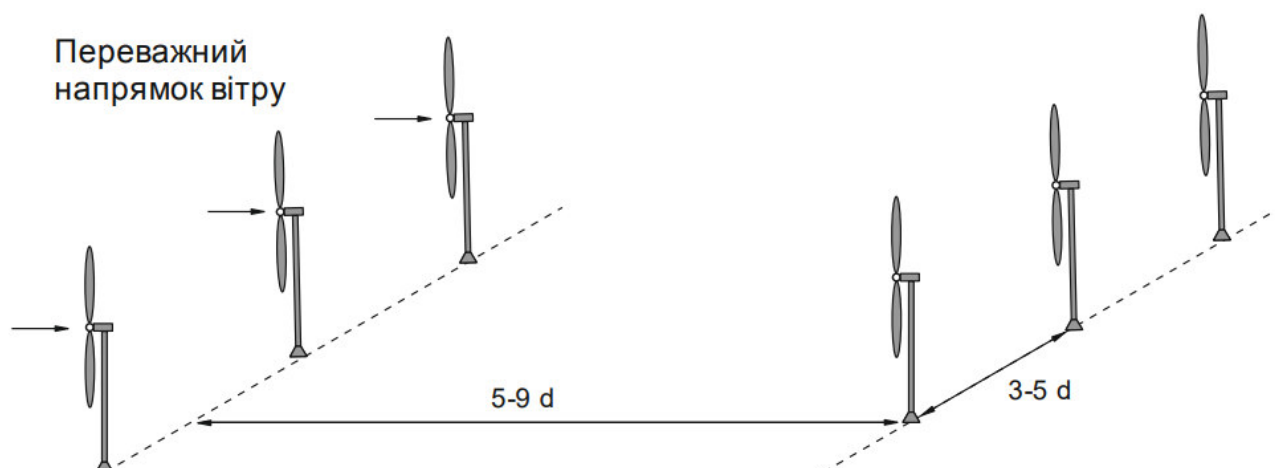




Рисунок 2.13 – Оптимальну розташування вітроенергетичних установок на ВЕС  
( $d$  – діаметр області, що окреслює лопатями ротора вітрогенератора)

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 вітрогенераторів (рис. 2.13). 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[15].

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 (підстанції 110/ 0 кВ). На рис. 2.14 показані варіанти принципових 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. 2.14, 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. 2.14, б, вихідні кабелі розраховуються також на потужність 5 МВт. Проте в цьому варіанті перетин кабелів, що з'єднує ВЕУ в групи, нарастають відповідно до потужності, що передається і на ділянці від ВЕУ № 4 (9) до № 5 (10) повинен бути розрахований на 4 МВт[15].

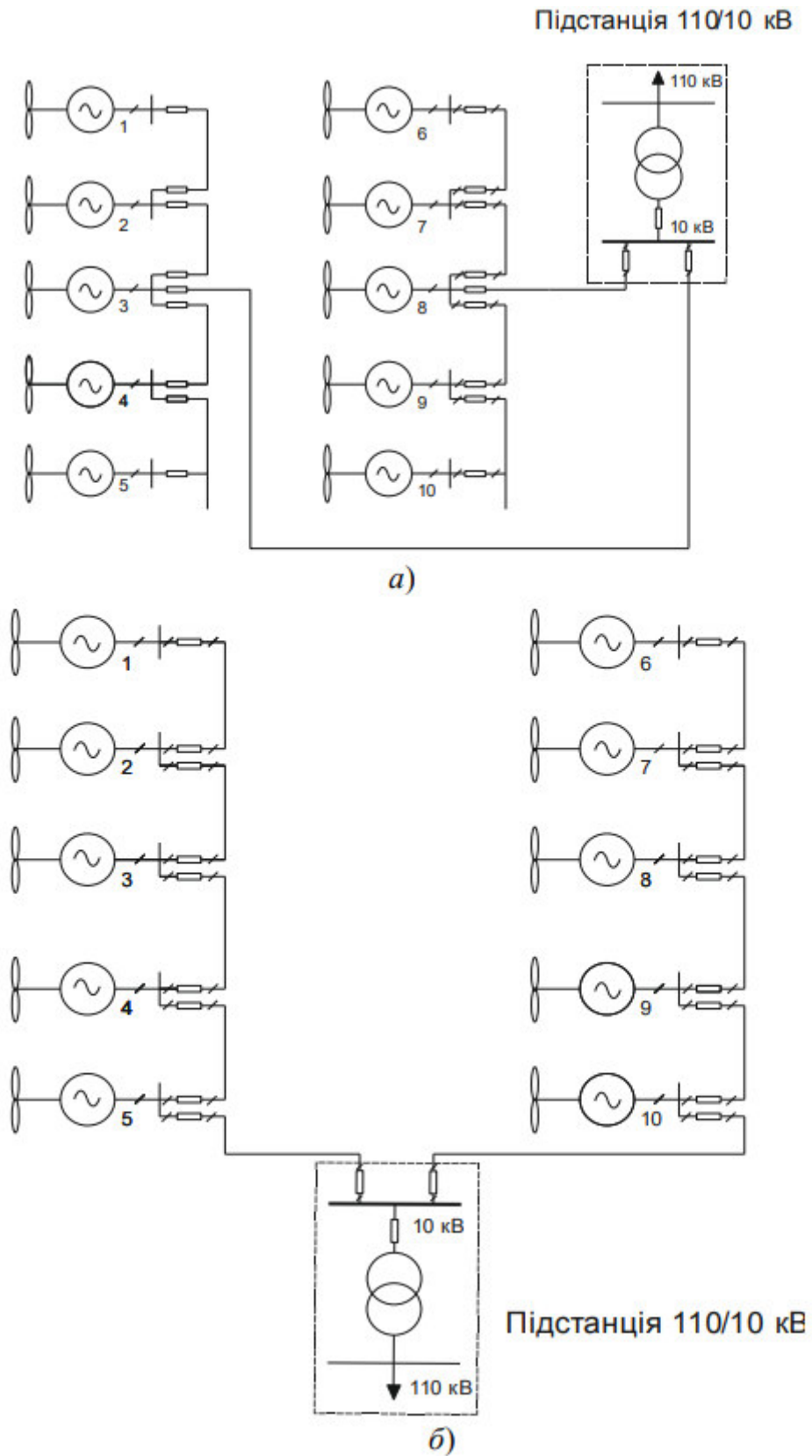


Рисунок 2.14 – Варіанти принципів схем електричних з'єднань ВЕС:

а – розташування підстанції у центрі майданчику ВЕС;

б – розташування підстанції поза майданчиком ВЕС

Якщо ВЕУ, що входять до складу ВЕС мають непостійну частоту обертання вітро двигунів 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. 2.15) [15].

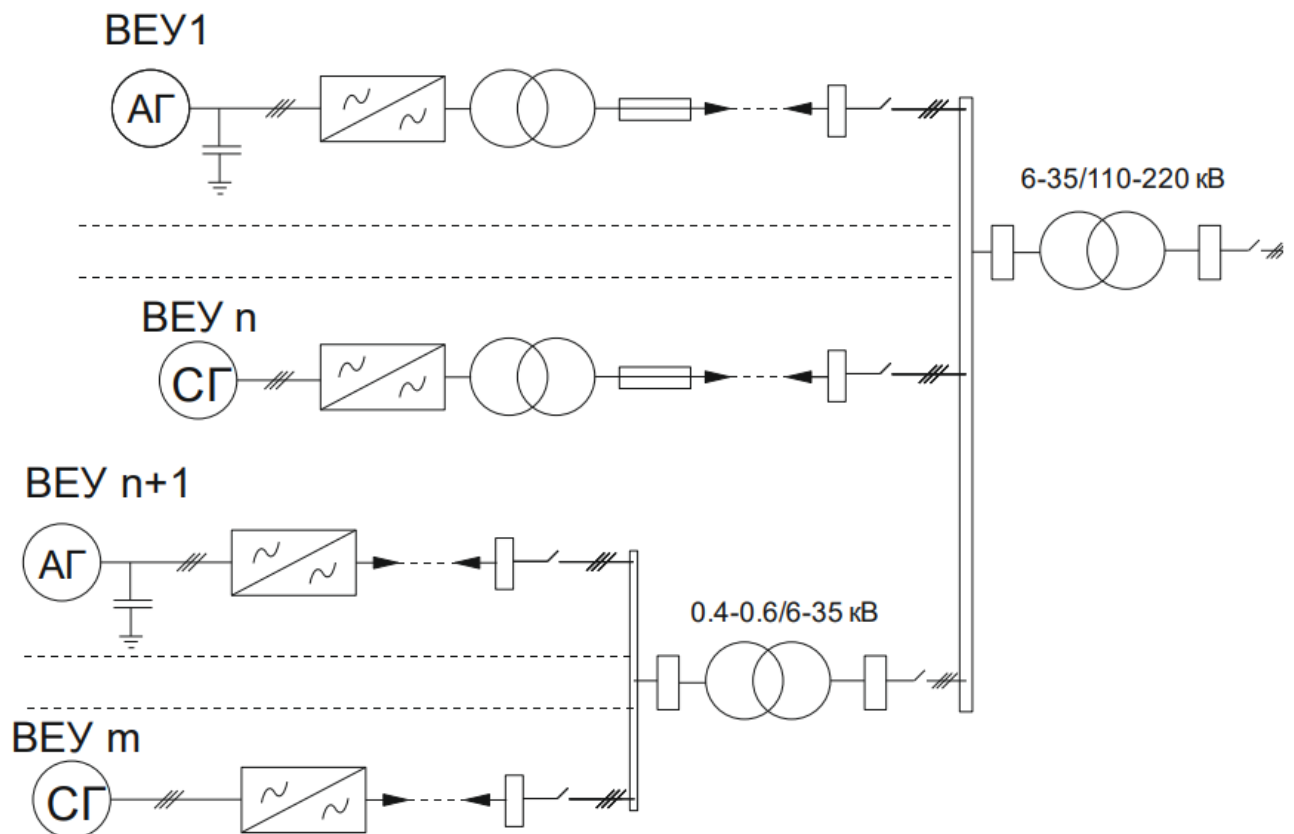


Рисунок 2.15 – Радіальна схема з'єднань ВЕС на базі ВЕУ з асинхронними і синхронними генераторами несталого частоти обертання і повним перетворенням енергії, що виробляється

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[15].

Узагальнена схема такого роду представлена на рис. 2.16. Електропостачання 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[15].

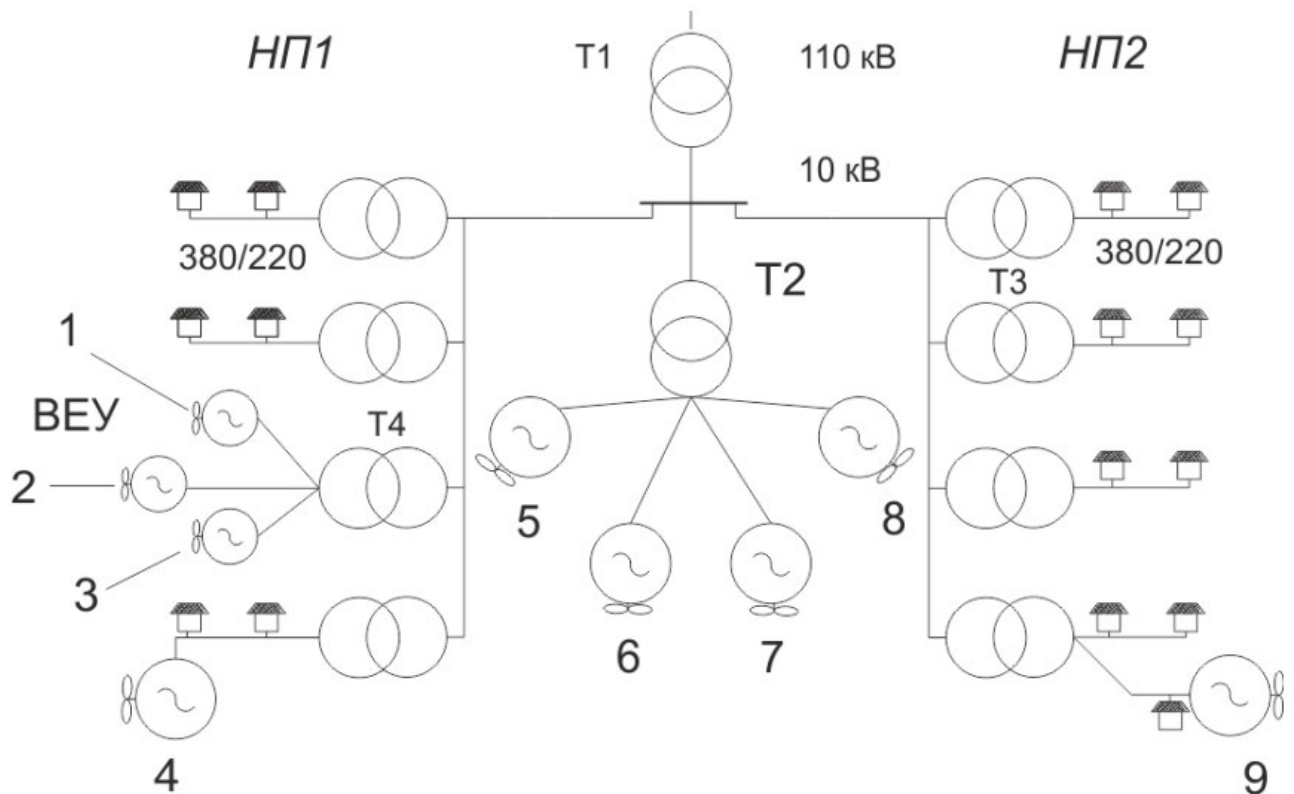


Рисунок 2.16 – Схема електропостачання населеного пункту з участю індивідуальних ВЕУ та енергосистеми

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[15].

Слід відмітити, що застосування ВЕУ на базі різних за принципом дії та конструкції електричних генераторів спостерігається в основному при модернізації або розширенні діючих ВЕС. У новостворених ВЕС з експлуатаційних міркувань використовуються ВЕУ однакової конструкції та одного типорозміру[15].

## 2.6. Аналізування та дослідження перехідних електромагнітних процесів при паралельній роботі СЕС з енергосистемою

Як було вказано, вплив поновлюваних енергоносіїв на розвиток електроенергетики сьогодні зростає. Використання фотоелектричних модулів у процесі трансформації енергії сонця на електричну відкриває наступний етап у розвитку фотоелектричних станцій. [16]

Експлуатація СЕС у тандемі з електроенергетичною системою задовольняє вимогу підвищити надійність електропостачання. [16]

Енергосистема отримує електроенергію, що виробляє СЕС і може доповнювати роботу за відсутності сонячної радіації. [16]

Основними елементами даної станції є перетворювачі, у тому числі перетворювачі напруги, що підвищують напругу від 200 до 700 В (так звані DC/DC-перетворювач). Трифазні інвертори, виконані на базі IGBT-модулів з 3-фазними мостовими схемами, пропорційно-інтегральний регулятор струму та напруги. Оскільки час перемикання IGBT-модуля складає декілька мілісекунд, принцип ШІМ можна результативно використовувати для отримання напруги синусоїдної на виході інвертора [16]

У складі перетворювача трифазний інвертор виконує дані задачі:

- перетворення постійного струму в змінний для ЕС;
- синхронізація за частотою, напругою та кутом з ЕС;
- стабілізація вихідної напруги;
- межа перевантаження струмом.

Перемикання тиристорів та транзисторів викривляє форму кривих струму та напруги сусідніх мереж змінного струму, створюючи гармоніки в мережах. [16]

Якість електроенергії (ЯЕ) характеризується показниками, що визначають відповідність напруги та частоти нормованим значенням. [16]

Коефіцієнт синусоїдального викривлення кривої напруги  $KU$ ; коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги  $KU_{(n)}$ . [16]

Значення коефіцієнту  $n$ -ої гармонійної складової напруги у відсотках визначається за виразом:

$$K_{U_{\text{ном}}} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \cdot 100\%, \quad (2.16)$$

де  $U_{\text{ном}}$  - номінальна напруга електричної мережі.

Збільшення гармонік під час роботи електростанції в мережі призводить до надмірного синусоїдального значення та коефіцієнта спотворення кривої напруги, а також коефіцієнта  $n$ -ї гармонічної складової напруги. Тому, необхідно здійснювати моніторинг їх у мережах, що містять сонячні електростанції, і якщо знадобиться, вживати заходів щодо нормалізування якості електроенергії у мережі. [16]

Під'єднання СЕС до електромережі впливає на стабільність роботи енергомережі, на яку постачає ця електростанція. Запаси статичної стійкості режимів роботи енергосистеми визначаються їх наближеністю до меж області стійкості, яка може бути викликана аперіодичними або коливальними порушеннями стійкості. [16]

Коефіцієнт запасу активної потужності:

$$K_p = \frac{P_{\text{пр}} - P - \Delta P}{P}, \quad (2.17)$$

де  $P_{\text{пр}}$  - активна потужність;

$P$  – перетік у перетині в розглянутому режимі,  $P > 0$ ;

$\Delta P$  - амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в перетині в розглянутому режимі. Допускається, що внаслідок нерегулярних коливань перетік  $P$  змінюється в діапазоні  $P \pm \Delta P$ . [16]

Зважування режиму здійснюється шляхом збільшення перетоку потужності в поперечному перерізі до отримання максимально стійкого режиму для визначення коефіцієнта забезпечення статичної стійкості за активною потужністю в поперечному перерізі контуру. [16]

Значення коефіцієнта запасу за напругою у вузлах навантаження:

$$K_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U}, \quad (2.18)$$

де  $U$  – напруга у вузлі в розглянутому режимі;

$U_{\text{кр}}$  - критична напруга у даному вузлі.

Напруга може використовуватися на будь-якому вузлі енергосистеми для контролю дотримання оперативних нормативних запасів напруги. [16]

За умовами статичної стійкості енергосистеми нормуються коефіцієнт мінімального запасу активної потужності в точці перетину і коефіцієнт мінімального запасу напруги у вузлі навантаження, значення яких наведені в табл. 2.1 [16].

Таблиця 2.1 – Мінімальні значення коефіцієнтів запасу статичної стійкості

Перетікання в перетині	$K_P$	$K_U$
Нормальний режим	0,2	0,15
Після аварійний режим	0,08	0,1

Для розгляду статичної стійкості підключення СЕС до ЕЕС розглянемо схему, яка наведена на рис. 2.1. Лінії електропередач (ЛЕП) виступають як перетини[16].

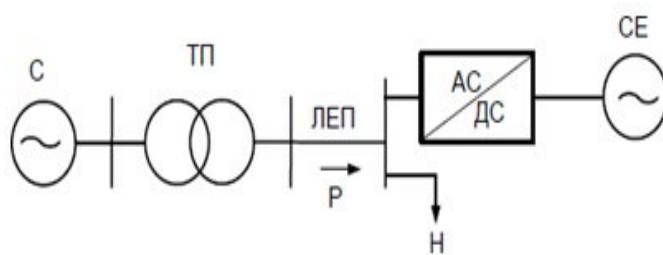


Рисунок 2.17 – Схема підключення СЕС до ЕЕС

При підключенні фотоелектричної станції до ЕЕС покриття власного споживчого навантаження електростанції зменшує потужність, що переається по ЛЕП від надлишку ЕЕС до дефіциту. При цьому збільшується значення коефіцієнту запасу статичної стійкості для активної потужності у секції. Що стосується загальної рівноваги активної потужності ЕЕС, то потрібно звернути увагу на зростання потужності генеруючого джерела, яке теж сприяє зростанню запасу обертання і збільшенню статичного стабільного резерву[16].

Розгляд процесу, який відбувається між СЕС і ЕС починає виконуватися на основі аналізу EMPP інвертора[16].

Система керування інвертором утворена з переліку складових:

1. Алгоритм синхронізації з мережею;
2. ПІ – регулятори струму;

3. ПІ – регулятори напруги
4. Система управління точкою максимальної потужності СЕС.

Математична модель інвертора побудована на основі фізичних процесів, що відбуваються в інверторі і виражаються наступною системою рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} U_a - U_{Ca} = L_a \frac{di_a}{dt} + i_a R_a \\ U_b - U_{Cb} = L_b \frac{di_b}{dt} + i_b R_b \\ U_c - U_{Cc} = L_c \frac{di_c}{dt} + i_c R_c \\ i_p = i_{link} + i_{CC} \\ i_{CC} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c \\ i_{link} = C_{link} \frac{dU_{CC}}{dt} \end{array} \right. \quad (2.19)$$

де  $L_a, L_b, L_c$  – індуктивності вихідного фільтра інвертора (Гн);

$i_a, i_b, i_c$  – лінійні струми трифазної системи (А);

$R_a, R_b, R_c$  – активні опори вихідного фільтра (Ом);

$S_a, S_b, S_c$  – ключові стану IGBT-транзисторів (1-включений, 0-відключений);

$C_{link}$  – ємність конденсатора ланки постійного струму (мкФ);

$i_p$  – струм навантаження на стороні постійного струму (А);

$i_{link}$  – струм на конденсаторі ланки постійного струму (А);

$i_{CC}$  – струм на вході автономного інвертора (А);

Лінійні струми і напруги виражаються системою рівнянь:



$$\begin{cases} U_{C_a} = E_m \cos \omega t \\ U_{C_b} = E_m \cos \left( \omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \\ U_{C_c} = E_m \cos \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \\ i_a = I_m \cos \left( \omega t + \varphi \right) \\ i_b = I_m \cos \left( \omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi \right) \\ i_c = I_m \cos \left( \omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi \right) \end{cases}, \quad (2.20)$$

де  $E_m$  – амплітуда фазної напруги (В);

$I_m$  – амплітуда фазного струму (А);

$\omega$  – кутова частота (рад/сек);

$\varphi$  – фазовий зсув (градус), при цьому в трифазній системі струмів

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (2.21)$$

Напруга на виході інвертора враховуючи рівняння (2.16):

$$\begin{cases} U_{dc} \begin{bmatrix} \frac{2S_a - (S_b + S_c)}{3} \\ \frac{2S_b - (S_a + S_c)}{3} \\ \frac{2S_c - (S_a + S_b)}{3} \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} U_{C_a} \\ U_{C_b} \\ U_{C_c} \end{bmatrix}, \end{cases} \quad (2.22)$$

Математична модель інвертора в двофазній системі координат.

У системі (симетрична двофазна) осі обмоток перпендикулярні одне одному, тому кількість рівнянь, що описують перехідний процес, можна скоротити без урахування взаємних індуктивних зв'язків між обмотками.

Перехідні процеси в трифазних мережах зі збереженою топологічною симетрією слід дослідити у двофазній системі координат d-q, що обертається [16].

Уявлення у просторі перетворень координат розглянемо на рис. 2.18:

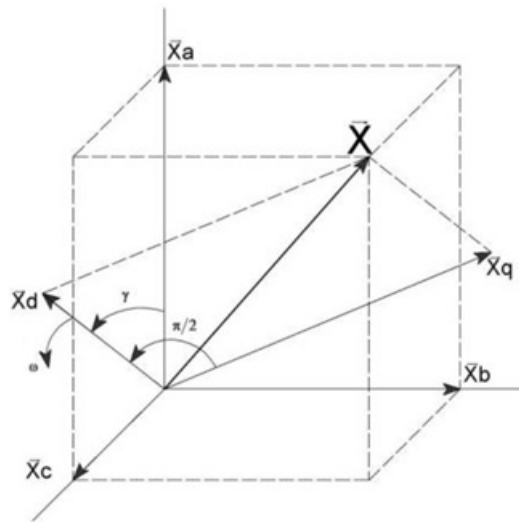


Рисунок 2.18 – Геометрична інтерпретація перетворення координат

Перехід до системи координат d-q:

$$\begin{cases} f_d = \frac{2}{3} \left[ f_a \cos \gamma + f_b \cos \left( \gamma - \frac{2\pi}{3} \right) + f_c \cos \left( \gamma + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \\ f_q = \frac{2}{3} \left[ f_a \sin \gamma + f_b \sin \left( \gamma - \frac{2\pi}{3} \right) + f_c \sin \left( \gamma + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \end{cases} \quad (2.23)$$

де  $\vec{X}_a, \vec{X}_b, \vec{X}_c$  – вектори, що зображують фазні струми, напругу і потокозчеплення в трифазній системі;

$X$  – результуючий вектор;

$\vec{X}_d, \vec{X}_q$  – вектори, що зображують фазні струми, напругу і потокозчеплення в двофазній обертовій системі координат d-q;

$\gamma$  – кут зсуву осей щодо магнітної осі фази;

$\omega = 2\pi f$  – кутова частота обертання.

$$\begin{cases} f_a = f_d \cos \gamma + f_q \sin \gamma + f_0 \\ f_b = f_d \cos \left( \gamma - \frac{2\pi}{3} \right) + f_q \sin \left( \gamma - \frac{2\pi}{3} \right) + f_0, \\ f_c = f_d \cos \left( \gamma + \frac{2\pi}{3} \right) + f_q \sin \left( \gamma + \frac{2\pi}{3} \right) + f_0 \end{cases} \quad (2.24)$$

де  $f_0 = \frac{1}{3}(f_a + f_b + f_c)$  – вектор нульової складової.

Рівняння (2.19), (2.20) визначають пряму та зворотну залежності між дійсними струмом, напругою і потокозчепленням у трифазній системі та новими зміними в осях d-q[16].

Диференціальні рівняння у двофазній системі координат:

$$\begin{cases} U_d = R_{i_d} + L \frac{di_d}{dt} + U_{S_d} - \omega L i_q \\ U_q = R_{i_q} + L \frac{di_q}{dt} + U_{S_q} + \omega L i_d \end{cases}, \quad (2.25)$$

де

$$\begin{cases} U_{S_d} \\ U_{S_q} \end{cases} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{cases} U_{C_a} \\ U_{C_b} \\ U_{C_c} \end{cases} \quad (2.26)$$

## 2.7 Вплив інверторів на показники якості електроенергії в електростанції

Мережі, у яких постійно впроваджуються у діючі СЕС, показники якості електроенергії знижуються. Це перевищує нормальне відхилення напруги на шинах підстанцій 10/0,4 кВ і є таким показником якості електроенергії, як коефіцієнт викривлення синусоїдальної напруги  $K_u$  (рис. 2.19).

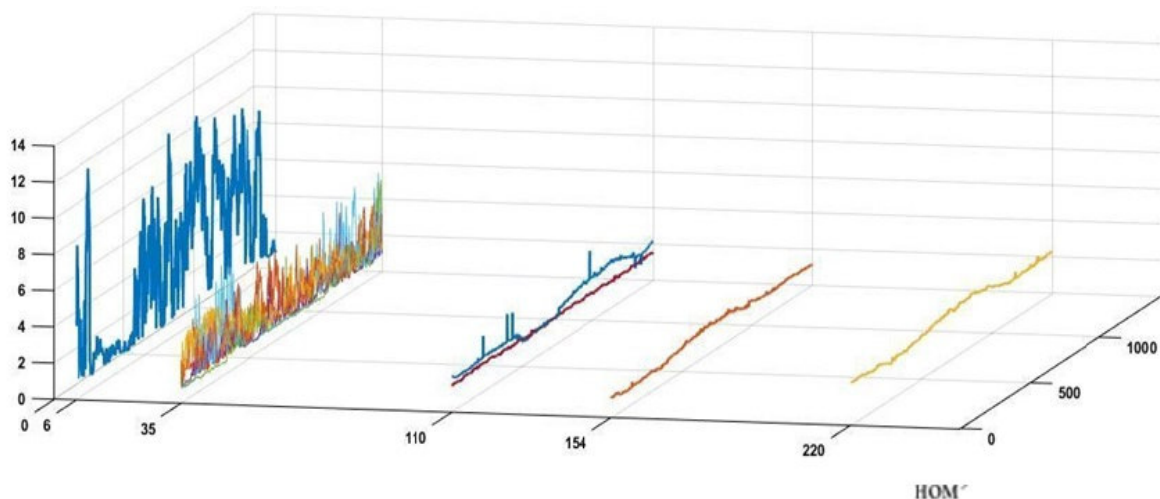


Рисунок 2.19 – Гістограма коефіцієнтів викривлення синусоїдальної напруги у первинній мережі підстанції

## 2.8 Аналіз особливостей існуючих контролерів інверторів СЕС

Технологічна схема СЕС зображена на рис. 2.20. Основою елементів СЕС вважають: інвертор, сонячні панелі, трансформаторну збірну панель та пункт розподілу.

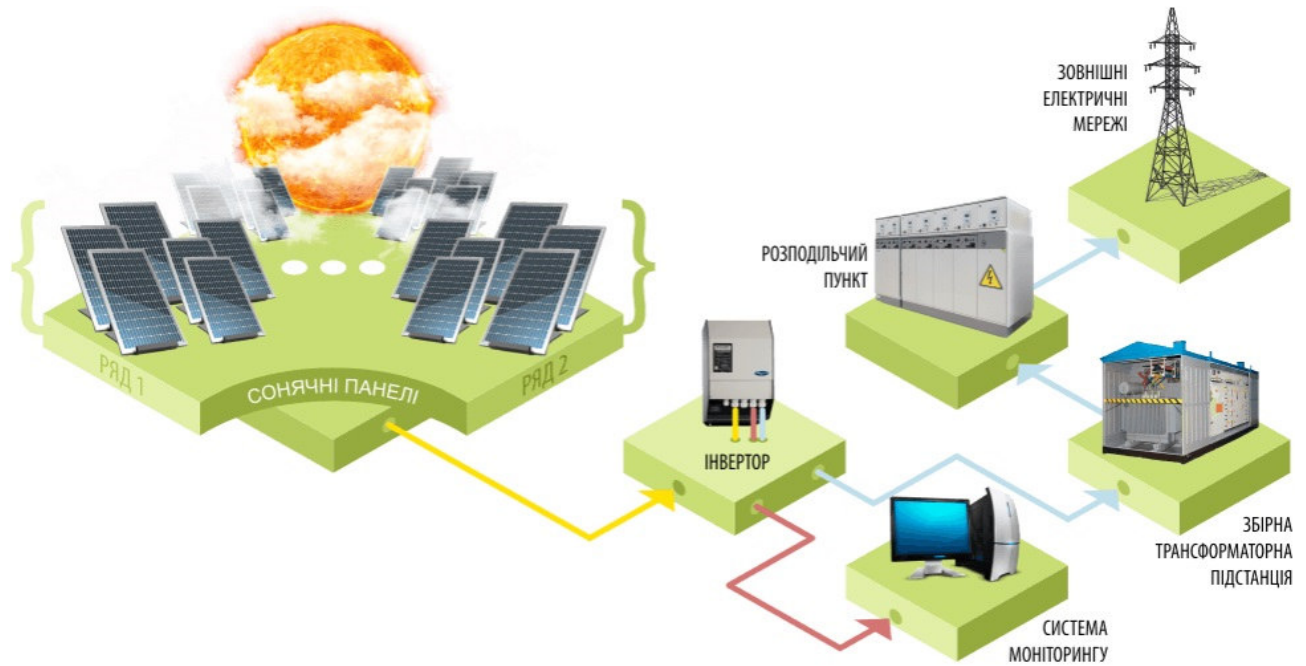


Рисунок 2.20 – Технологічна схема СЕС

Важливою ланкою даної станції є інвертор, основна задача якого – трансформація постійної напруги в змінну трифазну напругу, відстежування точки максимальної генерації (maximum power tracking point – MPPT), автоматичної синхронізації напруги інвертора з напругою мережі (phase-locked loop-PLL) та інші.

У інверторах на станціях реалізують різноманітні закони управління, наприклад:

- інтегрально-пропорційний (PI);
- резонансно-пропорційний (PR);
- закон прогнозування (DB) (рис. 2.21).



Рисунок 2.21 – Закони управління інверторами СЕС

Будь-які інвертори електростанції мають власні привілеї та вади. Знаємо, що якість електроенергії в ЕС залежить від загальних параметрів, станів та режимів РДЕ та СЕС, як одного з видів РДЕ. У той же час інвертори та контролери цих станцій дуже впливають на якісні показники електричної

енергії. Існують СЕС виробників, у котрих реалізовано відмінні одне від одного закони управління інвертором під час роботи. Тому завдання вивчення впливу особливостей інвертора СЕС та законів управління на дані якості електроенергії [14].

## 2.9 Особливості пропорційно-інтегрального контролера інверторів СЕС

Пропорційно-інтегральні (PI) контролери для інверторів СЕС в основному реалізують трансформацію напруги та струму із системи координат abc у систему координат dq. Передатна функція системи керування інвертором, що працює за законом керування PI, визначають наступним рівнянням:

$$G_{PI}(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (2.27)$$

де  $K_p, K_i$  – пропорційний та інтегральний коефіцієнти підсилення контролера;

$S$  – оператор Лапласа;

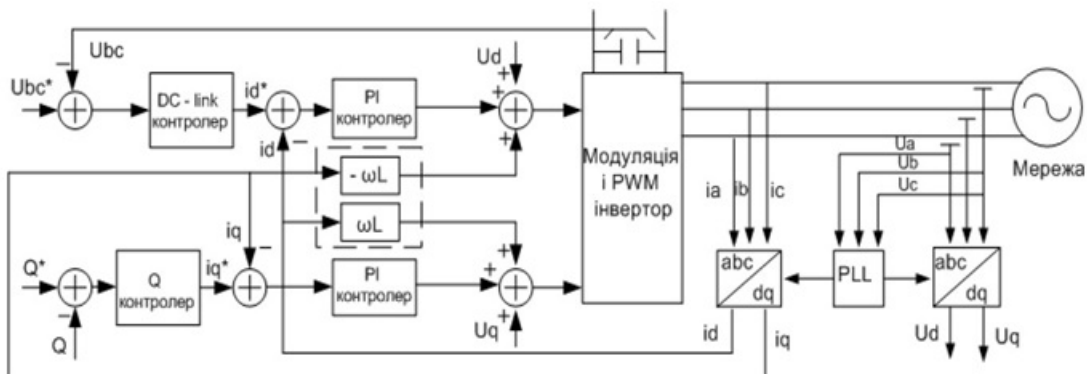


Рисунок 2.22 – Структурна схема керування інвертором СЕС з PI контролером

З метою поліпшення показників СЕС ми вдосконалюємо ПЗ контролера, керуючого інвертором СЕС. Тому, зокрема, передаточна функція (координат abc) інверторної системи управління електростанцією до якої прикладають закон PI управління, задається рівнянням (2.23):

$$G_{PI}^{(abc)}(s) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega_0^2} & -\frac{K_p}{2} - \frac{K_i s + \sqrt{3} K_i \omega_0}{2(s^2 + \omega_0^2)} & -\frac{K_p}{2} - \frac{K_i s - \sqrt{3} K_i \omega_0}{2(s^2 + \omega_0^2)} \\ \frac{K_p}{2} - \frac{K_i s - \sqrt{3} K_i \omega_0}{2(s^2 + \omega_0^2)} & K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega_0^2} & -\frac{K_p}{2} - \frac{K_i s + \sqrt{3} K_i \omega_0}{2(s^2 + \omega_0^2)} \\ -\frac{K_p}{2} - \frac{K_i s + \sqrt{3} K_i \omega_0}{2(s^2 + \omega_0^2)} & -\frac{K_p}{2} - \frac{K_i s - \sqrt{3} K_i \omega_0}{2(s^2 + \omega_0^2)} & K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega_0^2} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

де  $K_p K_i$  – пропорційний та інтегральний коефіцієнти підсилення контролера;

$S$  – оператор Лапласа;

$\omega_0 = 2\pi f$  – кутова швидкість;

$f$  – частота.

На рис. 2.22 показано структурну схему управління інвертором сонячної електростанції за допомогою контролера PI. Тут реалізовано трансформацію сигналів струму та напруги із тифазної системи координат  $abc$  у систему координат  $dq$ , що обетається ( за допомогою перетворення Парку-Хорева). Оскільки контролер інвертора СЕС управляє інвертором відповідно до напруги ЕС на шині СЕС, відсутність напруги на шині не дозволить включити СЕС. У схемі управління інвертором сигнал струму надходить у блок, що працює за законом управління PI, після перетворення системи координат  $abc$  в систему координат  $dq$ .

Перетворений сигнал потім подається на вхід ШІМ. Трифазну напругу можна отримати за допомогою ШІМ-виходу. Схема (рис. 2.22) для автоматичного фазування застосовується ФАПЧ (фазове автопідстроювання частоти), а інвертор СЕС синхронізується з напругою в мережі.

Перевагою PI-регулятора є проста – реалізація та найменші гамонічні спотворення сигналу на вході у штатному режимі роботи ЛЕС.

Водою контролера – керування напругою ЕС на шині електростанції. Так, за наявності викривлення синусоїди струму або напруги в мережі (при включенні та вимкненні інших РДЕ або при сильних навантаженнях) на виході інвертора будуть такі спотворення: Синусоїди фазної напруги і струму[14].

## **2.10 Особливості пропорційно-резонансного контролера інвертора СЕС**

Пропорційні резонансні (PR) контролери для інверторів СЕС стали більш розповсюдженими протягом останнього десятиліття завдяки використанню в них фільтрів гармонійних компонентів. Ці контролери реагують на резонансну частоту фільтра,  $\omega$ , і усувають постійні помилки під час налаштування синусоїдального сигналу. Вони мають простий гармонічний компенсатор низьких гармонік, який не впливає на динамічні характеристики контролера СЕС PR, який використовується в ЛЕС, підключеному до СЕС (рис. 2.23).

Передатна функція PR контролера GPR визначається за виразом (2.24):

$$G_{PR}(s) = K_p + K_i \frac{s}{s^2 + \omega^2}, \quad (2.24)$$

де  $K_p, K_i$  – пропорційний та інтегральний коефіцієнти підсилення контролера;

$S$  – оператор Лапласа;

$\omega = 2\pi f$  – резонансна частота.

Передатна функція низьких частот ГНС:

$$G_{НС}(s) = \sum_{h=3,5,7} K_i \frac{s}{s^2 + (\omega^2 h)}, \quad (2.25)$$

де  $h$  – порядковий номер гармоніки.

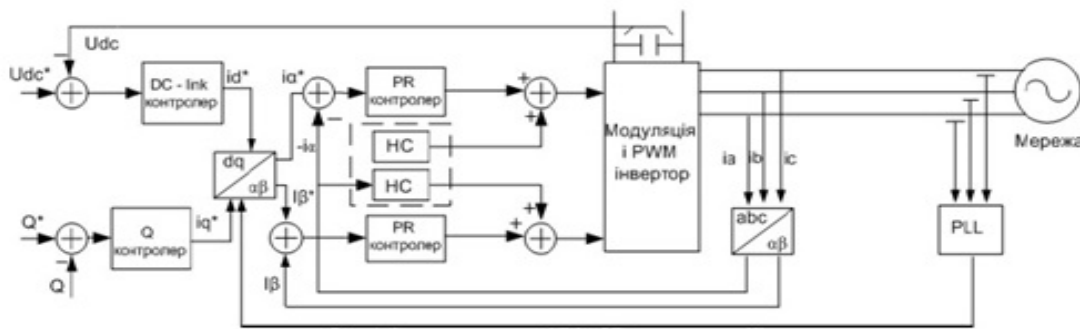


Рисунок 2.23 – Структурна схема керування інвертором СЕС з використанням PR контролера

На відміну від рис. 2.22, як показано на рис. 2.23 застосовують одиницю перетворення струму з трифазної системи координат  $abc$  в статичну систему координат  $\alpha\beta$ . Модуль PLL (рис. 2.7) дозволяє використовувати фазні напруги в трифазній системі координат для знаходження кута зміщення, на який вихідний сигнал інвертора повинен бути скоригований відносно опорного сигналу (напруга на LES на шині SES). У блоці перетворення  $dq/\alpha\beta$  струм у системі координат  $dq$  перетворюється на струм у системі координат  $\alpha\beta$ . У порівнянні за схемою на рис. 2.22 у структурній схемі на рис. 2.23 блок HC (компенсатор гармонійний) додано до компенсатора гармоній, щоб зменшити вплив 3-ї, 5-ї та 7-ї гармонік на систему.

Напруга на виході інвертора СЕС є недоліком контролера PR інвертора СЕС та ще й те, що він вимагає складної системи для синхронізації інвертора з мережею.

Закон керування регулятором не усуває впливу вищих гармонік (гармоніки вище 11-го порядку) на вихідну напругу інвертора СЕС. Передавальна функція системи керування інвертором СЕС (у системі координат  $abc$ ) з використанням регулятора PR задається виразом (2.26):

$$G_{PR}^{(abc)}(s) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega_0^2} & 0 & 0 \\ 0 & K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega_0^2} & 0 \\ 0 & 0 & K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega_0^2} \end{bmatrix}, \quad (2.26)$$

## 2.11 Особливості прогноуючого (DB) контролера інвертора СЕС

Однією з особливостей прогностичного DB (deadbeat) контролера інвертора СЕС є використання в його програмному забезпеченні математичних засобів нечіткої логіки для прогнозування сигналу на виході контролера. Щоб пояснити функцію передачі системи керування інвертором СЕС, система використовує прогностичний контролер на малюнку 1. 2.24 показана однопровідна схема з контролером DB.

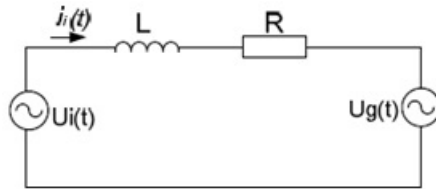


Рисунок 2.24 – Однолінійна схема СЕС в DB контролером

На рис. 2.24 показані: індуктивність  $L = L_i + L_g$  та активний опір  $R = R_i + R_g$ , де  $R_i, L_i$  – індуктивний та активний опори інвертора,  $L_g, R_g$  – індуктивний та активний опір мережі.

Струм в електричному колі інвертора визначається за виразом (2.27):

$$\frac{di_i}{dt} = \frac{R}{L} i_i(t) + \frac{1}{L} (U_i(t) - U_s(t)), \quad (2.27)$$

де  $i_i$  – струм інвертора;

$R$  – активний опір;

$L$  – індуктивність;

$U_i$  – напруга на шинах інвертора;

$U_g$  – напруга на шинах СЕС.

Після перетворення отримаємо вираз (2.28):



$$i_i((k+1)T_s) = e^{-(R/L)T_s} \cdot i_i(kT_s) - \frac{1}{R_T} (e^{-(R/L)T_s} - 1) \cdot (U_i(kT_s) - U_g(kT_s)), \quad (2.28)$$

де  $T_s$  – постійна інерції;

$R$  – загальний активний опір;

$L$  – загальна індуктивність;

Передатна функція DB:

$$G_{DB}^{(abc)} = \left(\frac{1}{b}\right) \cdot \left(\frac{1-\alpha z^{-1}}{1-\alpha z^{-1}}\right), \quad (2.29)$$

де  $a = e^{-(R/L)T_s}$ ,  $b = -\frac{1}{R} \cdot (e^{-(R/L)T_s})$ ,  $T_s$  – постійні інерції.

У контролері використовується фільтр LCL і блок, в якому реалізована спрощена обчислювальна модель параметрів ЕК і режиму на шині СЕС. Це робить контролер потенційно чутливим до невідповідності між параметрами моделі та поточними параметрами режиму ЕС на шині СЕС [14].

Недоліком цього контролера є затримка часу, яка може значно знизити швидкість і якість його реакції на зміну параметрів режиму в ЛЕС [5].

## **2.12 Вибір програмного забезпечення для імітаційного моделювання**

Для моделювання режиму роботи сонячної електростанції в системі розподіленого електропостачання була обрана програма Matlab з наступних причин. Matlab — мова програмування високого рівня, що використовується для інженерних розрахунків у різних галузях науки і техніки. Matlab включає Simulink - інтерактивний інструмент для імітаційного моделювання та аналізу динамічних (лінійних і нелінійних) систем на неперервних або дискретних масштабах часу. Simulink дає можливість будувати графічні блок-схеми компонентів і створювати їх бібліотеки, моделювати роботу складних технічних систем, вивчати продуктивність системи та вдосконалювати проекти. Simulink повністю інтегровано з Matlab, надаючи миттєвий доступ до різноманітних інструментів аналізу даних і моделювання, а також використовує бібліотеку алгоритмів Matlab. Ці переваги роблять Simulink зручним інструментом для графічного моделювання динамічних систем у різних науково-технічних областях.

Matlab/Simulink є популярним інструментом моделювання в інженерних і наукових середовищах і широко використовується для моделювання складних енергетичних і електротехнічних систем. Він має бібліотеку елементів, які можуть виражати моделі реальних енергетичних пристроїв, силових напівпровідникових компонентів та електричних систем. Тому в якості основного інструменту моделювання для цієї роботи було обрано Matlab/Simulink [14].

### РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ

У даній роботі розроблена імітаційна модель в середовищі Simulink для двох видів СЕС на основі функціональних схем (рис. 3.1) і диференціальних рівнянь, які описують електромагнітні процеси в СЕС.

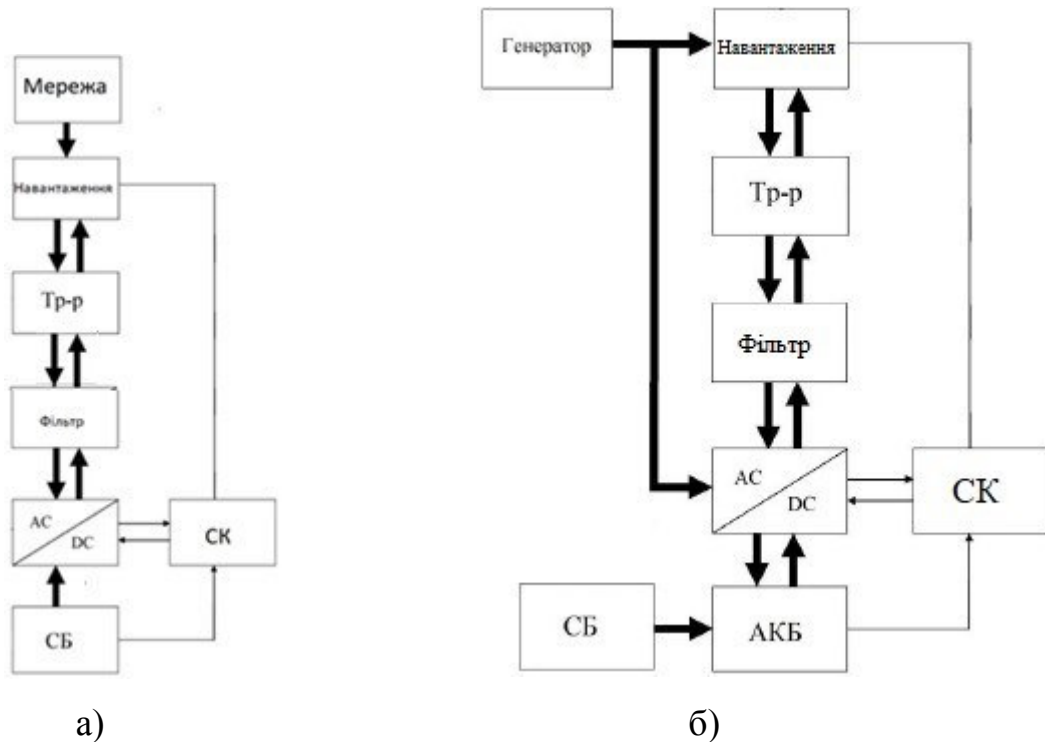


Рисунок 3.1 - Схема досліджуваної енергетичної установки:

а) СЕС спільна з мережею; б) автономна СЕС

де Тр-р – силовий трансформатор;

- АС/DC – двонаправлений інвертор;
- СУ – система керування інвертором;
- СБ – сонячна батарея;
- АКБ – акумулятор;

Так як інвертор являється найголовнішим елементом сонячної електростанції, в наступному підрозділі розглянемо процеси, що відбуваються в ньому детальніше[14].

### 3.1 Теоретичні відомості про трифазні АІН

На практиці трифазні транзисторні інвертори використовуються для створення трифазних мереж змінного струму та управління двигунами змінного струму на об'єкті.

На перший погляд, найпростіший і очевидніший спосіб побудувати трифазний інвертор – це використовувати три однофазні інвертори, керовані зрушенням на  $120^\circ$ . Для реалізації такого інвертора потрібні ність ключів. Результуючі фазні напруги є прямокутні імпульси, зсунуті один відносно одного та третину періоду.

Серед різних схематичних рішень трифазних інверторів практичною є лише одна схема. Це бруківка, що показана на рис. 3.2.

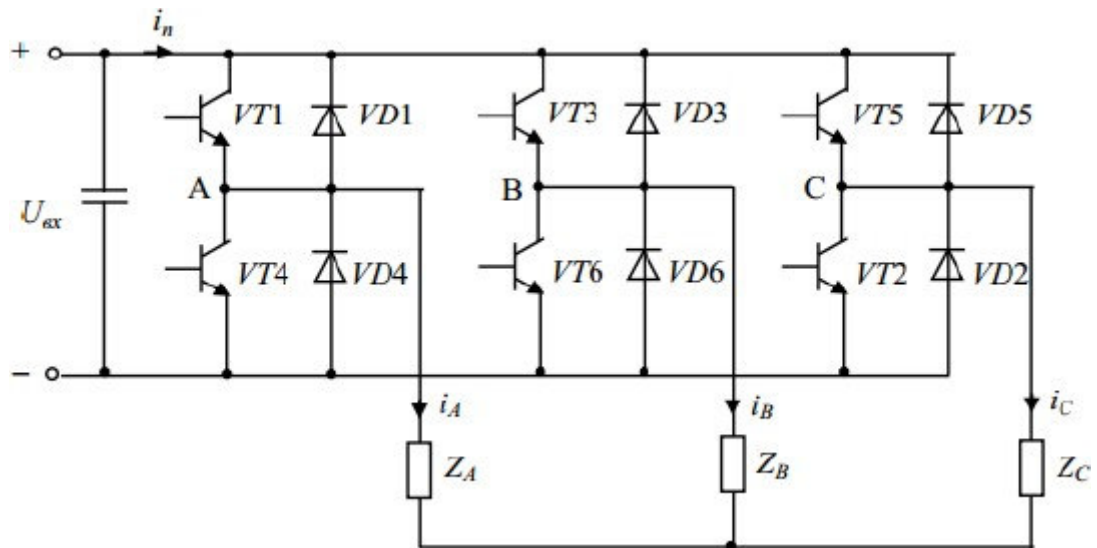


Рисунок 3.2 – Трифазний мостовий інвертор напруги

Навантаження з'єдне зіркою і підключене безпосередньо до вихідних клем інвертора А, В, С без трансформатора. Навантаження також можна підключити трикутником і як в традиційній трифазній системі змінної напруги, можна використовувати три однофазні або один трифазний трансформатор для узгодження рівнів напруги інвертора та навантаження.

Електромагнітні процеси та характеристики інверторів визначаються такими факторами:

1. Схема підключення навантаження – трикутник або зірка;

2. Транзисторний спосіб керування - управління  $180^\circ$  або  $120^\circ$ ;
3. Характер навантаження визначається виразом:

$$K = \frac{R_H}{\omega} \cdot L_H \quad (3.1)$$

При управлінні  $180^\circ$  кожен транзистор знаходиться у відкритому стані на  $180^\circ$ , пара транзисторів, що утворюють вертикальну стійку та типом однофазної двотактної схеми, працює в протифазі, а керування вертикальною стійкою транзисторів зміщується на  $120^\circ$ . Алгоритм керування транзистором та діаграма напруги у схемі показані на рис. 3.2.

Транзистори на схемі нумеруються відповідно до порядку їх включення. Керуючий імпульс подається на кожен наступний транзистор подаються через  $60^\circ$ . У результаті один цикл вихідної напруги формується шість інтервалів I-VI, у яких стан схемине змінюється. Наприклад, на інтервалі I відкриті транзистори VT1, VT5 і VT6. Якщо прийняти потенціал негативного затиску джерела живлення за нульовою, то потенціали точок А, В і С на даному інтервалі дорівнюють:

$$\varphi_A = U_{\text{вх}}; \varphi_B = 0; \varphi_C = U_{\text{вх}}; \quad (3.2)$$

Лінійні напруги на інтервалі I:

$$\begin{aligned} U_{AB} &= \varphi_A - \varphi_B = U_{\text{вх}}; \\ U_{BC} &= \varphi_B - \varphi_A = -U_{\text{вх}}; \\ U_{CA} &= \varphi_C - \varphi_A = 0. \end{aligned} \quad (3.3)$$

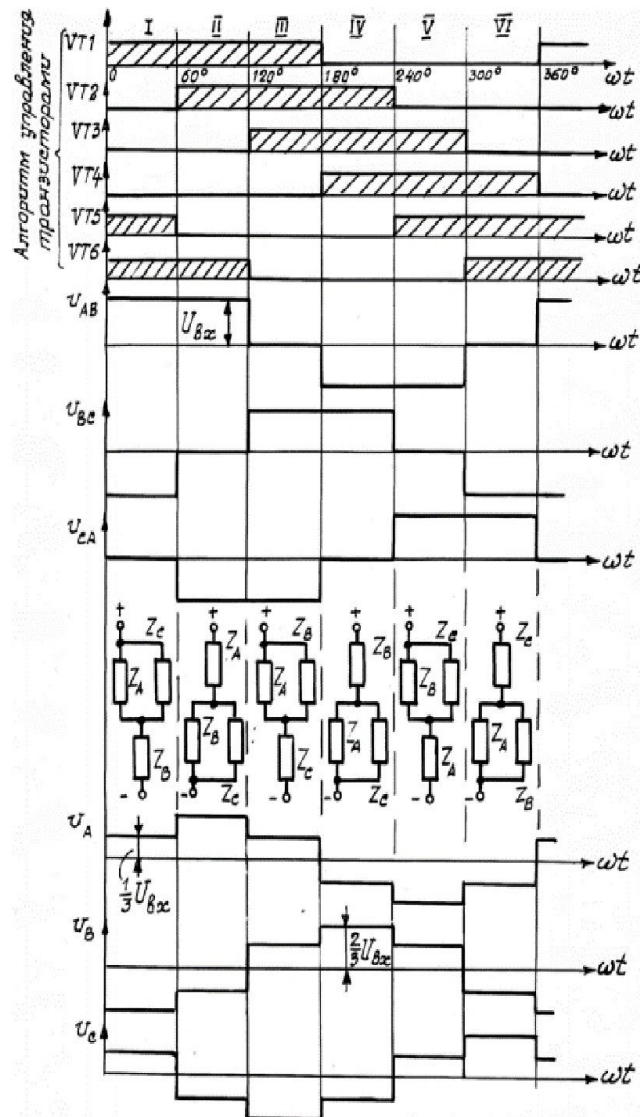


Рисунок 3.2 – Напряга у трифазному мостовому інверторі при  $180^\circ$ -му керуванні

Лінійні напруги на інших ділянках формуються аналогічно. В підсумку на виході інвертора з'являються три лінійних напруги ( $I_{AB}$ ,  $I_{TT}$ ,  $I_{CA}$ ) з амплітудою, рівної напрузі  $U_{BX}$ , і з паузою на нульовому рівні  $60^\circ$ . Ці напруги взаємно зміщені на  $120^\circ$ .

Ефективне значення лінійної напруги:

$$U_{\text{л.еф}} = \sqrt{\gamma} \cdot U_{\text{BX}} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_{\text{BX}} = 0,816 \cdot U_{\text{BX}} \quad (3.4)$$

Фазні напруги наочно і легко визначаються для симетричній активного навантаження, тобто при  $Z_A = Z_B = Z_C = R_H$ . Схеми підключення навантажень для кожного з шести інтервалів показані на

рис. 3.2. На будь-якому інтервалі фазні навантаження підключаються до джерела живлення так, що дві з них включаються паралельно між собою і послідовно з третьої. У зв'язку з цим очевидно, що в умовах рівності опорів навантаження в фазах напруги фаз, навантаження яких включені паралельно, рівні  $\pm \frac{U_{\text{ВХ}}}{3}$ , а напруга фази, навантаження якої включена послідовно, так само  $\pm \frac{2U_{\text{ВХ}}}{3}$ . В результаті фазні напруги  $u_A$ ,  $u_B$ ,  $u_C$  мають двоступеневу форму з амплітудою першої ступені  $\frac{U_{\text{ВХ}}}{3}$  і другого ступеня  $\frac{2U_{\text{ВХ}}}{3}$ . Фазні напруги також мають взаємний фазовий зсув в  $120^\circ$ .

Ефективне значення фазної напруги:

$$U_{\text{Фэф}} = \sqrt{2} \cdot \frac{U_{\text{ВХ}}}{3} = 0,471 \cdot U_{\text{ВХ}} \quad (3.5)$$

При активному навантаженні криві струмів  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  повторюють форму фазних напруг.

При  $120^\circ$ -му управлінні кожен з транзисторів знаходиться в відкритому стані  $120^\circ$  відповідно до алгоритму управління. Якщо при  $180^\circ$ -му управлінні в будь-який момент одночасно відкриті три ключа, то при  $120^\circ$ -му - два.

З схем підключення навантажень для кожного інтервалу не змінного стану транзисторів видно, що весь час до джерела підключені послідовно по дві фази навантаження, а третя знаходиться в відключеному стані. Якщо прийняти опору фаз навантаження однаковими і чисто активними, то вихідні фазні напруги будуть на відповідних інтервалах рівні або  $U_{\text{ВХ}}/2$ , або нулю.

Ефективне значення фазної напруги:

$$U_{\text{Лэф}} = \frac{U_{\text{ВХ}}}{\sqrt{6}} = 0,408 \cdot U_{\text{ВХ}} \quad (3.6)$$

Для лінійної напруги  $U_{AB}$ :

$$U_{AB} = \varphi_A - \varphi_B \quad (3.7)$$

Тоді, прийнявши потенціал загальної точки з'єднання навантажень фаз за нульову, для інтервалу I отримаю:

$$U_{AB} = \frac{U_{ВХ}}{2} - \left(-\frac{U_{ВХ}}{2}\right) = U_{ВХ} \quad (3.8)$$

Для інтервалу II:

$$U_{AB} = \frac{U_{ВХ}}{2} - 0 = \frac{U_{ВХ}}{2} \quad (3.9)$$

Для інтервалу III:

$$U_{AB} = 0 - \frac{U_{ВХ}}{2} = -\frac{U_{ВХ}}{2} \quad (3.10)$$

Лінійна напруга, таким чином, має ступінчасту форму з амплітудою першого ступеня  $U_{ВХ}$  і другий  $\frac{U_{ВХ}}{2}$ .

Ефективне значення лінійної напруги:

$$U_{Л\text{еф}} = \frac{U_{ВХ}}{\sqrt{2}} = 0,707 \cdot U_{ВХ} \quad (3.11)$$

При активно-індуктивному навантаженні процеси ускладнюються, а форма напруги починає змінюватися. Це є недоліком інвертора при 120°-му управлінні.

Обчислюючи зв'язки лінійних і фазних напруг при будь-якому з розглянутих законів управління транзисторами, можна переконатися, що в трифазному інвертор напруги  $\frac{U_{ЛЗ\phi}}{U_{\phiЗ\phi}} = \sqrt{3}$ , як і в звичайних трифазних системах синусоїдальних ЕДС.

Тактність схеми характеризується взаємозв'язком роботи транзисторних ключів. У двотактних схемах завжди можна виділити пари протитактно працюючих ключів (один замикається, інший розмикається). У однотоктних ключі працюють синхронно.

Найбільш важливі характеристики АІН:



- коефіцієнт перетворення по напрузі  $K_U$  (відношення максимально можливого діючого значення основної гармоніки вихідної напруги АІН до середнього напругі в ланцюзі постійного струму);

- якість вихідної напруги, яке визначається коефіцієнтом гармонік (КГ) для низькочастотної, а також коефіцієнтом компенсаційних гармонік (ККГ) для високочастотної частини частотного спектра[14].

### 3.1.1 Реалізація силового ключа

При реалізації схеми автономного інвертора напруги ключі  $K$  повинні мати властивості двосторонньої провідності.

У прямому напрямку ключі повинні бути керованими, тобто момент включення ключа повинен визначатися системою управління. Такий ключ може бути реалізований на біполярному або польовому транзисторі, на одно операційних або двоопераційних тиристорів, на IGBT-транзисторі або на будь-якому іншому приладі, що працює в ключовому режимі і має властивості управління.

Для додання ключу властивості двосторонньої провідності керований вентиль шунтують некерованим діодом, включеним в зустрічному напрямку. Приклади таких ключів наведені на рис.3.3.

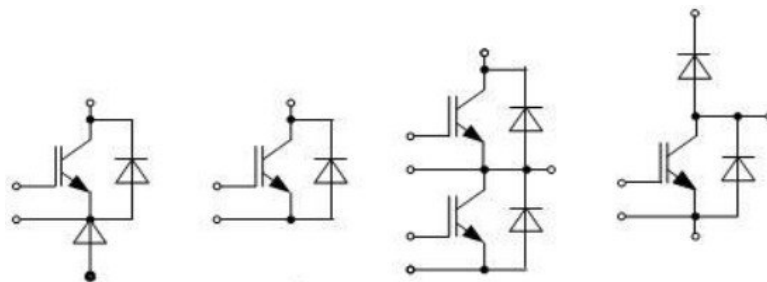


Рисунок 3.3 – Приклади ключів, шунтованих некерованими діодами

Напруга на ключі (ідеальному) дорівнює нулю, якщо вентиль (або зворотний діод), підключений до цього вентиля, проводить струм. Коли транзистор (або його зворотний діод) не проводить струм, то до нього через провідний транзистор (або зворотний діод) цього ж плеча

прикладається позитивна напруга джерела живлення  $E_d$ . Якщо враховувати, що на транзисторі і зворотному діоді на етапі провідності падає невелика напруга, то на транзисторі на етапі провідності буде деяке позитивне напруга, відмінне від нуля, а до підключеного до нього зворотному діоду на етапі провідності буде негативна напруга, рівне падінню напруги на діоді.

Те ж саме буде відбуватися на етапі замкненого стану ключа. До напрузі  $E_d$  буде додаватися напруга відкритого іншого діода цього ж плеча або відніматися напруга відкритого іншого транзистора цього плеча.

Від джерела живлення відбирається струм на етапі провідності транзисторів і струм в джерелі змінює свій напрямок на етапі провідності зворотних діодів. Енергія, накопичена в реактивному елементі навантаження, повертається в джерело живлення. Іншими словами, відбувається енергообмін (рекуперація електричної енергії) між джерелом і індуктивністю навантаження. Цей енергообмін і забезпечують зворотні діоди.

На вході інвертора повинен стояти елемент, здатний прийняти електричну енергію. При відсутності конденсатора діоди випрямляча не пропустять струм у зворотному напрямку на етапі рекуперації електричної енергії[14].

### 3.1.2 Регулювання вихідної напруги АІН

Регулювати значення вихідної напруги АІН можна декількома способами:

- широтно-імпульсне регулювання (ШІР);
- метод геометричного підсумовування;
- широтно-імпульсна модуляція (ШІМ);

Найбільше застосування на практиці отримали три способи широтно-імпульсного регулювання напруги інверторів:

1. Регулювання по прямокутному закону, коли середнє значення вихідної

- напруги і ширина імпульсу змінюються по прямокутному ознакою;
2. Регулювання по трапецеїдальному закону - в цьому випадку середнє значення вихідної напруги має вигляд трапеції;
  3. Регулювання за синусоїдальним законом, коли ширина імпульсів вихідної напруги регулюється за синусоїдальним законом.

Регулювання кривої вихідної напруги внутрішніми засобами здійснюють, керуючи силовими ключами таким чином, щоб змінювалася ширина імпульсів, формують напругу на навантаженні. Звідси і назва: широтно-імпульсне регулювання.

Якщо передній фронт складових імпульсів зрушувати на кут  $\alpha$  в сторону відставання, як показано на рис.3.4 (або задній фронт в сторону випередження, або обидва одночасно), то буде зменшуватися тривалість складових імпульсів  $\lambda$ , а значить, буде змінюватися діюче значення напруги на навантаженні:

$$U_H = \sqrt{\frac{1}{\pi} \int_{\alpha}^{\pi} E_d^2} = E_d \sqrt{\frac{\pi-2}{\pi}} = E_d \sqrt{\frac{\lambda}{\pi}} \quad (3.12)$$

З отриманого виразу і з тимчасової діаграми виходить, що максимальна напруга відповідає нульовому значенням кута  $\alpha$ . Очевидно, що вихідна напруга дорівнює нулю при  $\alpha = \pi$ . Регулювальна характеристика, побудована за отриманою залежності, має вигляд, показаний на рис.3.5. Цей спосіб регулювання вихідної напруги кращий, так як регулювання напруги на виході силового блоку здійснюють за допомогою системи управління, виключаючи механічні перемикання в схемі силового блоку. Крім того, істотно підвищує динаміка (швидкість) регулювання вихідної напруги інверторів.

Розрізняють два типи широтно-імпульсної модуляції:

- однополярна ШІМ;
- двополярна ШІМ.

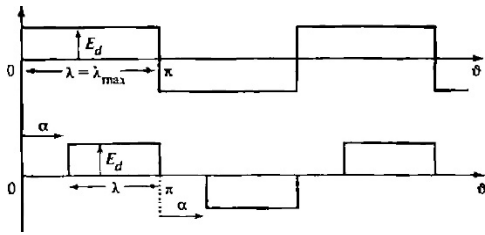


Рисунок 3.4 – Імпульси ШІМ  
характеристика

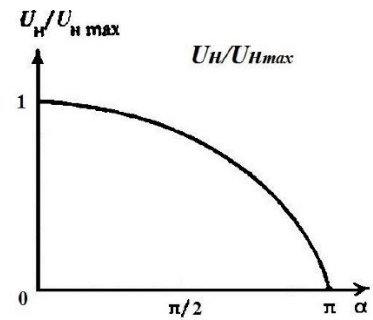


Рисунок 3.5 – Ругелювальна  
характеристика

При однополярній ШІМ вихідна напруга формується з послідовності однополярних імпульсів (рис.3.6, а). Для формування паузи при активно-індуктивному навантаженні схема управління повинна забезпечити протікання струму навантаження через два вентиля, що включають навантаження накоротко до однієї з шин джерела живлення (наприклад, відкрите стан VT1 і VD3).

При двополярній ШІМ однополярні паузи ШІМ заповнюються імпульсами протилежної полярності (рис.3.6, б)

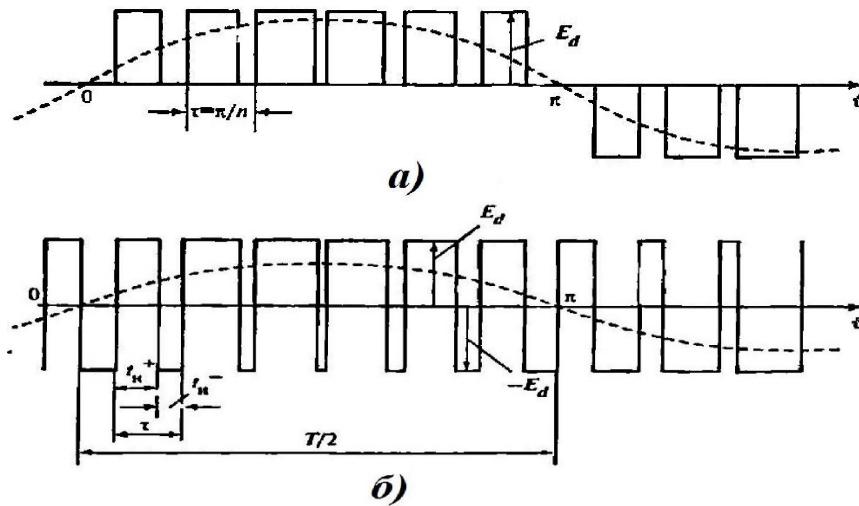


Рисунок 3.6 – ШІМ однополярна (а) та двіполярна (б)

При збільшенні частоти високочастотної складової (несучої частоти) в порівнянні з низькочастотної (частоти основної гармоніки), огинає вихідної напруги наближається до синусоїди, відповідно стає легше відфільтрувати високочастотну складову вихідної напруги [14].

### 3.1.3 Опис режимів роботи інвертора

Особливістю роботи в автономній системі є наявність двонаправленого автономного інвертора напруги. Цей пристрій призначений для перетворення постійного струму в змінний з протіканням енергії в одному з двох зазначених напрямків відповідно до внутрішнього керуючим сигналом: від ланки постійного струму до ланки змінного струму і навпаки.

Автономний інвертор напруги на стороні змінного струму призначений для роботи в режимі веденого і ведучого інвертора в залежності від керуючого сигналу.

Автономний інвертор напруги застосовується для:

- живлення автономної мережі в режимі ведучого інвертора (в циклічному режимі заряд / розряд);
- живлення автономної мережі в режимі веденого інвертора для стабілізації напруги автономної мережі (при осіданні напруги АІН підкачує потужність в автономну мережу, при перенапруженні споживає потужність з автономної мережі);
- стабілізація напруги при роботі в централізованій мережі;
  - забезпечення безперебійним живленням споживачів електричного струму (при наявності мережі працює як стабілізатор, а при відсутності мережі переходить в режим ведучого інвертора).

Автономний інвертор напруги працює в наступних режимах:

- підтримання напруги на навантаженні в режимі веденого;
- підтримання напруги на навантаженні в режимі ведучого;
- підзарядка в режимі веденого (при наявності можливості);
- за допомогою певного блоку керування працює як активний фільтр.

При роботі в **режимі веденого** АІН працює як інвертор, ведений мережею (або іншим джерелом) в циклічному режимі: споживаючи або підкачуючи (рекуперуючи) потужності на стороні змінного струму. Управління струмом

споживання / заряду і рекуперації / розряду здійснюється за відповідною функції зворотного зв'язку. Основною функцією зворотного зв'язку є підтримка напруги змінного струму в заданому діапазоні: при осіданні напруга АІН підкачує потужність (можливий розряд АКБ), при перевищенні напруги мережі ДНПТ споживає потужність (можливий заряд АКБ).

При роботі в **режимі ведучого** АІН працює як ведуче джерело мережі (інші джерела в мережі відсутні або є веденими) і генерує стабілізованою напруга.

Перехід з ведучого режиму в ведений потрібно в момент введення іншого ведучого джерела в мережу. При цьому АІН повинен відключитися безпосередньо перед підключенням іншого джерела до мережі (по сигналу) і повернутися в мережу в веденому режимі.

Перехід з веденого режиму в ведучий може відбуватися в двох випадках: непередбачене відключення веденого джерела (відсутність мережі), заплановане відключення веденого джерела в автономній мережі.

Особливістю роботи інвертора з мережею є можливість покращення показників якості електроенергії для споживачів шляхом реалізації блоку керування інвертора як силового активного фільтру.

Силові активні фільтри компенсують гармоніки струму шляхом введення рівного, але протилежного гармонійному, струму компенсації. У цьому випадку силовий активний фільтр діє як джерело струму, що вводить гармоніки, які генеруються навантаженням, але із зсувом по фазі на  $180^\circ$ . В результаті компоненти гармонійних струмів, що містяться в струмі навантаження придушуються під дією активного фільтру і струм джерела залишається синусоїдальним і у фазі з відповідною фазною напругою [14].

## 3.2 Імітаційне моделювання роботи СЕС в різних режимах електроживлення на базі трифазного інвертора

### 3.2.1 Опис моделі інвертора при роботі у режимах веденого і ведучого

Комп'ютерна модель на базі Simulink наведена на рис. 3.7. До її складу входять функціональні блоки: генератор, інвертор, системи керування інвертором, навантаження та акумуляторна батарея.

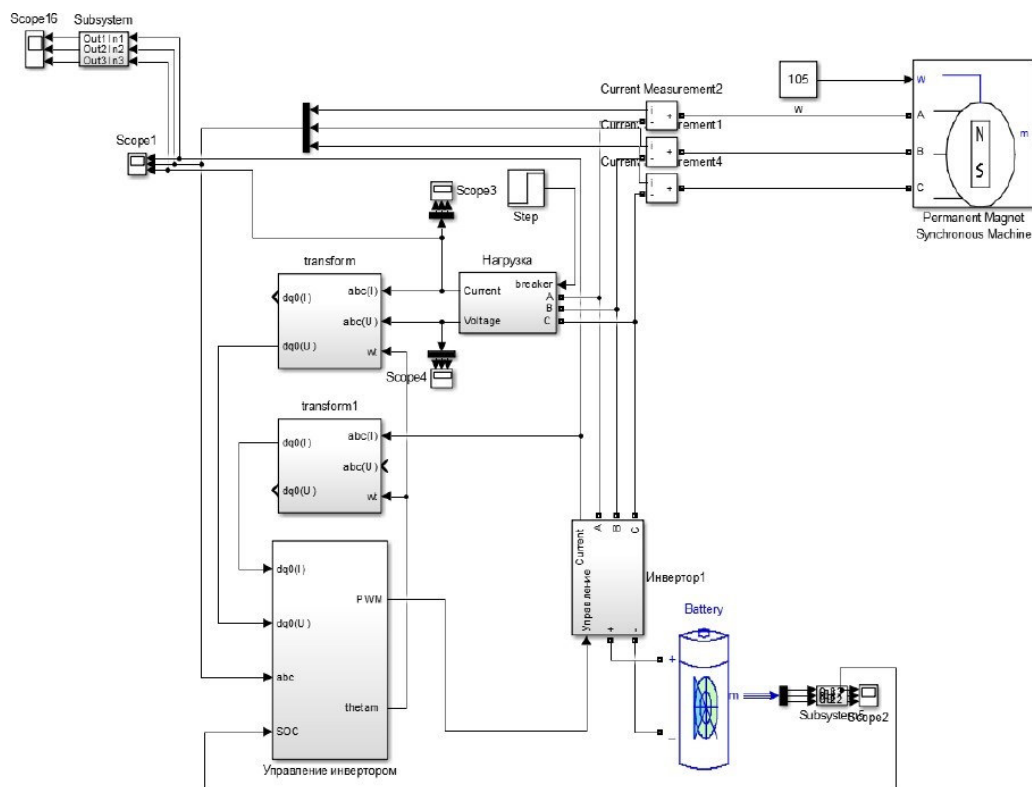


Рисунок 3.7 – Модель автономного режиму СЕС

### 3.2.2 Моделювання мережі

В автономному режимі в якості мережі передбачається встановлення дизель-генератора, що призначений для резервного живлення власних потреб фотоелектричної станції у нічний час доби. Дизель-генератор оснащений шумопоглинаючим всепогодним капотом для встановлення на відкритому повітрі.

В денний час територія фотоелектричної станції може отримувати резервне живлення від генерації СЕС, у нічну добу резервним живленням

служить дизель-генератор.

Обираю генератор ВДГ 190-600, з такими характеристиками (табл.3.1):

Таблиця 3.1 – Параметри генератора

Кількість фаз	3
Номінальний момент, Мн	192 Нм
Номінальний струм, Ін	17 А
Номінальна частота обертання, пн	105 об/хв
Число пар полюсів, р	30
Опір фази, R	0,493 Ом
Коефіцієнт перетворення, См	11,3
Індуктивність, L	8,35 мГн
Вага ротора, G	7,1 ку
Діаметр ротора, D	0,51 м
Момент інерції ротора,	0,46 кг*м <sup>2</sup>

Для моделювання генератора у середовищі Simulink використав блок Permanent Magnet Synchronous Mashine (рис. 3.8).

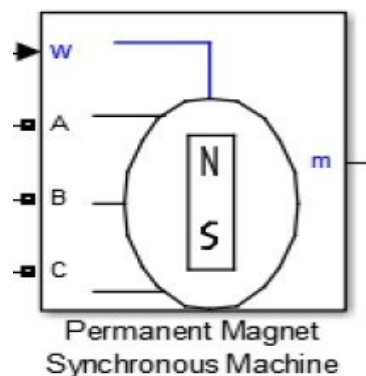


Рисунок 3.8 – Блок генератора

Для завдання номінальної частоти обертання на вхід моделі «w» подається константа 105.

Параметри блоку були приведені у відповідність з характеристиками ВДГ 190-600 (рис. 3.9).



Permanent Magnet Synchronous Machine (mask) (link)		Permanent Magnet Synchronous Machine (mask) (link)	
<p>Implements a three-phase or a five-phase permanent magnet synchronous machine. The stator windings are connected in wye to an internal neutral point.</p> <p>The three-phase machine can have sinusoidal or trapezoidal back EMF waveform. The rotor can be round or salient-pole for the sinusoidal machine, it is round when the machine is trapezoidal. Preset models are available for the Sinusoidal back EMF machine.</p> <p>The five-phase machine has a sinusoidal back EMF waveform and round rotor. Preset models are not available for this type of machine.</p>		<p>Implements a three-phase or a five-phase permanent magnet synchronous machine. The stator windings are connected in wye to an internal neutral point.</p> <p>The three-phase machine can have sinusoidal or trapezoidal back EMF waveform. The rotor can be round or salient-pole for the sinusoidal machine, it is round when the machine is trapezoidal. Preset models are available for the Sinusoidal back EMF machine.</p> <p>The five-phase machine has a sinusoidal back EMF waveform and round rotor. Preset models are not available for this type of machine.</p>	
Configuration	Parameters	Configuration	Parameters
Number of phases: <input type="text" value="3"/>	Back EMF waveform: <input type="text" value="Sinusoidal"/>	Stator phase resistance Rs (ohm): <input type="text" value="0.493"/>	Armature inductance (H): <input type="text" value="0.00835"/>
Rotor type: <input type="text" value="Round"/>	Mechanical input: <input type="text" value="Speed w"/>	Machine constant Specify: <input type="text" value="Voltage Constant (V_peak L-L / krpm)"/>	Flux linkage: <input type="text" value="1.1762"/>
Preset model: <input type="text" value="No"/>	Measurement output <input type="checkbox"/> Use signal names to identify bus labels	Voltage constant: <input type="text" value="640"/>	Torque constant: <input type="text" value="5.2928"/>
		Pole pairs p (): <input type="text" value="3"/>	Initial conditions [ wm(rad/s) thetam(deg) ia,lb(A) ]: <input type="text" value="[10,0,0,0]"/>

Рисунок 3.9 – Параметри блоку генератора

Модель генератора складається з електричної, механічної частин та блоку вимірів (рис 3.10).

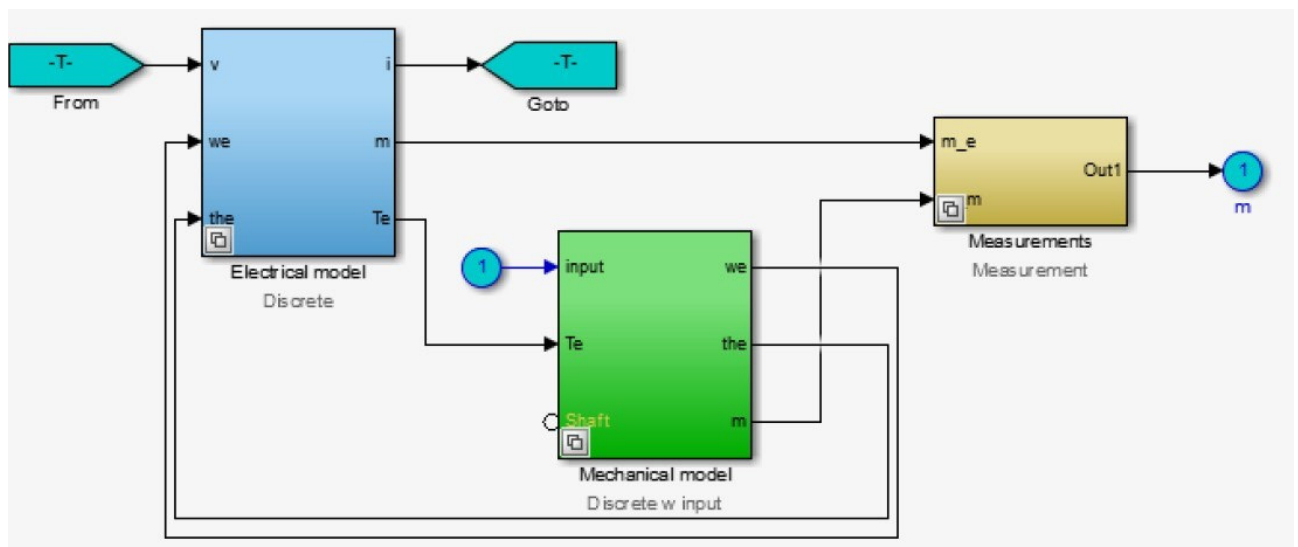


Рисунок 3.10 – Структура блоку генератора

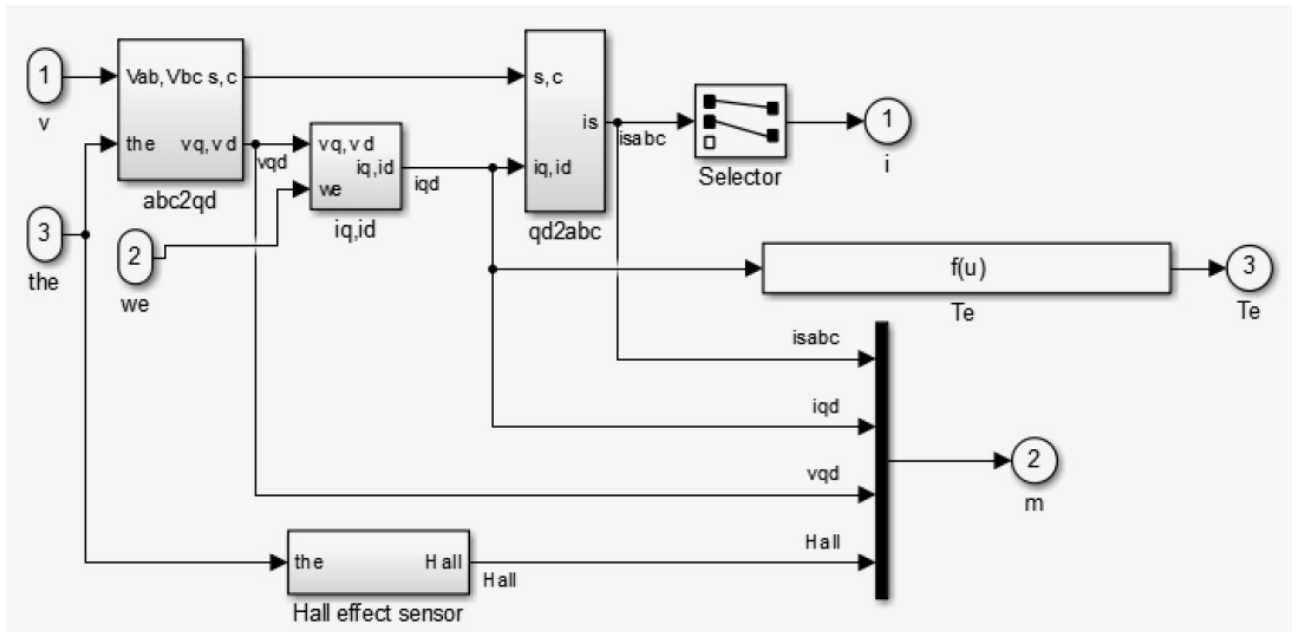


Рисунок 3.11 – Модель електричної частини генератора

Розрахунок векторних складових напруги проводиться із застосуванням прямого перетворення Парка - Кларка. З напружень ми отримуємо векторні складові струму, які і визначають електромагнітний момент.

Перетворення Парку - Кларка виконується в два етапи: спочатку струми наводяться до двох координатної системі (матриця 3.13), це можливо, тому що вони всі лежать в одній площині, далі перетворюються в обертову систему координат, спрямовану із вектором потокозчеплення (матриця 3.14), що дозволяє виділити складовий визначальний електромагнітний момент.

$$\begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ i_c(t) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \sin(\theta_e) \\ -\sin(\theta_e) & \cos(\theta_e) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Блок abc2qd, див. рис.3.11, виробляє пряме перетворення Парка фазних напруг генератора в напругу поздовжньої і поперечної координат.

В аналітичному поданні:

$$U_q = \frac{1}{3} (\cos\theta_e \cdot (2U_{ab} + U_{bc}) + (\sqrt{3} \cdot U_{bc} \cdot \sin\theta_e)) \quad (3.15)$$

$$U_d = \frac{1}{3}(\sin\theta_e \cdot (2U_{ab} + U_{bc}) + (-\sqrt{3} \cdot U_{bc} \cdot \cos\theta_e)) \quad (3.16)$$

де  $U_d$  – d-складова напруги;  $U_q$  – q-складова напруги.

Лінійні фазні напруги  $U_{ab}$  та  $U_{bc}$  визначаються за формулами:

$$U_{ab} = U_a - U_b \quad (3.17)$$

$$U_{bc} = U_b - U_c \quad (3.18)$$

У блоці на підставі фазних напруг поздовжньої і поперечної складової фазної напруги розраховуються відповідні складові фазних струмів  $i_d$  та  $i_q$ .

$$i_q = \int \left( \frac{U_q}{L_q} - \omega_E \cdot \frac{Flux}{L_q} - \frac{L_d}{L_q} \cdot \omega_E \cdot i_d - \frac{R}{L_q} i_q \right) dt \quad (3.19)$$

$$i_d = \int \left( \frac{U_d}{L_d} - \frac{L_d}{L_q} \cdot \omega_E \cdot i_d - \frac{R}{L_q} i_d \right) dt \quad (3.20)$$

де  $i_q$ - q-складова струму;  $i_d$ - d-складова струму; Flux – магнітний потік ротора;  $L_d$ - d-складова індуктивності;  $L_q$ - q-складова індуктивності.

Блок  $T_e$  (див рис. 3.11) обчислює електромагнітний момент, використовуючи складові струму за формулою:

$$1,5 \cdot p \cdot (Flux \cdot i_q(1) + (L_d - L_q) \cdot i_q \cdot i_d) \quad (3.21)$$

Блок qd2abc (див. рис. 3.11) виробляє зворотне перетворення Парка - Кларка складових струмів поздовжньої і поперечної координат  $i_d$  та  $i_q$  в амплітуди фазних струмів  $i_a, i_b, i_c$ :

$$i_a = i_q \cdot \cos\theta_e + i_d \sin\theta_e \quad (3.22)$$

$$i_b = 0,5(\cos\theta_e \cdot (-i_q - \sqrt{3}i_d) + \sin\theta_e \cdot (i_d + \sqrt{3} \cdot i_q)) \quad (3.33)$$

$$i_c = -(i_a + i_b) \quad (3.34)$$

$$T_e = \frac{1}{2}(PM \cdot p \cdot (Flux \cdot i_q + (PM \cdot L_d - PM \cdot L_q) \cdot i_d \cdot i_q) \quad (3.35)$$

На вхід механічної частини надходить зовнішній і електромагнітний момент, на виході обчислюються значення електричного і фізичного кута і частоти обертання ротора.

$$\omega_e = PM \cdot p \cdot \int \left( \frac{1}{J} \cdot (T_e - T_M) \right) dt \quad (3.36)$$

$$\theta_e = \int (\omega_e) dt \quad (3.37)$$

$$\omega = \frac{\omega_e}{PM \cdot p} \quad (3.38)$$

$$\Theta = \frac{\theta_e}{PM \cdot p} \quad (3.39)$$

### 3.2.3 Моделювання акумулятора

Блок акумуляторної батареї в середовищі Matlab \ Simulink представлений на рис. 3.12.

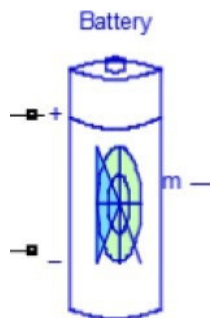
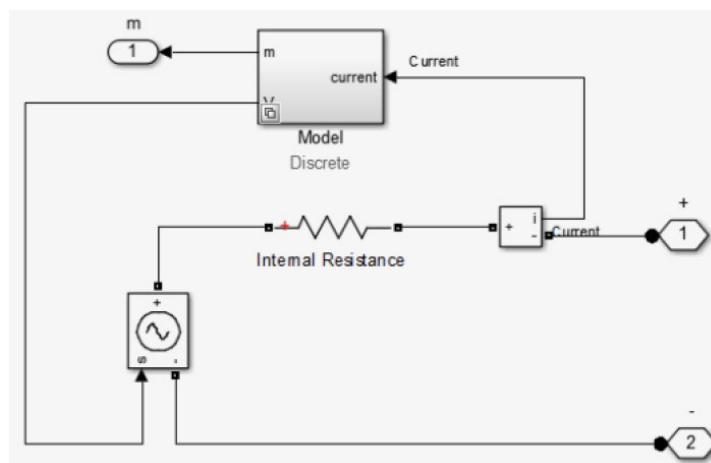


Рисунок 3.12 – Акумуляторна батарея

Для акумуляторної батареї використовуються свинцево-кислотний акумулятори з номінальною напругою 48В і сумарною місткістю 1250А \* год. Параметри блоку АКБ представлені на рис.3.13.

Parameters	Discharge	Parameters	Discharge
Type:	Lead-Acid	<input type="checkbox"/> Determined from the nominal parameters of the battery	
Nominal voltage (V)	48	Maximum capacity (Ah)	275
Rated capacity (Ah)	250	Cut-off Voltage (V)	35
Initial state-of-charge (%)	50	Fully charged voltage (V)	55
Battery response time (s)	3	Nominal discharge current (A)	2
		Internal resistance (Ohms)	2
		Capacity (Ah) at nominal voltage	255
		Exponential zone [Voltage (V), Capacity (Ah)]	[49 100]

Рисунок 3.13 - Параметри блоку АКБ



### Рисунок 3.14 – Структура блоку АКБ

Вихід m блоку Model дозволяє отримати дані про рівень акумуляторної батареї, напругу і струм зарядки \ розрядки і рівні акумуляторної батареї[14].

#### 3.2.4 Моделювання трифазного інвертора

Інвертор (DC / AC converter) - пристрій для перетворення постійного струму в змінний зі зміною величини частоти або напруги. Зазвичай являє собою генератор періодичної напруги, за формою наближеного до синусоїди, або дискретного сигналу. Блок генератора приведений на рис.3.15.



Рисунок 3.15 – Блок інвертора

Робота інвертора напруги заснована на перемиканні джерела постійної напруги з метою періодичної зміни полярності напруги на затискачах навантаження. Частота перемикання «задається» сигналами управління, які формувались керуючої схемою (контролером). Контролер також може вирішувати додаткові завдання:

- регулювання напруги;
- синхронізація частоти перемикання ключів;
- захист від перенавантажень.

Інвертори з синусоїдальною формою вихідної напруги (рис.3.16). Принцип побудови такого інвертора полягає в тому, що за допомогою попереднього високочастотного перетворення отримують напругу постійного струму, значення якого близько до амплітудному значенням синусоїдальної

вихідної напруги інвертора. Потім цю напругу постійного струму за допомогою, як правило, мостового інвертора перетворюється в змінну напругу за формою, близьке до синусоїдальному, за рахунок застосування відповідних принципів управління транзисторами цього мостового інвертора. Ідея цієї «багаторазової» ШІМ полягає в тому, що на інтервалі кожного напівперіоду вихідної напруги інвертора відповідна пара транзисторів мостового інвертора комутується на високій частоті (багаторазово) при широтно-імпульсному управлінні. Причому тривалість цих високочастотних імпульсів комутації змінюється за синусоїдальним законом. Потім за допомогою високочастотного фільтра нижніх частот виділяється синусоїдальна складова вихідної напруги інвертора.

Інвертор побудований на 6 IGBT транзисторах, з'єднаних зустрічно паралельно з діодами. Падіння напруги на IGBT транзисторах у відкритому статки становлять 2 Вольта, на діодах 0.8 Вольта.

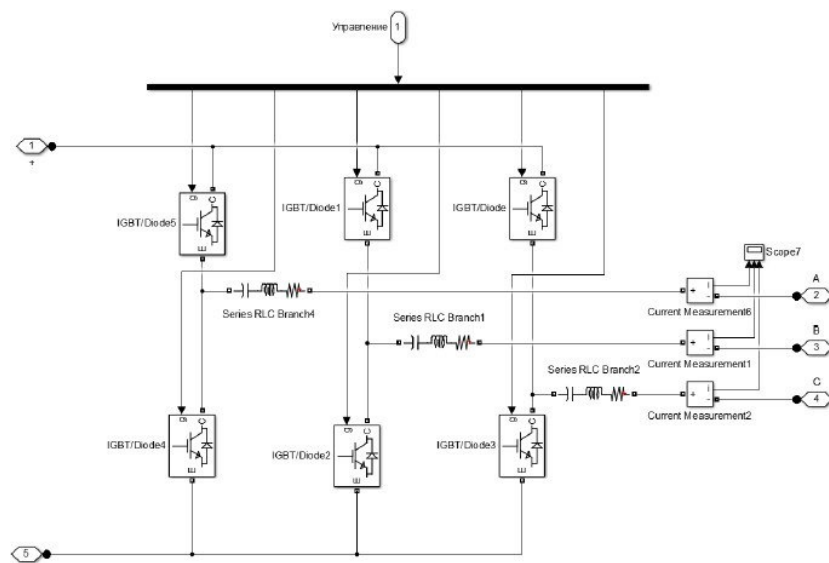


Рисунок 3.16 – Структура блока інвертора

Широтно-імпульсний сигнал, що керує роботою інвертора приходить на кожен з шести транзисторів і реалізується блоком управління. Параметри транзисторів представлені на рис. 3.17.

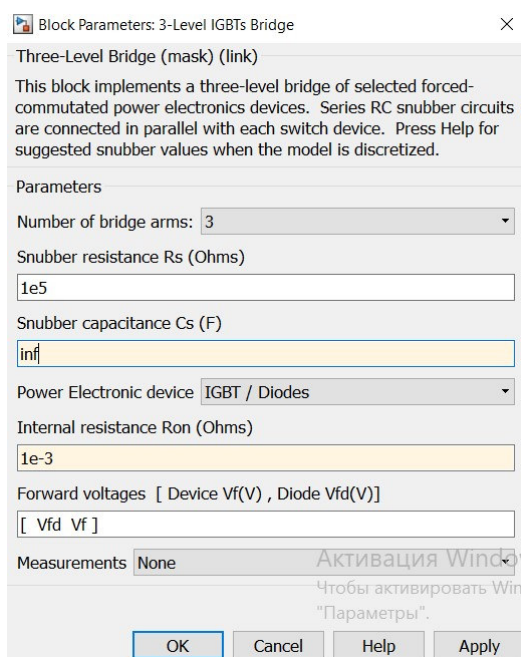


Рисунок 3.17 – Параметри транзисторів

### 3.2.5 Моделювання блоку керування інвертором

Блок управління (рис.3.18) необхідний для забезпечення керуючих сигналів. В ньому генерується широтно-імпульсний сигнал, і відбувається перемикання між режимами ведучого і веденого.

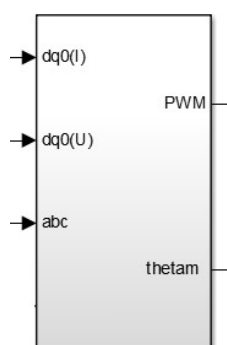


Рисунок 3.18 – Блок керування інвертором

Перемикання між режимами ведучого і веденого проводиться при відсутності і наявності напруги в мережі відповідно.

Даний блок служить для синхронізації з мережею в режимі

веденого, визначення наявності напруги на ньому для перемикання між режимами, а також для завдання кута в режимі ведучого.

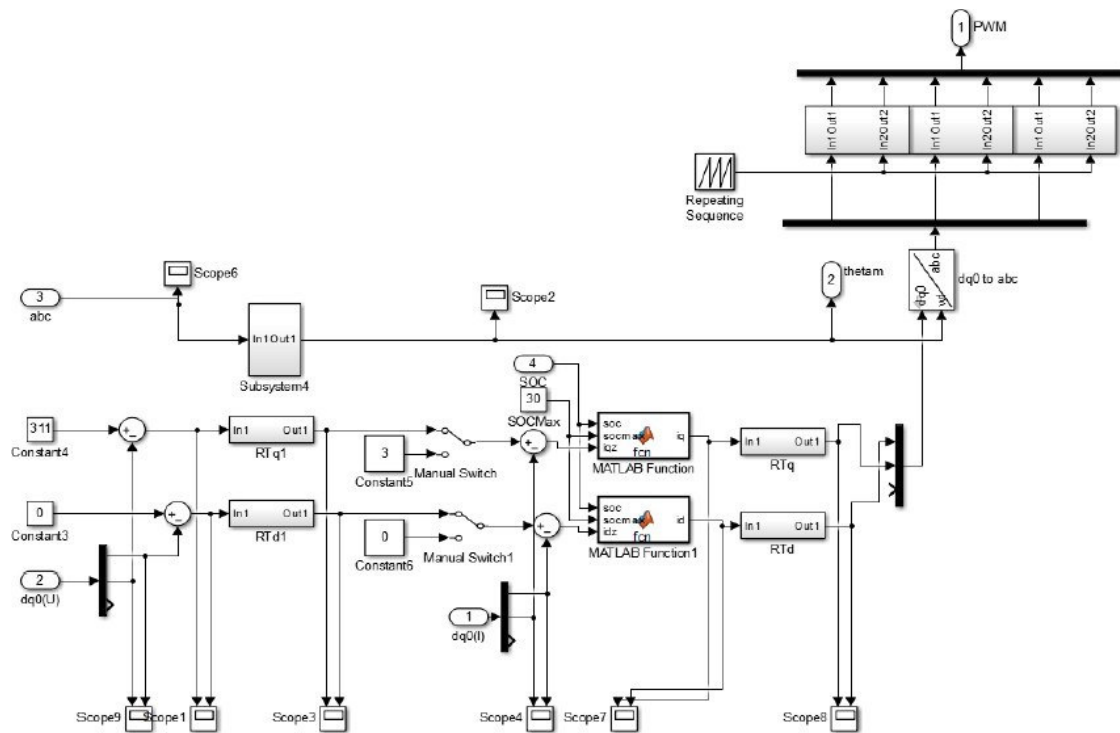


Рисунок 3.19 – Структурна схема блоку керування інвертором

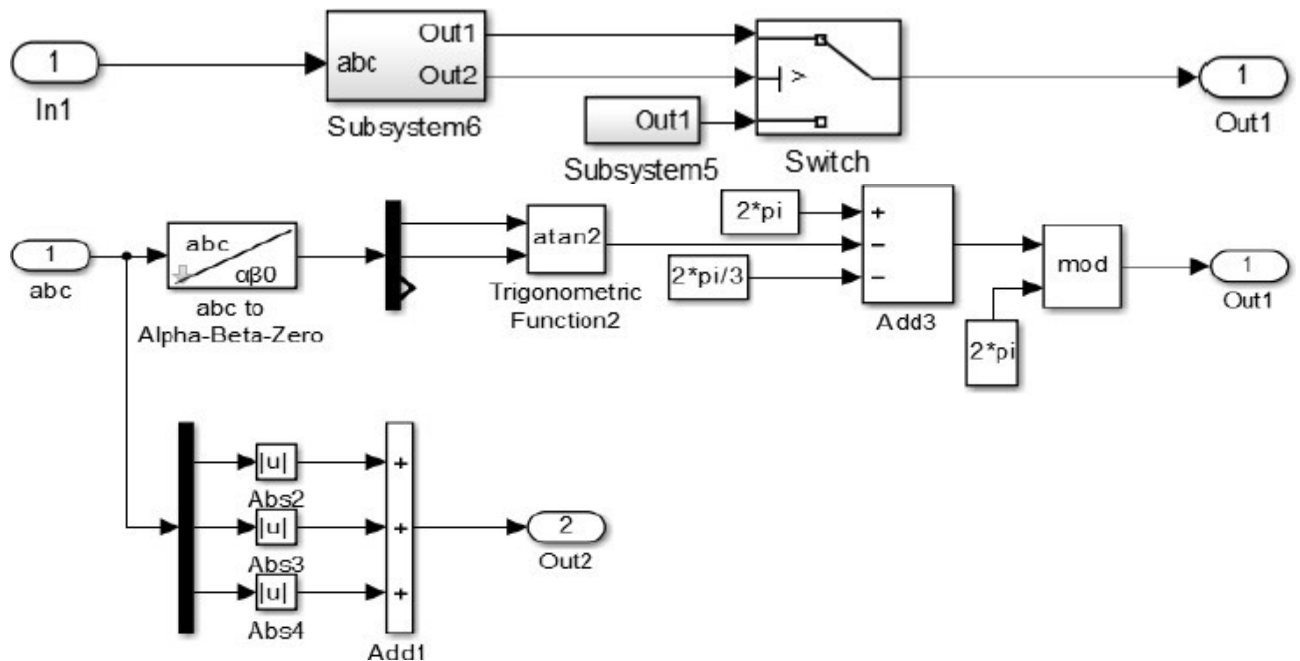


Рисунок 3.20 – Структурна схема блоку синхронізації з мережею



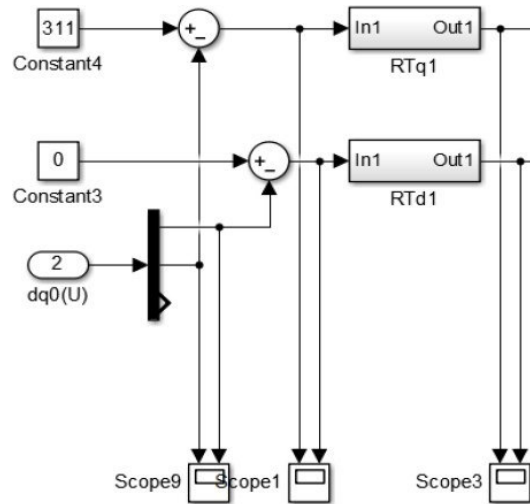


Рисунок 3.21 – Регулятор контуру напруги

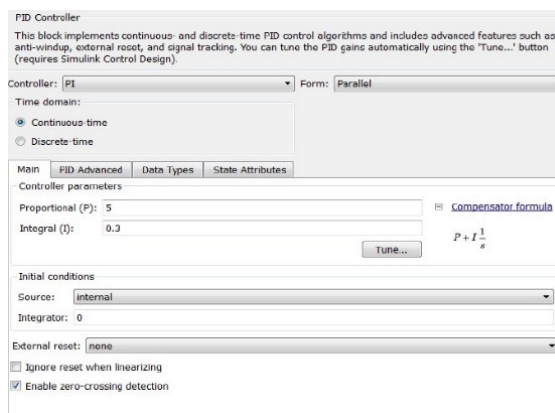


Рисунок 3.22 – Параметри регулятора контуру напруги

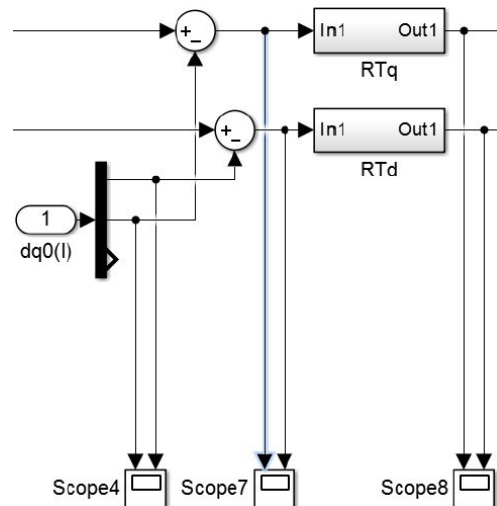


Рисунок 3.23 – Регулятор контуру струму

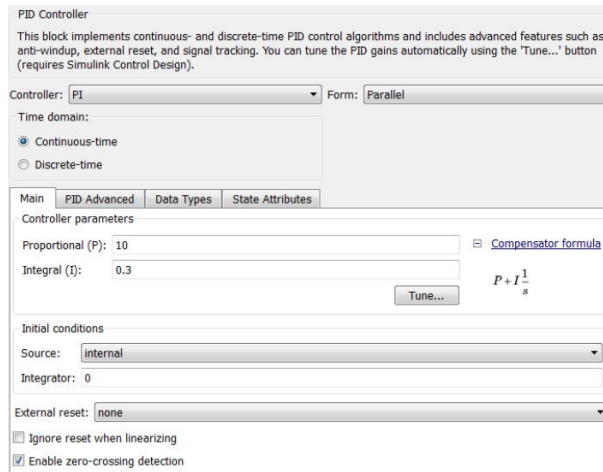


Рисунок 3.34 – Параметри регулятора контуру напруги

Для того, щоб задані значення струму трансформувались в трифазну мережу потрібно застосувати блок зворотного перетворення Парка-Кларка (рис. 3.35).

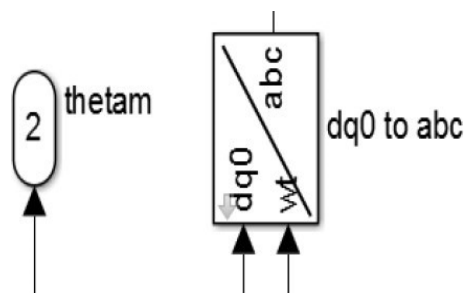


Рисунок 3.35 – Зворотне перетворення Парка-Кларка

Блоки зворотного перетворення Парка-Кларка надходять на блоки, що генерують ШІМ сигнал (рис.3.36).

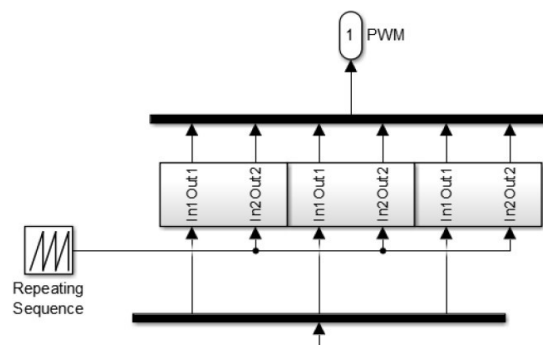


Рисунок 3.36 – Блок, що генерує ШІМ сигнал

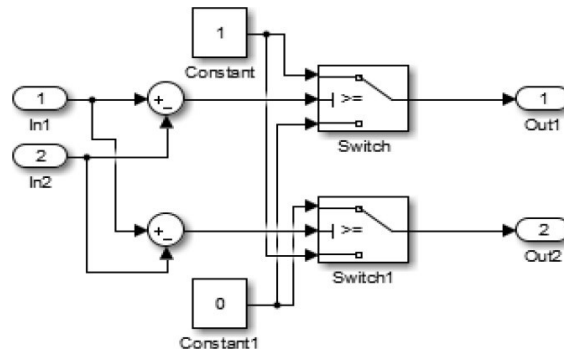


Рисунок 3.37 - Генерація ШІМ сигналу

### 3.2.6 Перетворення для створення контурів напруги і струму

Для створення контурів напруги і струму, і так само для синхронізації інвертора з мережею, нам знадобляться декілька видів перетворень. Блоки представлені на рисунку 3.38.



Рисунок 3.38 – Блоки перетворень

де блок «abc to dq0» - пряме перетворення Парка-Кларка (3.40)

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \quad (3.40)$$

блок «dq0 to abc» - зворотне перетворення Парка-Кларка (3.41)

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) & 1 \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix}, \quad (3.41)$$

блок «abc to αβ0» - перетворення трифазної системи у двофазну (3.42)

$$\begin{bmatrix} U_\alpha \\ U_\beta \\ U_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{-1}{\sqrt{3}} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

Для прямого і зворотного перетворення Парка-Кларка потрібно подати на вхід блоку значення  $\omega t$ . Також варто відзначити наявність налаштувань у даних блоків. У Rotating Frame Alignment  $a_t \cdot \omega_t = 0$  слід вказувати Aligned with Phase A axis, в іншому випадку інвертор буде генерувати струм, який не збігається за фазою із струмом мережі, що призведе до неправильного їх підсумовування на навантаженні, і, як наслідок, збільшення його інвертором струму[14].

### 3.2.7 Моделювання навантаження



Рисунок 3.39 – Згорнутий блок навантаження

У даній моделі для демонстрації різних режимів роботи використовувалися різні типи навантаження. Найчастіше навантаження представляла собою набір резисторів з однаковим опором (рис.3.40).

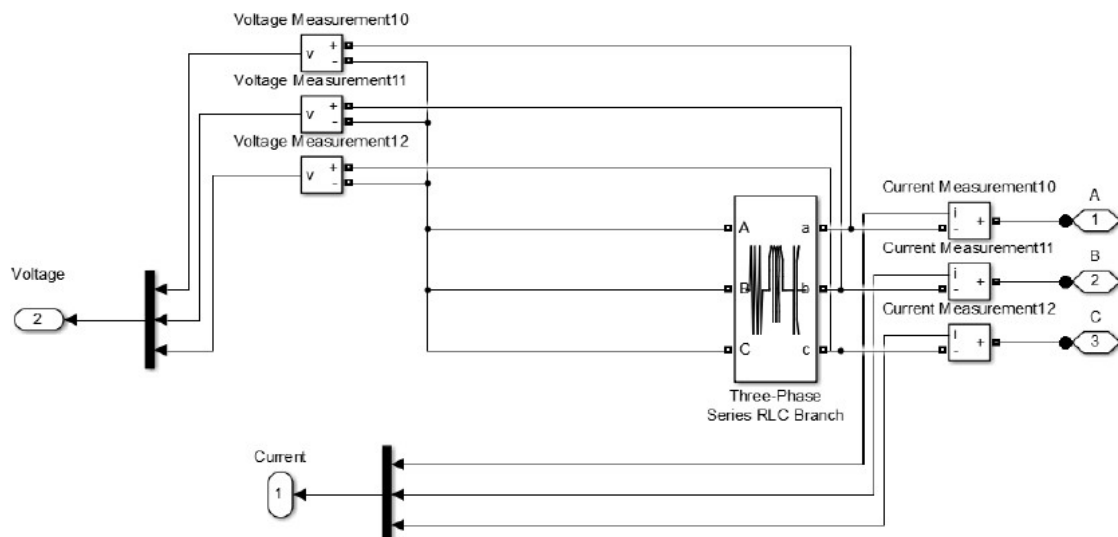


Рисунок 3.40 – Структура блоку навантаження де резистори з однаковим опором

В іншому випадку навантаження представляла собою два послідовно з'єднаних резистора на кожну фазу. Другі резистори включаються і відключаються від зовнішнього сигналу, що надходить на вимикач (рис.3.41).

У двох варіантах блок навантаження виходи Current і Voltage - інформаційні канали струму і напруги відповідно.

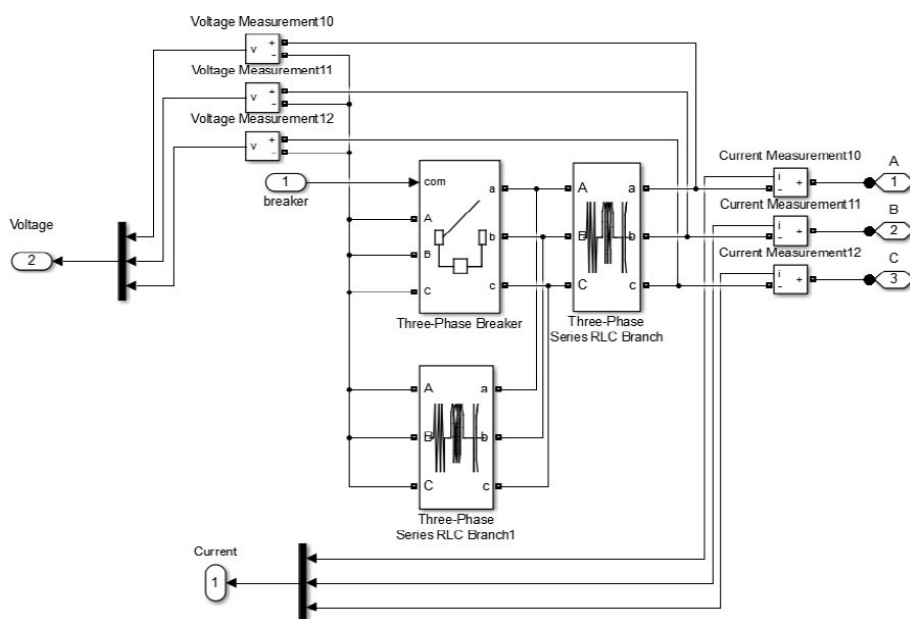


Рисунок 3.41 – Структура блоку навантаження з послідовністю з'єднаними резисторами на кожну фазу

Такого типу СЕС можна підключати до мережі не як джерело живлення, а як фільтр для покращення показників якості електроенергії[14].

### 3.3 Моделювання підстанції

За допомогою Matlab / Simulink складаємо блок-схему моделі мережі та споживачів.

#### 3.3.1 Моделювання ланцюгів споживачів

Розглянемо схему, зображену на рис. 3.42 і розберемо параметри і призначення кожного з елементів.

Блок “Source” - джерело живлення напругою, що заміщує собою лінію.

Блок “Load” – представляє собою електричне навантаження (потужність), що підключається до мережі від інших споживачів.

Блок “Tr” – представляє понижуючий трансформатор.

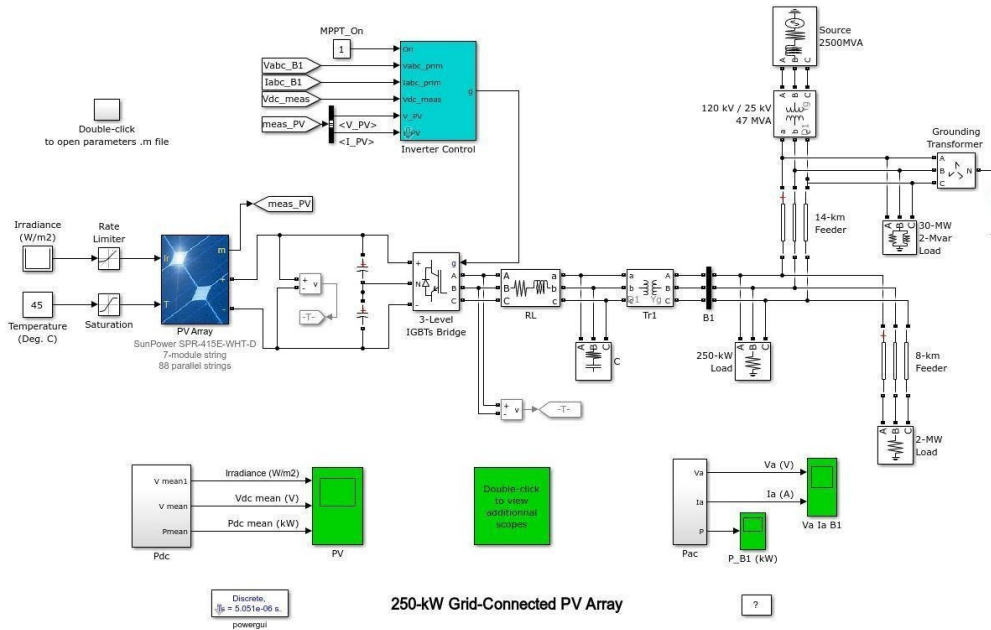


Рисунок 3.42 – Блок-схема моделі споживачів

Для цілей моделювання активні та індуктивні опори обмоток трансформаторів та їх індуктивності повинні бути розраховані окремо для обмоток високої, низької і якщо є, середньої напруги. Для цього, напруга короткого замикання  $U_K$ , %, має бути знайдено для кожної із обмоток. У двообмоткових трансформаторах,  $U_K$  визначається за виразом:

$$U_{K(B)} = U_{K(H)} = 0,5 \cdot U_K \quad (3.43)$$

Опори  $r_T$ ,  $Z_T$ ,  $X_T$ , Ом, і індуктивність  $L_T$ , Гн, кожної з обмоток трансформатора обчислюється за такими формулами:

$$r_T = 3 \cdot \frac{P_K \cdot U_\phi^2}{(S_{T \text{ ном}})^2} \quad (3.44)$$

$$Z_T = 3 \cdot \frac{U_K \cdot U_\phi^2}{100 \cdot S_{T \text{ ном}}} \quad (3.45)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} \quad (3.46)$$

$$L_T = \frac{X_T}{2\pi f} \quad (3.47)$$

де  $P_K$  – втрати потужності при к.з., Вт;

$S_{T\text{ ном}}$  - номінальна потужність трансформатора, ВА;

$U_K$  - напруга к.з., приведене до відповідної обмотки, %;

$U_\phi$  - фазна напруга на відповідній обмотці, В.

Блок «3 Level IGBTs Bridge» - блок трифазного інвертора, виконаного на основі IGBT-модулів.

Блок «PV Array» - блок сонячної панелі.

Блок «Temperature» - блок датчика температури.

Блок «Irradiance» - блок датчика сонячної активності.

Вимірювання в даній схемі виконують за допомогою блоків « $P_{ac}$ ,  $P_{dc}$ », що вимірюють фазні струми та напруги, та параметри навколишнього середовища.

Для покращення якості електроенергії в мережі змодельємо СЕС як фільтр від гармонік. Блок схему моделі (див. рис. 3.43) та Блок «Grid» в розгорнутому вигляді (рис.3.44), Блок SES в розгорнутому вигляді (рис.3.45).

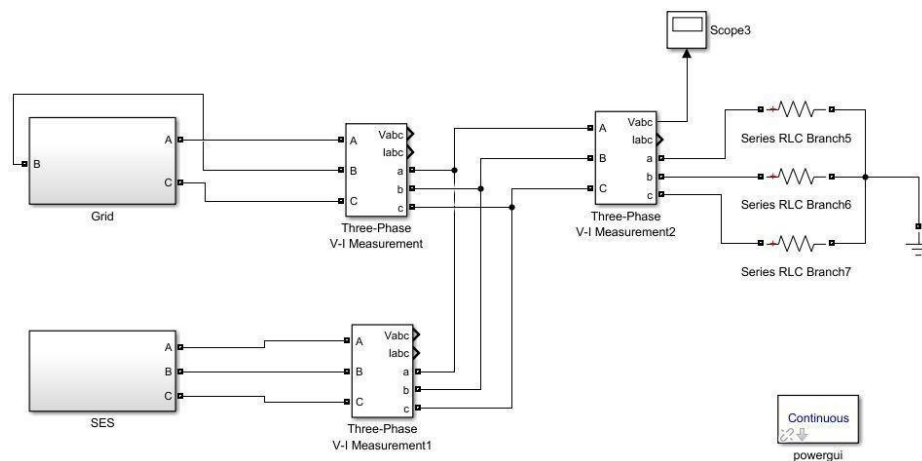


Рисунок 3.43 – Блок-схема моделі СЕС для мережі як активний фільтр

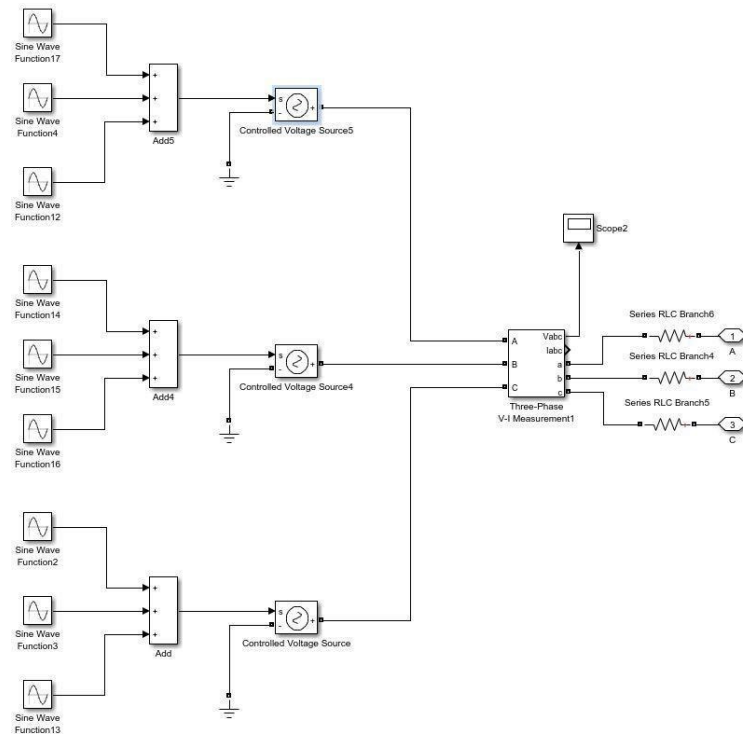


Рисунок 3.44 – Блок «Grid» в розгорнутому вигляді

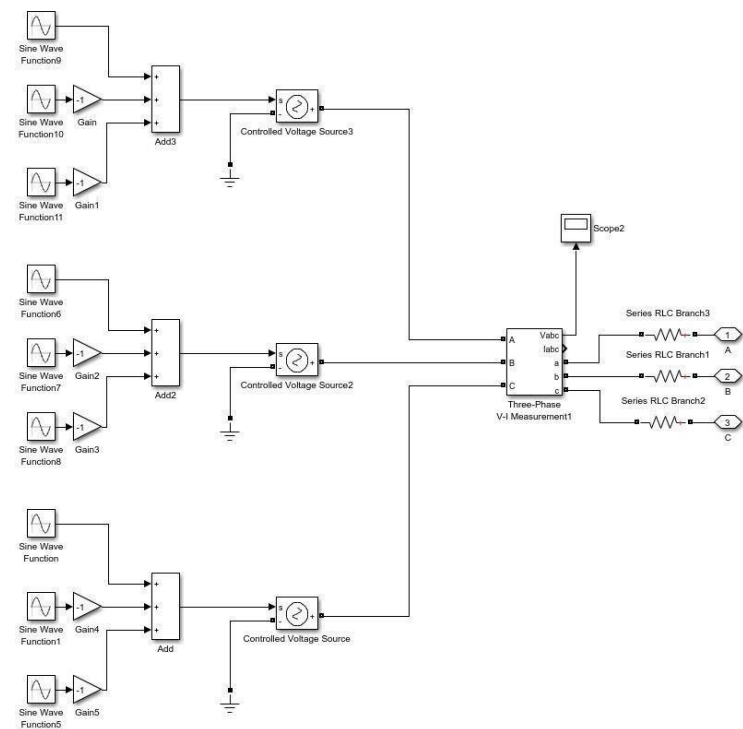


Рисунок 3.45 – Блок СЕС в розгорнутому вигляді

Силкові активні фільтри компенсують гармоніки струму шляхом введення рівного, але протилежного гармонійному, струму компенсації. У цьому випадку силовий активний фільтр діє як джерело струму, що вводить гармоніки, які генеруються навантаженням, але із зсувом по фазі на  $180^\circ$ . В результаті компоненти гармонійних струмів, що містяться у



струмі навантаження придушуються під дією активного фільтру і струм джерела залишається синусоїдальним і у фазі з відповідною фазною напругою[14].

### 3.3.2 Розрахунок силового активного фільтру

Силкові активні фільтри компенсують гармоніки струму шляхом введення рівного, але протилежного гармонійному, струму компенсації. У цьому випадку силовий активний фільтр діє як джерело струму, що вводить гармоніки, які генеруються навантаженням, але із зсувом по фазі на  $180^\circ$ . В результаті компоненти гармонійних струмів, що містяться в струмі навантаження придушуються під дією активного фільтру і струм джерела залишається синусоїдальним і у фазі з відповідною фазною напругою. Цей принцип можна застосувати до будь-якого типу навантаження. Таким чином, система розподілу електроенергії сприймає нелінійне навантаження і активний фільтр як ідеальний резистор. Принципова схема роботи силового активного фільтру показана на рис.3.46.

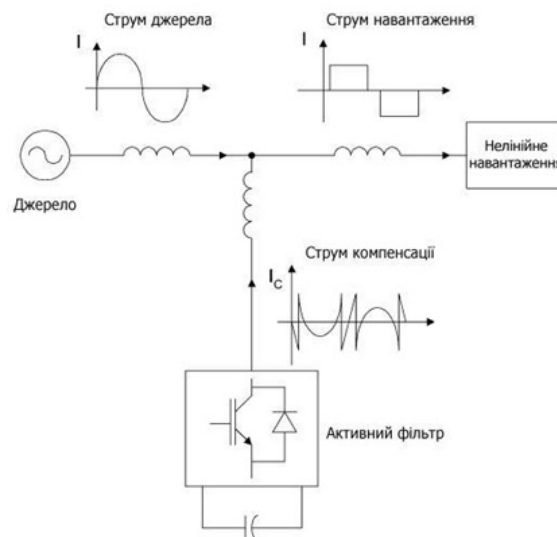


Рисунок 3.46 – Принципова схема роботи силового активного фільтру

### 3.3.3 Система управління

Схема управління силовим активним фільтром повинна розраховувати форму хвилі опорного струму для кожної фази інвертора,

підтримувати постійну напругу на певному рівні і генерувати сигнали управління. Блок-схема системи управління силовим активним фільтром показана на рис. 3.47.

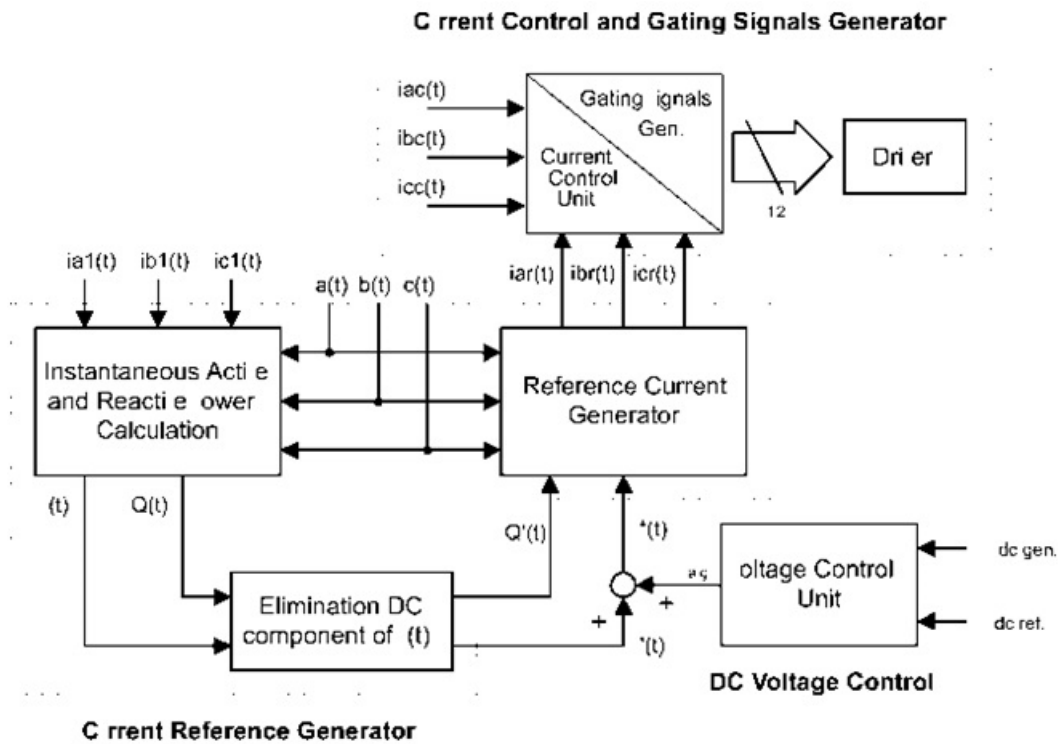


Рисунок 3.47 – Блок-схема системи управління силовим активним фільтром

Згенерований опорний струм потрібен для компенсації гармонійного струму навантаження, а також для підтримки постійної напруги на конденсаторі. Ефективність активного фільтра залежить від його здатності слідувати з мінімальною похибкою і затримкою часу опорного струму.

Є багато можливостей для визначення опорного струму, необхідного для компенсації нелінійних навантажень. Як правило, активні фільтри використовуються для компенсації реактивної потужності та гармонійного струму низької частоти, що генерується нелінійними навантаженнями. Однією з альтернатив для визначення опорного струму інвертора є використання теорії миттєвої реактивної потужності.

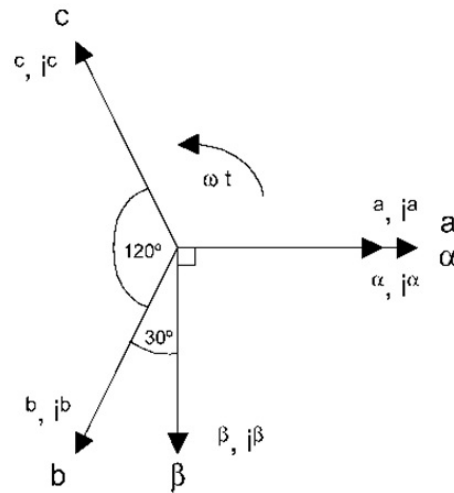


Рисунок 3.48 – Векторна діаграма переходу від системи відліку a,b,c до  $\alpha, \beta$  координат

Миттєві значення напруги і струму в  $\alpha, \beta$  координатах можуть бути отримані з наступних рівнянь:

$$\begin{bmatrix} U_\alpha \\ U_\beta \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}, \quad (3.48)$$

де  $U_a, U_b, U_c, i_a, i_b, i_c$  - миттєві значення напруг і струмів;

A- матриця перетворення, що визначається з векторної діаграми переходу від системи.

Ця трансформація має місце лиш при  $U_a(t) + U_b(t) + U_c(t) = 0$ , а також якщо напруги збалансовані і синусоїдальні.

Миттєві активна і реактивна потужності в  $\alpha, \beta$  координатах обчислюються:

$$p(t) = U_\alpha(t) \cdot i_\alpha(t) + U_\beta(t) \cdot i_\beta(t), \quad (3.49)$$

$$q(t) = -U_\alpha(t) \cdot i_\beta(t) + U_\beta(t) \cdot i_\alpha(t), \quad (3.50)$$

де  $U_\alpha(t), U_\beta(t)$ - миттєві значення напруги у  $\alpha, \beta$  координатах;

$i_\alpha(t), i_\beta(t)$  – миттєві значення струму у  $\alpha, \beta$  координатах.

Очевидно, що  $p(t)$  стає рівною миттєвій активній потужності, визначеній в a,b,c відліку. Тим не менше, для того, щоб визначити

миттєву реактивну потужність, маємо новий миттєвий векторний простір, що визначається рівнянням:

Вектор  $q$  перпендикулярний до площини  $\alpha, \beta$  координат, я якими зустрінеться у відповідності з правилом правої руки та  $U_\alpha$  перпендикулярна  $i_\beta$ , а  $U_\beta$  перпендикулярна  $i_\alpha$ . Фізичним змістом вектора  $q$  не буде «миттєва потужність», оскільки добутком є напруга однієї фази і струм іншої фази.

Вираз струмів  $\alpha, \beta$  площині, залежно від миттєвої потужності задається наступним рівнянням:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{U_\alpha^2 + U_\beta^2} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} U_\alpha & U_\beta \\ U_\beta & -U_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} U_\alpha & U_\beta \\ U_\beta & -U_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ q \end{bmatrix} \right\} = \begin{bmatrix} i_{\alpha p} \\ i_{\beta p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{\alpha q} \\ i_{\beta q} \end{bmatrix}. \quad (3.51)$$

Різні компоненти струмів у  $\alpha, \beta$  площині показані в наступних виразах:

$$i_{\alpha p} = \frac{U_\alpha p}{U_\alpha^2 + U_\beta^2}, \quad (3.52)$$

$$i_{\alpha q} = \frac{U_\beta q}{U_\alpha^2 + U_\beta^2}, \quad (3.53)$$

$$i_{\beta p} = \frac{U_\beta p}{U_\alpha^2 + U_\beta^2}, \quad (3.54)$$

$$i_{\beta q} = \frac{-U_\alpha q}{U_\alpha^2 + U_\beta^2}, \quad (3.55)$$

де  $i_{\alpha p}, i_{\beta p}, i_{\alpha q}, i_{\beta q}$  – відповідно значення активних і реактивних складових струмів у  $\alpha, \beta$  площині.

З рівнянь (3.48) і (3.49), значення  $p$  і  $q$  можна виразити через постійні компоненти та компоненти змінних складових, а саме:

$$p = \bar{p} + \tilde{p}, \quad (3.56)$$

$$q = \bar{q} + \tilde{q}, \quad (3.57)$$

де  $\bar{p}$  - постійна складова миттєвої потужності  $p$  і пов'язана зі звичайним фундаментальним активним струмом;

$\tilde{p}$  - змінна складова миттєвої потужності  $p$ , вона не має середнього значення і пов'язана з гармонійними струмами, що викликані змінною

складовою миттєвої активної потужності;

$\bar{q}$  - постійна складова уявної миттєвої потужності  $q$  і пов'язана з реактивною потужністю, викликана фундаментальними компонентами напруг і струмів;

$\tilde{q}$  - змінна складова миттєвої уявної потужності  $q$ , що пов'язана з гармонійними струмами, що викликані змінною складовою миттєвої реактивної потужності.

Для компенсації гармонік, що генеруються нелінійним навантаженням, опорний сигнал силового активного фільтру повинен включати в себе значення  $\bar{p}, \tilde{p}, \bar{q}, \tilde{q}$ . У цьому випадку опорний струм, необхідний для фільтра розраховується за наступним виразом:

$$\begin{bmatrix} i_{c,\alpha}^* \\ i_{c,\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{U_\alpha^2 + U_\beta^2} \cdot \begin{bmatrix} U_\alpha & U_\beta \\ U_\beta & -U_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p \\ \bar{q} + \tilde{q} \end{bmatrix}, \quad (3.58)$$

Результуючі компенсуючі струми, включаючи струми нульової послідовності розраховуються за наступною формулою:

$$\begin{bmatrix} i_{c,a}^* \\ i_{c,b}^* \\ i_{c,c}^* \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -1 & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -1 & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} -i_0 \\ i_{c,\alpha}^* \\ i_{c,\beta}^* \end{bmatrix}, \quad (3.59)$$

де  $i_0$  – струм нульової послідовності дорівнює  $\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (i_a + i_b + i_c)$ , А.

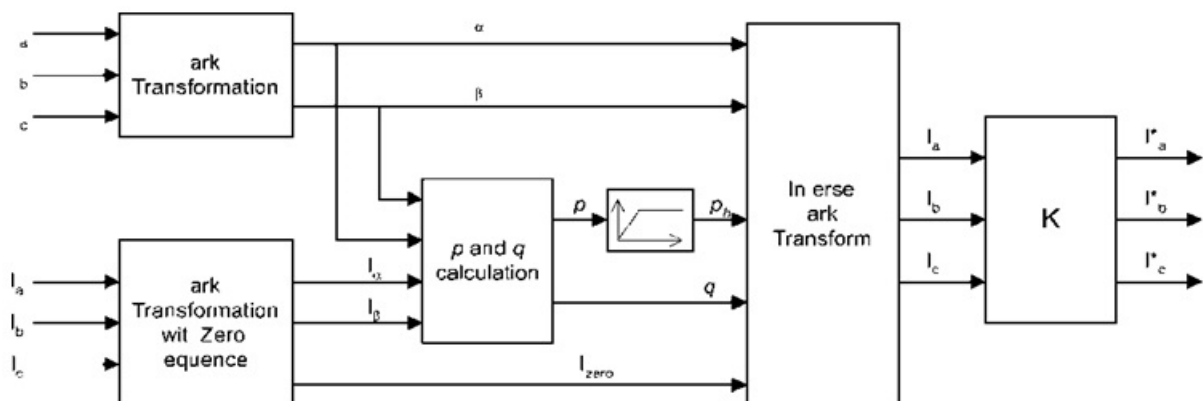


Рисунок 3.49 – Блок-схема генерації опорного струму за допомогою р- $q$  теорії

Перевагою р- $q$  теорії є те, що активна і реактивна потужності,

пов'язані з основними компонентами і постійних кількостях. Ці величини можуть бути вилучені за допомогою фільтра низьких частот. Оскільки сигнал для вилучення є постійним, то його фільтрація в  $\alpha, \beta$  координатах нечутлива до помилок зсуву фази, внесених фільтром нижніх частот, що поліпшує компенсаційні характеристики активного фільтру.

Ефективність активного фільтру залежить в основному від конструктивних характеристик регулятора струму. Велика частина технічних питань модуляції, що використовується в активних фільтрах залежить від стратегії ШІМ.

Трикутний метод, показаний на рис. 3.50 порівняння поточної помилки з фіксованою амплітудою і фіксованою частотою трикутної хвилі. Помилка обробляється за допомогою пропорційно-інтегрального (PI) каскаду посилення перед порівнянням з трикутним імпульсом[14].

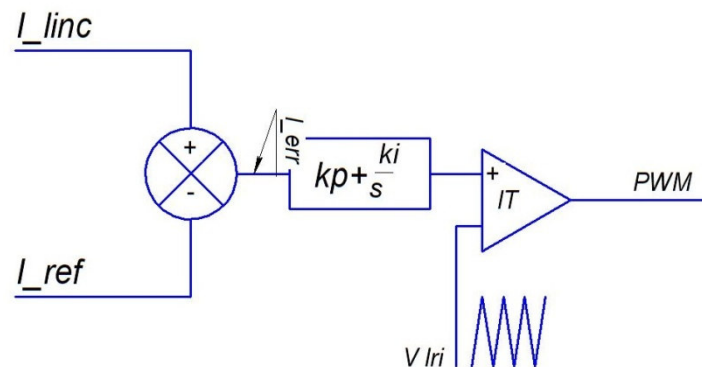


Рисунок 3.50 – Трикутний метод ШІМ

### 3.3.4 Розрахунок конденсатора

Перехідні зміни миттєвої потужності, що споживається навантаженням генерують коливання напруги на конденсаторі. Амплітудою цих коливань напруги можна ефективно керувати за допомогою відповідного значення ємності конденсатора. Необхідно відзначити, що контроль напруги петлі постійного струму стабілізує напругу на конденсаторі після декількох циклів, але не досить швидко, щоб обмежити перші варіації напруги. Значення ємності конденсатора, отримане за цим

критерієм більше, ніж значення, отримане на основі максимального обмеження пульсації напруги постійного струму. З цієї причини напруга на конденсаторі являє менший коефіцієнт нелінійних викривлень. Ємність конденсатора розраховується за наступною формулою:

$$C = \frac{1}{\Delta U} \int_{t_1}^{t_2} i_c(t) dt, \quad (3.60)$$

де  $\Delta U$  – коливання напруги на конденсаторі, В (приймаю 0,01 В);

$i_c(t)$  - миттєве значення постійного струму, А;

$t_1, t_2$  – відповідно час початку і кінця інтегрування, с.

$\omega$  – кутова частота,  $\text{с}^{-1}$ .

Рівняння (3.60) визначає значення ємності конденсатора, яка буде підтримувати коливання напруги постійного струму нижче  $\Delta U$ . Середнє значення постійного струму, який створює максимальне перенапруження може бути визначене:

$$\int_{t_1}^{t_2} i_c(t) dt = I_{inv} \int_{t_1}^{t_2} [\sin(\omega t) + \sin(\omega t + 120^\circ)] dt, \quad (3.61)$$

де  $I_{inv}$  – струм інвертора, А.

Розраховуємо миттєве значення струму конденсатора для канонічної гармоніки найбільшої величини. На основі вищевикладеного і проведеного розрахунку була побудована модель паралельного силового активного фільтру, представлена на рис. 3.51.

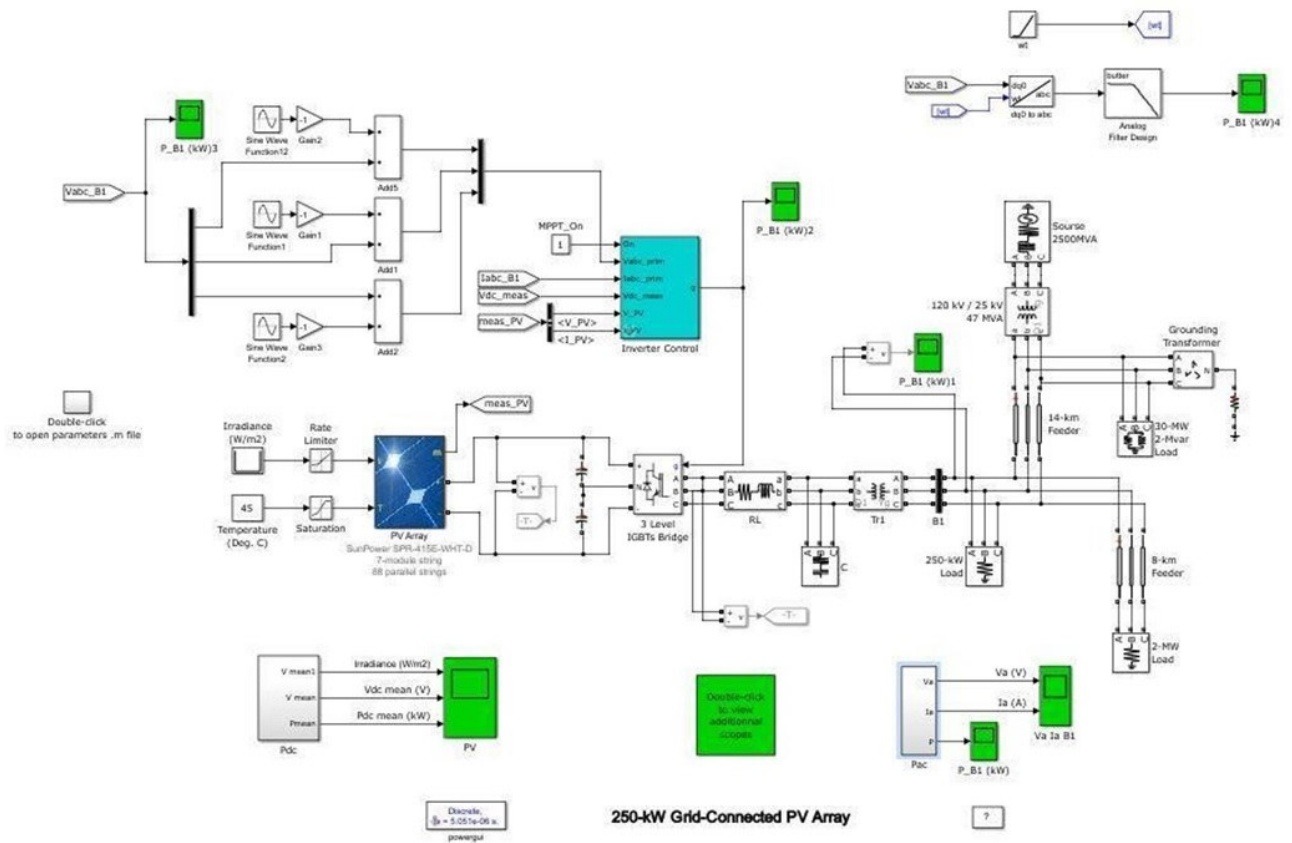


Рисунок 3.51 – Модель паралельного силового активного фільтру

### 3.4 Результати моделювання

Були перевірені наступні режими роботи:

- підтримання напруги в режимі веденого;
- підтримання напруги в режимі ведучого;
- підтримання напруги з переходом з веденого в провідний;
- як активний фільтр.

Для деяких режимів були проведені незначні зміни моделі. Всі зміни стосувалися блоку «Керування інвертором»

#### 3.4.1 Підтримка напруги в режимі веденого

Задіємо зворотні зв'язки по струму і напрузі (рис. 3.52)



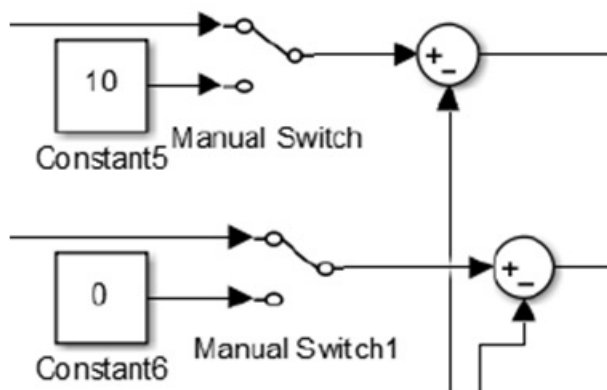


Рисунок 3.52 – Замкнутий контур струму

У момент часу  $T=0,05$  змінимо опір на навантаженні. Результат наведений на рис. 3.53 та рис. 3.54.

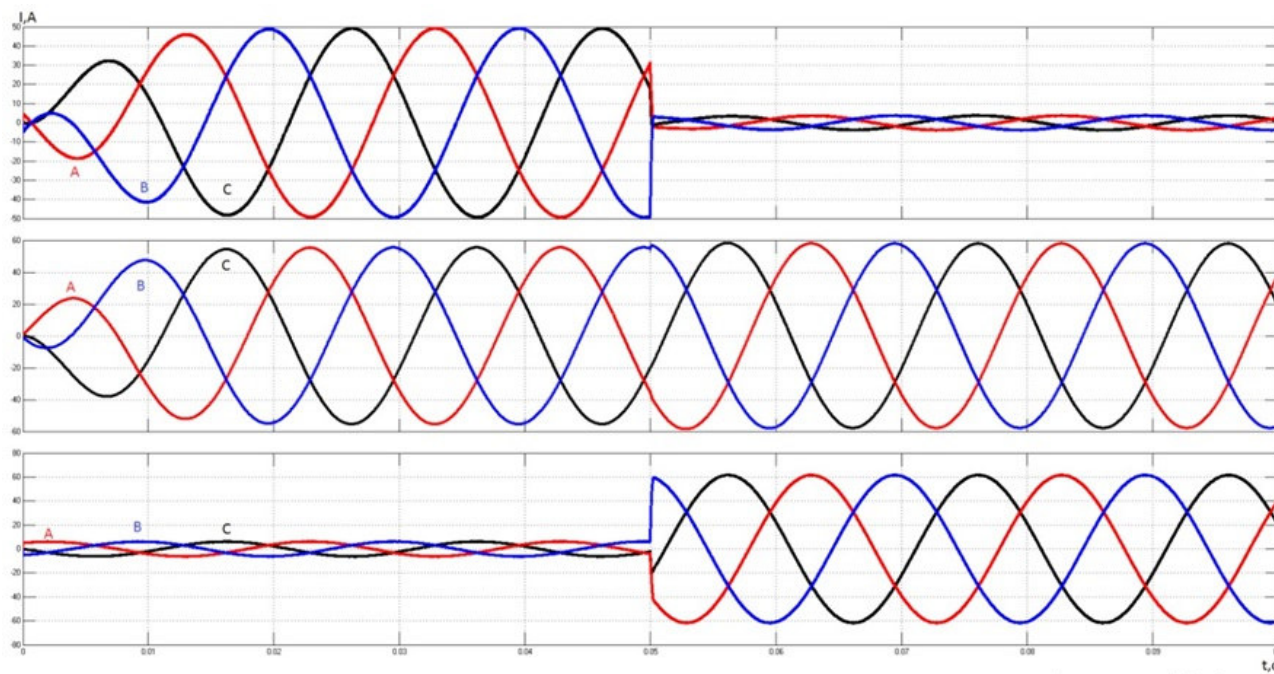


Рисунок 3.53 – Струм інвертора, генератора і навантаження

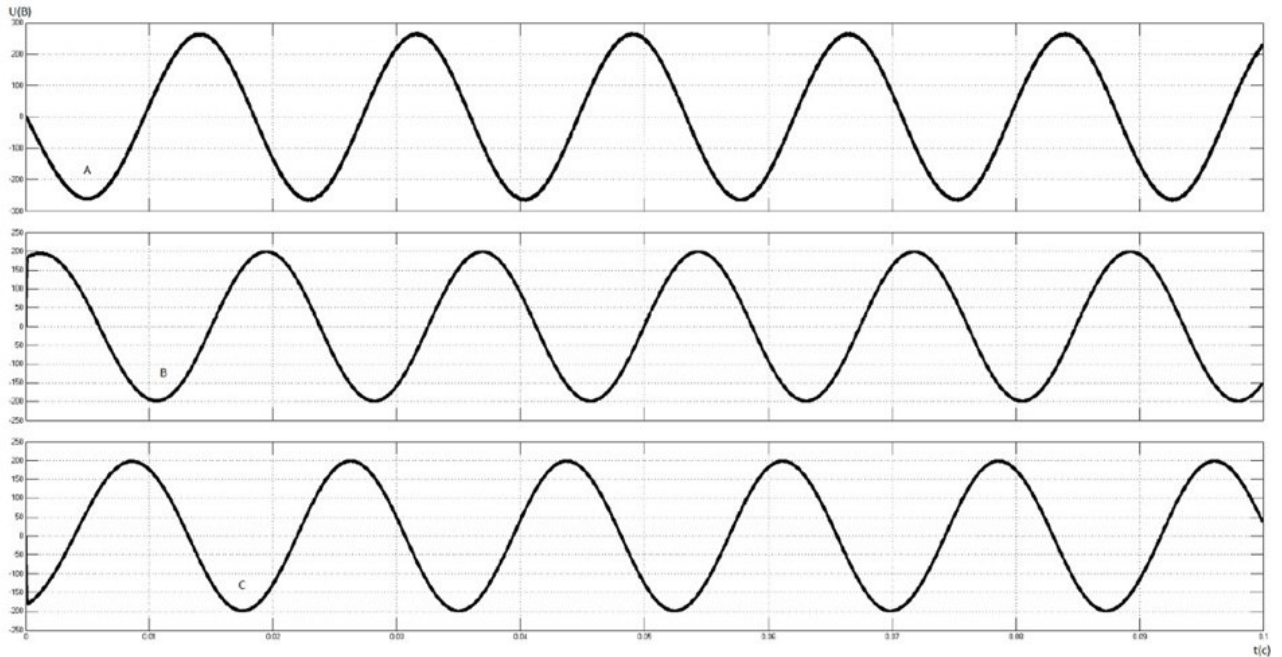


Рисунок 3.54 – Напряга на навантаженні

### 3.4.2 Підтримка напруги в режимі ведучого

Перехід з режиму веденого в режим ведучого повинен проводитися по зовнішньому сигналу з верхнього рівня управління.

У даній моделі імітація сигналів була здійснена перемиканням з 0 на 1 для кожного режиму (рис.3.55.)

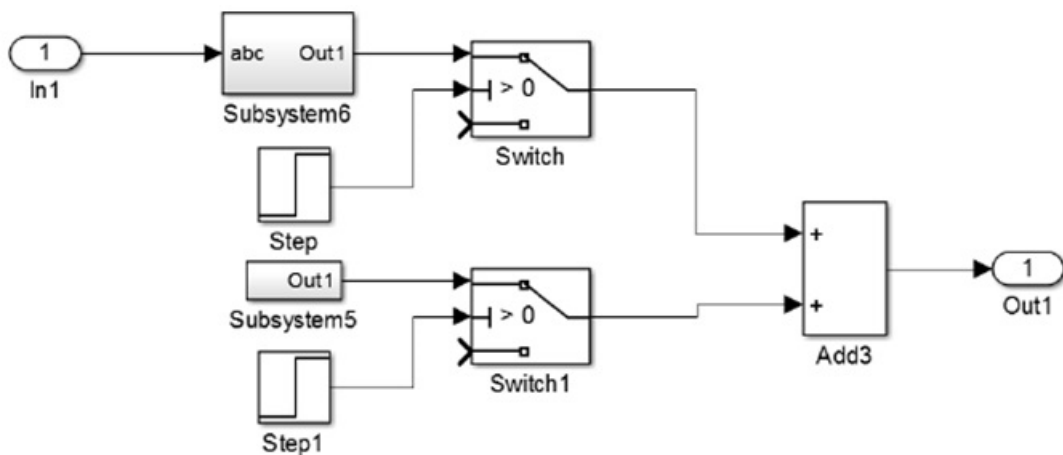


Рисунок 3.55 – Блок вибору режиму роботи.

Саме в даному досліді для здійснення роботи інвертора тільки в режимі ведучого ніяких перемикачів не проводилося. Для режиму веденого постійного подавався 0, а для режиму ведучого постійно подавалася 1.

Нижче представлені (рис. 3.56 та рис. 3.57) значення струмів інвертора і навантаження. Генератор був від'єднаний від навантаження,

тому ніяких струмів в мережу не віддавав.

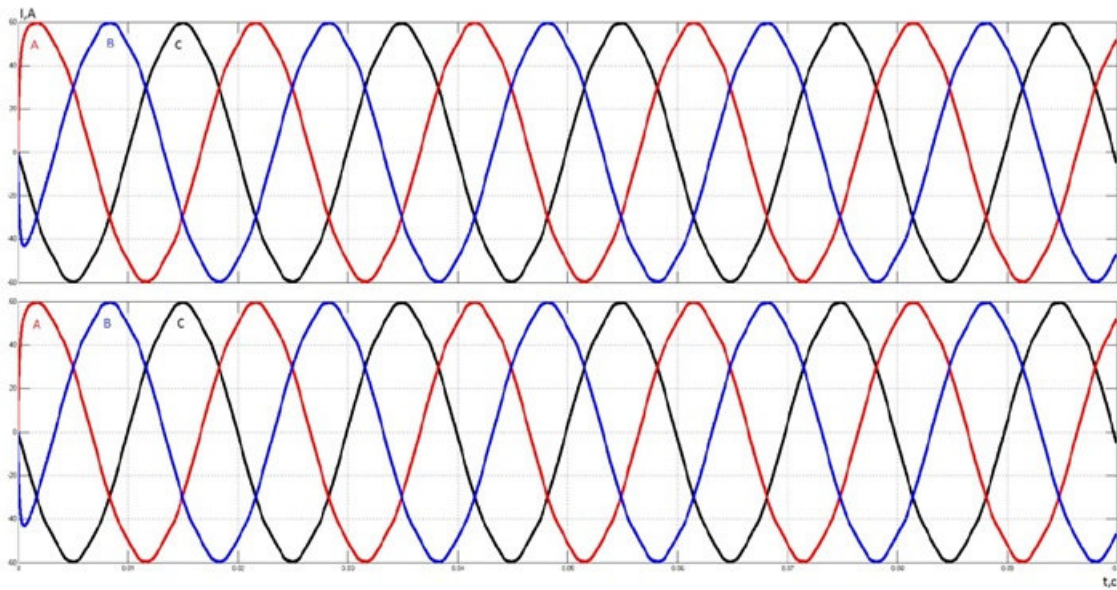


Рисунок 3.56 – Струми інвертора і навантаження

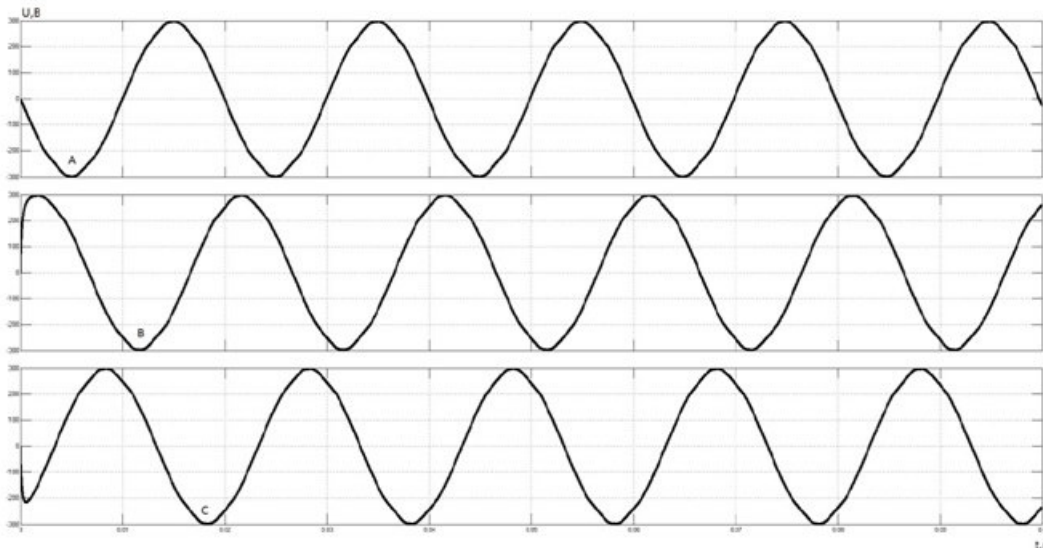


Рисунок 3.57 – Напруга на навантаженні

### 3.4.3 Підтримка напруги з переходом з режиму ведучого в режим веденого

Трохи модифікувавши блок, який здійснює синхронізацію з мережею і завдання кута для формування синусів струму, створимо умови для перемикання інвертора в режим ведучого в середині моделювання, тобто в момент часу 0,05 с.

Також встановимо на виході генератора Three-Phase Breaker, який би спрацьовував при  $T = 0,05$  с. Параметри Three-Phase Breaker представлені на рис. 3.58.

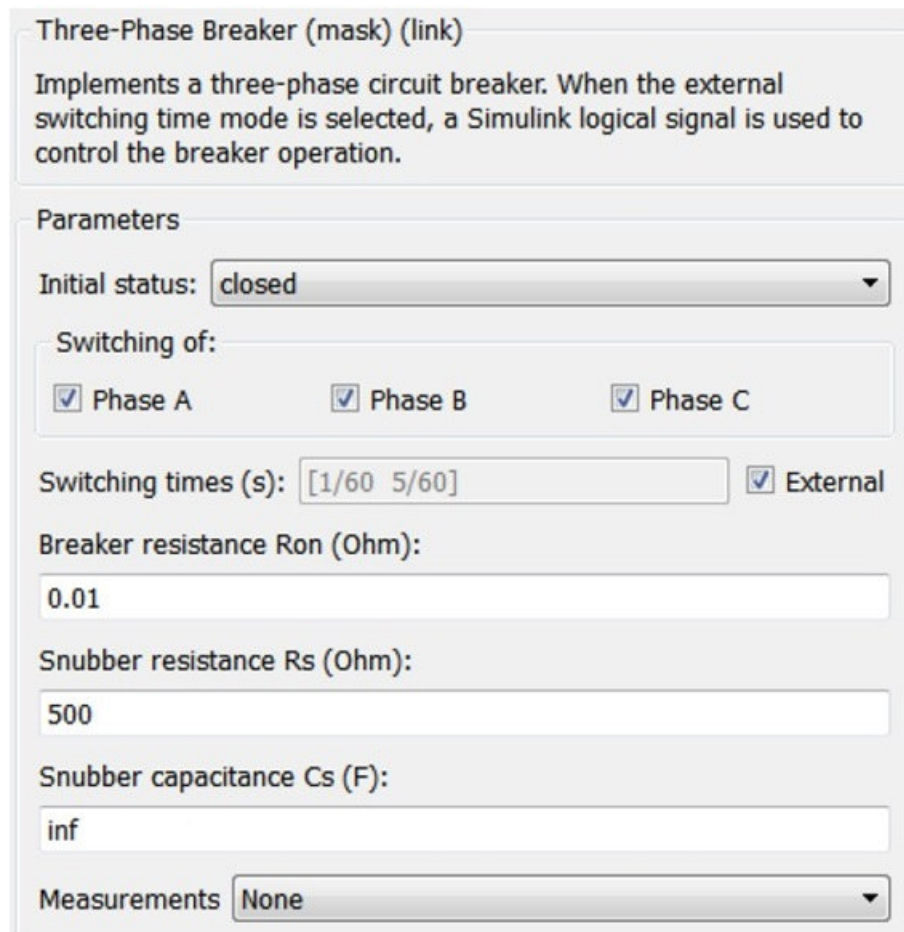


Рисунок 3.58 – Параметри вимикача

У блоці для синхронізації і завдання кутів встановимо осцилограф Scope3 (рис. 3.59). Осцилограф дозволить нам спостерігати за режимами роботи.

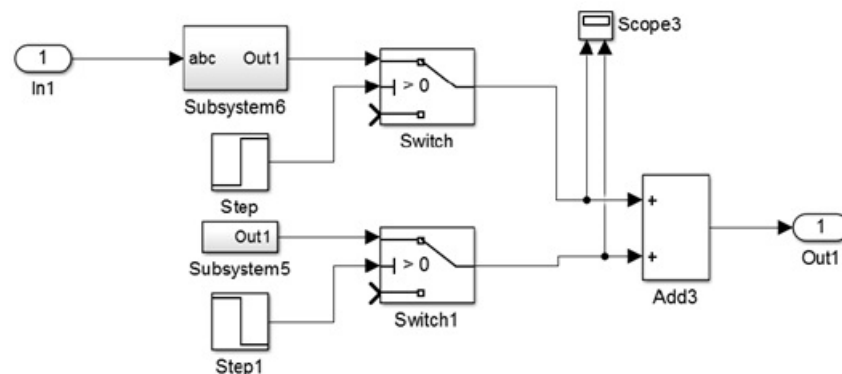


Рисунок 3.59 – Блок вибору режиму роботи.

У режимі веденого мережею на другому каналі осцилографа ми повинні спостерігати 0, а у режимі ведучого значення від 0 до  $2\pi$ . У режимі ведучого все повинно бути навпаки.



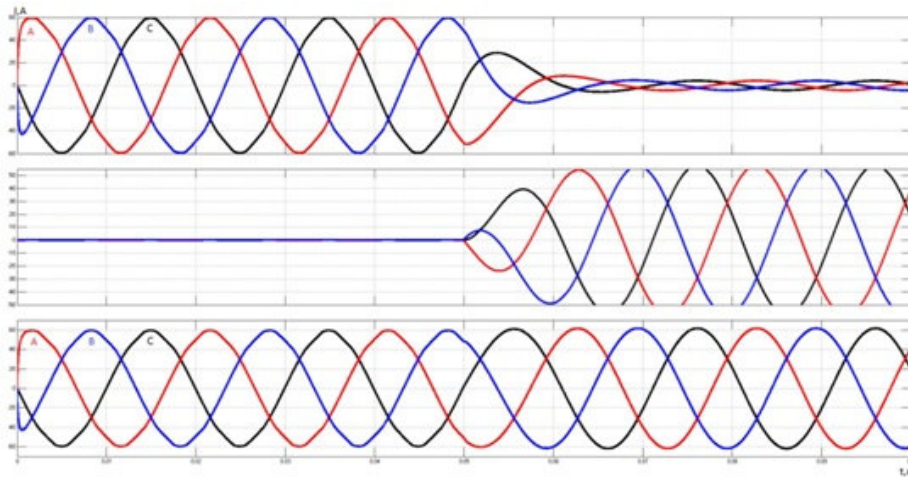


Рисунок 3.60 – Струми інвертора, генератора і навантаження.

До 0,05с генератор не віддавав енергію в мережу і інвертор працював в режимі ведучого. При включенні генератора інвертор зменшив віддаються струми і переключився в режим веденого, про що свідчать дані з осцилографа Scope3 (рис. 3.61).

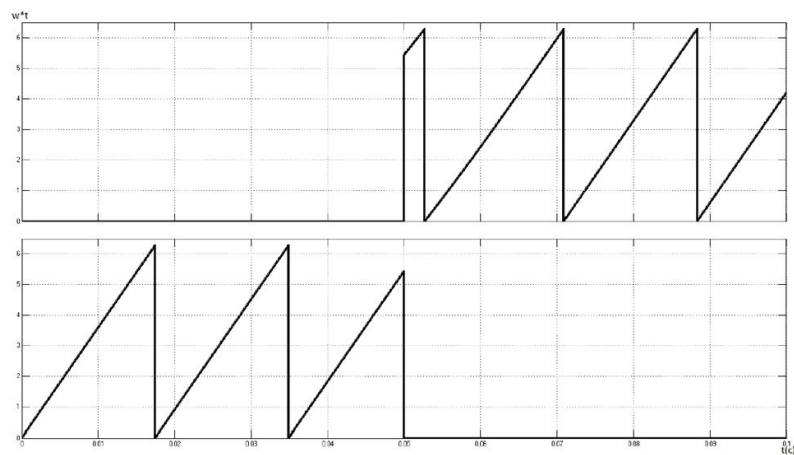


Рисунок 3.61 – Завдання кутів режиму ведучого і веденого

Ніяких просядок по напрузі на навантаженні в момент перемикавання не спостерігалось (рис. 3.62).

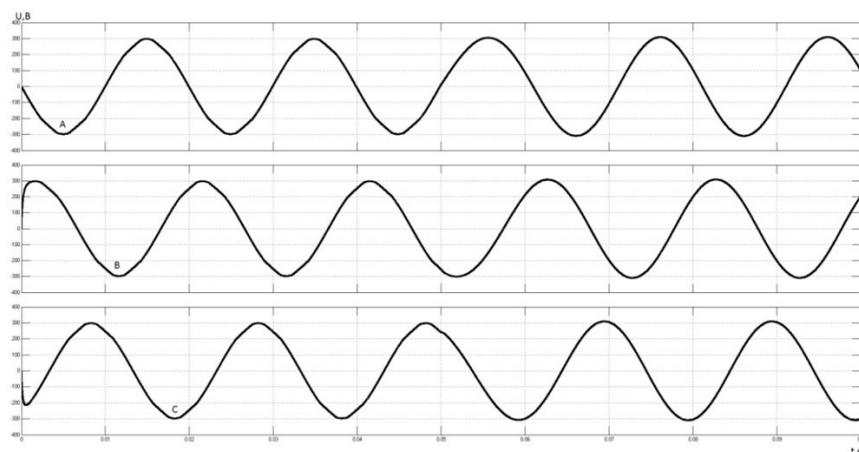


Рисунок 3.62 – Напруга на навантаженні

### 3.4.4 Результати моделювання і порівняльний аналіз технічних засобів підвищення якості електроенергії

Проаналізуємо результати з блок схеми моделі СЕС для мережі як активний фільтр представлений на 3.63.

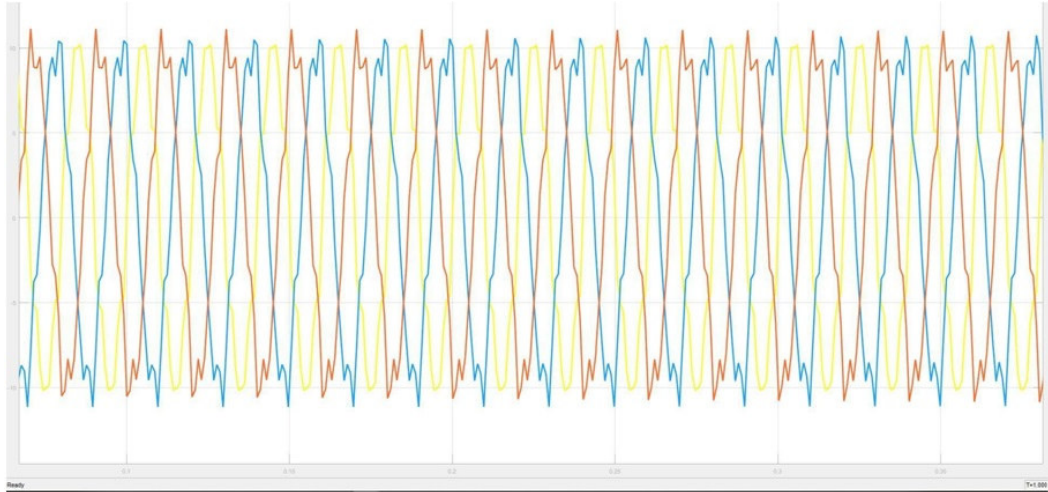


Рисунок 3.63 – Не синусоїдальність, що відбувається в мережі  
Після введення на СЕС рівного, але протилежного гармонійному, струму компенсації отримали результат, що представлений на рис. 3.64.

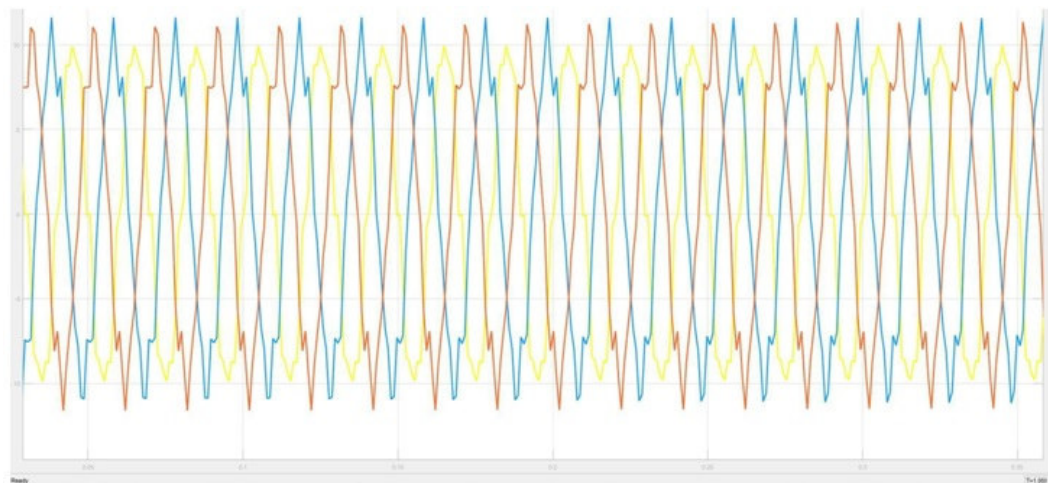


Рисунок 3.64 – Навантаження на СЕС, що генеруються із зсувом по фазі на  $180^\circ$

В результаті компоненти гармонійних струмів, що містяться в струмі навантаження придушуються під дією активного фільтру і струм джерела залишається синусоїдальним і у фазі з відповідною фазною напругою (рис. 3.65).

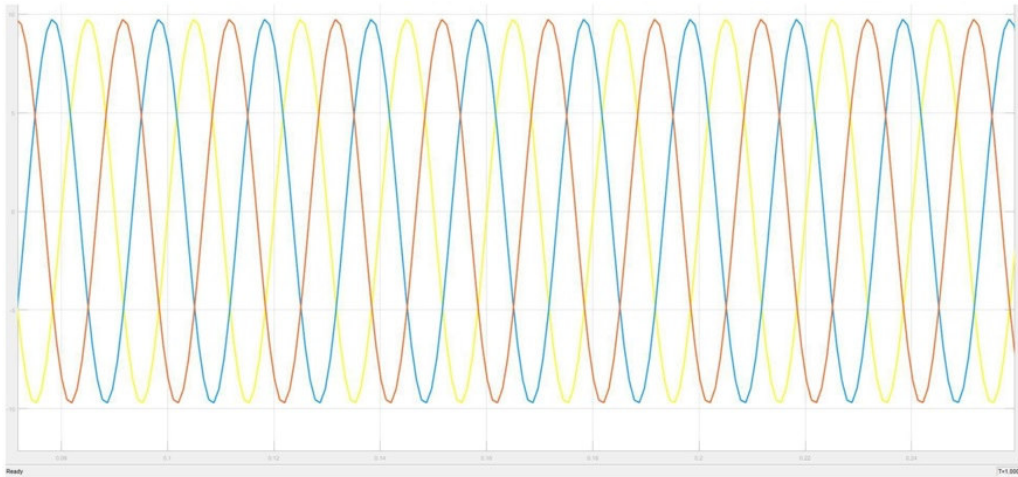


Рисунок 3.65 – Навантаження у споживача

Об'єднавши модель СЕС та блок схему впровадження активного фільтру було отримано осцилограми струмів і спектральний склад гармонік до і після впровадження фільтру.

На рис. 3.66 зображено струм однієї фази, який споживає нелінійне навантаження і його гармонійний спектр до підключення фільтру.

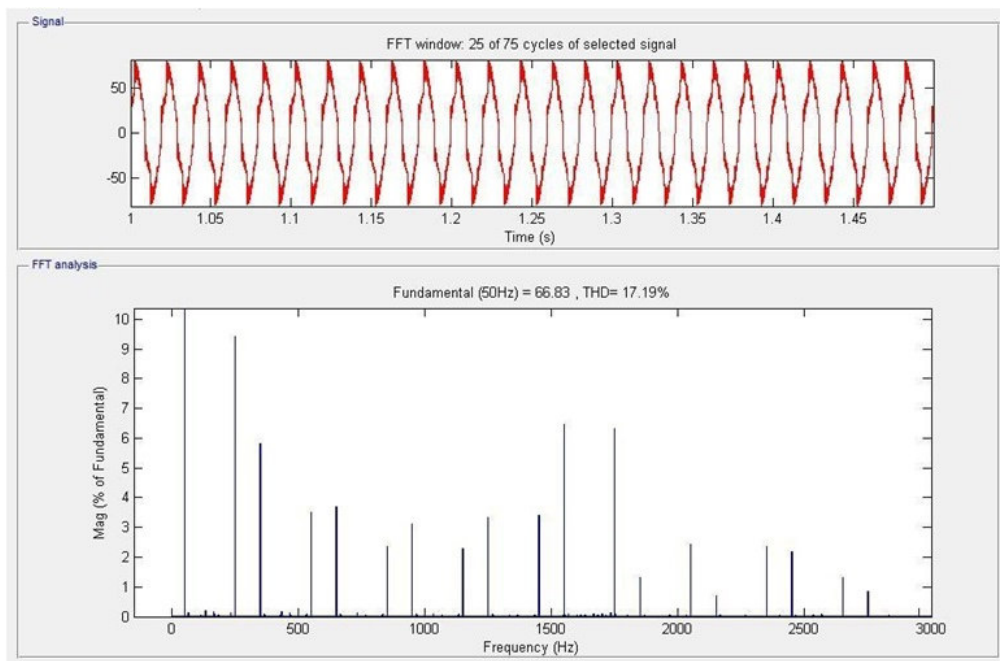


Рисунок 3.66 – Струм навантаження і спектр гармонік однієї з фаз до впровадження САФ

Частотний аналіз (FFT Analysis) струму показав, що коефіцієнт не синусоїдальності (THD) до підключення фільтру на навантаженні складає 17,19%, що виходить за гранично допустиме значення (12%). Із спектру гармонік бачимо, що у кривій струму переважають гармоніки з частотами

250, 350, 550, 650, 850, 950 ... Гц, що зумовлено характером нелінійного навантаження.

Як видно з рис. 3.67 частотний аналіз (FFT Analysis) струму показує, що коефіцієнт не синусоїдальної (THD) після підключення фільтру в мережі складає 2,54%, що не виходить за нормально допустиме значення (5%). Із спектру гармонік бачимо, що вищенаведені гармоніки були придушені.

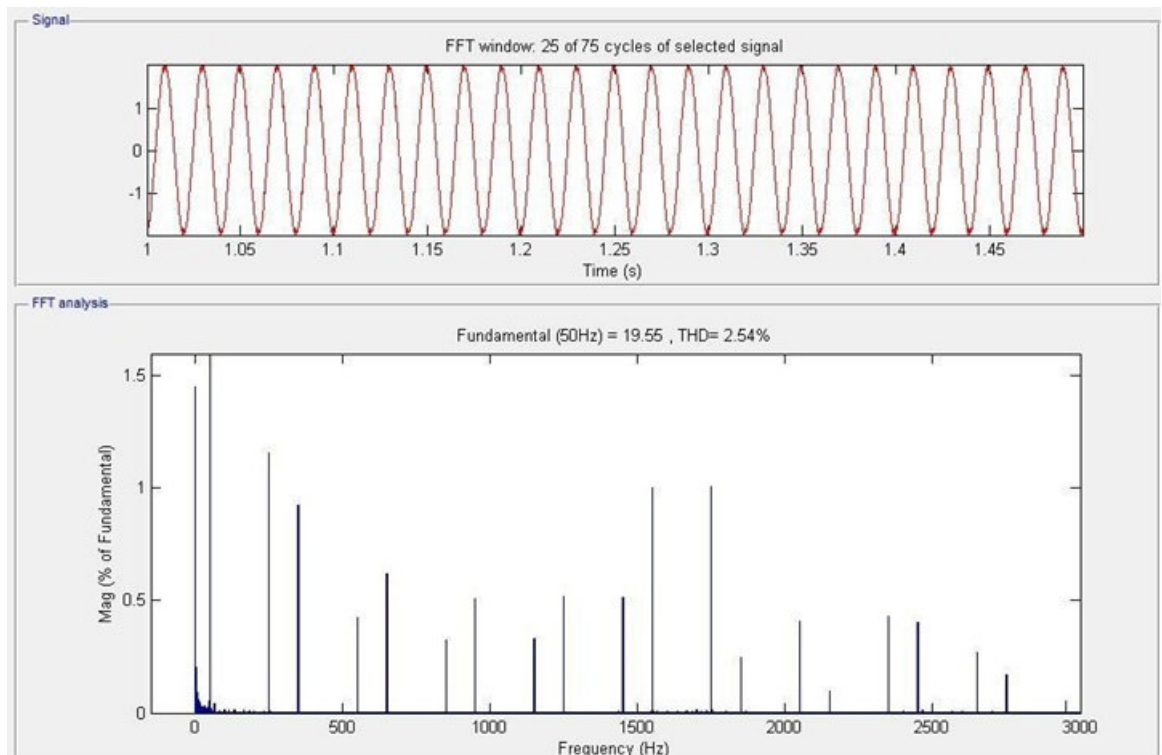


Рисунок 3.67 – Струм мережі і спектр гармонік однієї з фаз після впровадження САФ

Застосування силового активного фільтру електроенергії дозволяє досягти значного покращення електромагнітної сумісності нелінійного споживача з живлячою мережею, що відображається на якості електроенергії і нормальному безаварійному режимі роботи енергосистеми в цілому[14].



## ВИСНОВКИ

Самі по собі вітрові електростанції не можуть бути надійною енергетичною базою. Вони або доповнюють первинну потужність, роблячи певний внесок у виробництво необхідної електроенергії, або служать джерелами електроенергії у віддалених чи ізольованих районах, де важко або неможливо забезпечити електропостачання іншими способами.

Крім того, через низьку потужність вітряних турбін вітроелектростанції потребують великої площі для розміщення вітрових електростанцій.

Робота ВЕС вплине на роботу телевізійної мережі, що призведе до спотворення сигналу. Виявляється, ще одна несподівана особливість цих пристроїв полягає в тому, що вони, схоже, були джерелом досить інтенсивного інфразвукового шуму, який негативно впливає не тільки на людей, але й на організм тварин. Тобто територія біля ВЕС непривітна для людей, тварин і птахів. Але це не було повністю доведено і суперечки про це все ще точаться. За останні десять років вітроенергетика посідає беззаперечне перше місце за темпами розвитку світової енергетичної галузі. Протягом останніх кількох років темпи зростання загальної потужності вітроелектростанцій коливаються від 20% до 30% на рік.

Зараз в Україні встановлена потужність вітроелектростанції становить понад 51 мегават, а з моменту введення в експлуатацію першої в країні вітроелектростанції вироблена електроенергія перевищила 80 мільйонів кВт/год. Електрика. За оцінками експертів, загальна потенційна потужність вітроенергетики в Україні становить 5000 МВт. Узбережжя Чорного та Азовського морів, гори Кримського півострова (особливо північно-східне узбережжя) і Карпат, Одеська, Херсонська, Запорізька, Донецька, Луганська та Миколаївська області найбільш придатні для будівництва ВЕС. Потенціал лише Криму достатній для виробництва понад 40 млрд кВт/год електроенергії на рік.

За сучасного рівня розвитку вітроенергетики будівництво вітроелектростанцій (ВЕС) у «вітряних» регіонах України може забезпечити майже третину нашого споживання електроенергії. З технічної точки зору вітрова енергетика вже дуже близька до традиційного виробництва електроенергії: 42% встановленої потужності використовується на сучасних вітрових турбінах. Це майже стільки ж, скільки сьогодні турбіна звичайної теплоелектростанції.

Під час роботи СЕС з мережею порушень норм якості електроенергії не виявлено, а під час перехідного режиму роботи ЕС порушень цих норм за параметрами коефіцієнтів гармонічної складової напруги.

Послідовне або неузгоджене в часі перемикання СЕС і великих споживачів електроенергії призводить до збільшення кількості та амплітуди гармонік у фазній напрузі ЕК і до тривалих перехідних процесів.

Гармонійні складові в напругах ЕК негативно впливають на технічний стан високовольного обладнання ЛЕС, особливо тих, паспортний ресурс яких вичерпано, і можуть призвести до їх пошкодження.

Тому з метою покращення показників якості електроенергії в мережі була розроблена модель блоку керування інвертором з фільтром гармонік. Результати моделі виявилися позитивними.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Переваги та недоліки сонячної енергії  
<https://www.canstarblue.com.au/solar/pros-cons-solar/>
2. Види сонячних електростанцій  
[https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BE%D0%BB%D0%BD%D0%B5%D1%87%D0%BD%D0%B0%D1%8F\\_%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%8F](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BE%D0%BB%D0%BD%D0%B5%D1%87%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%8F)
3. Типи сонячних панелей  
<https://www.treehugger.com/types-of-solar-panels-pros-and-cons-5181546>
4. Вуглецевий слід від СП. Огляд і викиди  
<https://www.treehugger.com/how-much-co-does-one-solar-panel-create-4868753>
5. Двосторонні сонячні панелі  
<https://www.treehugger.com/what-are-bifacial-solar-panels-5196762#toc-outlook>
6. Вітри України  
[https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D1%96%D1%82%D1%80%D0%B8\\_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D1%96%D1%82%D1%80%D0%B8_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8)
7. Вітроенергетичний потенціал України  
[https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D1%96%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B8%D0%B9\\_%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%B5%D0%BD%D1%86%D1%96%D0%B0%D0%BB\\_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D1%96%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%B5%D0%BD%D1%86%D1%96%D0%B0%D0%BB_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8)
8. Вплив відновлювальних джерел енергії  
<https://www.ez.rv.ua/vplyv-na-navkolishnye-seredovyshhe-sprychynenyj-vyrobnystvom-elektrychnoyi-energiyi/>
9. <https://getmarket.com.ua/ua/news/top-7-najpotuzhnishih-vitrovih-elektrostantsij-ukrayini>
10. Мапа вітрового тиску  
[https://www.google.com/search?q=%D0%BC%D0%B0%D0%BF%D0%B0+%D0%B2%D1%96%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B3%D0%BE+%D1%82%D0%B8%D1%81%D0%BA%D1%83+%D1%83%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8&sxsrf=ALiCzsZFVAQhFJ9vD1tcI6ODrLh5TwWJNw:1666380895443&source=lnms&tbnm=isch&sa=X&ved=2ahUKEwi7-9TKiPL6AhVw\\_SoKHT9XAZoQ\\_AUoAXoECAIQAw&biw=1536&bih=754&dpr=1.25#imgrc=ZFvB\\_fQaHipOIM](https://www.google.com/search?q=%D0%BC%D0%B0%D0%BF%D0%B0+%D0%B2%D1%96%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B3%D0%BE+%D1%82%D0%B8%D1%81%D0%BA%D1%83+%D1%83%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8&sxsrf=ALiCzsZFVAQhFJ9vD1tcI6ODrLh5TwWJNw:1666380895443&source=lnms&tbnm=isch&sa=X&ved=2ahUKEwi7-9TKiPL6AhVw_SoKHT9XAZoQ_AUoAXoECAIQAw&biw=1536&bih=754&dpr=1.25#imgrc=ZFvB_fQaHipOIM)
11. Атлас вітрів  
<https://globalwindatlas.info/ru>
12. [http://eadnurt.diit.edu.ua/bitstream/123456789/13135/1/Mudrak\\_dyp\\_2020.pdf](http://eadnurt.diit.edu.ua/bitstream/123456789/13135/1/Mudrak_dyp_2020.pdf)
13. Основні схеми включення ВЕУ  
[https://pidru4niki.com/83045/tehnika/osnovni\\_shemi\\_vklyuchennya](https://pidru4niki.com/83045/tehnika/osnovni_shemi_vklyuchennya)
14. [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D1%96%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0\\_%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D1%96%D1%8F](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D1%96%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0_%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D1%96%D1%8F)
15. Схеми електричних з'єднань  
[https://pidru4niki.com/83046/tehnika/shemi\\_elektrichnih\\_zyednan\\_vitroelektrostantsiy](https://pidru4niki.com/83046/tehnika/shemi_elektrichnih_zyednan_vitroelektrostantsiy)
16. Робота ВЕУ на енергосистему  
[https://pidru4niki.com/83044/tehnika/robota\\_vitroelektrichnih\\_ustanovok\\_energosisitemu](https://pidru4niki.com/83044/tehnika/robota_vitroelektrichnih_ustanovok_energosisitemu)
17. Робота ВЕУ на автономне навантаження  
[https://pidru4niki.com/83043/tehnika/robota\\_vitroelektrichnih\\_ustanovok\\_avtonomne\\_navantazhennya](https://pidru4niki.com/83043/tehnika/robota_vitroelektrichnih_ustanovok_avtonomne_navantazhennya)
18. Режим роботи та схеми з'єднань ВЕУ  
[https://pidru4niki.com/83042/tehnika/rezhimi\\_roboti\\_shemi\\_zyednan\\_vitroelektrichnih\\_ustanovok](https://pidru4niki.com/83042/tehnika/rezhimi_roboti_shemi_zyednan_vitroelektrichnih_ustanovok)
19. Вітрова енергетика України  
<https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D1%96%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0>

**[%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8](#)**

20. Сонячна енергетика в Україні

<https://avenston.com/articles/solar-in-ukraine-2019/>

21. [http://eadnurt.diit.edu.ua/bitstream/123456789/13135/1/Mudrak\\_dyp\\_2020.pdf](http://eadnurt.diit.edu.ua/bitstream/123456789/13135/1/Mudrak_dyp_2020.pdf)