

Хмельницький національний університет
Факультет інформаційних технологій
Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістр

Освітній рівень

Удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією

Назва теми

КвРАКІТР.2023215.01.02.ПЗ

Рівень вищої освіти магістр

Галузь знань 17 «Електроніка, автоматизація та електронні комунікації»

Шифр, назва

Спеціальність 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка»

Шифр, назва

Освітня програма «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка»

Назва

Виконав:

студент II курсу, група АКІТРм-23-1

Підпис

Владислав ТАРАСЮК
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Керівник

Підпис

Андрій СЕЛЬСЬКИЙ
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Нормоконтролер

Підпис

Людмила КОРЕЦЬКА
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

До захисту допускаю:
зав. кафедри АКІТтаР

Підпис

Валерій МАРТИНЮК
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

«25» грудня 2024 р.

Хмельницький 2024

ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інформаційних технологій
Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки
Рівень вищої освіти другий (магістерський)
Галузь знань 17 – Електроніка, автоматизація та електронні комунікації
Спеціальність 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка
Освітня програма Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри АКІТтаР

Валерій МАРТИНЮК

01 вересня 2024р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Тарасюку Владиславу Юрійовичу

Прізвище, ім'я, по батькові студента

1 Тема роботи Удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією

Керівник роботи Сельський Андрій Анатолійович, к.ф.-м.н., доцент

Прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, учене звання

Затверджено наказом ректора університету від 26.08.2024 р. №60

2 Строк подання студентом роботи на кафедру 02.12.2024р.

3 Вихідні дані до роботи

Мета роботи: розробка удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією

Предмет дослідження: удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією

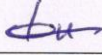
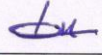


4 Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ. Огляд літературних джерел та патентних даних. Математична модель процесу керування малопотужною сонячною електростанцією. Імітаційна модель удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією. Експериментальне дослідження удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією. Висновки.

5 Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслень)

презентаційні матеріали (слайди)

6 Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Антиплагіат	Федула М.В., доцент кафедри АКІТтаР		
Нормоконтроль	Корецька Л.О., доцент кафедри АКІТтаР		

7 Дата видачі завдання 01 вересня 2024р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва розділу кваліфікаційної роботи	Строк виконання	Примітка
1. Вступ	10.09.2024р.	Виконано
2. Огляд літературних джерел та патентних даних	25.09.2024р.	Виконано
3. Математична модель процесу керування малопотужною сонячною електростанцією	15.10.2024р.	Виконано
4. Імітаційна модель удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією	30.10.2024р.	Виконано
5. Експериментальне дослідження удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією	10.11.2024р.	Виконано
6. Висновки	15.11.2024р.	Виконано
7. Оформлення пояснювальної записки	20.11.2024р.	Виконано
8. Оформлення презентаційних матеріалів	1.12.2024р.	Виконано

Студент

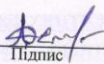
Підпис



Владислав ТАРАСЮК
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Керівник кваліфікаційної роботи

Підпис



Андрій СЕЛЬСЬКИЙ
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

АНОТАЦІЯ

Тема кваліфікаційної роботи: «Удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією».

Автор роботи: Тарасюк Владислав Юрійович.

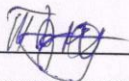
Керівник роботи: Сельський Андрій Анатолійович.

Пояснювальна записка: 89 с., 47 рис., 2 табл., 1 дод., 75 джерел.

Графічна частина: 12 презентаційних слайдів.

**УДОСКОНАЛЕНИЙ МЕТОД КЕРУВАННЯ МАЛОПОТУЖНОЮ
СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ, КОНТУР ЗВОРОТНОГО ЗВ'ЯЗКУ.**

Мета роботи: розробка удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією. Розроблено удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією на основі ПІ-регулятора, особливістю якого є те, що ПІ-регулятор керування струмом усуває вплив напруги фотоелектричного генератора, яка представляє коливання через варіації миттєвого потоку потужності через фотоелектричну систему.



Підпис студента

02.12.24

Дата

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПАТЕНТНИХ ДАНИХ.....	6
1.1 Особливості малопотужних сонячних електростанцій.....	6
1.2 Особливості роботи інвертора малопотужних сонячних електростанцій	8
1.3 Висновки до першого розділу.....	20
2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ КЕРУВАННЯ МАЛОПОТУЖНОЮ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ	21
2.1 Особливості моделювання процесу керування малопотужною сонячною електростанцією	21
2.2 Математична модель удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією	28
2.3 Висновки до другого розділу	43
3 ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ УДОСКОНАЛЕНОГО МЕТОДУ КЕРУВАННЯ МАЛОПОТУЖНОЮ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ.....	44
3.1 Особливості імітаційної моделі удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією	44
3.2 Імітаційне моделювання процесу керування малопотужною сонячною електростанцією	59
3.3 Висновки до третього розділу.....	61
4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ УДОСКОНАЛЕНОГО МЕТОДУ КЕРУВАННЯ МАЛОПОТУЖНОЮ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ	62
4.1 Особливості експериментального дослідження удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією	62
4.2 Експериментальне дослідження уніполярної синусоїдальної широтно- імпульсної модуляції.....	69
4.3 Висновки до четвертого розділу.....	74
ВИСНОВКИ.....	77
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	79

Додаток А Стаття у фаховому журналі (подана до редакції журналу «Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах»).....	86
--	----

ВСТУП

Актуальність теми. Малопотужні сонячні електростанції є ключовим компонентом децентралізованих енергосистем, які сприяють енергетичній незалежності споживачів, зменшенню втрат під час транспортування електроенергії та інтеграції розподілених джерел енергії в загальну мережу.

Проте ефективне використання малопотужних сонячних електростанцій значною мірою залежить від застосування сучасних методів керування, які дозволяють оптимізувати вироблення енергії, враховуючи динамічні зміни погодних умов, навантаження та вимоги до стабільності мережі.

Тому розробка удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією є актуальною задачею.

Метою роботи є розробка удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією.

Відповідно до поставленої мети необхідно вирішити **завдання:**

- виконати огляд літературних джерел та патентних даних про методи керування малопотужними сонячними електростанціями;
- розробити математичну модель процесу керування малопотужною сонячною електростанцією;
- розробити алгоритм та програмну реалізацію удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією;
- розробити імітаційну модель удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією.

Об'єктом дослідження є процес керування малопотужною сонячною електростанцією.

Предметом дослідження є удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією.

Методи досліджень. При вирішенні поставлених завдань у роботі були використані методи фізики, теорії автоматичного керування, методи обчислювальної математики, а також методи алгоритмізації та програмування.

Наукова новизна отриманих результатів:

У результаті проведеного дослідження розроблено удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією.

1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПАТЕНТНИХ ДАНИХ

1.1 Особливості малопотужних сонячних електростанцій

Значне збільшення фотоелектричних установок та інверторів систем відновлюваної енергії, які під'єднані до мережі, змусило розробити нові та суворіші рекомендації та правила, пов'язані з якістю енергії, що генерується в мережу. Однією з особливостей інверторів, які під'єднані до мережі, є те, що вони подають у мережу лише активну потужність із високим коефіцієнтом потужності відповідно до поточних стандартів.

Інші проблеми, які завжди виникають під час використання фотоелектричної установки, зосереджені на проблемі зв'язку між фотоелектричним генератором та постійним і змінним навантаженням або підключенням до мережі.

Технологічні проблеми, які існують у цьому типі з'єднання, полягають у тому, що система погано узгоджена, виробництво та передача енергії від фотоелектричного генератора погіршується, що призводить до того, що сонячна електростанція працює в режимі з коефіцієнтом корисної дії набагато меншим, ніж максимально можливий.

Фотоелектричні інвертори для підключення до електричної мережі відрізняються від інверторів, що використовуються в звичайній електроніці, вони характеризуються тим, що працюють безпосередньо з фотоелектричним генератором. Інвертор встановлюється між фотоелектричним генератором і точкою підключення до мережі.

Щоб оптимізувати ступінь використання фотоелектричного генератора, інвертори повинні дотримуватися максимальної точки потужності. Вони також повинні працювати з максимальною продуктивністю, генеруючи енергію з певною якістю (низькі гармонійні спотворення, високий коефіцієнт потужності, низькі електромагнітні перешкоди), а також відповідати певним стандартам безпеки (для людей, обладнання та електричної мережі).

У інверторах, підключених до електричної мережі, сигнал струму повинен бути максимально синусоїдальним. Інвертор джерела напруги генерує на виході напругу з ШІМ модуляцією, несумісну з синусоїдальною напругою мережі.

Для того, щоб напруга після інвертора була сумісною із синусоїдальною напругою мережі, між кожним виходом інвертора та кожною фазою мережі (однофазного або трифазного інвертора) розміщується індуктивність, яка діє як фільтр і дозволяє інвертору подавати в мережу синусоїдальні струми.

У рамках спеціальних вимог до роботи в мережі фотоелектричний інвертор також повинен працювати в певних діапазонах вихідної напруги та частоти, а також не впливати на гармонічні спотворення напруги мережі (з точки зору чинних норм). Вони також повинні мати гальванічну розв'язку між мережею та фотоелектричною установкою.

Одним із важливих аспектів роботи інвертора є запобігання явища острівного режиму роботи. Запобігання явища острівного режиму роботи здійснюється з міркувань безпеки з метою полягає запобігання автоматичного вимикання електроенергетичною компанією частини електричної мережі, де працює фотоелектричний інвертор (наприклад, для виконання робіт з технічного обслуговування).

Теоретично це явище може виникнути, коли після відключення ділянки мережі споживання будинками в цій частині точно дорівнює потужності (за активною, реактивною та повною потужностями), яка виробляється інвертором.

Незважаючи на те, що реальна ймовірність цього дуже низька, інвертори повинні включати методи виявлення відключення від електромережі, які знаходяться після них (один із способів - постійний моніторинг опору мережі).

Хоча реле захисту від напруги, частоти та реле відключення фотоелектричної системи від мережі можуть бути зовнішніми пристроями, зазвичай інвертор містить ці елементи. Інвертор повинен мати здатність до автоматичного повторного підключення після зникнення причин, що викликали його відключення.

На додаток до всіх необхідних засобів захисту, які вимагаються нормативними документами для підключення фотоелектричної системи до електричної мережі, деякі інвертори зазвичай містять системи моніторингу для збору та представлення даних.

Також на ринку є інвертори, які в одному пристрої можуть працювати в різних режимах, підключатися до електромережі, працювати в автономному режимі від акумуляторів або працювати в змішаному режимі з акумуляторами та підключеними до мережі, мати можливість заряджати/розряджати акумулятори від або до електромережі. Вони також можуть мати системи керування для підключення/відключення допоміжного генератора, коли це необхідно.

При змінному з'єднанні інвертора з комутацією мережі забезпечується контроль споживання реактивної енергії та введення гармонік, головним чином завдяки незалежності інвертора та його контролю.

У випадку інвертора з автоматичним перемиканням, напругою змінного струму інвертора можна керувати незалежно від вхідного постійного струму. Якщо споживання або надходження реактивної потужності контролюється, то контроль потоку активної потужності здійснюється шляхом регулювання фази напруги відносно напруги мережі.

Таким чином, найважливіший параметр на стороні постійного струму, а саме потужність сонячної електростанції, можна контролювати в змінному підключенні самокомутованого перетворювача потужності.

1.2 Особливості роботи інвертора малопотужних сонячних електростанцій

Загальна ефективність мережевої фотоелектричної системи значною мірою залежить від ефективності інвертора з двох точок зору: топології та керування. Основними вимоги до мережевого інвертора: точка максимальної потужності, високий ККД, контроль потужності, що подається в мережу, високий коефіцієнт потужності і низький рівень гармонійних спотворень.

Відомі чотири основні топології з'єднання інвертора із мережею змінного струму: централізована інверторна топологія, децентралізована інверторна топологія, топологія модулів змінного струму та багатострінгова топологія.

Централізована інверторна топологія - базується на центральному інверторі, який використовується як інтерфейс між великою кількістю фотоелектричних модулів і мережею. Централізована інверторна топологія зображена на рисунку 1.1 [1].

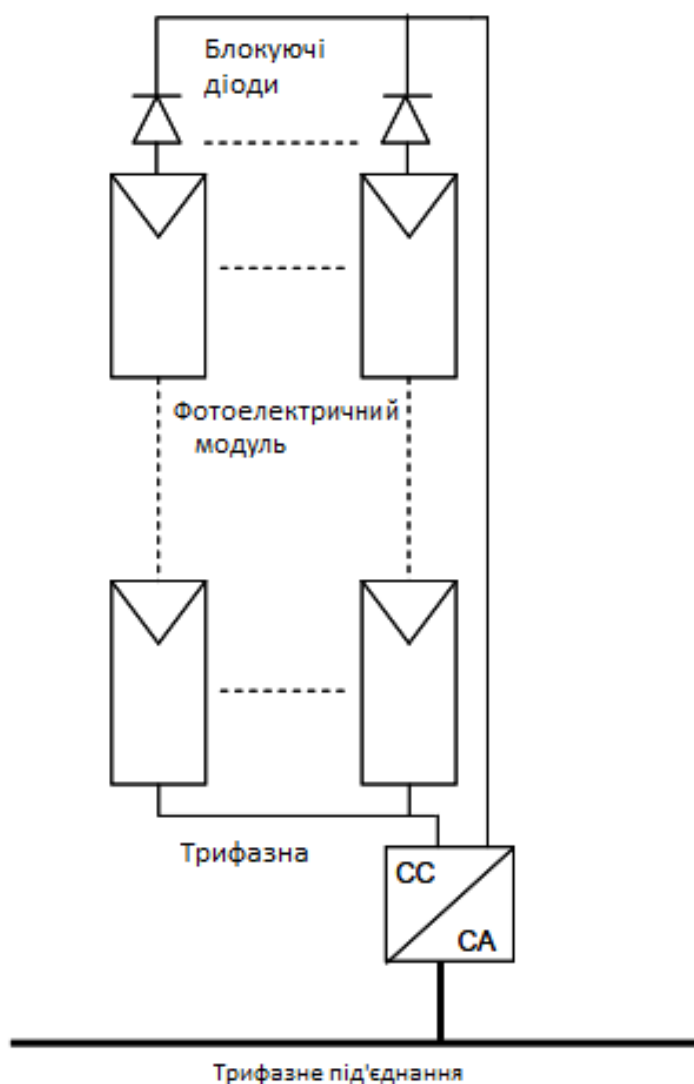


Рисунок 1.1 – Централізована інверторна топологія [1]

Особливістю централізованої інверторної топології розділення фотомодулів на стрінги. Кожний стрінг генерує досить високий рівень напруги. Стрінги

з'єднується паралельно, щоб досягти високого струму і високого рівня потужності від 10 кВт до 250 кВт.

Централізована інверторна топологія вимагає унікального проектування для кожної установки і призводить до негнучкої конструкції. Як правило, інвертори для цієї топології - це інвертори, підключені до трифазної системи. Однак, перевага цієї топології полягає в тому, що напруга, яка генерується фотоелектричним масивом, може бути досить високою, щоб уникнути узгодження напруги за допомогою трансформатора або підвищувального перетворювача.

Централізована інверторна топологія має деякі обмеження.

1. Висока напруга на кабелях, фотомодулях та інверторі.
2. Втрати у фотоелектричних модулях.
3. Втрати у блокувальних діодах.
5. Втрати максимальної потужності фотоелектричних панелей (точка максимальної потужності MPPT не є оптимальною).
6. Проблема затінення - ця централізована інверторна топологія дуже чутлива до затінення.
7. Негнучкість конструкції призводить до збоїв у роботі при відхиленні від заявленої номінальної потужності.

Децентралізована інверторна топологія - складається з інверторів, до кожного з яких під'єднується тільки один стрінг. Децентралізована інверторна топологія зображена на рисунку 1.2 [2].

Це розширена версія централізованої інверторної топології, коли до кожного інвертора під'єднується тільки один стрінг фотоелектричних модулів. Вхідна напруга інвертора може бути достатньо високою, щоб уникнути вирівнювання рівнів між фотоелектричними панелями та мережею.

Для централізованої інверторної топології для європейських систем потрібно близько 16 послідовно з'єднаних фотоелектричних модулів з напругою на модуль близько 45 В.

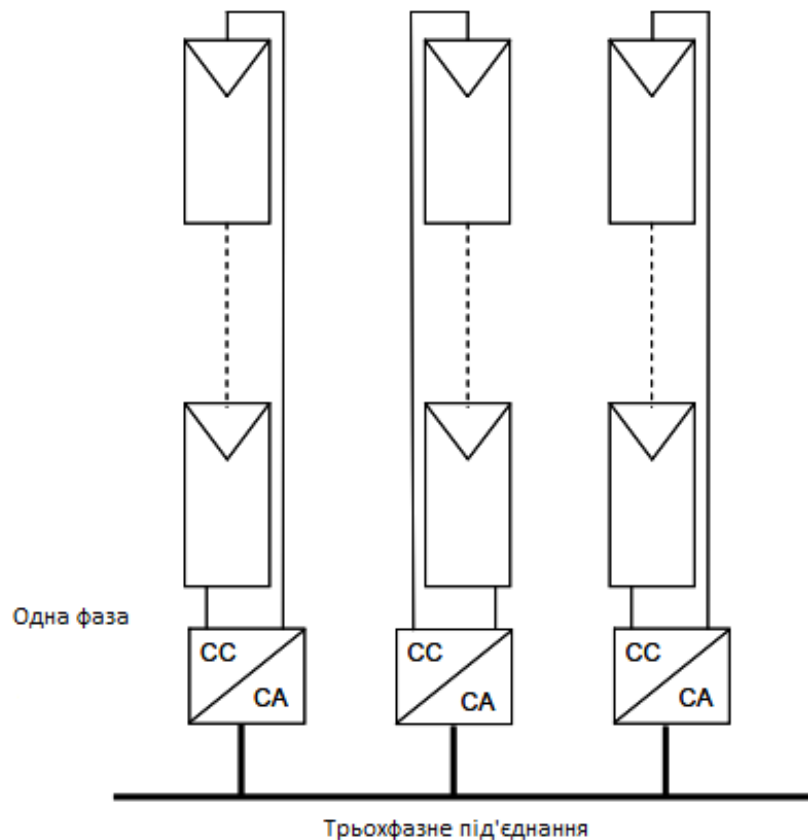


Рисунок 1.2 – Децентралізована інверторна топологія [2]

Децентралізована інверторна топологія дозволяє значно збільшити загальну потужність фотоелектричної системи. Цей тип топології характеризується поганим пошуком точки максимальної потужності через часткове затінення та відмінність характеристик модулів.

Топологія модулів змінного струму передбачає об'єднання інвертора та фотоелектричного модуля в єдине електричне коло. Використання одного фотоелектричного модуля має ряд переваг.

1. Усуває компроміс втрат фотоелектричних модулів, забезпечивши оптимальне узгодження між фотоелектричним модулем та інвертором, завдяки чому кожен контролер точки максимальної потужності зможе працювати незалежно та ефективно.

2. Вирішує проблему затінення.

3. Дозволяє легко розширювати систему завдяки її модульній структурі.

4. Модулями змінного струму можуть користуватися люди без будь-яких знань про електроустановки.

Топологія модулів змінного струму зображена на рисунку 1.3 [3].

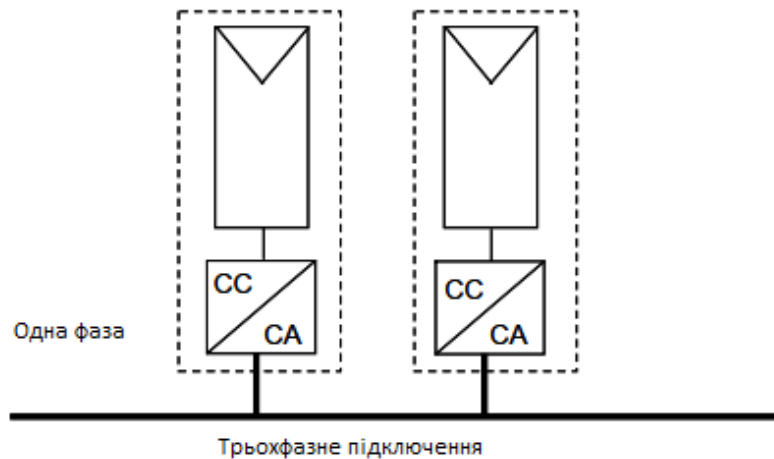


Рисунок 1.3 – Топологія модулів змінного струму зображена на рисунку 1.3 [3]

Еволюцією децентралізованої інверторної топології, яка застосовується для великої потужності, є багатострінгова топологія [4], яка базується на інверторі, підключеному до стрігів фотоелектричних модулів, як показано на рисунку 1.4.

Переваги цієї топології порівняно з децентралізованою інверторною топологією наступні.

1. Кожну гілку можна контролювати індивідуально.
2. З новими розширеннями легко досягти високих номінальних значень потужності, оскільки до існуючої платформи можна підключити нову гілку з DC-DC перетворювачем.
3. Досягається більш гнучка робота з кращою продуктивністю (від 1 до 3% більше, ніж продуктивність централізованої системи), а ціна за ват знижується.

У цій топології кілька стрінгів підключені до загального DC-AC інвертора через спеціальний DC-DC перетворювач для кожного стрінга. Потужність становить від 3 кВт до 10 кВт.

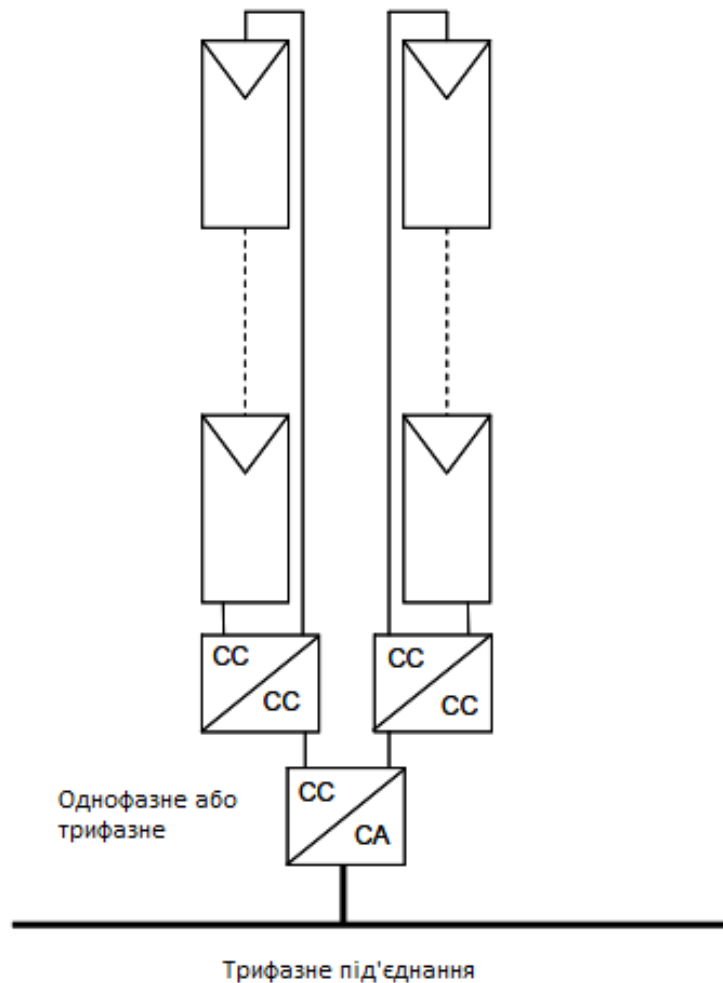


Рисунок 1.4 – Багатострінгова топологія [4]

Аналіз структурних схем мережевих інверторів показує, що їх можна класифікувати за наступними критеріями. За кількістю каскадів перетворення енергії мережеві інвертори поділяють на однокаскадні, двокаскадні та багатострінгові.

Однокаскадна структурна схема мережевого інвертора - забезпечує відстеження точки максимальної потужності, здійснює контроль струму, який видається в мережу та виконує узгодження вихідної напруги.

Це типова структурна схема мережевого інвертора централізованого інвертора з усіма пов'язаними з нею недоліками. Інвертор повинен бути розрахований на максимальну потужність, що перевищує номінальну потужність

інвертора. Однокаскадна структурна схема мережевого інвертора зображена на рисунку 1.5 [5].

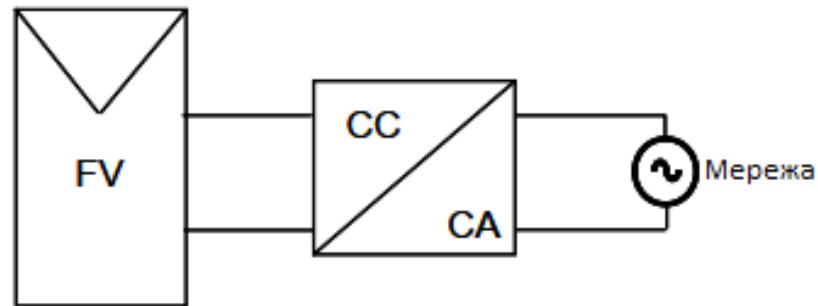


Рисунок 1.5 – Однокаскадна структурна схема мережевого інвертора [5]

Двокаскадна структурна схема мережевого інвертора - виконує функцію пошуку точки максимальної потужності та узгодження напруги. DC/DC перетворювач відповідає за керування струмом, який подається в мережу.

Керування інвертором здійснюється за допомогою різних методів: широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) або керування гістерезисом. Двокаскадна структурна схема мережевого інвертора зображена на рисунку 1.6 [6].

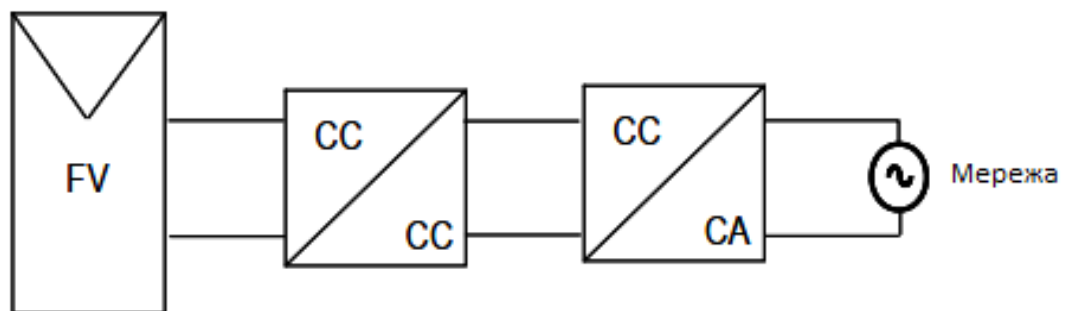


Рисунок 1.6 – Двокаскадна структурна схема мережевого інвертора [6]

За допомогою гістерезисного керування досягається висока ефективність, якщо номінальна потужність є низькою. З іншого боку, коли номінальна потужність висока, рекомендується використовувати двокаскадну структурну схему для роботи мережевого інвертора з ШІМ-керуванням.

На рисунку 1.7 зображена багатострінгова структурна схема мережевого інвертора [7].

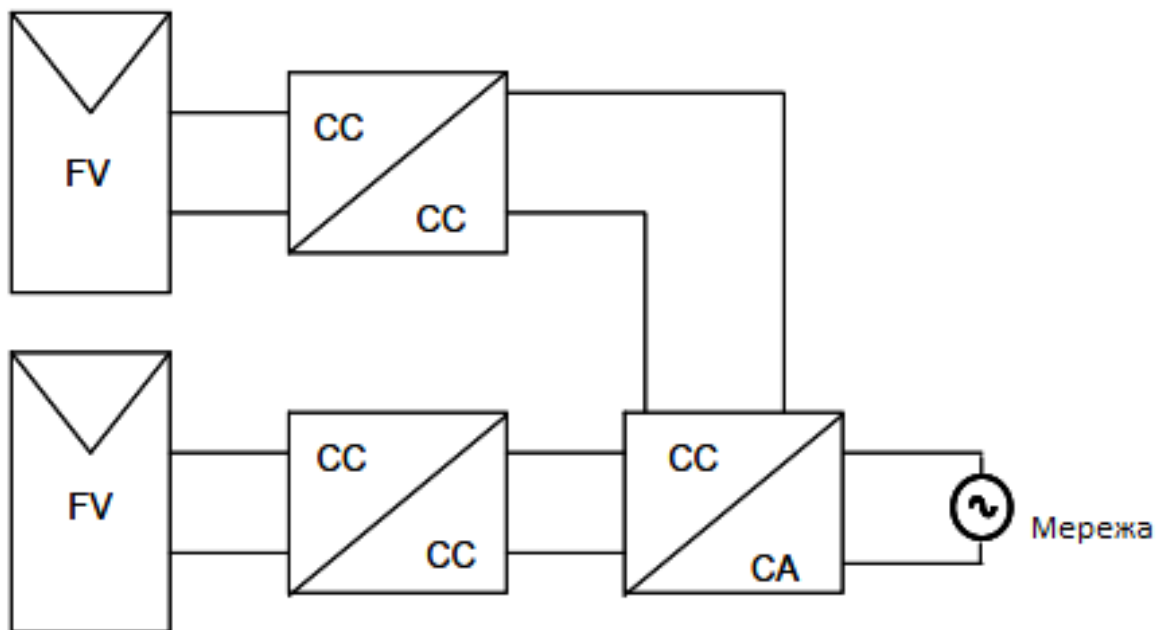


Рисунок 1.7 – Багатострінгова структурна схема мережевого інвертора [7]

Кожен DC-DC перетворювач відповідає за пошук точки максимальної потужності свого стрінгу. DC-DC перетворювачі підключені до шини постійного струму того ж DC-AC інвертора, який відповідає за контроль струму. Це вигідно, оскільки контроль точки максимальної потужності для кожного фотомодуля покращує максимальну потужність фотоелектричної системи.

У фотоелектричній системі, під'єднаній до мережі через інвертор, потужність між фотоелектричними модулями та мережею повинна бути розділена. Зазвичай це досягається за допомогою електролітичного конденсатора, який розміщується паралельно з фотоелектричними модулями, як показано на рисунку 1.8 [8].

Також може знадобитися конденсатор, розміщений на шині постійного струму, як показано на рисунку 1.9 [9]. Завдання системи керування полягає в підтримці балансу, контролюючи потужність, отриману від фотоелектричних панелей і потужність, яка віддається в мережу.

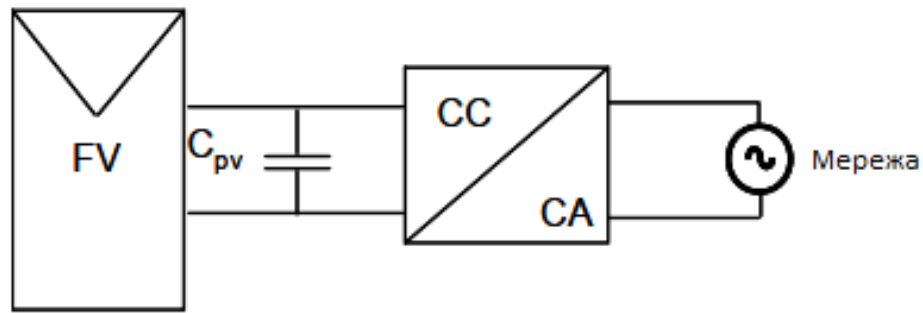


Рисунок 1.8 – Однофазний інвертор, під'єднаний до фотомодуля за допомогою конденсатора [8]

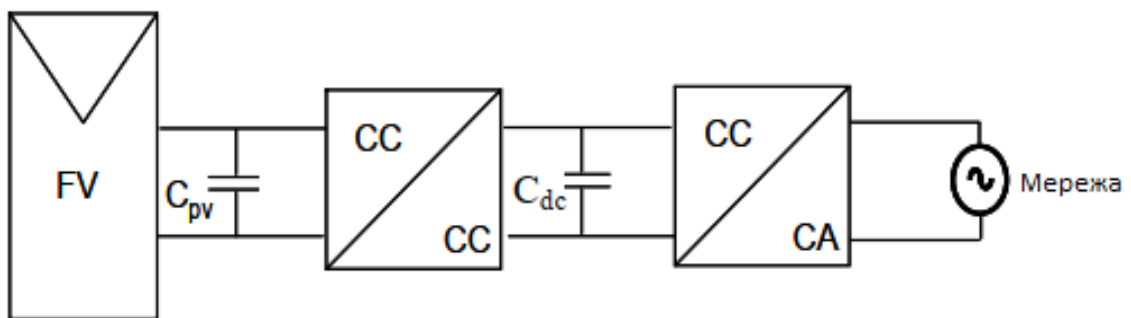


Рисунок 1.9 – Конденсатор, розміщений на шині постійного струму [9]

Ємність конденсатора, який розміщений на шині постійного струму, визначається виразом:

$$C = \frac{P_{PV}}{2 \cdot \omega_m \cdot U_c \cdot \tilde{u}_c}, \quad (1.1)$$

де P_{PV} - потужність фотоелектричних модулів;

U_c - середня напруга шини постійного струму;

\tilde{u}_c - амплітуда пульсацій напруги на конденсаторі.

Зазвичай використовується конденсатор ємністю більше 1000 мкФ, розміщений на клеммах інвертора. З іншого боку, якщо конденсатор розміщується на ланці постійного струму, достатньо використовувати 33 мкФ для напруги 380 В з амплітудою пульсацій напруги 20 В для фотоелектричного модуля.

Деякі інвертори використовують високочастотний трансформатор в конструкції DC-DC перетворювача або DC-AC інвертора. Інші використовують низькочастотний (мережевий) трансформатор для підключення до мережі.

Мережевий трансформатор, який зображено на рисунку 1.10 [10], розміщується між інвертором і мережею для адаптації робочої напруги інвертора на його виході змінного струму до мережі, але він не вважається хорошим рішенням через свої розміри, вагу і ціну.

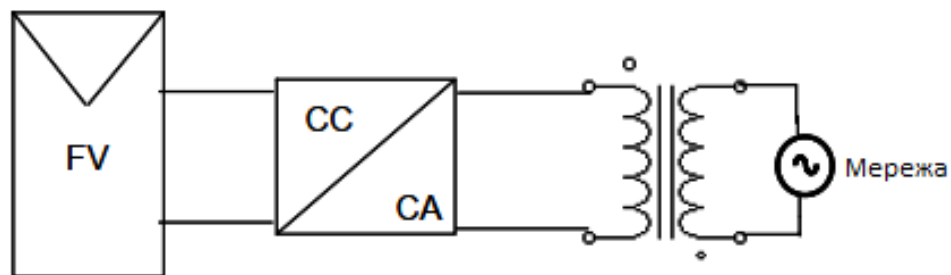


Рисунок 1.10 – Мережевий трансформатор, який розміщується між інвертором і мережею [10]

Сучасні інвертори використовують високочастотні трансформатори. Це призводить до абсолютно нової конструкції, як показано на рисунку 1.11 [11].

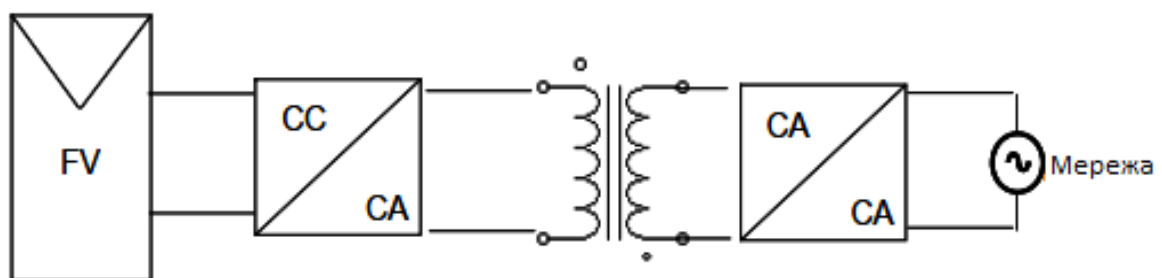


Рисунок 1.11 – Високочастотний трансформатор мережевого інвертора [11]

Одне із завдань інвертора - видавати в мережу синусоїдальний струм. Інвертори, що працюють в режимі струму, також входять до цієї класифікації. На рисунку 1.12 показано чотири варіанти однофазного мережевого інвертора.

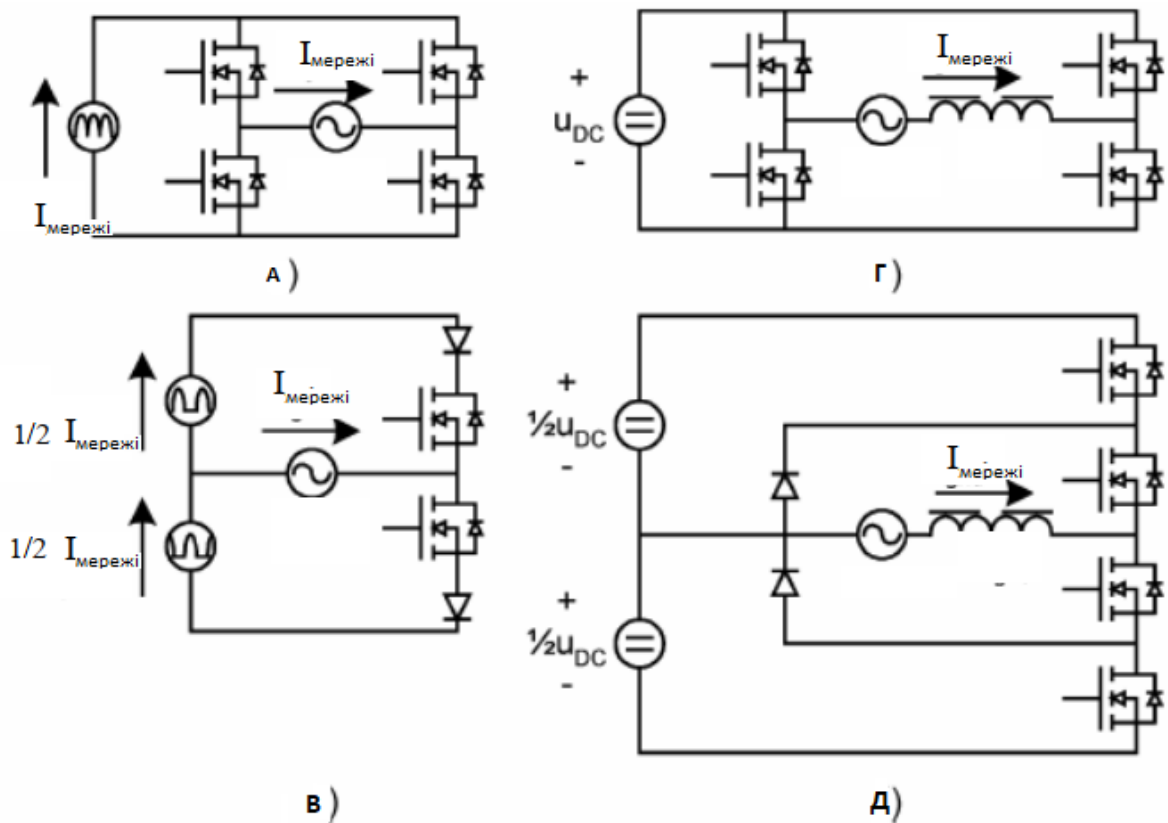


Рисунок 1.12 – Чотири варіанти однофазного мережевого інвертора [12]

На рисунку 1.12 (а) та рисунку 1.12 (б) зображено інвертори з джерелом струму. Струм в силовому колі модулюється і контролюється, щоб підтримувати заданий синусоїдальний струм та здійснювати подачу його в мережу.

На рисунку 1.12 (в) зображено повномостовий інвертор, який може генерувати синусоїдальний струм. Для керування ним зазвичай застосовується широтно-імпульсна модуляція або керування гістерезисом.

Різновидом схеми, яка зображена на рисунку 1.12 (в) є напівмостова схема, яка може генерувати дві різні напруги і вимагає подвійної напруги постійного струму і подвійної частоти перемикання для досягнення такої ж продуктивності, як у повномостового інвертора.

На рисунку 1.12 (г) зображено трирівневий напівмостовий інвертор, який може генерувати 3, 5 або 7 різних напруг через мережу та індуктивність. Перевага

цієї схеми полягає в тому, що частота перемикання кожного транзистора може бути зменшена, і при цьому гарантується хороша якість електроенергії.

Сигнал керування транзисторами в інверторі формується шляхом вимірюванні напруги мережі або виявленні перетину нуля. Це може призвести до проблем з якістю електроенергії. Основними причинами цих проблем є високий вміст гармонік. Гармоніки можуть бути наслідком послідовного резонансу через конденсаторами, які розміщеними навколо мережі.

Першими мережевими фотоелектричними інверторами були інвертори з мережевою комутацією, в яких каскад підключення до мережі здійснювався за допомогою тиристорів, а перемикання відбувалося за зміною напруги в мережі.

Такі інвертори зазвичай працюють з низьким коефіцієнтом корисної дії (0,6 та 0,7), високим рівнем гармонійних спотворень вихідного струму, низькою якістю електроенергії і збоями в їх перемиканні при зникненні напруги в мережі. З іншого боку, ця схема є надійною, ефективною і дешевою [13].

Завдяки швидкому розвитку силових напівпровідників тиристори були замінені на мосфети, IGBT, а інвертори з централізованим перемиканням мережі - на інвертори з автоматичним перемиканням у діапазоні потужностей понад 2 кВт [14].

Ці типи інверторів можна під'єднувати до мережі, оскільки вони можуть синхронізувати свою змінну напругу з напругою мережі, так що вони можуть подавати в мережу будь-який рівень струму, якщо він не перевищує їх номінальної потужності. Це безпечні інвертори.

Інвертори з автоматичним перемиканням зазвичай використовують ШІМ-керування і високу частоту перемикання (від 1 кГц до 20 кГц) в залежності від використовуваного пристрою, так що вихідний сигнал ідеально синусоїдальний [15]. Ця концепція є надійною, ефективною і недорогою технологією, що забезпечує високу надійність і низьку ціну за ват.

Єдиним недоліком цього типу інверторів є те, що максимальна потужність досить обмежена, оскільки при роботі на високих частотах перемикання різко зростають втрати на перемикання, які необхідно контролювати.

1.3 Висновки до першого розділу

1. Проаналізовані топології мережевих інверторів для фотоелектричних систем, які використовувалися в минулому, коли більшість фотоелектричних систем підключалися до мережі через централізований інвертор. Це пов'язано з багатьма недоліками, тому з моменту появи децентралізованого стрінгового інвертора з'явилася топологія, яка полягає в додаванні більшої кількості стрінгів.

2. Розглянуто багатострінгову топологію, яка характеризується DC/DC перетворювачем і контролером пошуку точки максимальної потужності, що під'єднані до спільного інвертора. Багатострінгова топологія застосовується для великої потужності. Багатострінгова топологія базується на інверторі, підключеному до стрінгів фотоелектричних модулів.

3. Переваги багатострінгової топології порівняно з децентралізованою інверторною топологією наступні: кожен гілку можна контролювати індивідуально; легко досягти високих номінальних значень потужності, оскільки до існуючої платформи можна підключити нову гілку з DC-DC перетворювачем; досягається більш гнучка робота з кращою продуктивністю (від 1 до 3% більше, ніж продуктивність централізованої системи), а ціна за ват знижується.

4. Розглянуто тенденцію використання модуля змінного струму, де кожен фотоелектричний модуль під'єднується до мережі з власним DC-AC інвертором. З класифікації топологій можна зробити висновок, що централізованого однокаскадного інвертора слід уникати, тільки якщо вхідна напруга досить висока.

5. Встановлено, що інвертори з автоматичним перемиканням зазвичай використовують ШІМ-керування і високу частоту перемикання (від 1 кГц до 20 кГц) в залежності від використовуваного пристрою. Вихідний сигнал інвертора з автоматичним перемиканням ідеально синусоїдальний. Ця концепція є надійною, ефективною і недорогою технологією, що забезпечує високу надійність і низьку ціну за ват.

2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ КЕРУВАННЯ МАЛОПОТУЖНОЮ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

2.1 Особливості моделювання процесу керування малопотужною сонячною електростанцією

Стрінгові та багатострінгові малопотужні сонячні електростанції складаються із різних стрінгів фотомодулів з інвертором, який під'єднується до мережі. Інвертор може бути однокаскадним або двокаскадним з трансформатором або безтрансформаторним. Різні конфігурації фотоелектричних інверторів зображені на рисунку 2.1.

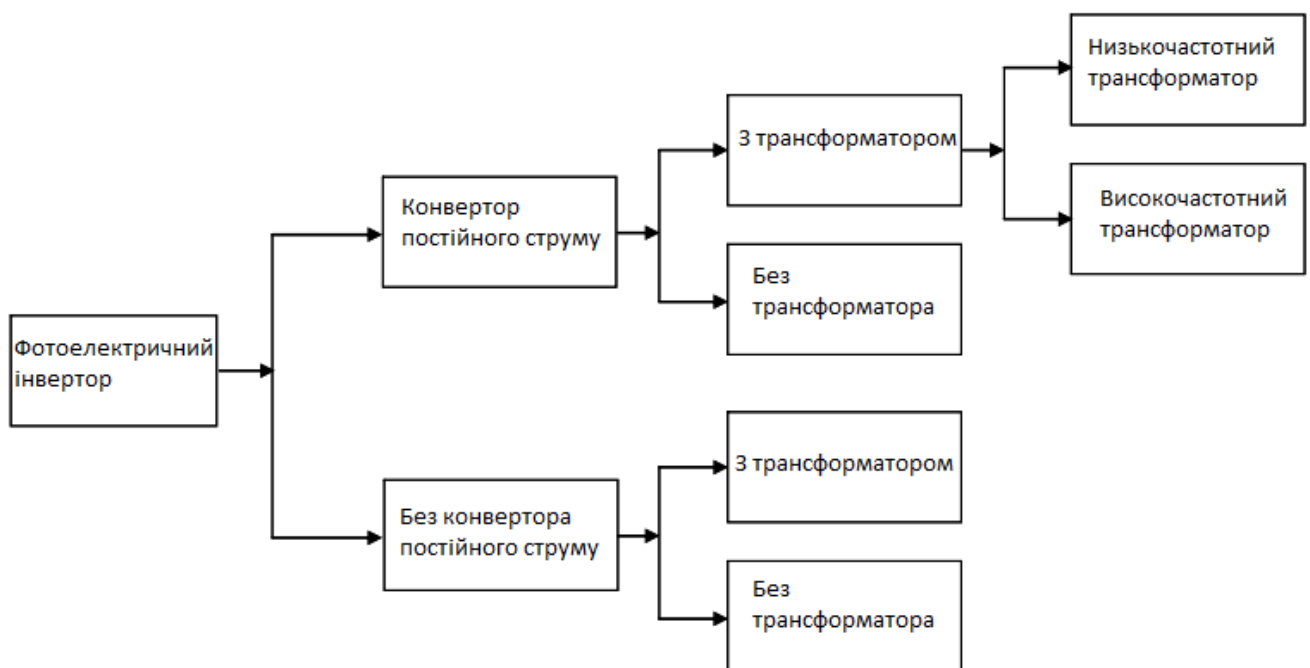


Рисунок 2.1 - Конфігурації фотоелектричних інверторів

У разі послідовної топології інвертору не потрібно використовувати DC-DC перетворювач. У багатострінговій топології інвертор завжди використовує DC-DC перетворювач.

Гальванічна розв'язка мережевого інвертора завжди залежить від стандартів відповідної країни. Наприклад, у США гальванічна розв'язка є обов'язковою.

Для ізоляції використовується низькочастотний (мережевий) трансформатор низької частоти до мережі або високочастотний трансформатор високої частоти. Останній дозволяє отримати більш компактні рішення, але при цьому необхідно звернути увагу на конструкцію трансформатора, щоб забезпечити низький рівень втрат. Однокаскадна топологія малопотужної сонячної електростанції показана на рисунку 2.2.

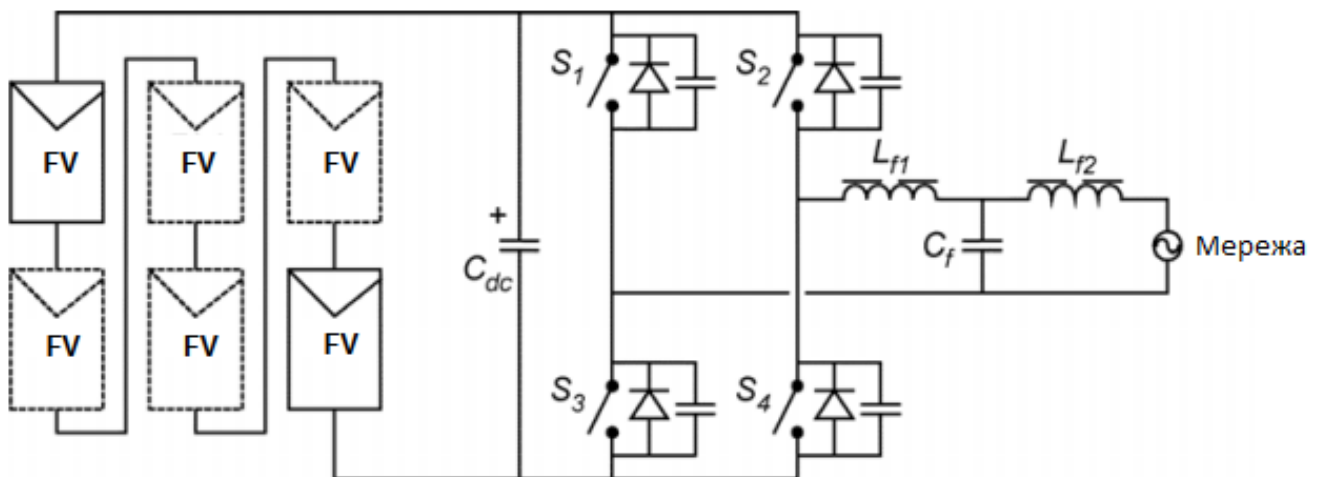


Рисунок 2.2 - Однокаскадна топологія малопотужної сонячної електростанції

Малопотужна сонячна електростанція базується на інверторі з ШІМ-керуванням, який під'єнується до мережі змінного струму через LCL-фільтр. Вхідна напруга, що генерується фотоелектричними модулями, завжди повинна бути вищою за пікову напругу мережі.

За допомогою однокаскадної топології малопотужної сонячної електростанції можна досягти коефіцієнта корисної дії до 97%. Крім того, всі модулі під'єднані до одного пристрою пошуку точки максимальної потужності.

В однокаскадній топології малопотужної сонячної електростанції існують втрати потужності під час затінення окремих фотоелектричних модулів. Суттєвим недоліком малопотужної сонячної електростанції є необхідність забезпечення великої ємності конденсатора для розв'язки між фотоелектричними модулями і мережею.

Багатокаскадні топології малопотужних сонячних електростанцій особливо підходять для фотоелектричних застосувань з різними рівнями напруги постійного струму. Багатокаскадні топології малопотужних сонячних електростанцій можуть генерувати синусоїдальну напругу з низьким рівнем гармонійних спотворень при низькій частоті комутації.

На рисунку 2.3 зображено напівмостовий інвертор з трьома рівнями напруги і без трансформатора.

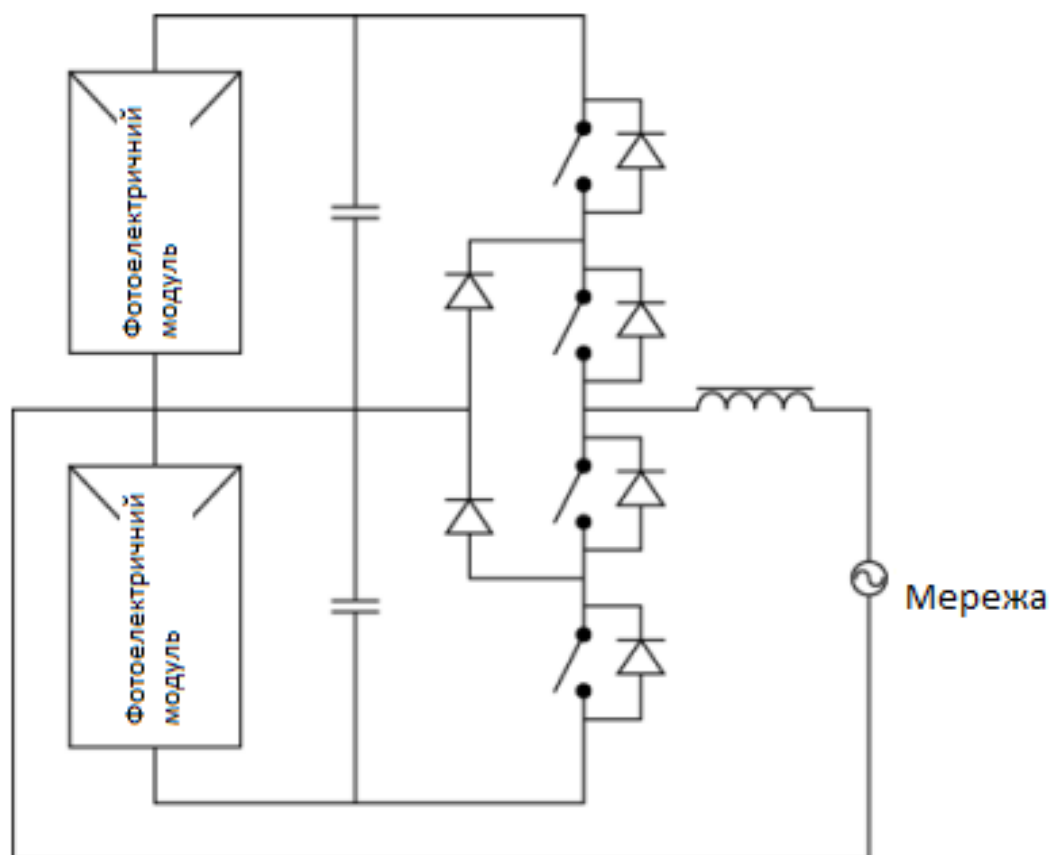


Рисунок 2.3 - Напівмостовий інвертор з трьома рівнями напруги

Трирівневий інвертор можна розширити до п'яти, семи або навіть більше рівнів, додавши більше транзисторів, діодів і фотоелектричних модулів. Це дозволяє ще більше зменшити гармонійні спотворення. Недоліком такої топології є використання великої кількості напівпровідників і незбалансована зарядка

різних фотоелектричних кіл. Тому максимальну потужність, що передається з кожного стрінга важко отримати.

Двокаскадні топології малопотужних сонячних електростанцій можна розділити на дві категорії: перша полягає в тому, що всі фотоелектричні модулі з'єднані послідовно, як показано на рисунку 2.4.

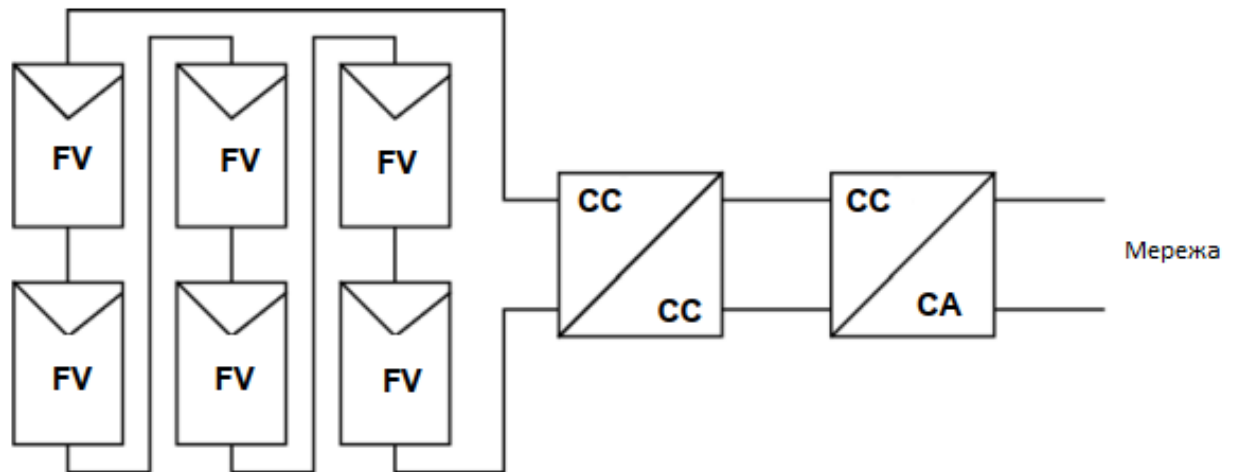


Рисунок 2.4 - Двокаскадна топологія малопотужної сонячної електростанції

Двокаскадна топологія малопотужної сонячної електростанції використовує, підвищувальний, понижувальний або понижувальний-підвищувальний DC/DC-перетворювач, коли ізоляція не потрібна.

Друга категорія містить DC/DC перетворювач для кожного стрінга і один інвертор з прив'язкою до мережі, як показано на рисунку 2.5.

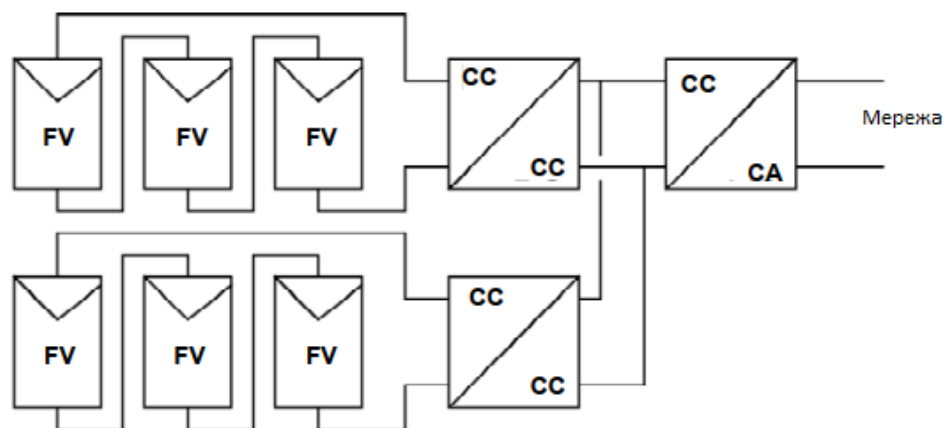


Рисунок 2.5 - Друга категорія малопотужної сонячної електростанції

На рисунку 2.6 зображено тристрігову малопотужну сонячну електростанцію.

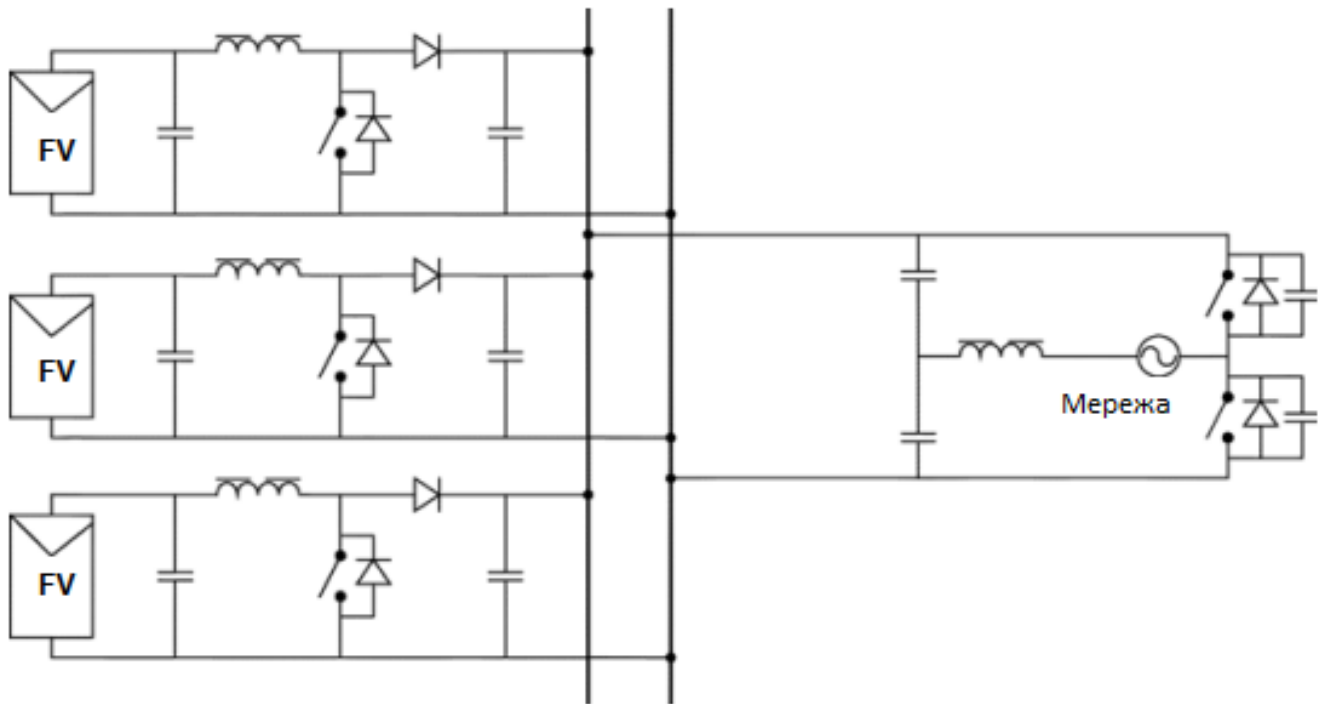


Рисунок 2.6 - Тристрігова малопотужна сонячна електростанція

Інвертор, який зображений на рисунку 2.6, складається з трьох підвищувальних перетворювачів, кожен з яких під'єднаний до стрінга фотоелектричних модулів, і загального напівмостового інвертора із загальним керуванням ШІМ.

Схема також може бути реалізована з гальванічною розв'язкою струму або напруги, топологією, як показано на рисунку 2.7, або з повним мостовим інвертором. Напруга кожного стрінга контролюється індивідуально, що дозволяє досягти високої ефективності системи.

У підключених до мережі малопотужних сонячних електростанціях, потрібно керувати струмом, який інвертор подає в мережу. Струм - це змінна, яка буде подаватися назад в інвертор при замиканні кола керування інвертора. Більшість інверторів з широтно-імпульсною модуляцією мають структуру керування, що складається з внутрішнього контуру керування струмом.

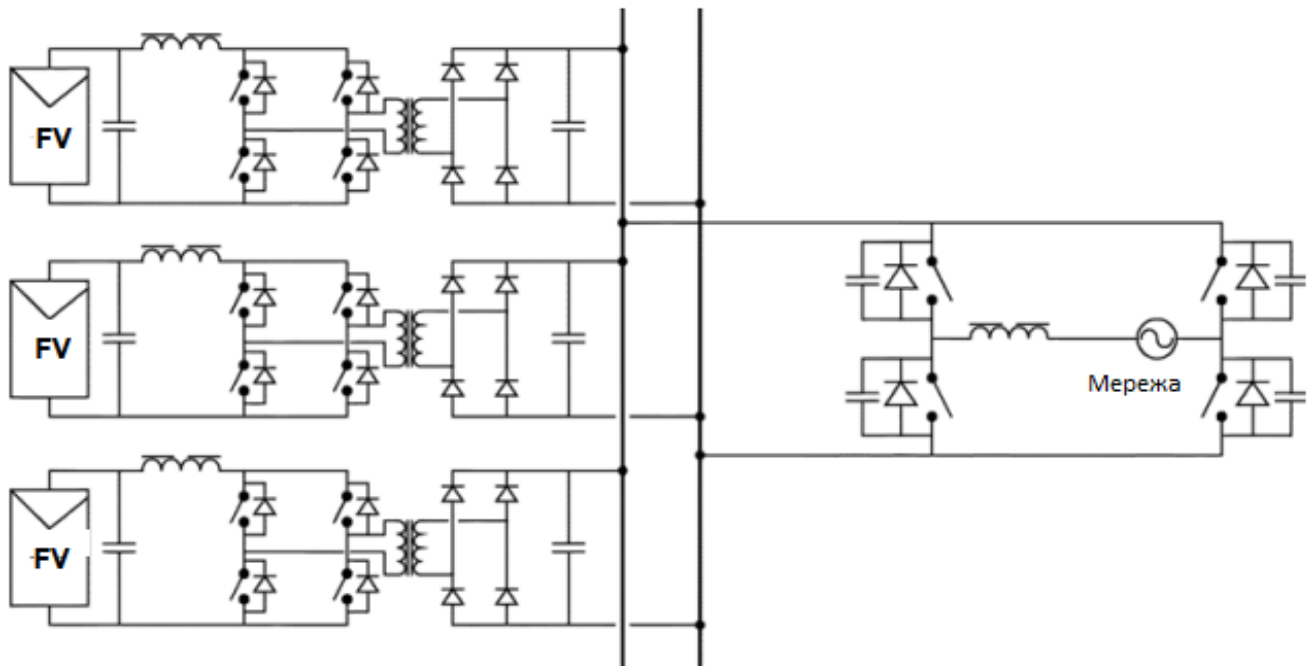


Рисунок 2.7 - Тристрігова малопотужна сонячна електростанція з гальванічною розв'язкою

Через випадковість форми сигналу струму на виході інвертора, регулятор струму має на меті забезпечити, щоб вихідні струми інвертора точно відповідали заданим значенням, які подаються на інвертор.

Вихідний струм інвертора повинен бути максимально синусоїдальним з низьким рівнем гармонійних спотворень, як того вимагають стандарти системи, підключеної до мережі.

Отже, ефективність інвертора значною мірою залежить від застосованої стратегії керування, тому регулятор струму є одним з найважливіших питань у застосуванні інверторів через його переваги.

1. Миттєве регулювання струму та висока точність.
2. Максимальний захист від струму короткого замикання.
3. Компенсація коливань напруги на шині постійного струму та вихідної напруги змінного струму.

Методи керування струмом інвертора зазвичай поділяються на дві групи: лінійні та нелінійні регулятори.

Лінійні контролери працюють з традиційним ШІМ-модулятором напруги. Ця концепція дозволяє використовувати переваги розімкненого модулятора (синусоїдального ШІМ, векторного модулятора).

Лінійне регулювання струму використовує ШІМ-модуляцію. Лінійний регулятор струму зображений на рисунку 2.8.

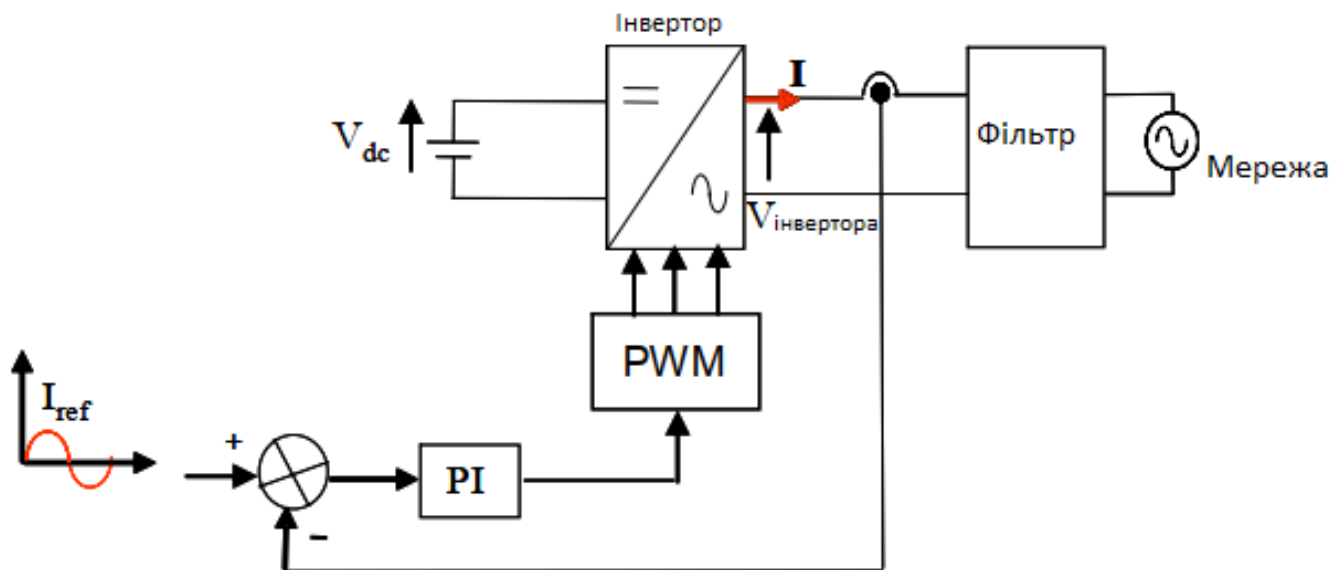


Рисунок 2.8 - Лінійний регулятор струму

Лінійний регулятор струму використовує модулюючий сигнал, який порівнюється з трикутною несучою, що надходить з виходу лінійного регулятора, як правило, пропорційно-інтегрального (ПІ) регулятора. На рисунку 2.9 показана структурна схема лінійного керування струмом, який подається в мережу.

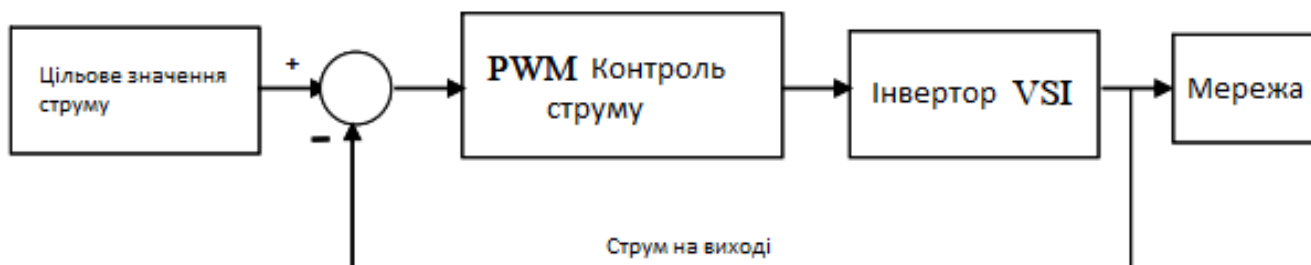


Рисунок 2.9 - Структурна схема лінійного керування струмом

Стратегія керування, яка застосовується до мережевих фотоелектричних інверторів, складається в основному з двох контурів керування. Внутрішній контур керування завжди відповідає швидкому внутрішньому керуванню струмом, який дозволяє контролювати струм, що входить в мережу. Зовнішній контур керування дозволяє контролювати напругу на шині постійного струму.

Контур керування струмом відповідає за контроль якості електроенергії та захисту від перевищення струму, який подається в мережу. Він також відповідає за компенсацію гармонійних спотворень і динаміку системи.

Зовнішній контур керування напругою призначений для керування шиною постійного струму і отримується шляхом приблизного балансу середньої потужності на обох сторонах інвертора, середньої вхідної потужності на стороні постійного струму і середньої потужності на стороні змінного струму.

Завданням зовнішнього регулятора є стабільність динаміки системи та оптимальне регулювання, тому контур керування напругою розрахований на більш повільний час встановлення, в 5-20 разів триваліший, ніж внутрішній. Таким чином, внутрішній і зовнішній контури керування можна вважати розв'язаними, і тому передатна функція контуру керування струму не враховується при проектуванні регулятора напруги.

2.2 Математична модель удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією

Розглянемо структурну схему керування малопотужною сонячною електростанцією, яка зображена на рисунку 2.10. Структурна схема керування малопотужною сонячною електростанцією містить DC-DC перетворювач і L-фільтр на виході інвертора.

Еталонний струм I_{ref} утворюється з опорної синусоїди, яка визначається за зразком напруги мережі. Еталонний струм I_{ref} пов'язаний з пропорційно-інтегральними (ПІ) регуляторами.

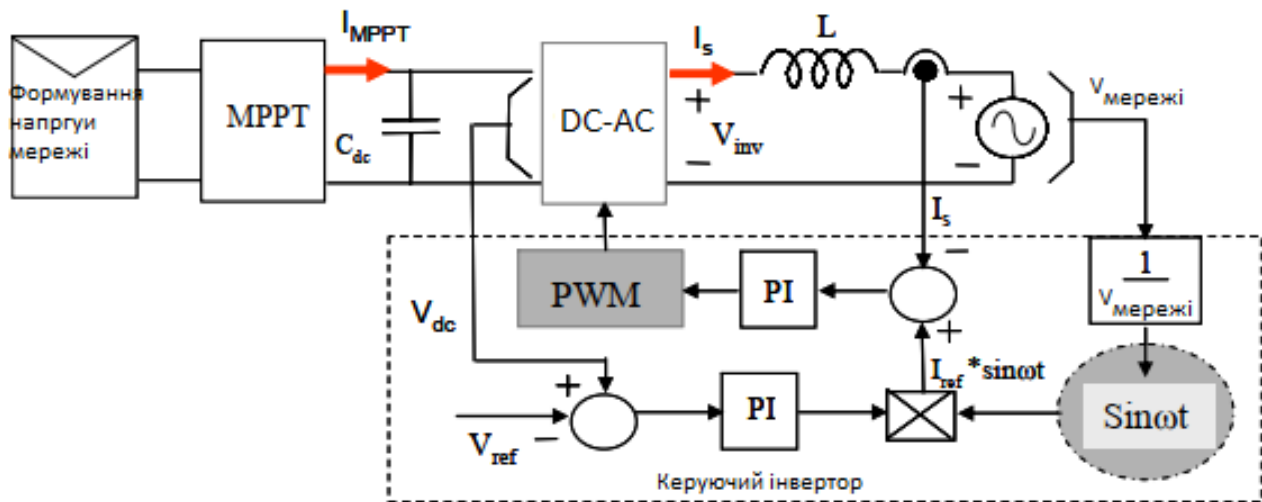


Рисунок 2.10 - Структурна схема керування малопотужною сонячною електростанцією

ПІ-регулятор керування струмом усуває вплив напруги фотоелектричного генератора, яка представляє коливання через варіації миттєвого потоку потужності через фотоелектричну систему.

Колівання струму обумовлені варіаціями миттєвого потоку потужності через фотоелектричну систему залежать від мінливості атмосферних умов (опромінення та температури), швидкості контурів керування підвищувальним перетворювачем, інвертором та ємності конденсатора шини постійного струму.

З іншого боку, вихідна напруга є напругою мережі. Для системи вихідна напруга - це зовнішнє збурення значної величини на частоті 50 Гц. Компенсація збурення на виході ПІ-регулятора здійснюється, щоб він безпосередньо розраховував опорну напругу для котушки індуктивності. На рисунку 2.11 показано структурну схему контуру регулювання струму інвертора.

Вихідний струм інвертора описується виразом:

$$I_s(s) = \frac{D \cdot V_{GF}(s) - V_s(s)}{Ls} \quad (2.1)$$

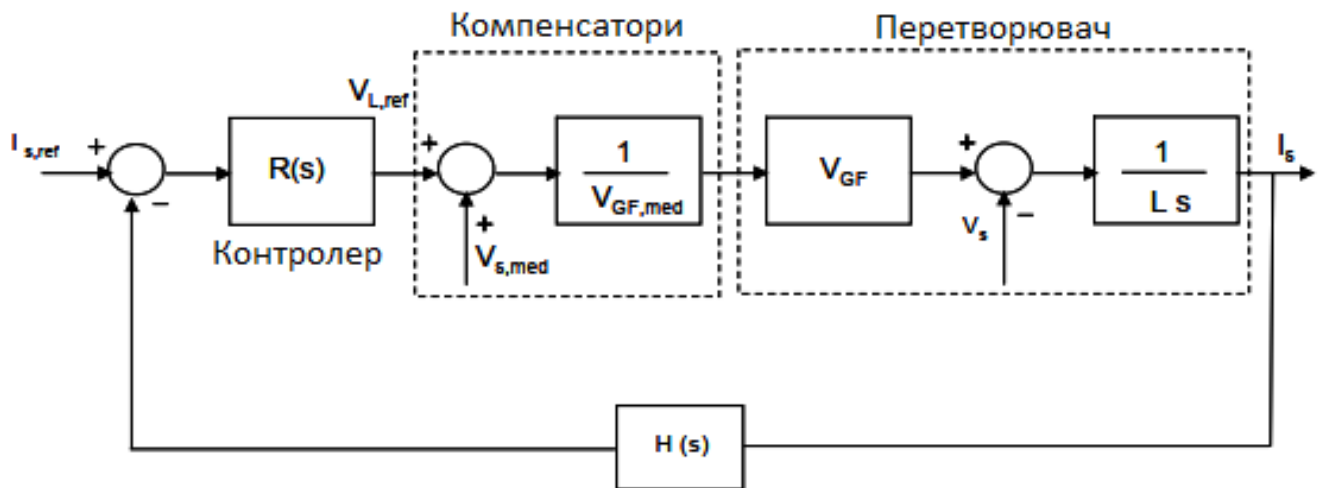


Рисунок 2.11 - Структурна схема контуру регулювання струму інвертора

Удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією базується на включенні нових членів до керуючої змінної, в даному випадку коефіцієнта заповнення імпульсів, які усувають залежність керованої системи від збурень.

Для компенсації впливу вихідної напруги використовується вимірне і відфільтроване значення вихідної напруги, яке називається $v_{s,med}$. Однак для компенсації напруги V_{GF} необхідно використовувати вимірне значення до фільтрації.

У цьому випадку потрібно отримати коефіцієнт заповнення імпульсів, який визначається з передавальних функцій:

$$d = \frac{v_{L,ref} + v_{s,med}}{v_{GF,med}}. \quad (2.2)$$

Назвемо K_{sv} спільним масштабом обох вимірювальних схем, в результаті отримаємо:

$$d = \frac{v_{L,ref} + K_{sv}v_s}{K_{sv}v_{GF}}. \quad (2.3)$$

Від коефіцієнта заповнення імпульсів залежить напруга на котушці V_L :

$$v_L = dv_{GF} - v_1 = \frac{v_{L,ref}}{K_{sv}}. \quad (2.4)$$

Перевагою удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією є контроль миттєвої потужності, яка віддається в мережу від сонячних панелей, та синхронізація сигналу струму з напругою мережі (напруга і струм у фазі), що забезпечує високий коефіцієнт потужності і покращує динаміку пошуку точки максимальної потужності.

Недоліком є наявність шумів у вихідному струмовому сигналі інвертора через використання вибірки мережевого сигналу для генерації та синхронізації опорного струму з напругою мережі.

Для подолання наявності шумів у вихідному струмовому сигналі інвертора пропонується використовувати резонансного пропорційного регулятора, який зображено на рисунку 2.12.

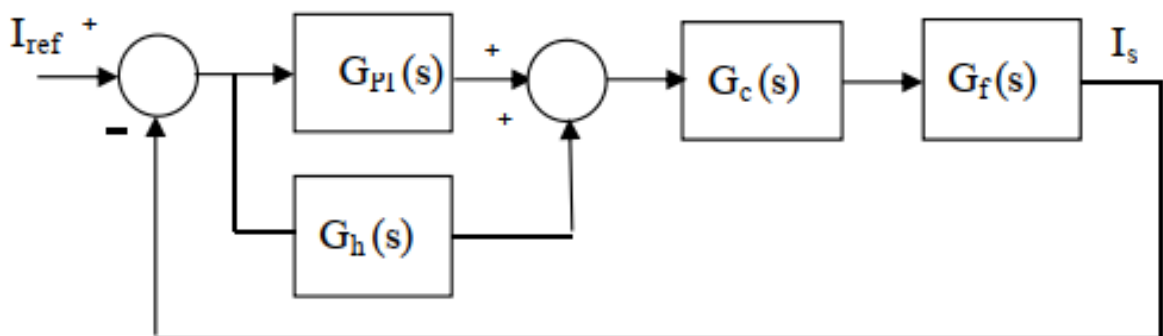


Рисунок 2.12 - Структурна схема резонансного пропорційного регулятора

Передавальна функція резонансного пропорційного регулятора струму описується виразом:

$$G_c(s) = K_p + K_I \frac{s}{s^2 + \omega_0^2}. \quad (2.5)$$

Передавальна функція $G_h(s)$ гармонічного компенсатора описується виразом:

$$G_h(s) = \sum_{h=3,5,7} K_{Ih} \frac{s}{s^2 + (\omega_0 h)^2}. \quad (2.6)$$

Гармонічний компенсатор призначений для селективної компенсації третьої, п'ятої і сьомої гармонік, які є домінуючими гармоніками в частотному спектрі струму.

Використання резонансного регулятора разом із гармонічним компенсатором дає кращу динамічну характеристику системи, дуже низький рівень гармонічних спотворень 0,5% і усуває помилку в усталеному режимі без використання напруги прямого зв'язку. Додавання гармонічного компенсатора до резонансного пропорційного регулятора робить систему більш надійною з кращим усуненням гармонік.

У скалярному ШІМ-керуванні аналізована величина замінюється фазометром з модулем, пропорційним значенню середньоквадратичної швидкості обертання. При векторному управлінні (за допомогою вектора Парка) вся трифазна система замінюється одним вектором, в якому частота відображається в швидкості його обертання в часі.

Для дослідження як стаціонарних, так і динамічних режимів в таких системах, застосування "векторного керування" (вектора Парка) до трифазних систем є потужним інструментом аналізу та керування перетворювачами постійного струму або інверторами, що дозволяє абстрагуватися від диференціальних рівнянь, які описують поведінку трифазних систем на незалежних осях, що обертаються.

Основним недоліком використання цього методу керування є те, що він вводить нелінійну частину, обертання осей (математичні перетворення), що вимагає великих обчислювальних потужностей, проблема, яка вирішується за допомогою сучасних мікроконтролерів і DSP.

Керування синхронною системою відліку, або dq-керування, використовує перетворення abc-dq для перетворення струму і напруги мережі в систему відліку, що обертається разом з напругою мережі, за допомогою якого змінні керування

K_i - інтегральний коефіцієнт підсилення регулятора.

Оскільки керований струм повинен бути синфазним з напругою мережі, кут зсуву фаз, що використовується модулем перетворення $abc \rightarrow dq$, повинен бути вилучений з напруги мережі.

Вилучення кута зсуву фаз з напруги мережі здійснюється шляхом фільтрація мережевих напруг та використання функції арктангенса. Також використовується метод фазового автопідстроювання частоти (ФАПЧ) для вилучення фазового кута мережевих напруг у випадку систем розподіленої генерації.

Для покращення характеристик ПІ-регулятора такої структури, як показано на рисунку 2.13, завжди використовується зворотний зв'язок для покращення динамічної характеристики та стійкості системи відносно введеної в систему петлевої затримки.

Для вирішення цієї проблеми необхідно розглянути удосконалений метод фільтрації напруги мережі, що подається за прямим зв'язком. Використання зворотного зв'язку завжди вимагає системи перетворень, що ускладнює його реалізацію.

У будь-якому випадку, незважаючи на всі ці вдосконалення, здатність до компенсації гармонік низького порядку у випадку ПІ-регуляторів є низькою, що є основним недоліком для систем, підключених до електромережі. Подолання цього недоліку можливе шляхом використання PR+НС регулятора для покращення динамічної характеристики системи, зменшення гармонічних спотворень, усунення помилки в усталеному режимі та відмови від використання зворотного зв'язку.

Інший можливий спосіб структуризації контурів управління - реалізувати їх у стаціонарній системі відліку, як показано на рисунку 2.14. У цьому випадку струми мережі приводяться до стаціонарної системи відліку за допомогою перетворення $abc \rightarrow$ модуль $\alpha\beta$.

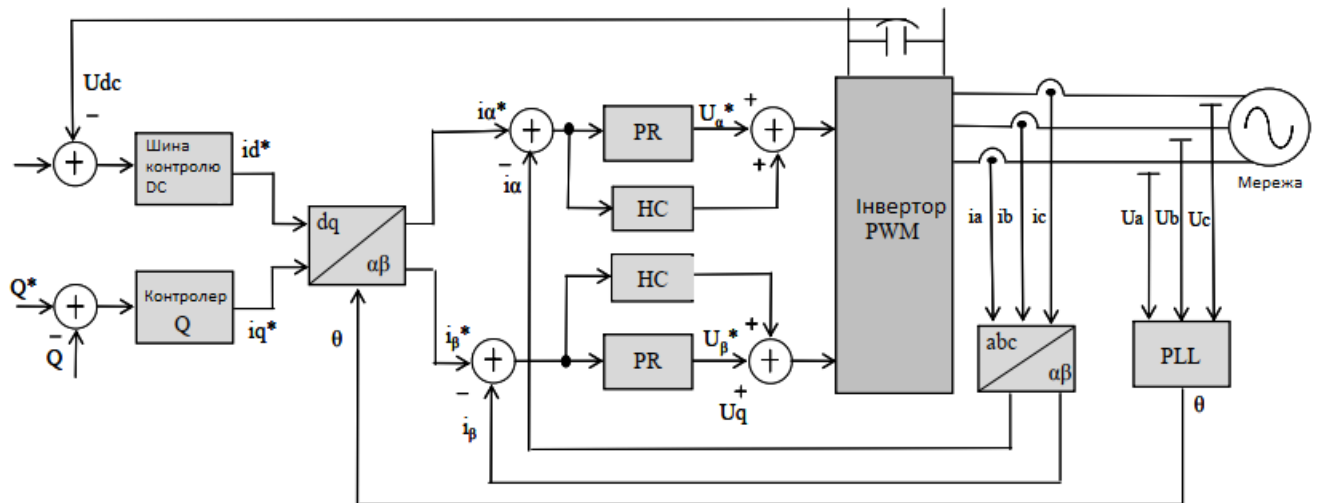


Рисунок 2.14 - Загальна структура стаціонарної системи керування

Оскільки керуючі змінні є синусоїдальними, в цій ситуації та через недолік ПІ-регулятора, який полягає в тому, що він не може усунути помилку в усталеному режимі при керуванні синусоїдальними сигналами, необхідне використання іншого типу регулятора.

Резонансний пропорційний регулятор (ПР-регулятор), який набуває все більшої популярності в регулюванні струму для систем, підключених до електромережі, є альтернативним рішенням для низької продуктивності інтегрального пропорційного регулятора (ПІ-регулятора).

У випадку ПР-регулятора матричний контролер у стаціонарній системі відліку задається виразом:

$$G_{pi}^{(dq)}(s) = \begin{bmatrix} K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega^2} & 0 \\ 0 & K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega^2} \end{bmatrix}, \quad (2.8)$$

де ω - резонансна частота регулятора;

K_p - пропорційний коефіцієнт підсилення;

K_i - інтегральний коефіцієнт підсилення регулятора.

Основна робота ПР-регулятора полягає у введенні нескінченного

коефіцієнта підсилення на резонансній частоті для усунення усталеної похибки на цій частоті між сигналом регулятора та його опорним сигналом і не вимагає використання зворотного зв'язку.

У цьому випадку мета полягає в тому, щоб мати індивідуальний регулятор для кожного струму мережі. Зазвичай використовується гістерезисне керування або керування за мертвою точкою. Регулятор струму може бути пропорційно-інтегральним (ПІ), або пропорційно-резонансним (ПР).

Продуктивність цих контролерів (гістерезис або регулювання мертвих зон) пропорційна частоті дискретизації, тому швидкий розвиток цифрових систем, таких як цифрові сигнальні процесори або ПЛІС, є перевагою для цього типу реалізації.

Одна з можливих реалізацій керування abc показана на рисунку 2.15, де вихід стабілізатора напруги на шині постійного струму задає опорний струм.

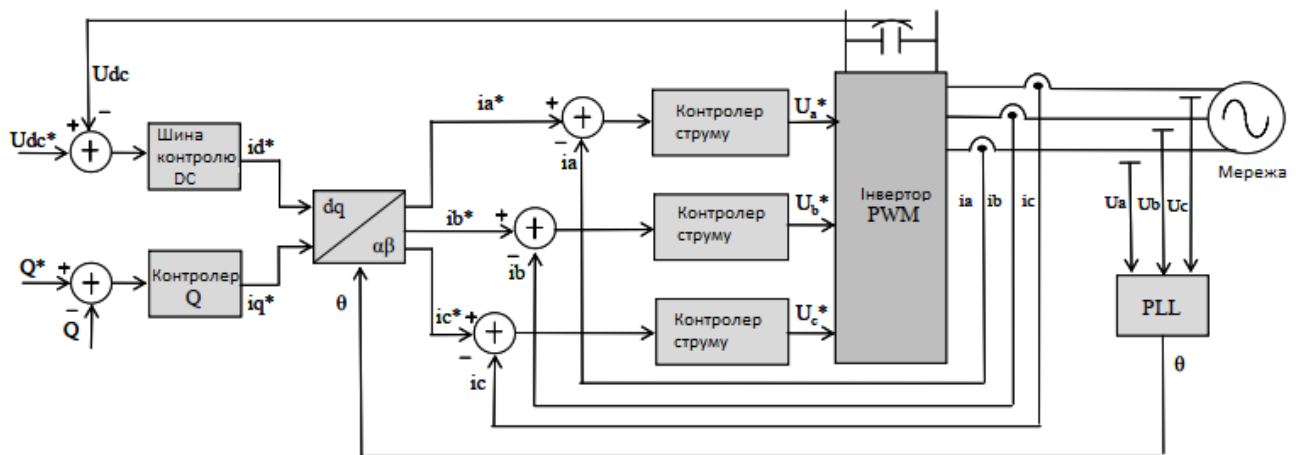


Рисунок 2.15 - Загальна структурна схема abc керування

Використовуючи кут зсуву фаз мережевої напруги, що подається системою PLL, генеруються три опорні значення струму. Кожне з них порівнюється з відповідним виміром струму, і похибка надходить у контролер. Якщо в контурі струму використовуються гістерезисні регулятори або регулятори, що не реагують на пульсації струму, модулятор більше не потрібен.

Виходом цих контролерів є стани перемикачів перемикачів у

перетворювачі потужності. У випадку, коли використовуються всі три ПІ- або ПР-контролери, модулятор потрібен для генерації робочих циклів ШІМ-схеми.

ПІ-регулятор, який завжди використовується в dq-регулюванні, також можливе його застосування в abc-системі.

ПР-контролер.

Реалізація ПР-контролер, оскільки контролер вже знаходиться в стаціонарній системі відліку abc і можлива реалізація всіх трьох контролерів.

На рисунку 2.16. показано трифазну систему з використанням трьох ПІ-компенсаторів для генерування керуючих напруг трифазного ШІМ-інвертора.

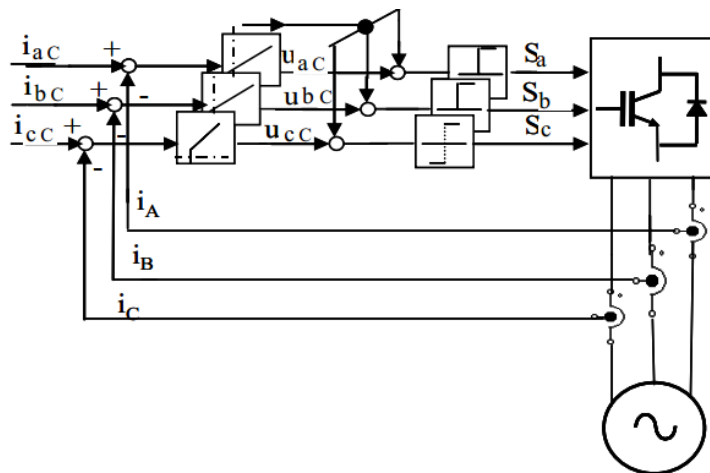


Рисунок 2.16 - Трифазна система з використанням трьох ПІ-компенсаторів

Принцип дії заснований на порівнянні трикутного несучого сигналу і синусоїдального модулятора для генерації сигналів керування транзисторами інвертора. Інтегральна частина ПІ-компенсатора мінімізує низькочастотні помилки, в той час як пропорційна частина коефіцієнта підсилення і розміщення нулів відносяться до пульсацій сигналу.

Амплітуда керуючих сигналів u_{Ac} (u_{Bc}, u_{Cc}) на рисунку 2.16 ніколи не може бути більшою за амплітуду трикутного сигналу. На додаток до проблем накладання кожного трикутника, основним недоліком цього методу є притаманна йому помилка відстеження (амплітудна і фазова). Для досягнення компенсації завжди рекомендується використовувати фазообертаючий контур (ФАПЧ) або

фідфорвард.

Мережеві або лінійні фільтри виконують дві основні функції.

1. Усунення високочастотних гармонік завдяки ШІМ-комутації перетворювача, завдяки чому перетворювач подає в мережу чисті синусоїдальні струми.

2. Встановлення проміжного опорру між двома джерелами напруги, тобто VSC та мережею. Якщо цей фільтр не підключено, пряме підключення VSC до мережі спричиняє коротке замикання.

Перевага мережевого фільтра над фільтром для двигуна змінного струму полягає в тому, що перший працює на постійній частоті (частоті мережі), тоді як другий працює в діапазоні частот (20 Гц - 120 Гц).

З іншого боку, конструкція мережевого фільтра має той недолік, що в більшості випадків точна модель мережі в точці підключення невідома; тоді як у випадку фільтра для машини змінного струму модель машини і значення параметрів машини можуть бути відомі. У мережевих додатках VSC двома найбільш часто використовуваними фільтрами є наступні фільтри.

1. L-фільтр (рисунок 2.17). Це фільтр першого порядку, тому частота перемикавання перетворювача повинна бути високою, щоб отримати високе ослаблення гармонік, викликаних ШІМ, при розумних розмірах індуктивностей.

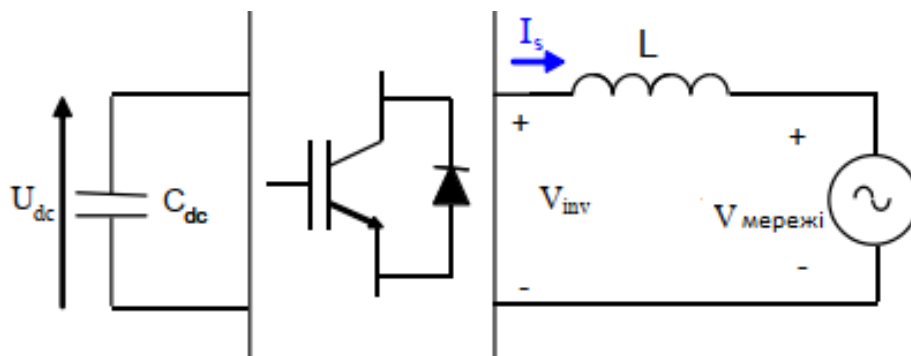


Рисунок 2.17 - L-фільтр

2. LCL-фільтр (рисунок 2.18). Це фільтр третього порядку, тому для тієї ж еквівалентної індуктивності, що і у L-фільтра, можна отримати більш високі

загасання на частоті перемикання. Це загасання є функцією положення гармонік, зумовлених перемиканням відносно резонансної частоти фільтра оскільки він має конденсатор.

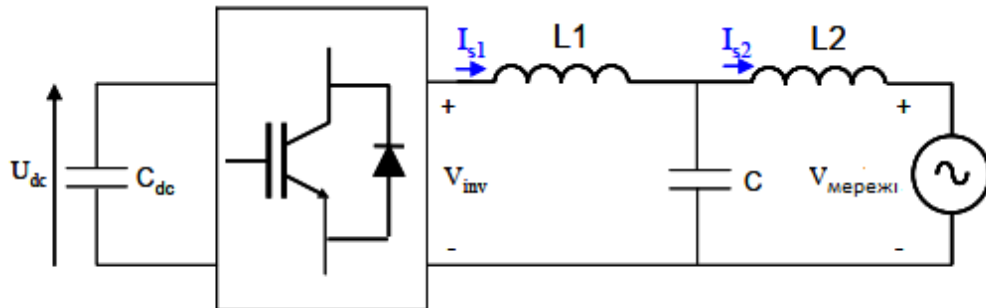


Рисунок 2.18 - LCL-фільтр

Фільтр виробляє реактивну потужність, що робить його дуже корисним рішенням у перетворювачах, які використовуються для генерації реактивної потужності. Недоліками LCL-фільтра порівняно з L-фільтром є складніший вибір компонентів, а також алгоритми керування.

L- і LCL-фільтри зменшують високочастотні гармоніки мережевого струму, але використання поганих критеріїв проектування може призвести до меншого ослаблення, ніж очікувалося, і навіть до збільшення спотворень через коливання системи. Гармоніки струму можуть викликати насичення індуктивності або резонанс фільтра. Хоча чим вищі індуктивності, тим менші пульсації мережевого струму, вартість і системні втрати обмежують значення індуктивності.

Насправді, метою при проектуванні L- і LCL-фільтрів є використання найнижчих можливих індуктивностей для зниження вартості системи. Робота VSC дуже схожа на поведінку підвищувальних DC-DC перетворювачів. Однак у цьому випадку потік струму є двонаправленим, немає розривів у режимі роботи, і тому некоректно визначати критичну індуктивність так само, як у DC-DC перетворювачах.

Мінімальне значення індуктивності залежить виключно від мінімального зниження високочастотних гармонік мережевого струму.

Стандарти для проектування фільтрів базуються на критеріях ослаблення гармонік мережевого струму і містяться в різних стандартах від ІЕС, ІЕЕЕ тощо. Слід використовувати стандарт ІЕЕЕ 929-2000, в якому зазначено, що максимальний THD (загальний коефіцієнт гармонік струму) становить 5% з обмеженнями 4% для кожної з непарних гармонік від 3 до 9 і 2% для 11-15. Іншим стандартом, який слід використовувати, може бути рекомендація ІЕС 61727.

Перша проблема пов'язана з положенням резонансу, частотами дискретизації та перемикання. Залежно від них може знадобитися метод демпфування через нульовий імпеданс фільтра на резонансній частоті. Для невеликих потужностей можна вмикати демпферні резистори послідовно з конденсаторами фільтра, але для потужностей понад кВт ці резистори спричиняють високі втрати, тому необхідно використовувати активні методи демпфування.

Друга проблема пов'язана з кількістю датчиків, необхідних для запуску алгоритму управління, що є дорогим задоволенням. Щодо першої проблеми, то використовують мережу з випередженням, пов'язану з вимірюванням напруги на конденсаторі, так що в новому еквівалентному контурі керування вплив резонансної частоти скасовується.

Існує метод, який базується на локусі кореня в z -площині, для аналізу ступеня пасивного або активного демпфування, необхідного в системі. Після того, як знайдено передатну функцію замкненої системи, визначаються параметри активних демпфуючих елементів, щоб отримати таку ж стабільність, як якщо б резистор був розміщений як пасивне демпфірування.

У цьому випадку потрібні додаткові датчики по відношенню до тих, що необхідні для запуску алгоритму управління. Існує також метод активного демпфування, який не потребує використання більшої кількості датчиків і може бути налаштований за допомогою генетичних алгоритмів.

Він полягає у додаванні фільтра до опорної напруги ШІМ-генератора перетворювача. Процес налаштування цього фільтра здійснюється за допомогою генетичних алгоритмів.

Генетичні алгоритми використовуються лише в процесі налаштування параметрів фільтра, а не в процесі роботи в режимі он-лайн. Результатом є новий метод активного демпфування, який не потребує нових датчиків або надто складних обчислень.

Струм, що подається в мережу, повинен бути синхронізований з напругою мережі, як того вимагають правила підключення до мережі. Тому алгоритми синхронізації є дуже важливими для системи розподілу електроенергії. Алгоритми синхронізації базуються на фазі вектора напруги мережі, яка використовується для синхронізації керуючих змінних.

Петля з фазовою автопідстроюванням частоти (ФАПЧ) є дуже сучасним методом і забезпечує велику гнучкість завдяки програмній реалізації. Серед усіх методів метод детектора нульового перетину є одним з найпростіших методів отримання інформації про фазу напруги мережі.

Точки перетину нуля можуть бути виявлені лише на кожному напівперіоді частоти мережі, тому динаміка регулювання погіршується. Однак основним недоліком є те, що помилкові перетини нуля можуть бути виявлені через шуми в мережі та різні типи навантажень, підключених до мережі (високочастотні гармоніки, сплески тощо)

Фільтрація напруги мережі в різних системах відліку як dq та $\alpha\beta$, як показано на рисунках 2.19 (а) та 2.20 (б), покращує продуктивність, але стикається з наступними проблемами з визначенням кута зсуву фаз при коливаннях в мережі або збоях в розподільчій системі.

Метод вимагає використання функції арктангенса для отримання фазового кута напруги мережі. Це вносить затримку в оброблюваний сигнал. У випадку його використання для вилучення кута зсуву фаз мережевої напруги це неприпустимо. Тому необхідна хороша конструкція фільтра.

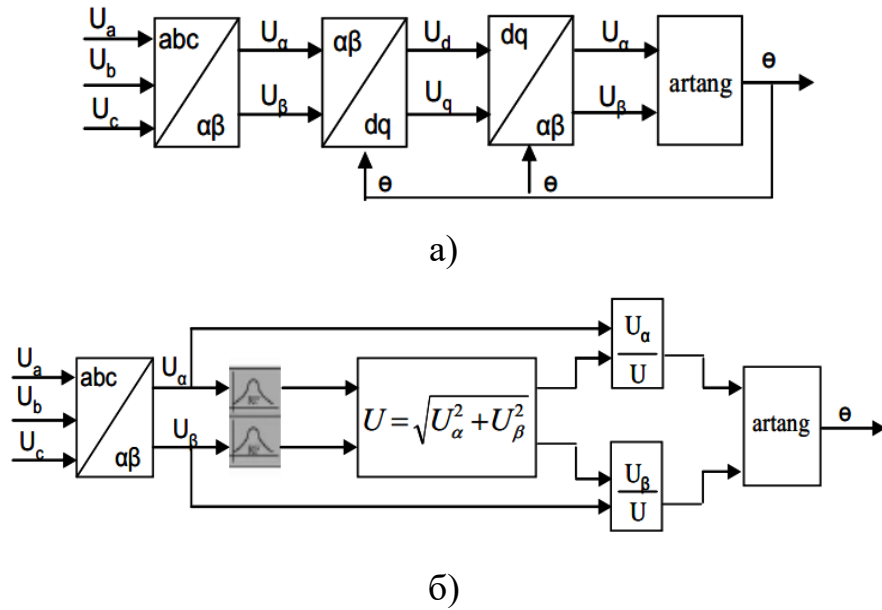


Рисунок 2.19 - Метод фільтрації напруги мережі

На сьогоднішній день метод ФАПЧ є найпоширенішим методом вилучення фазового кута напруги мережі. ФНЧ реалізується в синхронній системі відліку dq, схема якої показана на рисунку 2.20.

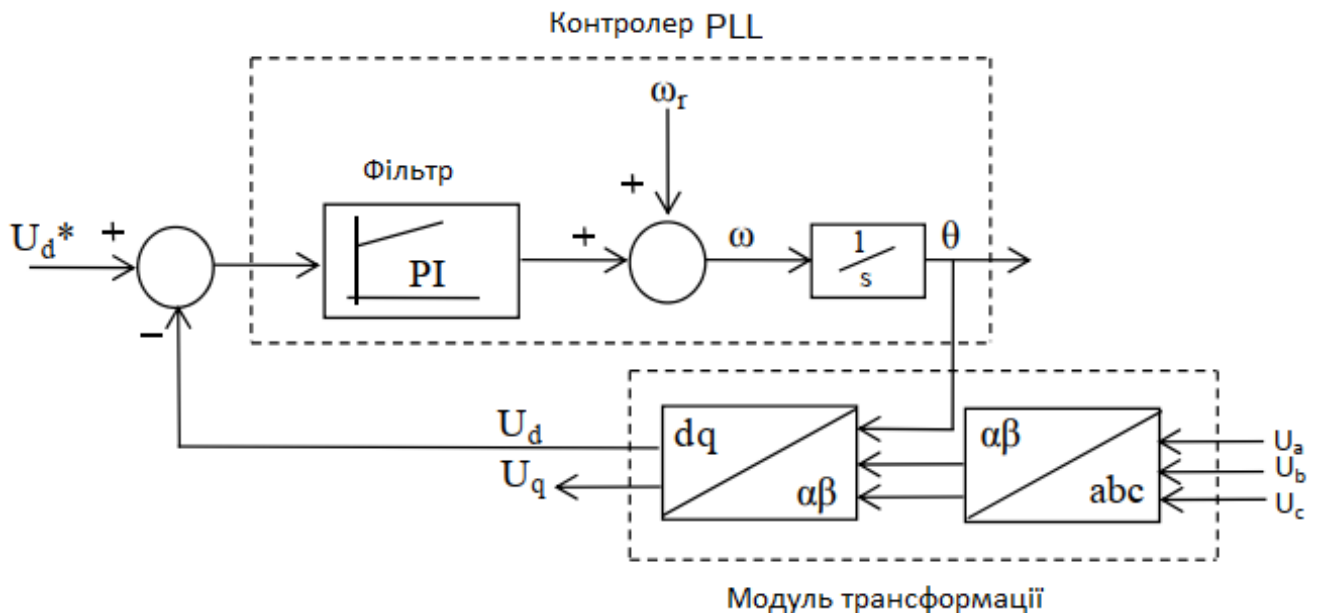


Рисунок 2.20 - Метод ФАПЧ

, ця структура вимагає перетворення $abc \rightarrow dq$. Для керування цією змінною використовується регулятор, як правило, ПІ-регулятор, на виході якого

отримуємо частоту мережі. Після інтегрування частоти мережі отримують кут напруги мережі, який перетворюється назад від стаціонарної системи $\alpha\beta$ до синхронної опорної обертової системи dq . Цей метод має краще відсіювання гармонік і будь-якого іншого типу збурень, а також дозволяє подолати несиметрію в мережі.

2.3 Висновки до другого розділу

1. Розроблено математичну модель керування мережевими фотоелектричними системами, найбільш поширені методи керування однофазними та трифазними мережевими інверторами, а також переваги та недоліки кожного з них. В однофазних системах використовуються ШІМ-керування (скалярне керування), гістерезисне керування та керування за прямим зв'язком. У трифазних системах представлені різні реалізації структур керування, які, як правило, базуються на векторному ШІМ-керуванні, синхронній системі відліку, стаціонарній системі відліку та природній системі керування.

2. Перетворювачі мають структуру керування, яка складається з внутрішнього контуру керування струмом, що дозволяє керувати змінним струмом, і зовнішнього контуру, який здійснює регулювання напруги шини постійного струму V і забезпечує швидку реакцію фотоелектричної системи на зміни вхідної потужності.

3. Для керування струмом використання ПІ-регулятора із зворотним зв'язком покращує динамічний відгук фотоелектричної системи та призводить до стабільності проблем, пов'язаних із затримкою, що вноситься в систему напругою зворотного зв'язку.

4. Іншою альтернативою для покращення характеристик інтегрального пропорційного регулятора є використання резонансного пропорційного регулятора. Підсумовано методи синхронізації мережевої напруги. Метод перетину нуля, фільтрація мережевої напруги та метод ФАПЧ.

3 ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ УДОСКОНАЛЕНОГО МЕТОДУ КЕРУВАННЯ МАЛОПОТУЖНОЮ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

3.1 Особливості імітаційної моделі удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією

На рисунку 3.1 зображено імітаційну модель удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією

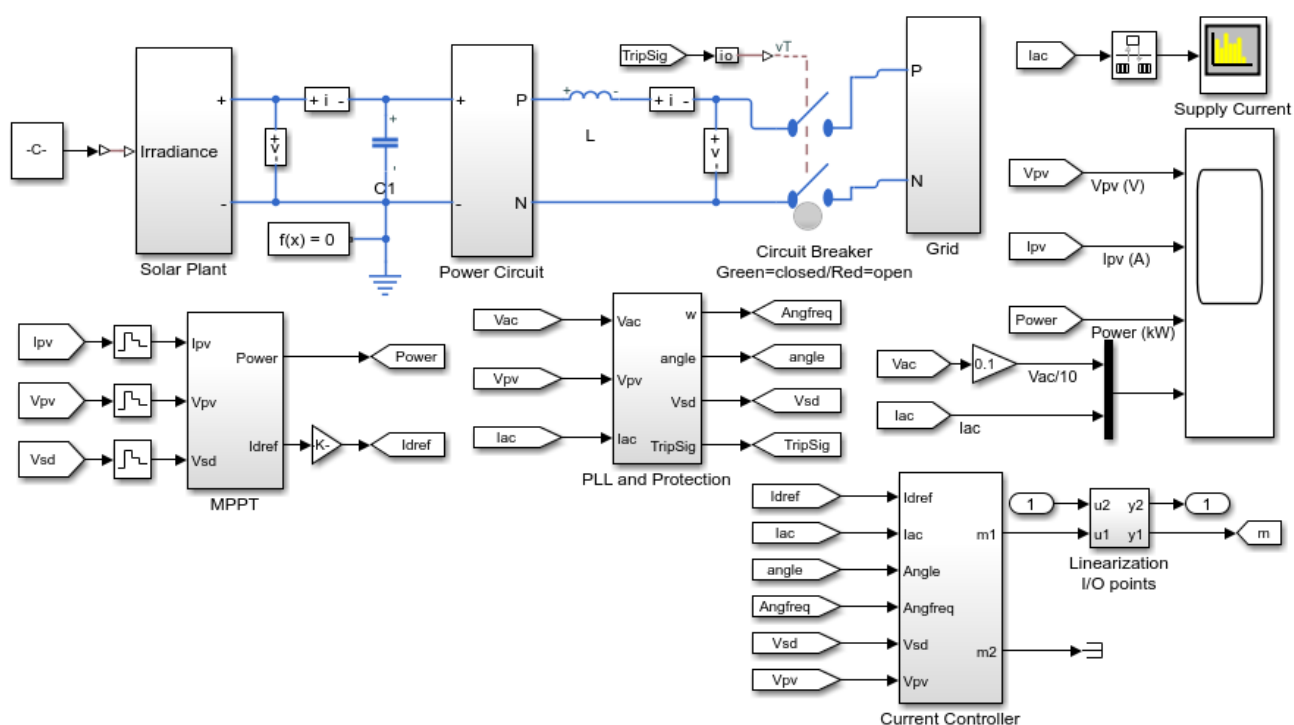


Рисунок 3.1 - Імітаційна модель удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією

Особливістю імітаційної моделі удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією є використання шести підсистем.

1. Підсистема малопотужної сонячної електростанції (англійською мовою Solar Plant).
2. Силова схема (англійською мовою Power Circuit).
3. Мережа (англійською мовою Grid).

4. Контролер пошуку точки максимальної потужності (англійською мовою MPPT).

5. Схема фазового автопідстроювання частоти та захисту (англійською мовою PLL and Protection).

6. Контролер струму (англійською мовою Current Controller).

На рисунку 3.2 зображена підсистема малопотужної сонячної електростанції (англійською мовою Solar Plant).

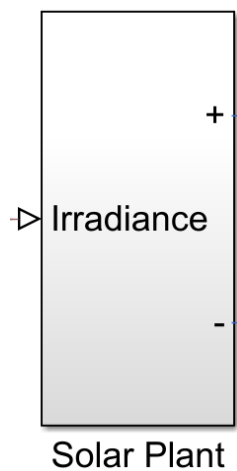


Рисунок 3.2 – Підсистема малопотужної сонячної електростанції (англійською мовою Solar Plant)

На вхід підсистеми малопотужної сонячної електростанції подається інтенсивність сонячного випромінювання (англійською мовою Irradiance) для стандартних умов випробування (англійською мовою Standard Test Condition STC), яка дорівнює 1000 Вт/м^2 і зображена на рисунку 3.3.

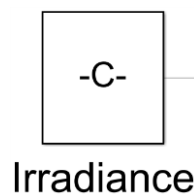


Рисунок 3.3 – Блок інтенсивності малопотужної сонячного випромінювання (англійською мовою Irradiance)

Підсистема малопотужної сонячної електростанції складається із підсистеми сонячна панель (англійською мовою Solar Panel), джерела напруги, керованого напругою (англійською мовою Voltage-Controlled Voltage Source) та джерела струму, керованого струмом (англійською мовою Current-Controlled Current Source).

Структура підсистеми малопотужної сонячної електростанції зображена на рисунку 3.4.

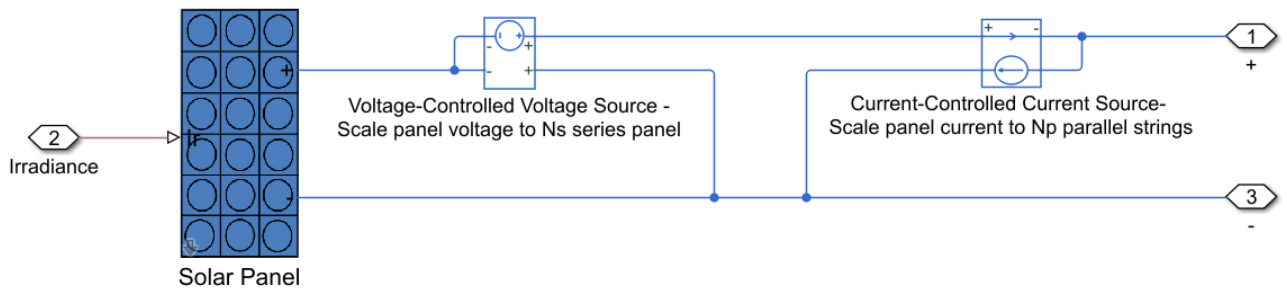


Рисунок 3.4 – Структура підсистеми сонячної електростанції

Структура підсистеми малопотужної сонячної електростанції базується на підсистемі сонячна панель (англійською мовою Solar Panel) і зображена на рисунку 3.5.

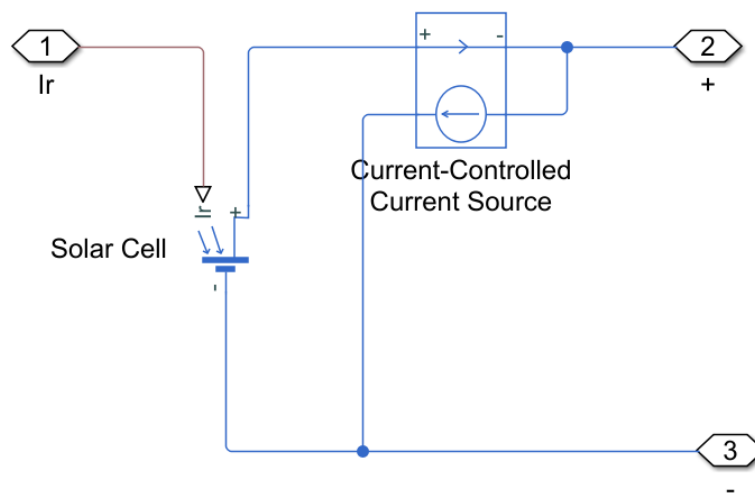


Рисунок 3.5 – Структура підсистеми сонячна панель

До складу підсистеми сонячна панель входить блок сонячна батарея (англійською мовою Solar Cell) та блок джерела струму, керованого струмом (англійською мовою Current-Controlled Current Source).

На рисунку 3.6 зображено блок сонячна батарея (англійською мовою Solar Cell).

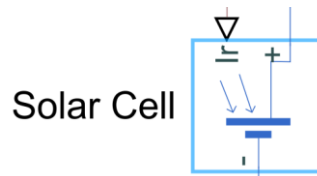


Рисунок 3.6 – Блок сонячна батарея (англійською мовою Solar Cell)

Особливістю блоку сонячна батарея є те, що він складається із джерела фотоструму I_{ph} , послідовного опору R_s та паралельно з'єднаних двох діодів $D1$, $D2$ і резистора R_p . На рисунку 3.7 зображена еквівалентна схема заміщення блоку сонячна батарея.

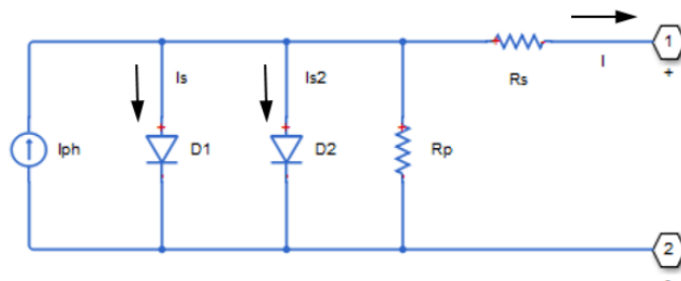


Рисунок 3.7 – Еквівалентна схема заміщення блоку сонячна батарея

Параметри блоку сонячна батарея задаються у вікні параметрів, яке зображено на рисунку 3.8.

У відповідності до рисунку 3.8, для блоку сонячна батарея необхідно задати наступні параметри.

1. Струм короткого замикання (англійською мовою Short-circuit current) $I_{sc}=8,18$ А.

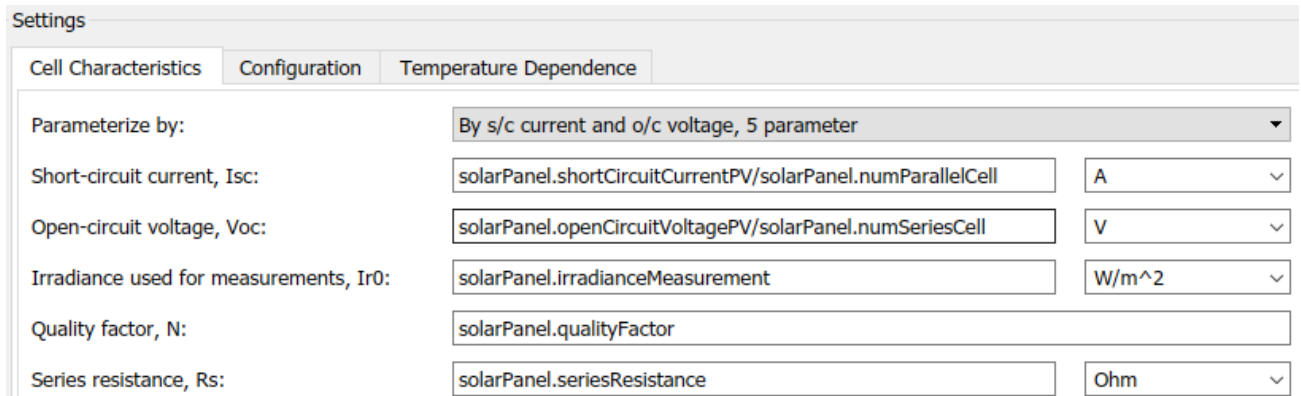


Рисунок 3.8 – Параметри блоку сонячна батарея

3. Інтенсивність сонячного випромінювання, яка використовується для вимірювань (англійською мовою Irradiance used for measurements) $I_{r0}=1000 \text{ Вт/м}^2$.

4. Коефіцієнт якості (англійською мовою Quality factor) $N=1,5$.

5. Послідовний опір (англійською мовою Series resistance) $R_s=0 \text{ Ом}$.

У відповідності до рисунку 3.8, для блоку сонячна батарея необхідно також задати конфігурацію сонячної панелі, яка зображена на рисунку 3.9.

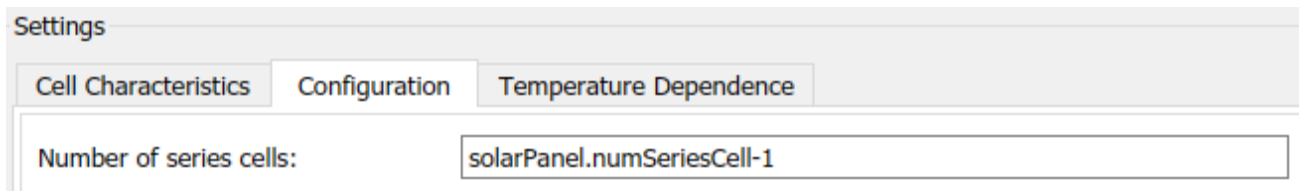


Рисунок 3.9 – Вкладка конфігурація сонячної панелі

Кількість послідовно з'єднаних комірок у батареї (англійською мовою Number of series cells) $M=60$.

Також необхідно задати коефіцієнти температурних залежностей у відповідності до рисунку 3.10.

1. Температурний коефіцієнт першого порядку для I_{ph} (англійською мовою First order temperature coefficient for I_{ph}) $T_{PH1}=-0,04/100 \text{ 1/}^\circ\text{C}$.

2. Ширина забороненої зони (англійською мовою Energy gap) $E_G=1,1 \text{ eV}$.

3. Показник температури для I_s (англійською мовою Temperature exponent for I_s) $T_{XIS1}=3$.

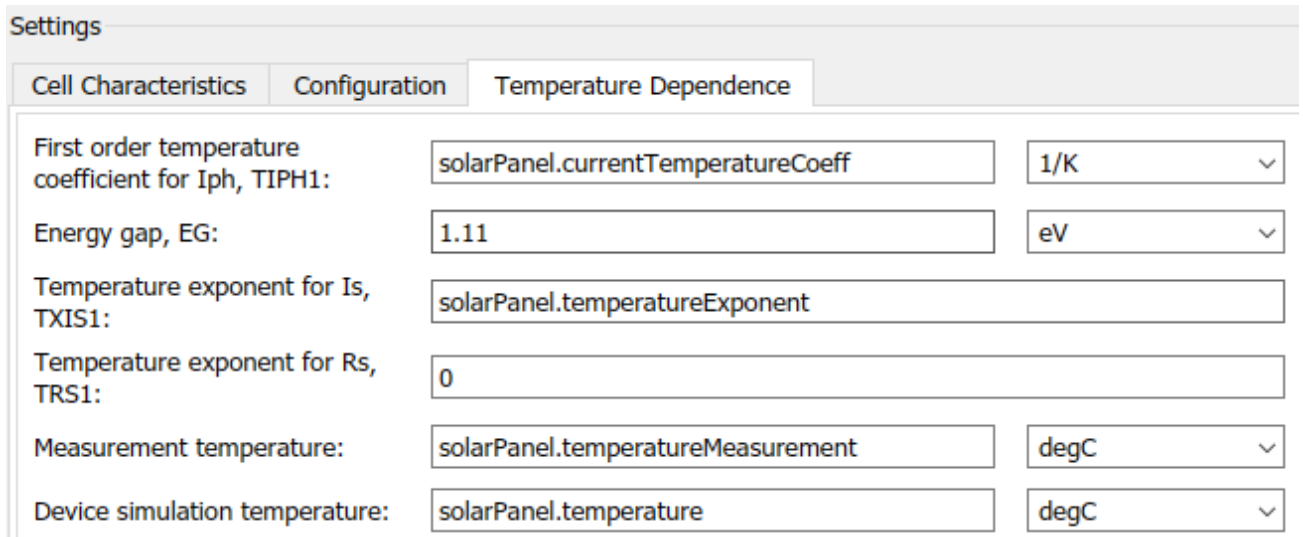


Рисунок 3.10 – Вкладка коефіцієнтів температурних залежностей

4. Показник температури для R_s (англійською мовою Temperature exponent for R_s) $TRS1=0$.

5. Вимірювана температура (англійською мовою Measurement temperature) $+25\text{ }^\circ\text{C}$.

6. Температура імітації пристрою (англійською мовою Device simulation temperature) $+25\text{ }^\circ\text{C}$.

Напруга з виходу підсистеми малопотужної сонячної електростанції подається на підсистему силова схема (англійською мовою Power Circuit) через конденсатор шини постійного струму C1, який зображено на рисунку 3.11.



Рисунок 3.11 – Конденсатор шини постійного струму C1

Задамо ємність конденсатора шини постійного струму $C1=6,5\text{ мФ}$, щоб максимальну величину пульсації напруги на вході силової схеми величиною 15% від номінальної напруги сонячної електростанції.

Підсистема силова схема (англійською мовою Power Circuit) зображена на рисунку 3.12.

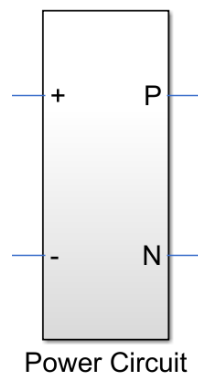


Рисунок 3.12 – Підсистема силова схема (англійською мовою Power Circuit)

Підсистема силова схема складається із симуляційної моделі перетворювача постійного струму (DC-DC) типу чофер, яка замінює реальний перемикальний процес середнім значенням напруги та струму за певний період і зображена на рисунку 3.13.

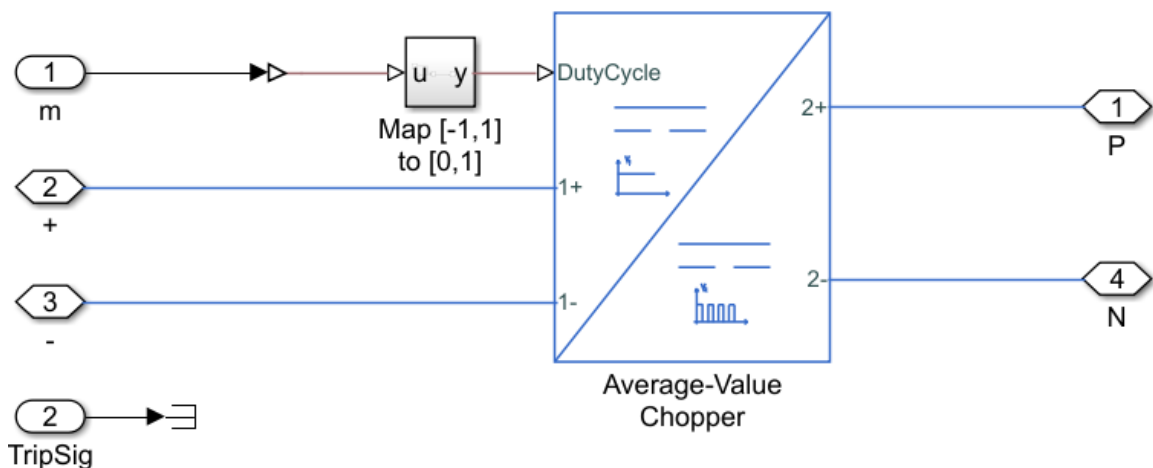


Рисунок 3.13 – Підсистема перетворювача постійного струму (DC-DC) типу чофер (англійською мовою Average-Value Chopper)

Чофер є силовим перетворювачем, який змінює рівень напруги або струму в схемі, використовуючи високочастотні перемикання. Середнє значення чофера є

корисним спрощенням для аналізу великих систем, коли не потрібно моделювати деталі кожного комутаційного циклу.

Підсистема мережа (англійською мовою Grid) зображена на рисунку 3.14.



Рисунок 3.14 – Підсистема мережа (англійською мовою Grid)

Підсистема мережа складається із джерела напруги, керованого напругою (англійською мовою Voltage-Controlled Voltage Source) блоку збурення мережі (англійською мовою Voltage Distrubance) і блоку живлення мережі (англійською мовою Grid Supply), які зображені на рисунку 3.15.

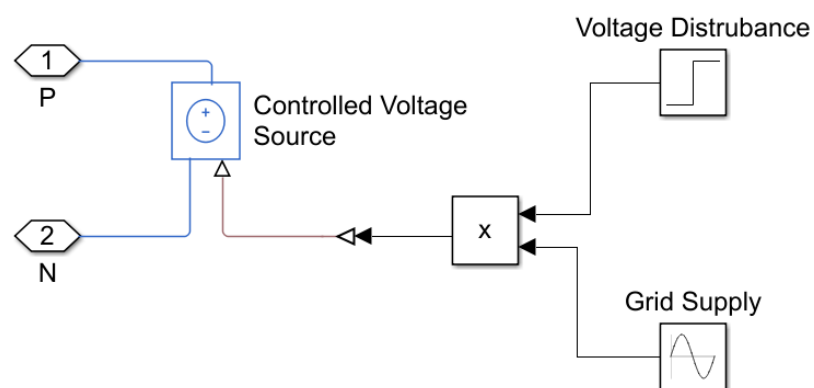


Рисунок 3.15 – Структура підсистеми мережа

На рисунку 3.16 зображена підсистема контролер пошуку точки максимальної потужності (англійською мовою MPPT).

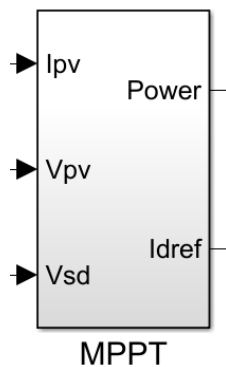


Рисунок 3.16 – Підсистема контролер пошуку точки максимальної потужності (англійською мовою MPPT)

Підсистема контролер пошуку точки максимальної потужності зображена на рисунку 3.17. Підсистема контролер пошуку точки максимальної потужності базується на підсистемі алгоритму пошуку точки максимальної потужності (англійською мовою MPPT Algorithm) та підсистемі генерації опорного струму мережі (англійською мовою Grid Current Reference Generation).

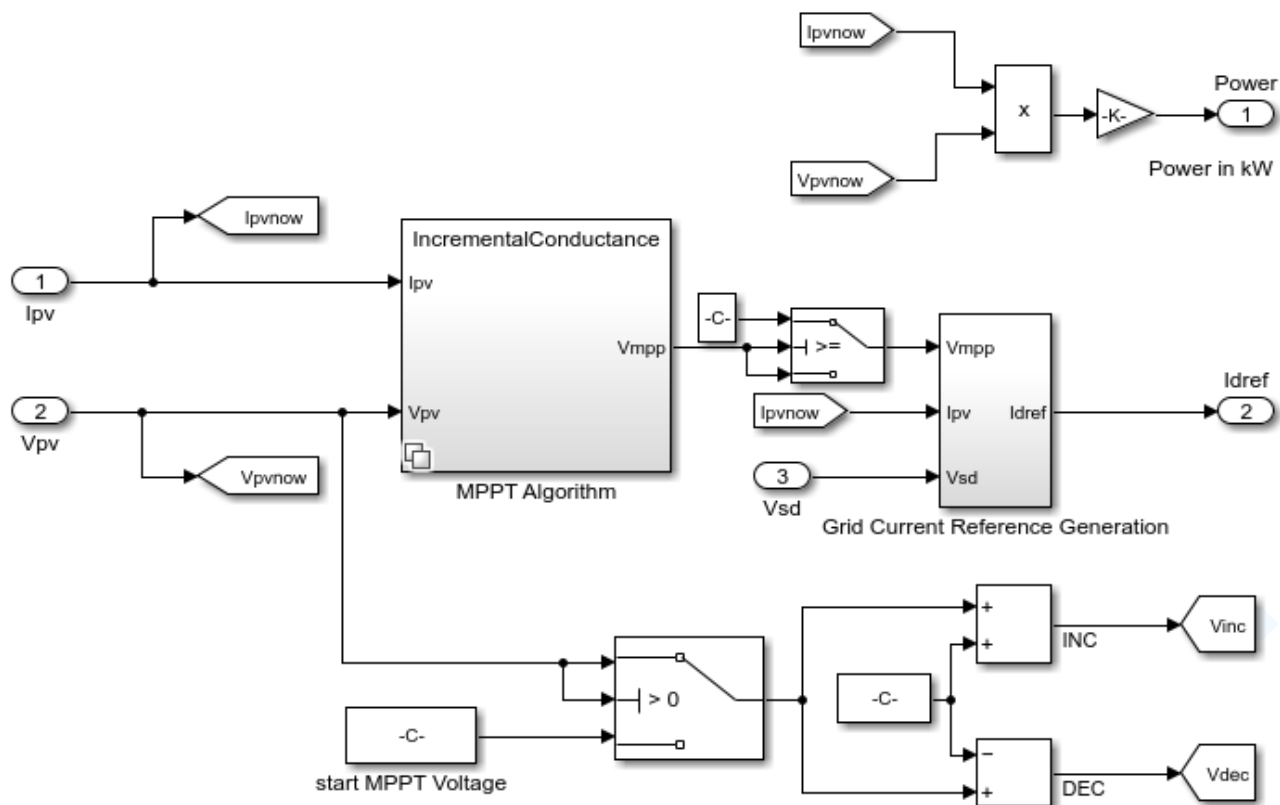


Рисунок 3.17 – Структура контролер пошуку точки максимальної потужності

Підсистема алгоритму пошуку точки максимальної потужності базується на підсистемі інкрементна провідність (англійською мовою Incremental Conductance), структура якої зображена на рисунку 3.18.

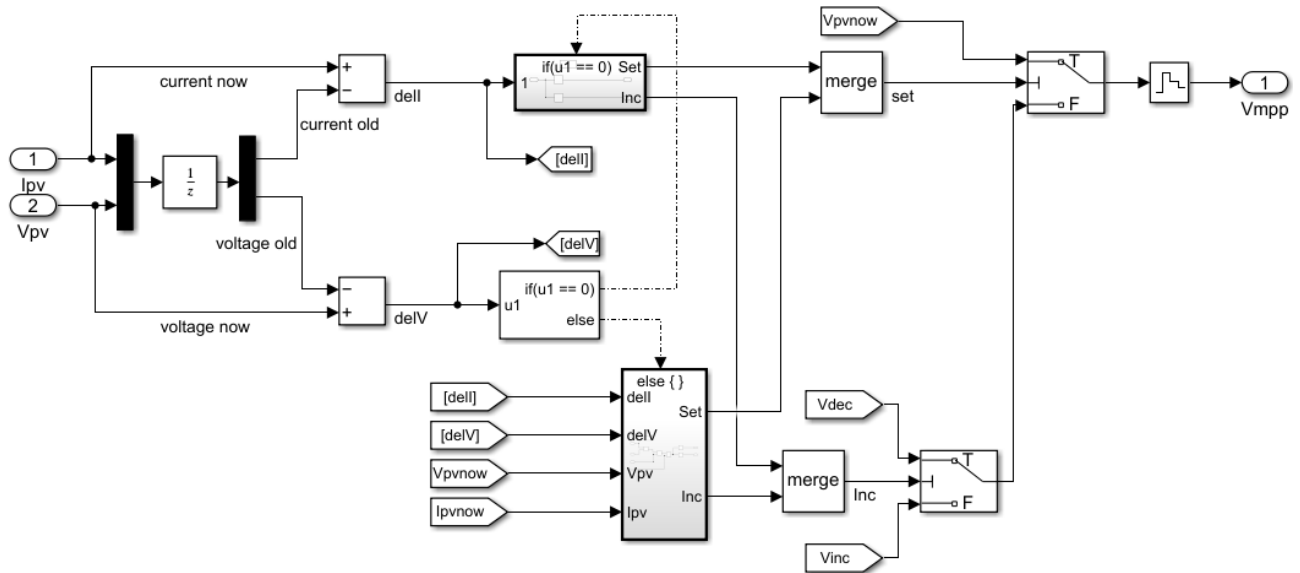


Рисунок 3.18 – Підсистема інкрементна провідність (англійською мовою Incremental Conductance)

Підсистема інкрементна провідність використовує конфігурацію без підвищуючого DC-DC перетворювача (англійською мовою Boostless). Максимальна потужність відстежується шляхом зміни напруги конденсатора шини постійного струму.

Напруга на шині постійного струму регулюється шляхом контролю струму, що подається в мережу. Щоб збільшити напругу шини постійного струму, опорний струм (I_{dref}) мережі зменшується і навпаки. Це досягається використанням V_{dec} .

На рисунку 3.19 зображена підсистема схема фазового автопідстроювання частоти та захисту потужності (англійською мовою PLL and Protection). Підсистема схема фазового автопідстроювання частоти та захисту потужності (англійською мовою PLL and Protection) складається із підсистеми фазового автопідстроювання частоти та підсистеми захисту, які зображені на рисунку 3.20.

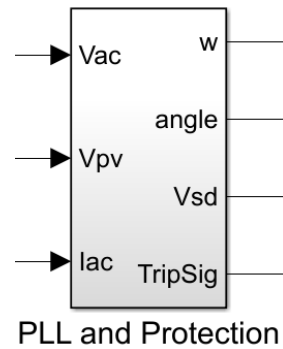


Рисунок 3.19 – Підсистема схема фазового автопідстроювання частоти та захисту (англійською мовою PLL and Protection)

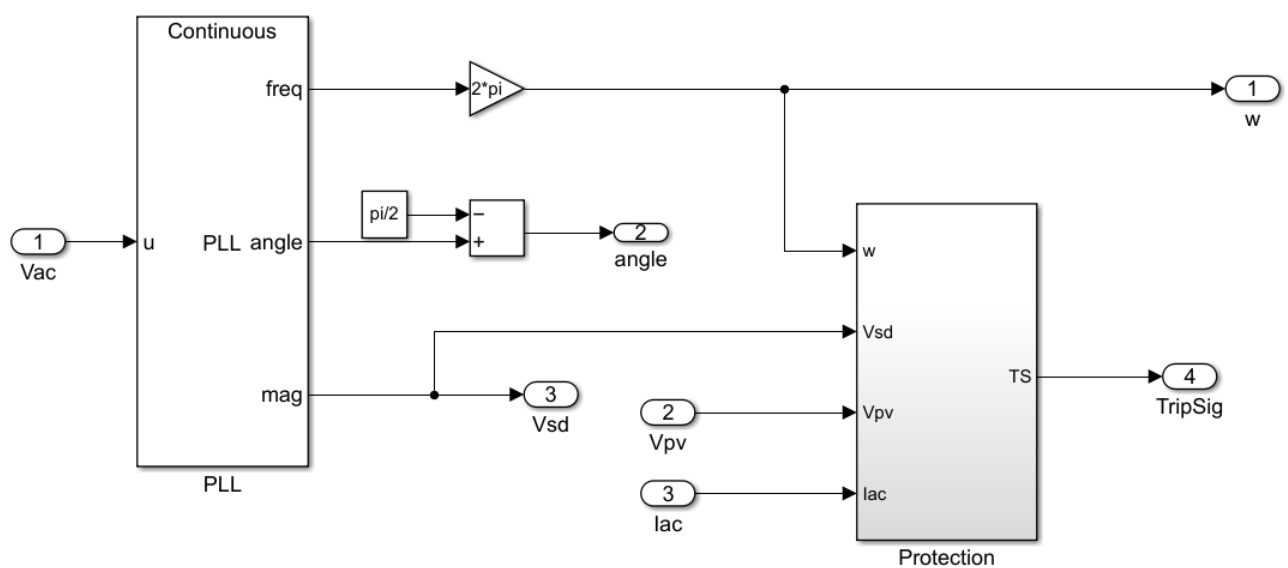


Рисунок 3.20 – Структура підсистеми схема фазового автопідстроювання частоти та захисту

На рисунку 3.21 зображена структурна схема підсистеми фазового автопідстроювання частоти (англійською мовою PLL). Структура схема підсистеми фазового автопідстроювання частоти складається із фазового детектора (англійською мовою Phase Detector PD) та інтегратора фазового детектора (англійською мовою Phase Detector Integrator)

Фазовий детектор фактично визначає, чи випереджає або відстає фаза вихідного сигналу генератора від фази вхідного сигналу. Якщо фази не збігаються, фазовий детектор генерує сигнал помилки, який змушує керований

напругою генератор (VCO) підлаштовувати свою частоту, поки помилка не стане нульовою.

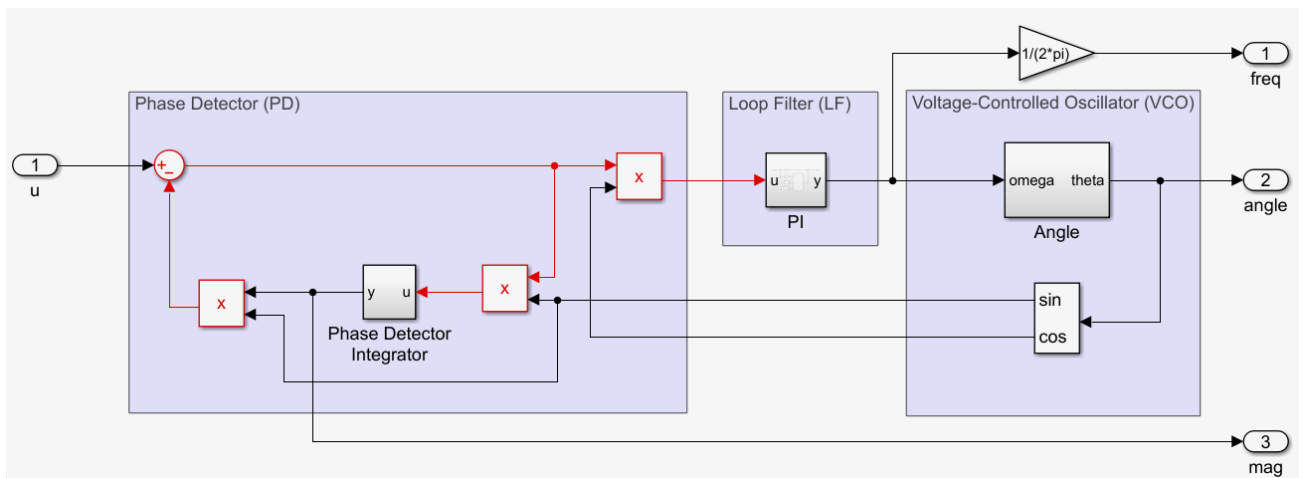


Рисунок 3.21 – Структура схема підсистеми фазового автопідстроювання частоти (англійською мовою PLL)

Це дозволяє системі ФАПЧ синхронізуватися з вхідним сигналом як за частотою, так і за фазою. Циклічний фільтр (англійською мовою Loop Filter LF) у фазовій системі автопідстроювання частоти (ФАПЧ) виконує ключову роль у стабілізації роботи системи, забезпечуючи фільтрацію сигналу фазової помилки та визначення команди для керованого напругою генератора (VCO).

На рисунку 3.22 зображена структурна схема підсистеми захисту (англійською мовою Protection). Ця підсистема перевіряє умови роботи системи за основними параметрами (напруга, частота, струми) та формує аварійний сигнал (Trip Signal), якщо будь-який із контрольованих параметрів виходить за допустимі межі.

Основні компоненти моделі.

Вхідні сигнали.

1. Напруга мережі (Grid Voltage) - V_{sd} .
2. Частота мережі (Grid Frequency) - w .
3. Напруга шини постійного струму (DC Bus Voltage) - V_{pv} .

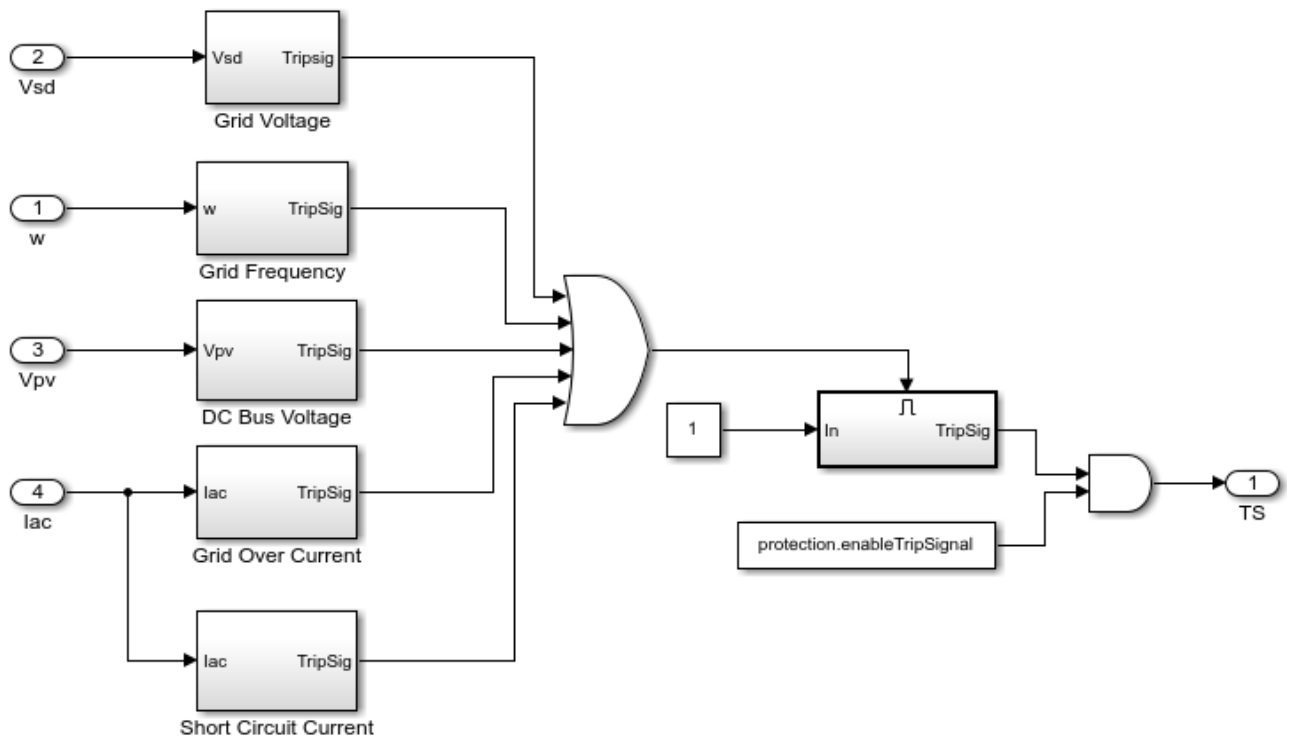


Рисунок 3.22 – Структура схема підсистеми захисту (англійською мовою Protection)

4. Струм у мережі (Grid Over Current) або струм короткого замикання (Short Circuit Current) - I_a .

Кожен блок перевіряє відповідний параметр на вихід за допустимі межі. На виході кожного блоку формується сигнал TripSig, який стає активним, якщо параметр перевищує порогове значення. Всі аварійні сигнали TripSig об'єднуються в один багатоканальний сигнал для подальшої обробки.

Вхідний сигнал обробляється за допомогою блоку затримки (або тригера), що дозволяє уникати помилкових спрацювань через короткочасні коливання. Якщо будь-який із сигналів TripSig залишається активним, то формується аварійний сигнал на виході.

Активація системи захисту залежить від логічного стану (змінна protection.enableTripSignal). Якщо захист увімкнений, перевірка параметрів виконується, і формується сигнал відключення. Формується аварійний сигнал (TS), який можна використовувати для ініціації відключення системи (наприклад, інвертора, генератора або іншого обладнання).

Підсистема аналізує кожен із вхідних сигналів (напругу, частоту, струми). Якщо значення якогось із сигналів виходить за допустимі межі, відповідний TripSig стає активним.

Всі сигнали об'єднуються, і створюється загальний аварійний сигнал на основі логічного OR. Якщо умови аварії виконуються і захист увімкнений, формується сигнал відключення TS. У разі спрацювання захисту вихідний сигнал TS активується, що ініціює аварійне вимкнення системи.

На рисунку 3.23 зображена підсистема контролер струму (англійською мовою Current Controller).

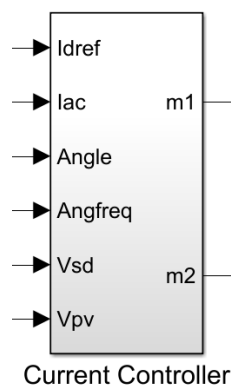


Рисунок 3.23 – Підсистема контролер струму (англійською мовою Current Controller)

На рисунку 3.24 зображена структурна схема підсистеми контролер струму. До складу підсистеми контролер струму входить контур керування струмом за d-віссю (Id control). Цей контур регулює струм у напрямку d-осі. Idref - це бажане (зразкове) значення струму.

Обчислення помилки струму.

$$e = Id_{ref} - I_{de}. \quad (3.1)$$

ПІ-регулятор.

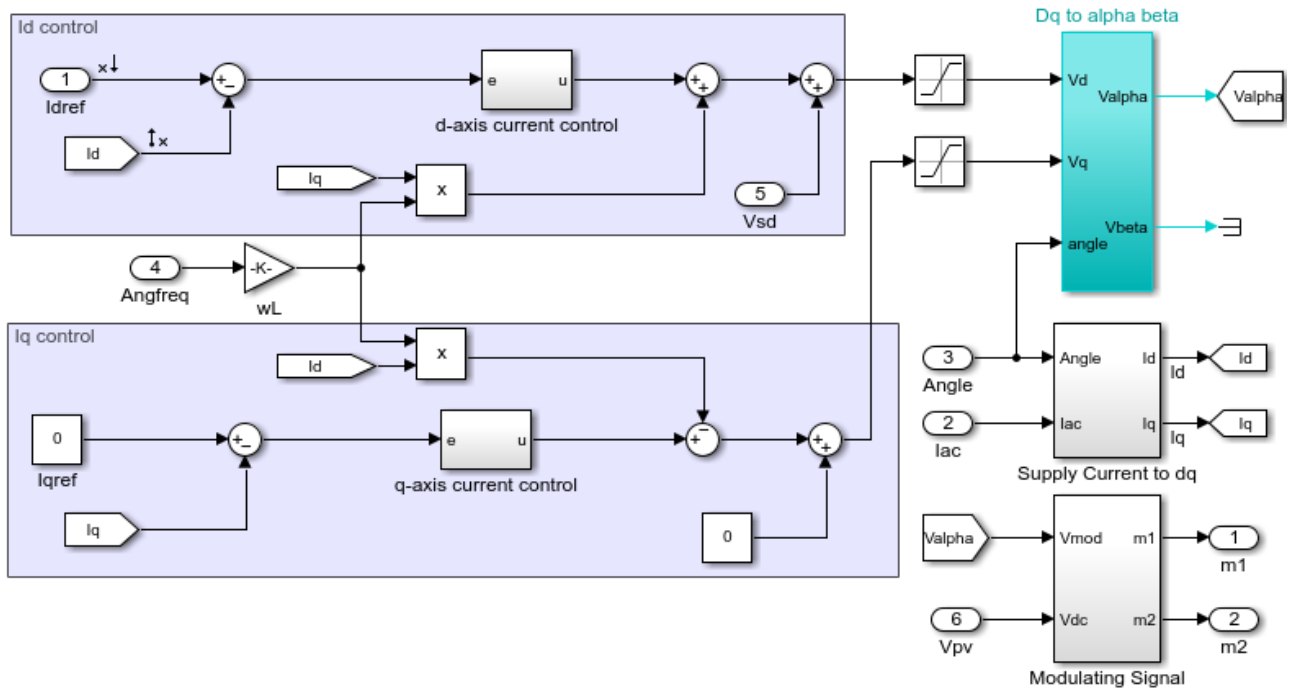


Рисунок 3.24 – Структурна схема підсистеми контролер струму

Помилка (3.1) обробляється ПІ-регулятором, який забезпечує:

- швидку реакцію на зміну I_d ;
- усунення постійної помилки за рахунок інтегрування.

Результатом роботи ПІ-регулятора є сигнал управління V_d .

Компенсація wL .

Компонент wL компенсує реактивну індуктивність. Це необхідно, оскільки струм у системі схильний до фазового зсуву через індуктивні характеристики.

Формування вихідного сигналу V_d .

Усі складові додаються, щоб отримати керуючий сигнал V_d , який потім використовується для перетворення в $\alpha\beta$ -координати. Контур керування струмом за q -віссю (I_q control) працює аналогічно контуру керування за d -віссю (I_d control).

Формування вихідного сигналу V_q .

Результатом роботи контуру є керуючий сигнал V_q , що також передається для подальшого використання.

Сигнали V_d і V_q , отримані з контурів регуляції, знаходяться у синхронній системі координат dq . Однак для керування широтно-імпульсною модуляцією (ШІМ) необхідно перетворити ці сигнали в нерухому систему координат $\alpha\beta$.

3.2 Імітаційне моделювання процесу керування малопотужною сонячною електростанцією

На рисунку 3.25 зображено результати імітаційного моделювання напруги малопотужної сонячної електростанції.

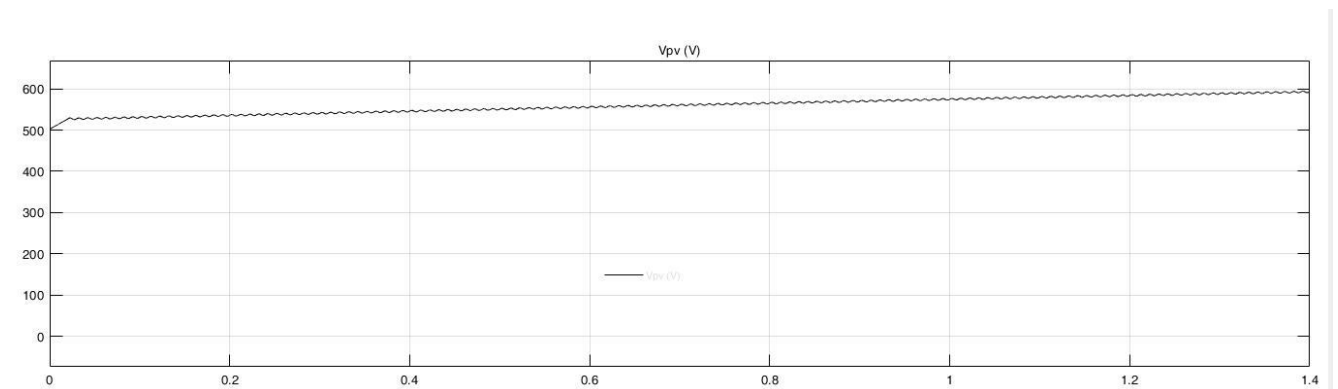


Рисунок 3.25 – Результати імітаційного моделювання напруги малопотужної сонячної електростанції

Аналіз графіка зміни напруги малопотужної сонячної електростанції показує, що напруга зростає від 500 В до 600 В. На рисунку 3.26 зображено графік зміни струму малопотужної сонячної електростанції.



Рисунок 3.26 – Результати імітаційного моделювання струму малопотужної сонячної електростанції

Аналіз графіка зміни струму малопотужної сонячної електростанції показує, що струм малопотужної сонячної електростанції підтримується на рівні 8 А. На рисунку 3.27 зображено графік зміни потужності малопотужної сонячної електростанції.

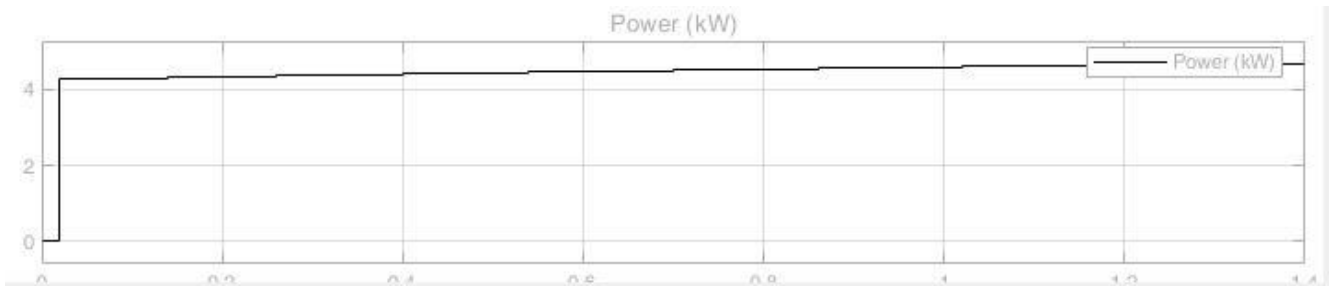


Рисунок 3.27 – Результати імітаційного моделювання потужності малопотужної сонячної електростанції

Аналіз графіка зміни потужності малопотужної сонячної електростанції показує, що потужність малопотужної сонячної електростанції підтримується на рівні 4,7 кВт. На рисунку 3.28 зображено графіки зміни напруги та струму на виході інвертора малопотужної сонячної електростанції.

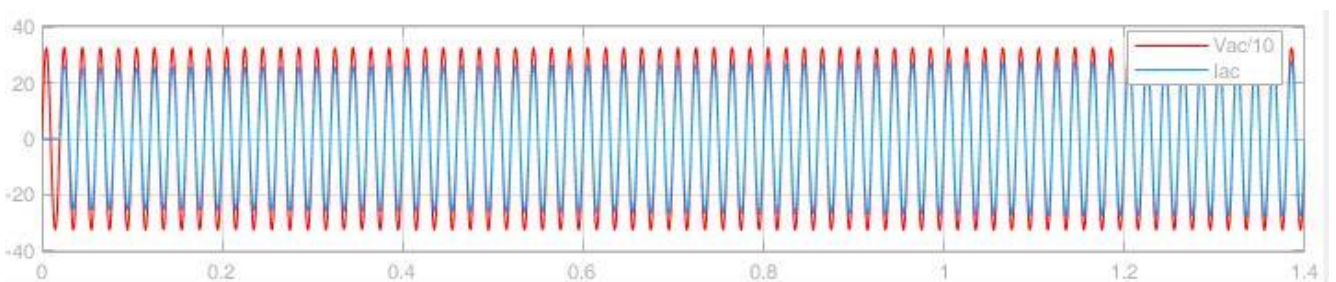


Рисунок 3.28 – Результати імітаційного моделювання напруги та струму на виході інвертора малопотужної сонячної електростанції

Аналіз графіків зміни напруги та струму на виході інвертора малопотужної сонячної електростанції показує, що напруга та струм співпадають по фазі. Це означає, що малопотужна сонячна електростанція віддає в мережу лише активну складову вихідної потужності.

3.3 Висновки до третього розділу

1. Імітаційна модель малопотужної сонячної електростанції забезпечує адекватне відображення основних процесів перетворення енергії, зокрема генерації постійного струму сонячними панелями, його перетворення в змінний струм інвертором і подальшого підключення до мережі.

2. Запропонована система керування забезпечує стабільність основних електричних параметрів, таких як напруга, частота, струм та потужність, навіть за змінних зовнішніх умов (зміна освітлення, температури тощо). Особливу роль відіграють ПІ-регулятори, що ефективно компенсують відхилення заданих параметрів.

3. Використання dq-координат дозволило спростити регуляцію струмів і напруг у системі. Це дало змогу підвищити точність контролю і зменшити перехідні процеси, що особливо важливо для інтеграції в електромережу.

4. Вбудована система захисту виявляє аномальні ситуації, такі як перевантаження по струму, короткі замикання чи відхилення частоти. Це гарантує безпечну роботу електростанції як для обладнання, так і для електромережі.

5. Модель дозволяє аналізувати енергетичну ефективність роботи станції, оптимізуючи використання генерації за рахунок контролю точки максимальної потужності (КТМП).

6. Запропоновану модель можна адаптувати для аналізу більш потужних сонячних електростанцій або інтеграції в гібридні системи з іншими джерелами енергії. Таким чином, імітаційне моделювання дозволило відтворити роботу малопотужної сонячної електростанції, забезпечити контроль основних параметрів і дослідити реакцію системи на зовнішні впливи. Отримані результати можуть слугувати основою для подальшої оптимізації обладнання та створення реальної системи.

4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ УДОСКОНАЛЕНОГО МЕТОДУ КЕРУВАННЯ МАЛОПОТУЖНОЮ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

4.1 Особливості експериментального дослідження удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією

Експериментальне дослідження удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією на прикладі поведінки інвертора, який під'єднаний до мережі. На рисунку 4.1 зображено схему моделювання однофазного інвертора, який під'єднаний до мережі з біполярним ШІМ-керуванням, в середовищі PSIM.

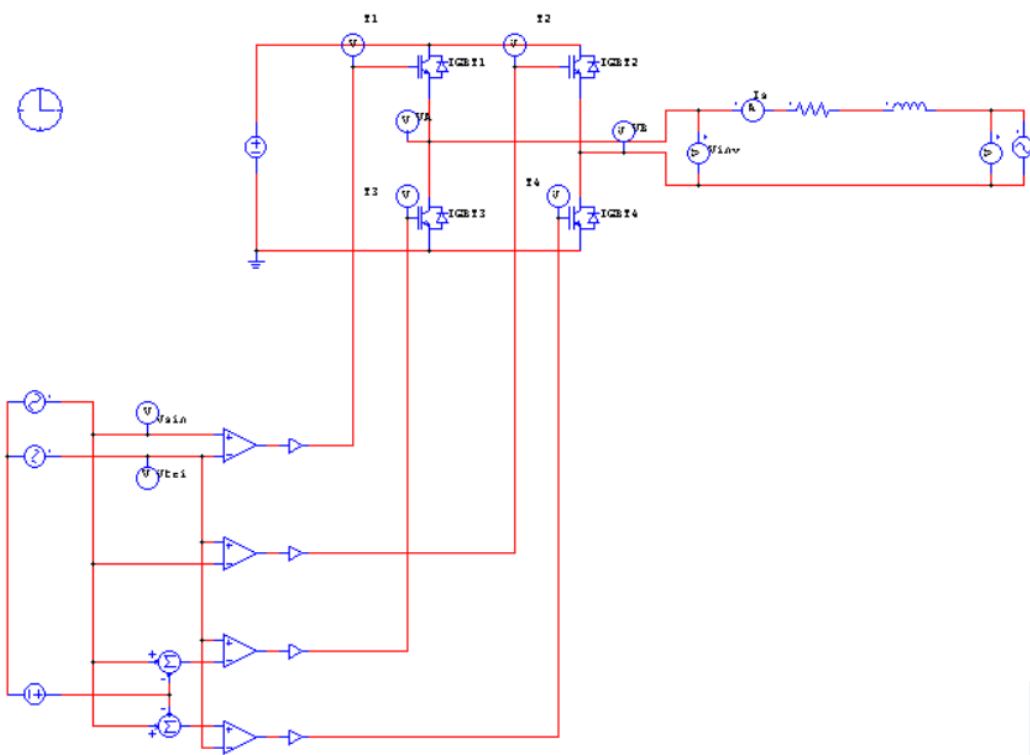


Рисунок 4.1 – Схема моделювання однофазного інвертора, який під'єднаний до мережі з біполярним ШІМ-керуванням, в середовищі PSIM

Біполярна ШІМ- модуляція генерується шляхом порівняння синусоїди 50 Гц з трикутним сигналом 10 кГц. Напряга постійного струму фотоелектричного генератора подається від джерела постійної напруги, а підключення до мережі здійснюється за допомогою індуктивності зв'язку $L=20$ мГн.

На рисунку 4.2 показано вихідну напругу інвертора з біполярним ШІМ-керуванням.

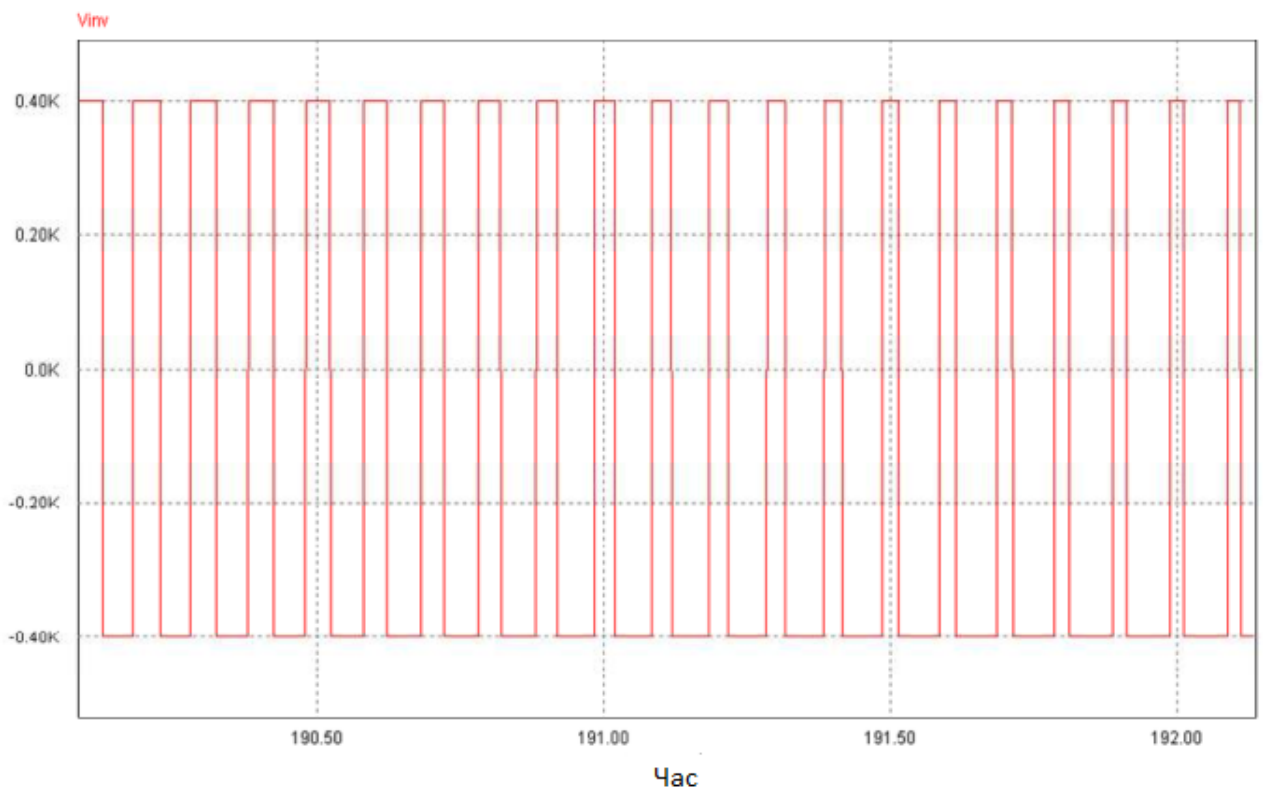


Рисунок 4.2 – Вихідна напруга інвертора з біполярним ШІМ-керуванням

На рисунку 4.3 показано частотний спектр вихідної напруги біполярного інвертора. Гармонійні складові частот з'являються як кратні частоті перемикання. Максимальне значення основної складової, що працює в лінійній зоні, досягає значення:

$$V_{inv} = m_a \cdot V_{dc} \geq V_{red} \cdot \sqrt{2}. \quad (4.1)$$

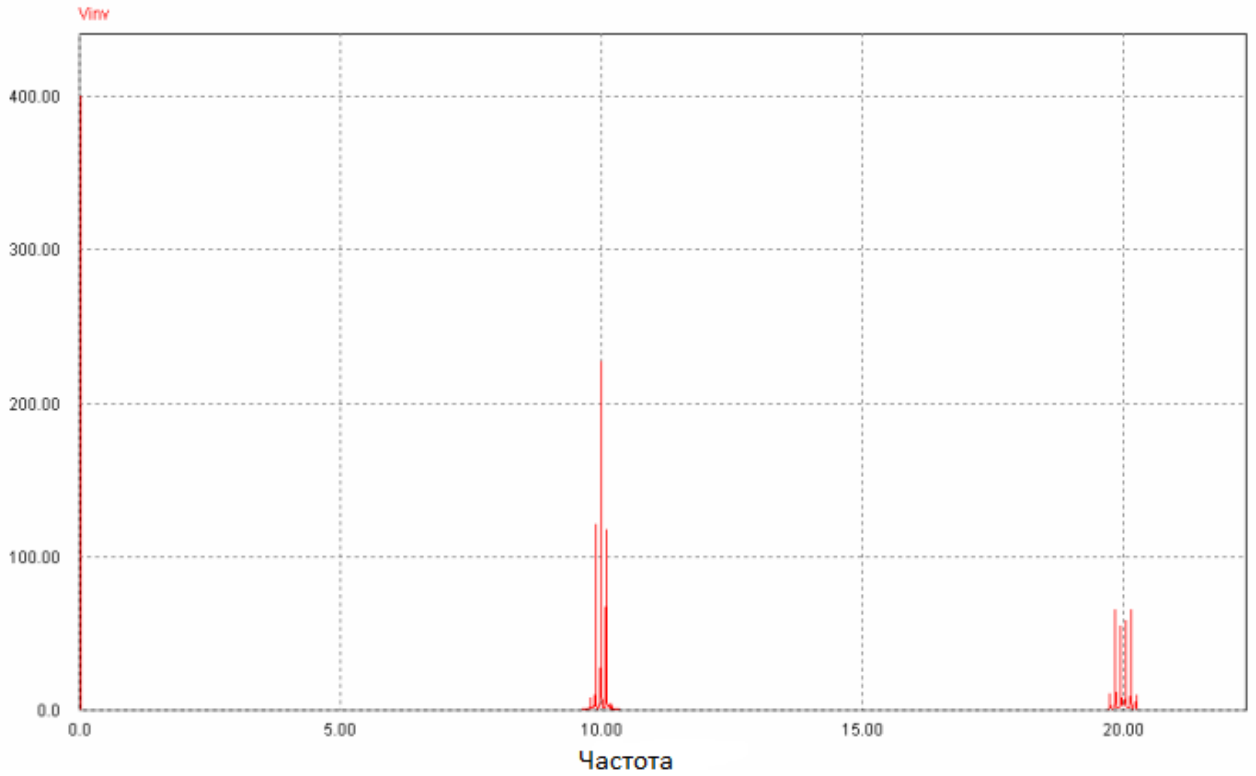


Рисунок 4.3 – Частотний спектр біполярної вихідної напруги інвертора

На рисунку 4.4 показано частотний спектр вихідного струму інвертора.

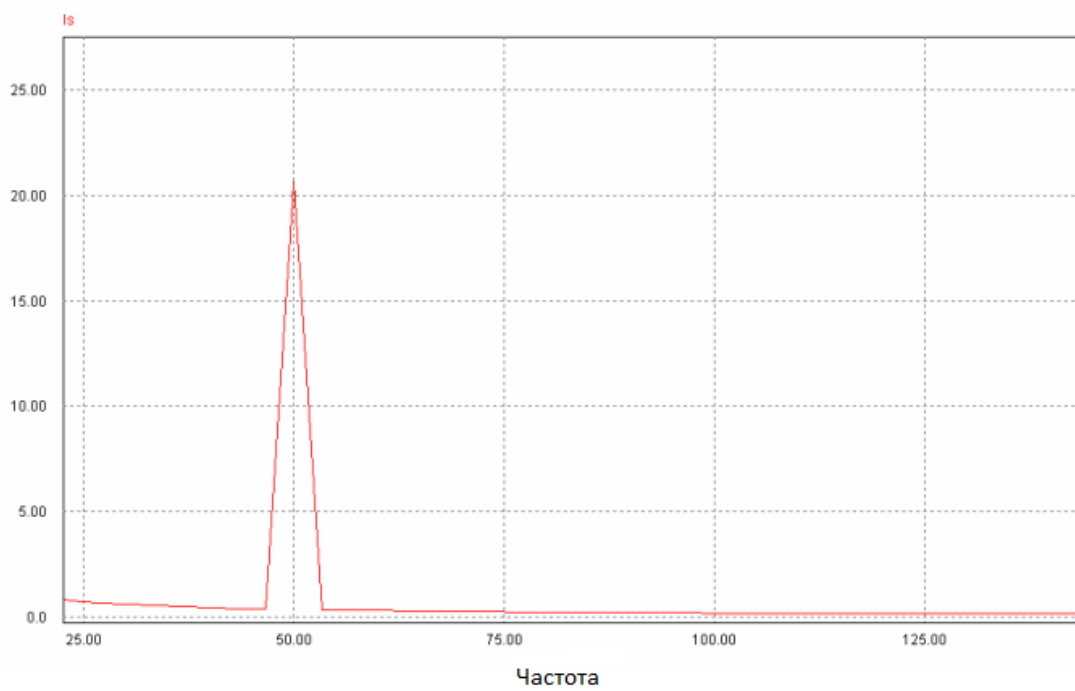


Рисунок 4.4 – Частотний спектр біполярного вихідного струму інвертора

Результати моделювання на рисунку 6.5 показують синусоїду вихідного струму інвертора I_S та напруги мережі $V_{\text{мережі}}$. Видно, що струм I_S відстає від напруги мережі $V_{\text{мережі}}$ і знаходиться в протифазі.

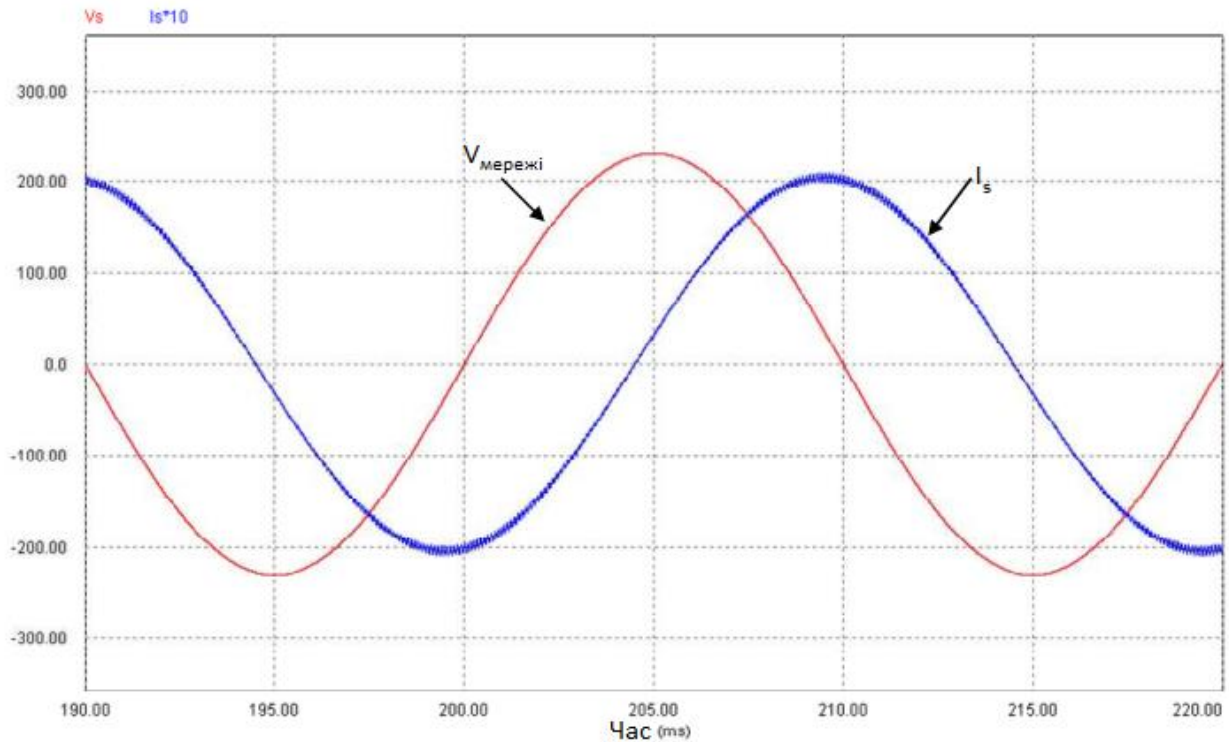


Рисунок 4.5 – Вихідний струм інвертора та напруга мережі

Уніполярна ШІМ-модуляція генерується з двох синусоїдальних сигналів частотою 50 Гц, зсунутих на 180° у фазі, і порівнюється з трикутним сигналом частотою 750 Гц. Напруга постійного струму фотоелектричного генератора подається від джерела постійної напруги, а підключення до мережі здійснюється за допомогою індуктивності зв'язку $L=20$ мГн.

На рисунку 4.6 показано схему моделювання в середовищі PSIM. Результати моделювання, які зображені на рисунку 4.7, показують струм на виході інвертора I_S , напругу мережі $V_{\text{мережі}}$ та напругу на виході інвертора $V_{\text{інвертора}}$, струм I_S знаходиться в протифазі з напругою мережі $V_{\text{мережі}}$.

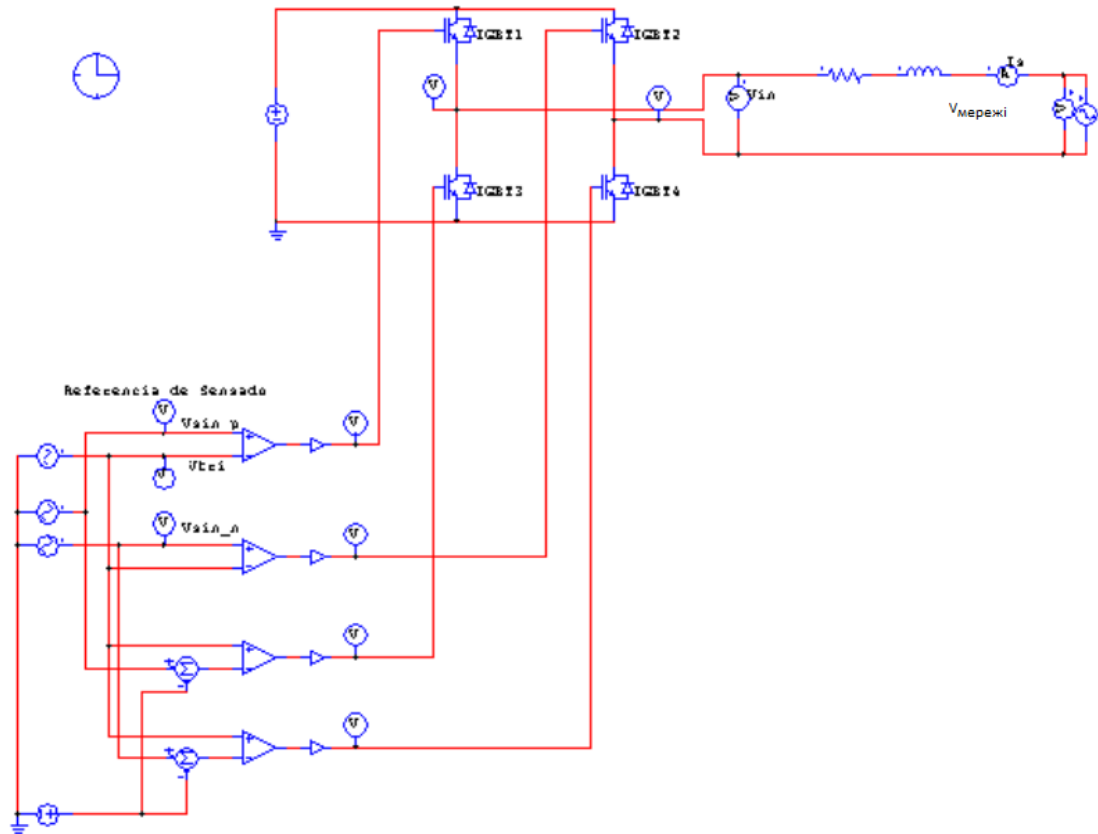


Рисунок 4.6 – Імітаційна схема мережевого інвертора з однополюсним виходом

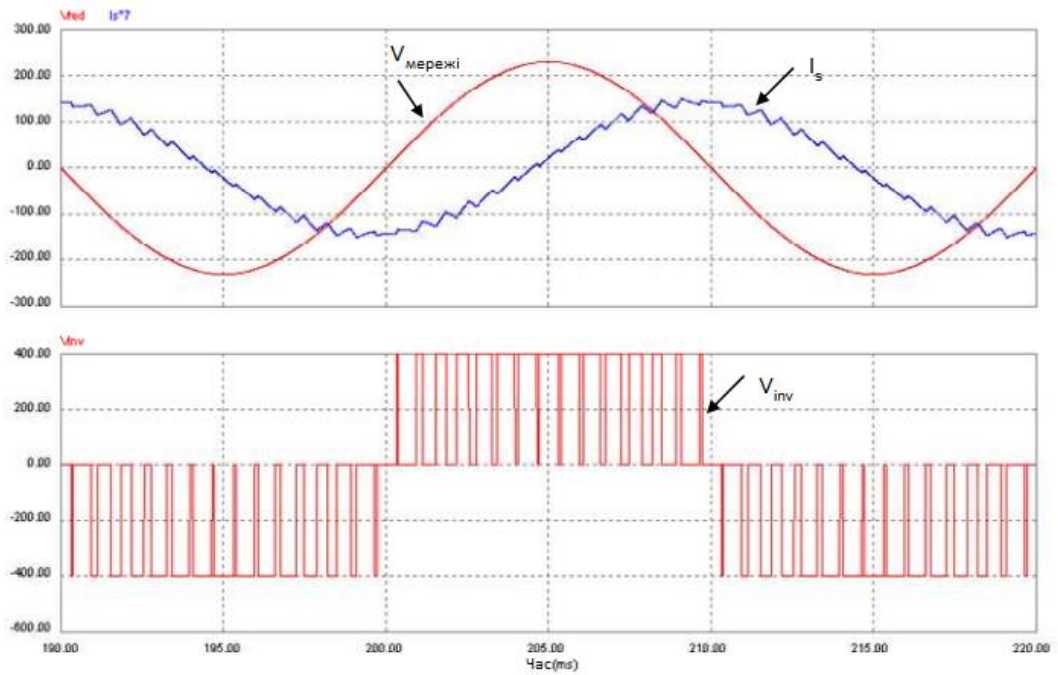


Рисунок 4.7 – Осцилограми струму, напруги мережі та однополярної напруги на виході інвертора

Для корекції коефіцієнта потужності та інжекції струму в фазі з мережею необхідно різницю фаз між вихідним струмом інвертора I_s та напругою мережі V (мережі). Корекція цієї різниці фаз синхронізація вихідного струму інвертора та напруги мережі здійснюється за допомогою керування струмом інвертора.

На рисунку 4.8 показано частотний спектр вихідної напруги інвертора з однополюсним ШІМ-керуванням. Частота комутації 750 Гц.

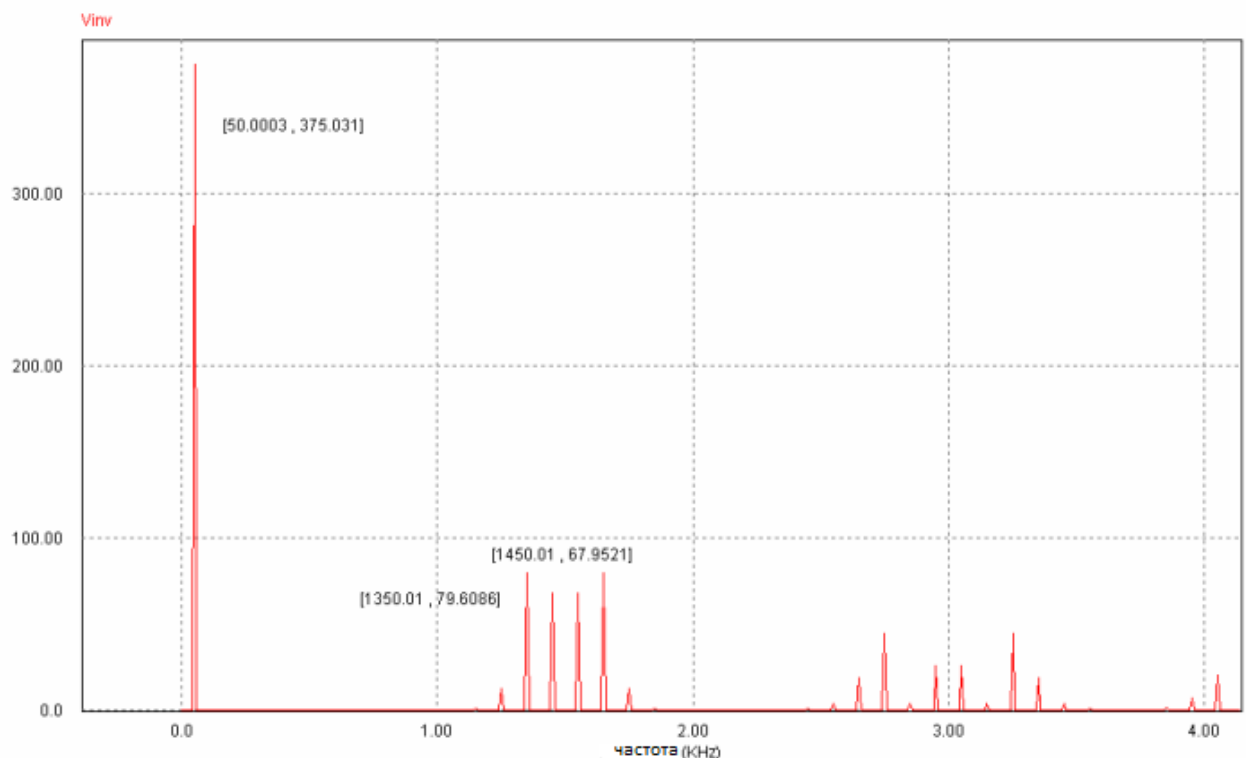


Рисунок 4.8 – Частотний спектр однополюсної вихідної напруги інвертора

Перевагу подвоєння частоти перемикання можна побачити в частотному спектрі вихідної напруги інвертора де гармонійні складові нижчих частот з'являються у вигляді бічних смуг, кратних подвоєній частоті перемикання. Також спостерігається зникнення гармонійних складових на частоті перемикання і зникнення бічних смуг.

На рисунку 4.9 показано частотний спектр вихідного струму інвертора з однополярною ШІМ-модуляцією.

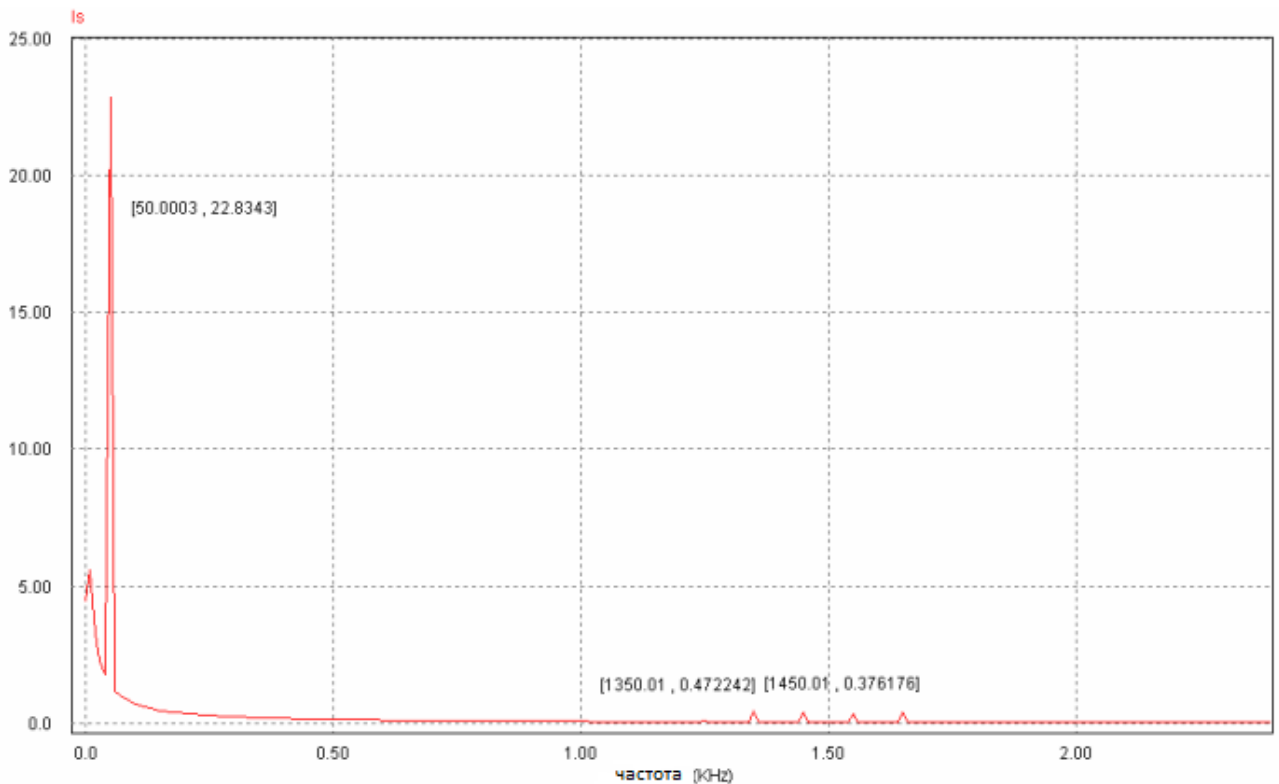


Рисунок 4.9 – Частотний спектр однополярного вихідного струму інвертора

Частотний спектр струму дуже важливий, оскільки він визначає струму, що подається в мережу. У підключеній до мережі фотоелектричній системі гармонійні спотворення струму THD повинні бути менше 5%.

Оскільки ми працювали зі схемами перемикування, всі симуляції однофазного інвертора, підключеного до мережі, зі схемою перемикування ШІМ з індексом модуляції, що дорівнює 1.

Для спрощення цифрової реалізації для всіх транзисторів було використано однакову схему перемикування. Кожен з транзисторів перемикається лише за один напівперіод з частотою перемикування 1500 Гц.

Ця форма перемикування еквівалентна, коли транзистори перемикаються протягом усього циклу з частотою перемикування 750 Гц.

$$V_{g_1} = 1, V_{g_4} = PWM, V_{g_2} = \overline{PWM}, V_{g_3} = 0. \quad (4.2)$$

$$V_{g_2} = 1, V_{g_3} = PWM, V_{g_4} = \overline{PWM}, V_{g_{4++}} = 0. \quad (4.3)$$

4.2 Експериментальне дослідження уніполярної синусоїдальної широтно-імпульсної модуляції

В Matlab реалізовано програму, яка дозволяє розраховувати імпульси запуску на основі уніполярної синусоїдальної широтно-імпульсної модуляції (СШІМ). Уніполярна синусоїдальна широтно-імпульсна модуляція - це метод широтно-імпульсної модуляції (ШІМ), який використовується для формування напруги змінного струму шляхом перетворення постійної напруги в інверторах.

Його головна особливість полягає у використанні уніполярної модуляції, де форма вихідної напруги має специфічну симетрію, а перемикання транзисторів в інверторі відбувається поетапно, щоб зменшити втрати.

На рисунку 4.10 показано осцилограми сигналів в результаті порівняння двох синусоїдальних сигналів з частотою 50 Гц і 180° зсунутих по фазі з трикутним сигналом з частотою 750 Гц.

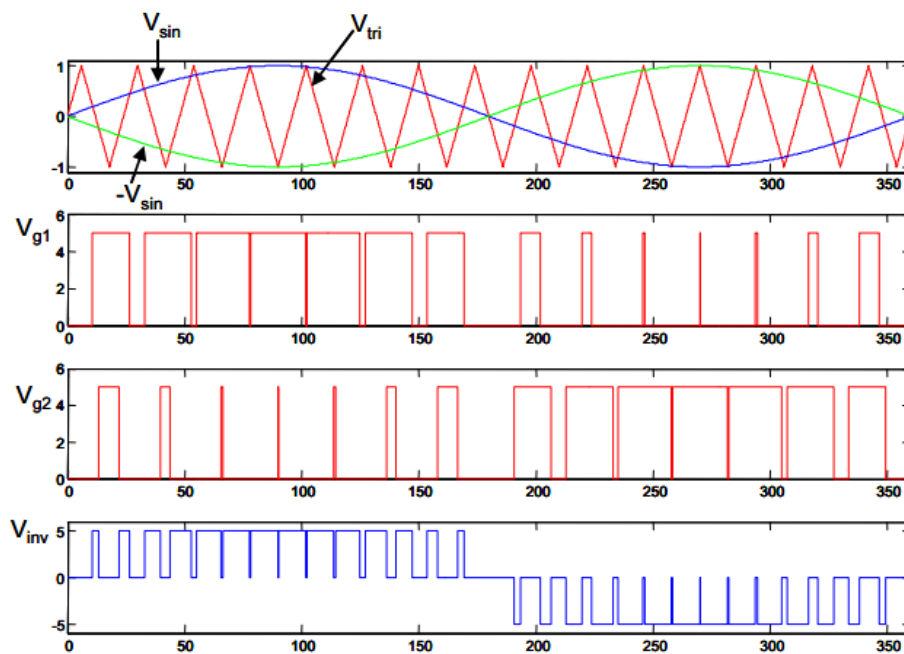


Рисунок 4.10 – Уніполярна синусоїдальна широтно-імпульсна модуляція

На рисунку 4.11 зображена схема моделювання інвертора з таблицею пошуку.

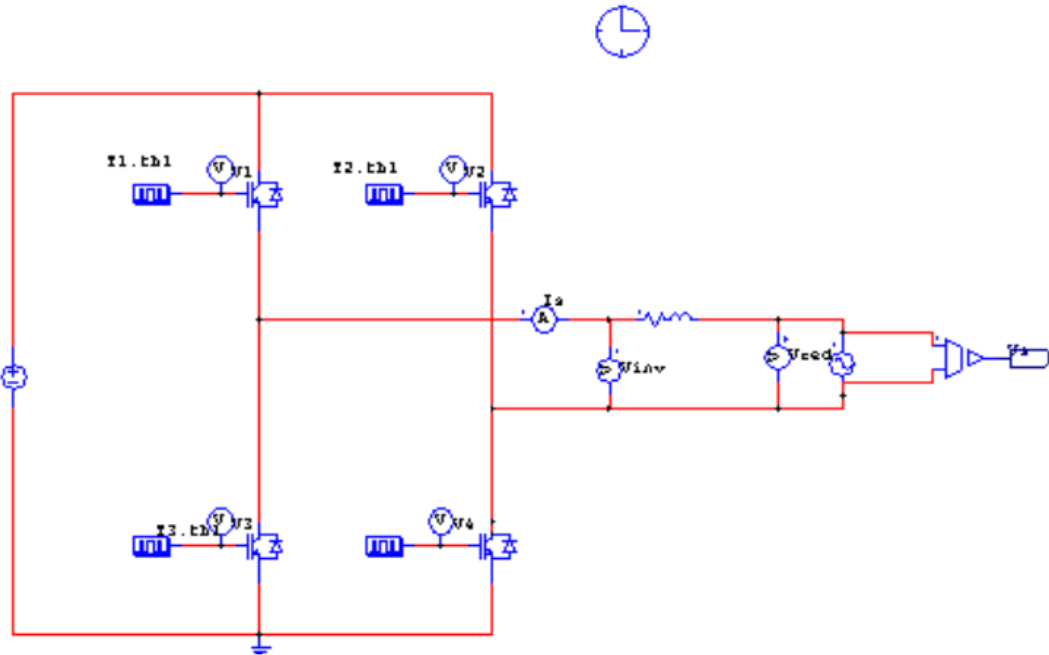


Рисунок 4.11 – Схема моделювання інвертора з таблицею пошуку

Таблиця пошуку (англійською мовою Look-Up Table LUT) - це структура даних, яка використовується для зберігання заздалегідь обчислених результатів функцій, значень або відношень між вхідними і вихідними даними. LUT дозволяє швидко отримувати результат без виконання складних розрахунків у реальному часі.

На рисунку 4.12 показано схему перемикання кожного транзистора.

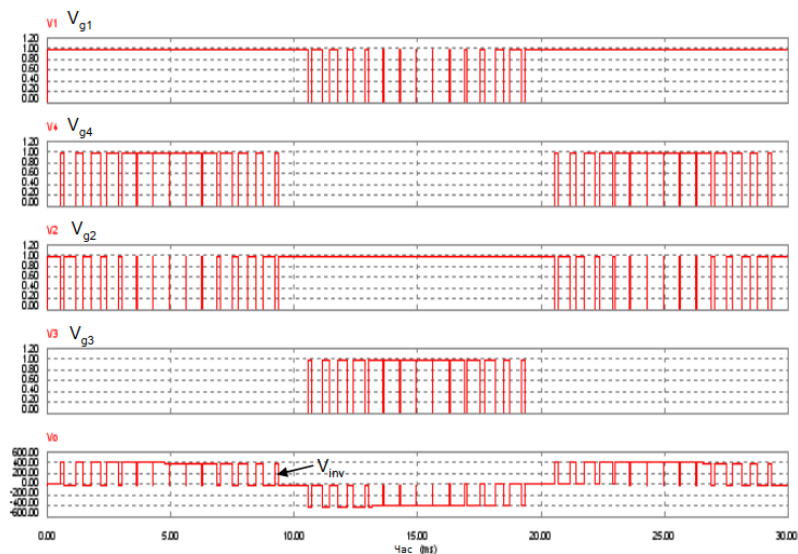


Рисунок 4.12 – Схема перемикання кожного транзистора

Результат моделювання інвертора показано на рисунку 4.13. Вихідний струм інвертора знаходиться в протифазі по відношенню до напруги мережі, як і в попередніх моделюваннях.

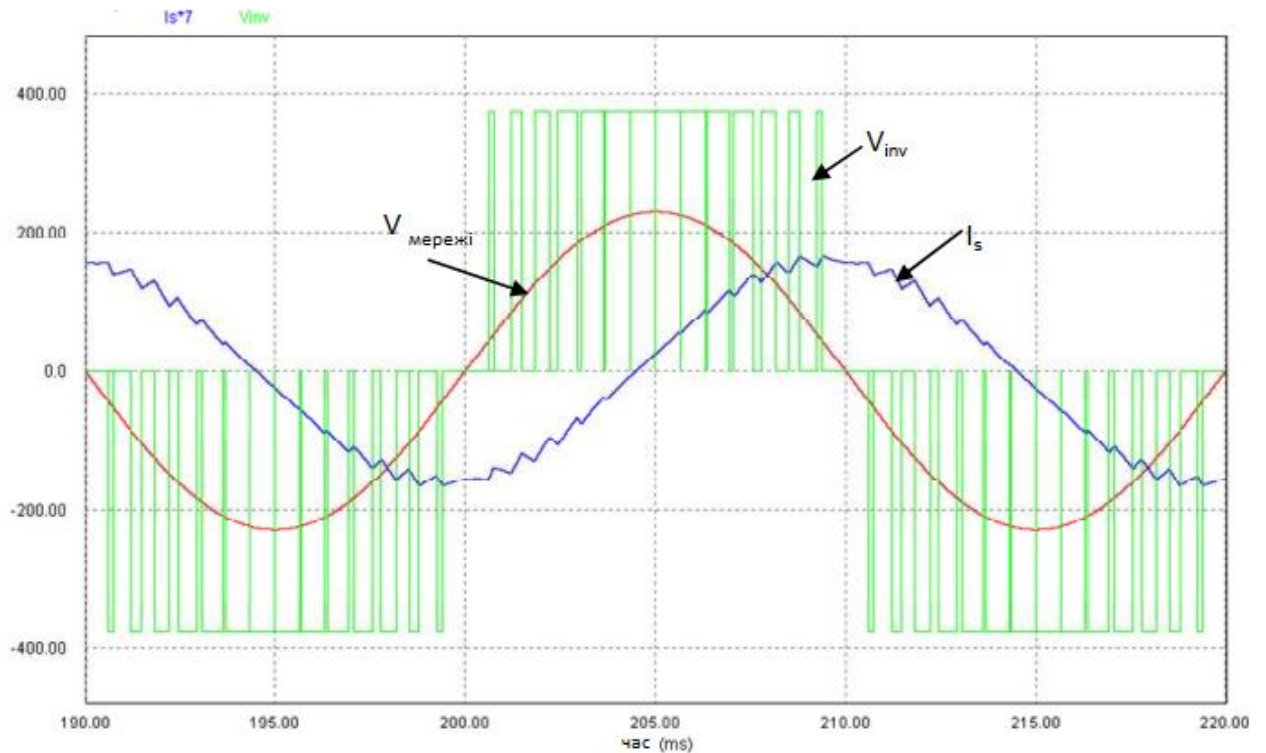


Рисунок 4.13 – Осцилограми вихідного струму інвертора, вихідної напруги інвертора та напруги мережі

На рисунку 4.14 представлено частотний спектр вихідної напруги інвертора.

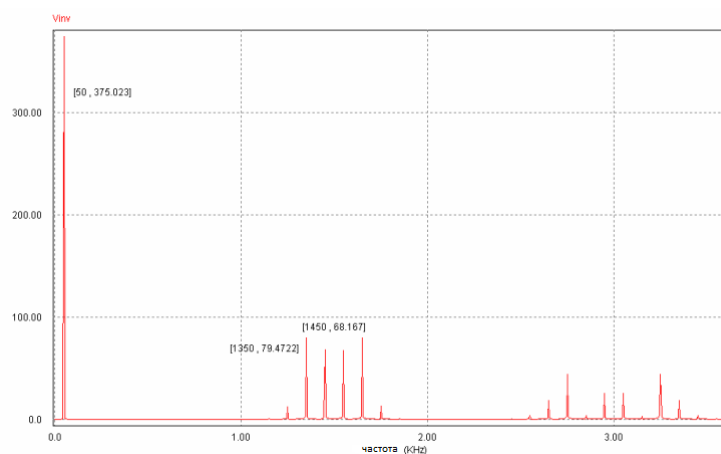


Рисунок 4.14 – Частотний спектр однополярної вихідної напруги інвертора

На рисунку 4.15 показано частотний спектр вихідного струму інвертора.

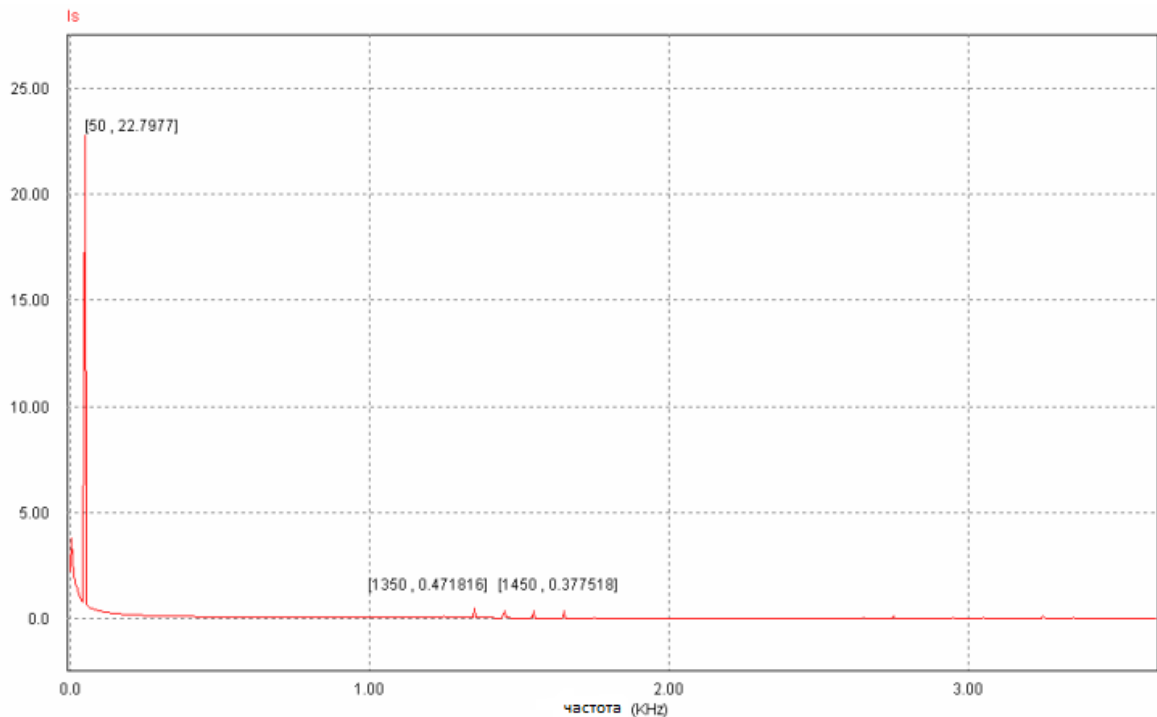


Рисунок 4.15 – Частотний спектр однополярного вихідного струму інвертора

Можна зробити висновок, що частотний спектр вихідної напруги і струму (рисунки 4.14 і 4.15) при використанні схеми на рисунку 4.12 такий самий, як і у класичної уніполярної ШІМ-модуляції 750 Гц, осцилограми якої зображено на рисунках 4.8 і 4.9.

На рисунку 4.16 показано втрати на перемикання IGBT транзисторів, використовуючи однополюсну схему. Втрати на перемикання IGBT транзисторів виникають через процеси, які супроводжують зміну стану транзистора з "увімкненого" на "вимкнений" і навпаки. Розгляньмо це на прикладі однополюсної схеми.

Основні причини втрат на перемикання.

1. Час затримки при перемиканні. IGBT транзистори мають обмеження на швидкість переходу між станами через ємність затвору і внутрішні процеси інжекції зарядів у напівпровіднику.

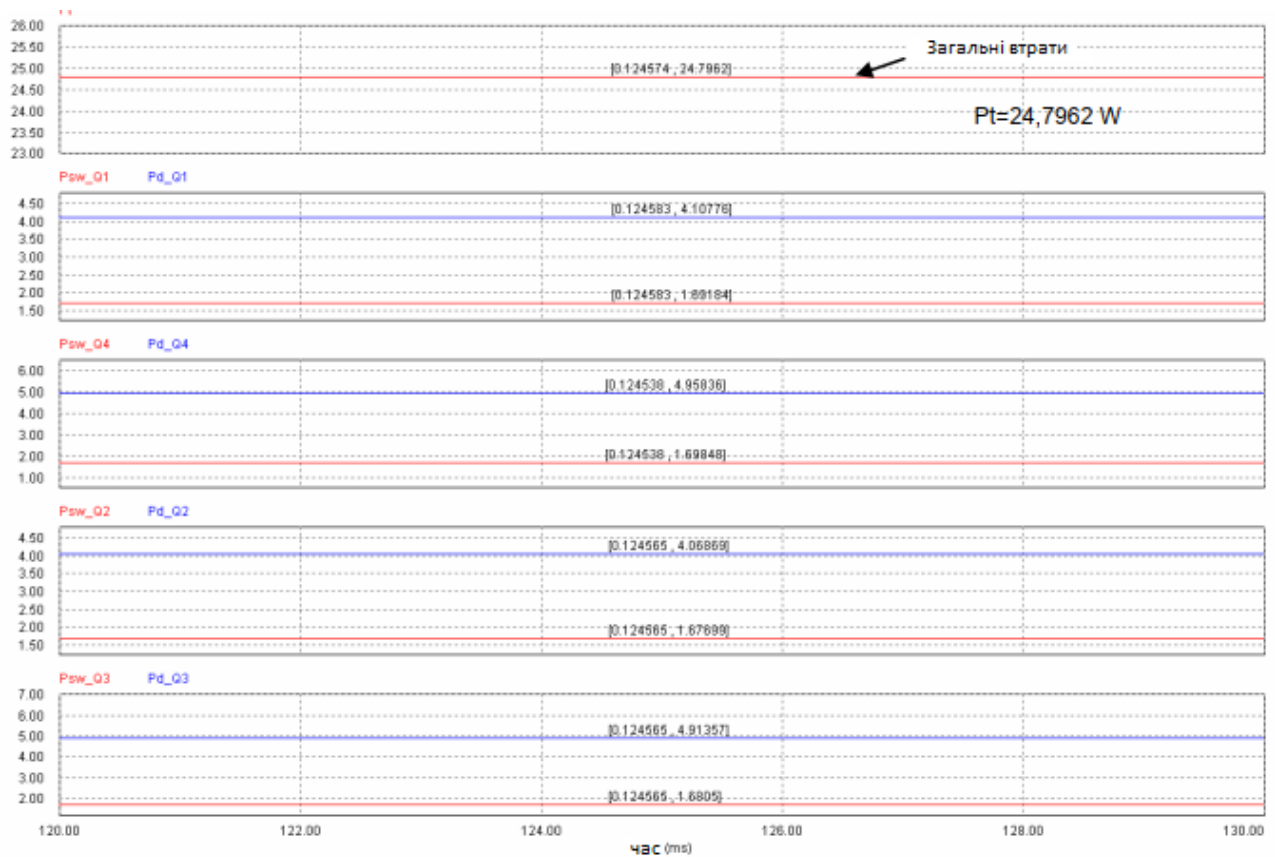


Рисунок 4.16 – Втрати на перемикання IGBT транзисторів

Під час перемикання транзистор працює в проміжному стані, коли одночасно існує помітна напруга колектора і струм, що призводить до значних втрат потужності.

2. Перекриття напруги і струму. При включенні, коли транзистор починає проводити струм, напруга поступово знижується, тоді як струм вже зростає. У цей момент потужність є значною, створюючи втрати. При виключенні - навпаки, струм зменшується, але напруга вже починає зростати, що також створює втрати.

3. Накопичена енергія у паразитних елементах. Ємність між колектором і емітером заряджається або розряджається, що спричиняє додаткові втрати.

4. Індуктивність провідників - швидкі зміни струму можуть призвести до витрат енергії у вигляді тепла через паразитні індуктивності кола. Хвіст струму при вимиканні виникає через те, що інжектовані носії (дірки) у дрейфовому шарі напівпровідника потребують часу для рекомбінації або вилучення. Цей струм підтримує потужність втрат, навіть коли напруга вже виросла.

На рисунку 4.17 показано втрати на комутацію інверторного моста на IGBT транзисторах з однополюсною ШІМ-модуляцією.

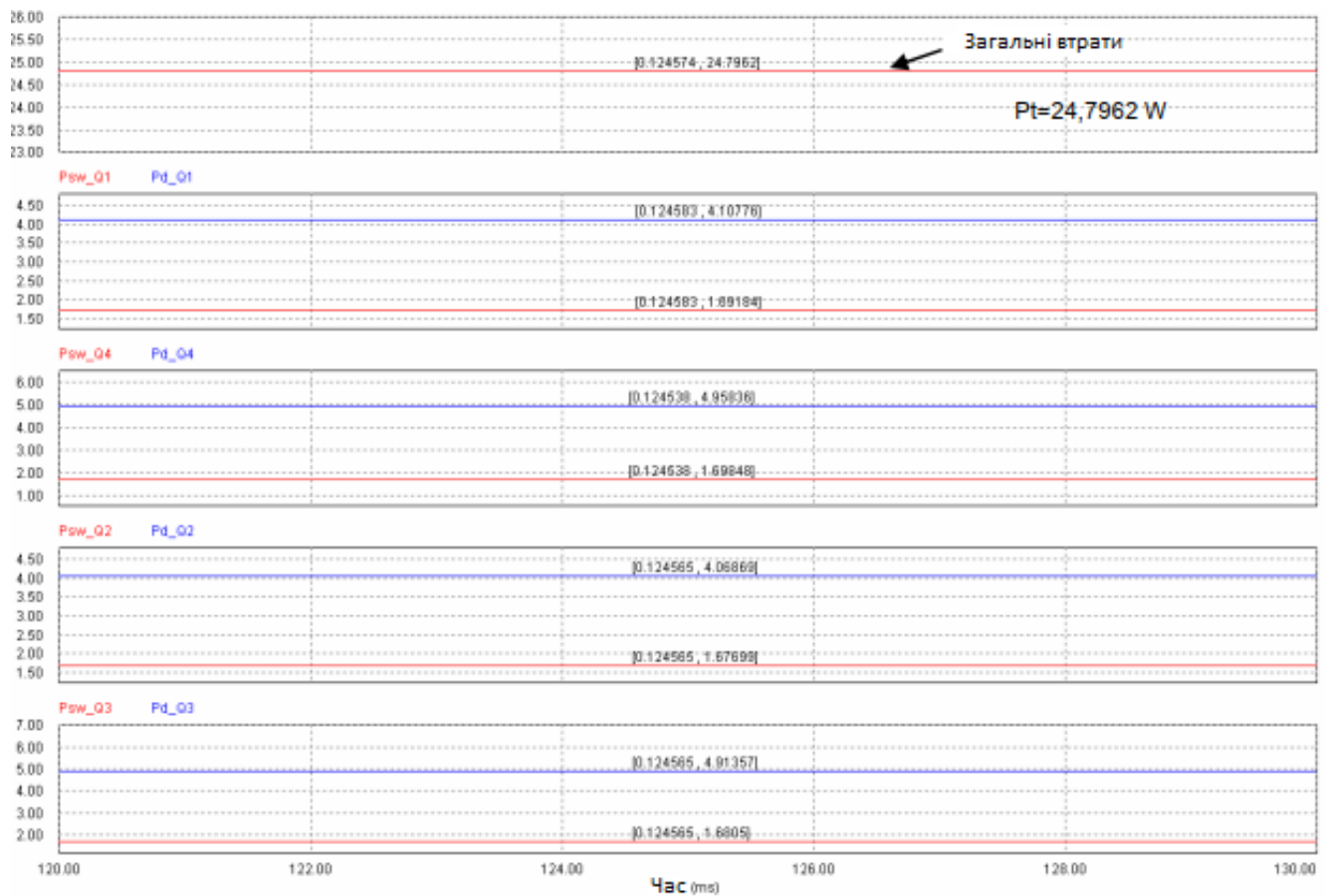


Рисунок 4.17 – Втрати на комутацію інверторного моста на IGBT транзисторах з однополюсною ШІМ-модуляцією

4.3 Висновки до четвертого розділу

У рамках експериментального дослідження було розглянуто питання підвищення ефективності та стабільності роботи малопотужної сонячної електростанції за рахунок розробки та впровадження сучасних методів керування. Основні результати дослідження викладено нижче.

1. Експерименти підтвердили здатність запропонованої системи керування ефективно підтримувати роботу малопотужної сонячної електростанції в режимі максимального енергетичного виходу навіть за умов значних змін зовнішніх

параметрів, таких як освітленість і температура. Розроблена система продемонструвала високу стабільність функціонування, дозволяючи зберігати вихідні параметри електроенергії на заданому рівні.

2. Одним із ключових елементів системи керування стало впровадження алгоритму відстеження точки максимальної потужності (Maximum Power Point Tracking, MPPT). Експериментально встановлено, що цей алгоритм забезпечує ефективну адаптацію до динамічно змінюваних умов, таких як хмарність, і дозволяє зменшити втрати енергії. У порівнянні зі статичними підходами, застосування MPPT підвищило коефіцієнт корисної дії СЕС на 12-18% залежно від інтенсивності сонячного випромінювання.

3. Дослідження динамічної поведінки системи керування показали, що запропоноване рішення забезпечує швидке реагування на зміну умов роботи, зокрема різке зростання або падіння навантаження. Перехідні процеси характеризуються мінімальними коливаннями та швидким досягненням стабільного стану, що свідчить про високу якість розробленого регулятора.

4. Застосування вдосконаленої системи керування дозволило досягти зниження втрат енергії на різних етапах її перетворення. У середньому, продуктивність СЕС підвищилася на 10-15% у порівнянні з базовою системою керування, що не використовує алгоритми MPPT. Додатково, було відзначено зменшення впливу факторів нестабільності, таких як різкі зміни сонячного випромінювання.

5. У ході експерименту перевірено можливість впровадження запропонованої системи керування на реальній малопотужній сонячній електростанції. Система показала сумісність із сучасними інверторами та панелями, а також простоту інтеграції в існуючу інфраструктуру. Для реалізації запропонованих рішень не потребуються значні фінансові чи технічні витрати, що робить їх доступними для широкого впровадження.

6. Результати тривалого тестування показали, що система керування забезпечує стабільну роботу малопотужної сонячної електростанції навіть за умов

значних змін сезонного характеру освітленості. Це доводить надійність запропонованої системи в реальних умовах експлуатації.

7. Експериментальні дослідження підтвердили ефективність розробленої системи керування малопотужною сонячною електростанцією. Використання алгоритмів МРРТ, адаптивних підходів до регулювання та оптимізації енергетичних процесів дозволяє значно підвищити стабільність і продуктивність роботи СЕС. Запропонована система є перспективною для подальшого вдосконалення та масштабування на електростанції середньої та великої потужності.

ВИСНОВКИ

1. Проаналізовані топології мережевих інверторів для фотоелектричних систем, які використовувалися в минулому, коли більшість фотоелектричних систем підключалися до мережі через централізований інвертор. Це пов'язано з багатьма недоліками, тому з моменту появи децентралізованого стрінгового інвертора з'явилася топологія, яка полягає в додаванні більшої кількості стрінгів.

2. Встановлено, що інвертори з автоматичним перемиканням зазвичай використовують ШІМ-керування і високу частоту перемикання (від 1 кГц до 20 кГц) в залежності від використовуваного пристрою. Вихідний сигнал інвертора з автоматичним перемиканням ідеально синусоїдальний. Ця концепція є надійною, ефективною і недорогою технологією, що забезпечує високу надійність і низьку ціну за ват.

3. Розроблено математичну модель керування мережевими фотоелектричними системами, найбільш поширені методи керування однофазними та трифазними мережевими інверторами, а також переваги та недоліки кожного з них. В однофазних системах використовуються ШІМ-керування (скалярне керування), гістерезисне керування та керування за прямим зв'язком. У трифазних системах представлені різні реалізації структур керування, які, як правило, базуються на векторному ШІМ-керуванні, синхронній системі відліку, стаціонарній системі відліку та природній системі керування.

4. Імітаційна модель малопотужної сонячної електростанції забезпечує адекватне відображення основних процесів перетворення енергії, зокрема генерації постійного струму сонячними панелями, його перетворення в змінний струм інвертором і подальшого підключення до мережі.

5. Запропонована система керування забезпечує стабільність основних електричних параметрів, таких як напруга, частота, струм та потужність, навіть за змінних зовнішніх умов (зміна освітлення, температури тощо). Особливу роль відіграють ПІ-регулятори, що ефективно компенсують відхилення заданих параметрів.

6. У ході експерименту перевірено можливість впровадження запропонованої системи керування на реальній малопотужній сонячній електростанції. Система показала сумісність із сучасними інверторами та панелями, а також простоту інтеграції в існуючу інфраструктуру. Для реалізації запропонованих рішень не потребуються значні фінансові чи технічні витрати, що робить їх доступними для широкого впровадження.

7. Результати тривалого тестування показали, що система керування забезпечує стабільну роботу малопотужної сонячної електростанції навіть за умов значних змін сезонного характеру освітленості. Це доводить надійність запропонованої системи в реальних умовах експлуатації. Експериментальні дослідження підтвердили ефективність розробленої системи керування малопотужною сонячною електростанцією. Використання алгоритмів МРРТ, адаптивних підходів до регулювання та оптимізації енергетичних процесів дозволяє значно підвищити стабільність і продуктивність роботи СЕС. Запропонована система є перспективною для подальшого вдосконалення та масштабування на електростанції середньої та великої потужності.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. A. M. Noman, A. A. Al-Shamma'a, K. E. Addoweesh, A. A. Alabduljabbar and A. I. Alolah, "Simulation and comparison of three phase CHB MLI and three phase cascaded voltage source MLI topologies for grid connected PV applications," IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Beijing, China, 2017, pp. 2681-2688.
2. S. Rivera, B. Wu, S. Kouro, H. Wang, and D. Zhang, "Cascaded H-bridge multilevel converter topology and three-phase balance control for large scale photovoltaic systems," in 2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pp. 690–697, Aalborg, Denmark, 2012.
3. Xiao, L. Hang, J. Mei, C. Riley, L. M. Tolbert, and B. Ozpineci, "Modular cascaded H-bridge multilevel PV inverter with distributed MPPT for grid-connected applications," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 51, no. 2, pp. 1722–1731, 2015.
4. W. Zhao, H. Choi, G. Konstantinou, M. Ciobotaru and V.G. Agelidis, "Cascaded H-bridge multilevel converter for large-scale PV grid-integration with isolated DC-DC stage," in Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2012 3rd IEEE International Symposium on, 2012, pp. 849-856.
5. Yang Du, Dylan Dah-Chuan Lu, Geoffrey James, David J. Cornforth, Modeling and analysis of current harmonic distortion from grid connected PV inverters under different operating conditions, Solar Energy, Volume 94, 2013, Pages 182-194.
6. N. Altin, S. Ozdemir, H. Komurcugil, I. Sefa and S. Biricik, "Two-stage grid-connected inverter for PV systems," 2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018), Doha, Qatar, 2018, pp. 1-6.
7. M Balamurugan, Sarat Kumar Sahoo, Development of Hardware in Loop Simulation of Grid Connected Photovoltaic System, Energy Procedia, Volume 117, 2017, P. 128-135.

8. E. Firmansyah, Capacitor Bank Voltage Equilibrium for MPPT in Single-Phase Single-Stage Five-Level Inverter for PV-Grid Application, *TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering*, Vol. 14, No. 1, April 2015, pp. 62 – 71.
9. Plazas-Rosas, R.A.; Orozco-Gutierrez, M.L.; Spagnuolo, G.; Franco-Mejía, É.; Petrone, G. DC-Link Capacitor Diagnosis in a Single-Phase Grid-Connected PV System. *Energies* 2021, Vol. 14, No. 6754.
10. T. E. K. Zidane et al., Grid-Connected Solar PV Power Plants Optimization: A Review, in *IEEE Access*, 2023, Vol. 11, pp. 79588-79608.
11. Ponrekha A., S., Subathra, M.S.P., Bharatiraja, C., Manoj Kumar, N., Alheloud, H.H. A topology review and comparative analysis on transformerless grid-connected photovoltaic inverters and leakage current reduction techniques. *IET Renew. Power Gener*, 2022 Vol. 1, pp. 1–43.
12. S. B. Kjaer, J. K. Pedersen and F. Blaabjerg, A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules, in *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2005, vol. 41, No. 5, pp. 1292-1306.
13. Zhang, W., Wang, Y., Xu, P., Li, D., & Liu, B. (). A Current Control Method for Grid-Connected Inverters. *Energies*, 2023, Vol. 16, 6558.
14. Adi Pratama Putra; Adi Mulyadi Design an Automatic Transfer Switch for Solar Power Plant, *Logic Jurnal Rancang Bangun dan Teknologi*, Vol. 22, No. 1, pp. 9–12, 2022.
15. Amuzuvi, C. K. and Addo, E. (2015), “A Microcontroller-Based Automatic Transfer Switching System for a Standby Electric Generator”, *Ghana Mining Journal*, Vol. 15, No. 1, pp. 85 - 92.
16. R. A. Messenger and A. Abtahi, *Photovoltaic Systems Engineering*, 4th ed., CRC Press, 2017.
17. M. Boxwell, *Solar Electricity Handbook: A Simple, Practical Guide to Solar Energy – Designing and Installing Solar Photovoltaic Systems*, 2021 Edition, Greenstream Publishing, 2021.
18. G. N. Tiwari and S. Dubey, *Solar Energy: Principles and Applications*, 3rd ed., Alpha Science International Ltd, 2016.

19. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers, 3rd ed., Earthscan, 2013.
20. R. Foster, M. Ghassemi, and A. Cota, Solar Energy: Renewable Energy and the Environment, 2nd ed., CRC Press, 2010.
21. S. White, Solar Photovoltaic Basics: A Study Guide for the NABCEP Entry Level Exam, Routledge, 2014.
22. J. Nelson, The Physics of Solar Cells, Imperial College Press, 2003.
23. A. M. Noman, A. A. Al-Shamma'a, K. E. Addoweesh, A. A. Alabduljabbar, and A. I. Alolah, "Simulation and comparison of three phase CHB MLI and three phase cascaded voltage source MLI topologies for grid connected PV applications," IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Beijing, China, 2017, pp. 2681-2688.
24. M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and X. Hao, "Solar cell efficiency tables (version 57)," Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 29, no. 1, pp. 3-15, Jan. 2021.
25. H. S. Rauschenbach, "Electrical output of shadowed solar arrays," IEEE Transactions on Electron Devices, vol. 18, no. 8, pp. 483-490, Aug. 1971.
26. J. A. Duffie and W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 4th ed., Wiley, 2013.
27. T. Markvart and L. Castaner, Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications, 2nd ed., Elsevier, 2012.
28. A. Luque and S. Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2nd ed., Wiley, 2011.
29. R. Messenger and J. Ventre, Photovoltaic Systems Engineering, 3rd ed., CRC Press, 2010.
30. C. E. Backus, Solar Cells, IEEE Press, 1976.
31. M. Wolf and H. Rauschenbach, "Series resistance effects on solar cell measurements," Advanced Energy Conversion, vol. 3, no. 2, pp. 455-479, Apr. 1963.

32. W. Shockley and H. J. Queisser, "Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells," *Journal of Applied Physics*, vol. 32, no. 3, pp. 510-519, Mar. 1961.
33. M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. D. Dunlop, "Solar cell efficiency tables (version 39)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 20, no. 1, pp. 12-20, Jan. 2012.
34. A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd ed., Wiley, 2011.
35. J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed., Wiley, 2013.
36. T. Markvart and L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*, 2nd ed., Elsevier, 2012.
37. R. Messenger and J. Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering*, 3rd ed., CRC Press, 2010.
38. S. R. Wenham, M. A. Green, M. E. Watt, and R. Corkish, *Applied Photovoltaics*, 2nd ed., Earthscan, 2007.
39. A. Goetzberger and V. U. Hoffmann, *Photovoltaic Solar Energy Generation*, Springer, 2005.
40. M. Wolf, "Limitations and possibilities for improvement of photovoltaic solar energy converters: Part I: Considerations for earth's surface operation," *Proceedings of the IRE*, vol. 48, no. 7, pp. 1246-1263, July 1960.
41. R. T. Ross and A. J. Nozik, "Efficiency of hot-carrier solar energy converters," *Journal of Applied Physics*, vol. 53, no. 5, pp. 3813-3818, May 1982.
42. M. A. Green, "Radiative efficiency of state-of-the-art photovoltaic cells," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 20, no. 4, pp. 472-476, June 2012.
43. A. M. Noman, A. A. Al-Shamma'a, K. E. Addoweesh, A. A. Alabduljabbar, and A. I. Alolah, "Simulation and comparison of three phase CHB MLI and three phase cascaded voltage source MLI topologies for grid connected PV applications," *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Beijing, China, 2017, pp. 2681-2688.

44. M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and X. Hao, "Solar cell efficiency tables (version 57)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 29, no. 1, pp. 3-15, Jan. 2021.
45. H. S. Rauschenbach, "Electrical output of shadowed solar arrays," *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 18, no. 8, pp. 483-490, Aug. 1971. □ □
46. M. Wolf and H. Rauschenbach, "Series resistance effects on solar cell measurements," *Advanced Energy Conversion*, vol. 3, no. 2, pp. 455-479, Apr. 1963.
47. W. Shockley and H. J. Queisser, "Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells," *Journal of Applied Physics*, vol. 32, no. 3, pp. 510-519, Mar. 1961.
48. J. Nelson, *The Physics of Solar Cells*, Imperial College Press, 2003.
50. S. White, *Solar Photovoltaic Basics: A Study Guide for the NABCEP Entry Level Exam*, Routledge, 2014.
51. R. Foster, M. Ghassemi, and A. Cota, *Solar Energy: Renewable Energy and the Environment*, 2nd ed., CRC Press, 2010.
52. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers*, 3rd ed., Earthscan, 2013.
53. G. N. Tiwari and S. Dubey, *Solar Energy: Principles and Applications*, 3rd ed., Alpha Science International Ltd, 2016.
54. M. Boxwell, *Solar Electricity Handbook: A Simple, Practical Guide to Solar Energy – Designing and Installing Solar Photovoltaic Systems*, 2021 Edition, Greenstream Publishing, 2021.
55. R. A. Messenger and A. Abtahi, *Photovoltaic Systems Engineering*, 4th ed., CRC Press, 2017.
56. M. A. Green, "Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond," *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*, vol. 14, no. 1-2, pp. 65-70, Apr. 2002.
57. A. Jäger-Waldau, "Photovoltaics and renewable energies in Europe," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 7, pp. 1414-1437, Sept. 2007.

58. M. A. Green, "Recent developments in photovoltaics," *Solar Energy*, vol. 76, no. 1-3, pp. 3-8, Jan.-Mar. 2004.
59. A. Luque and A. Martí, "Increasing the efficiency of ideal solar cells by photon induced transitions at intermediate levels.
60. M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. D. Dunlop, "Solar cell efficiency tables (version 39)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 20, no. 1, pp. 12-20, Jan. 2012.
61. A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd ed., Wiley, 2011.
62. J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed., Wiley, 2013.
63. T. Markvart and L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*, 2nd ed., Elsevier, 2012.
64. R. Messenger and J. Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering*, 3rd ed., CRC Press, 2010.
65. S. R. Wenham, M. A. Green, M. E. Watt, and R. Corkish, *Applied Photovoltaics*, 2nd ed., Earthscan, 2007.
66. A. Goetzberger and V. U. Hoffmann, *Photovoltaic Solar Energy Generation*, Springer, 2005.
67. M. A. Green, "Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond," *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*, vol. 14, no. 1-2, pp. 65-70, Apr. 2002.
68. A. Jäger-Waldau, "Photovoltaics and renewable energies in Europe," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 7, pp. 1414-1437, Sept. 2007.
69. M. A. Green, "Recent developments in photovoltaics," *Solar Energy*, vol. 76, no. 1-3, pp. 3-8, Jan.-Mar. 2004.
70. A. Luque and A. Martí, "Increasing the efficiency of ideal solar cells by photon induced transitions at intermediate levels," *Physical Review Letters*, vol. 78, no. 26, pp. 5014-5017, June 1997.

71. M. A. Green, "Silicon photovoltaic modules: a brief history of the first 50 years," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 13, no. 5, pp. 447-455, Aug. 2005.

72. A. Luque, A. Martí, and C. Stanley, "Understanding intermediate-band solar cells," *Nature Photonics*, vol. 6, pp. 146-152, Feb. 2012.

73. M. A. Green, "The path to 25% silicon solar cell efficiency: history of silicon cell evolution," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 17, no. 3, pp. 183-189, May 2009.

74. A. Luque and A. Martí, "The intermediate band solar cell: progress toward the realization of an attractive concept," *Advanced Materials*, vol. 22, no. 2, pp. 160-174, Jan. 2010.

75. M. A. Green, "Commercial progress and challenges for photovoltaics," *Nature Energy*, vol. 1, Article number: 15015, Jan. 2016.

76. A. Luque, A. Martí, and N. López, "Optics of solar cells with intermediate bands," *Thin Solid Films*, vol. 511-512, pp. 664-669, July 2006.

77. M. A. Green, "Photovoltaic technology and visions for the future," *Progress in Energy*, vol. 2, no. 2, Article number: 022002, Apr. 2020.

Додаток А

Стаття у фаховому журналі (подана до редакції журналу «Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах»)

УДК 681.5

DOI:

МАРТИНЮК Валерій
Хмельницький національний університет
ORCID ID: 0000-0001-5758-4244
e-mail: martynyuk.valeriy@gmail.com
СЕЛЬСЬКИЙ Андрій
Хмельницький національний університет
ORCID ID: 0000-0002-7373-0472
ТАРАСЮК Владислав
Хмельницький національний університет
e-mail: tarasyuk.vlad.adolf@gmail.com

УДОСКОНАЛЕНИЙ МЕТОД КЕРУВАННЯ МАЛОПОТУЖНОЮ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

У статті розглянуто удосконалений методу керування малопотужною сонячною електростанцією, який реалізований у високоефективній автономній системі електроживлення установки переробки полімерних відходів у дизпаливо, який базується на двох координатному відстеженню траєкторії сонця з динамічним позиціонування робочої поверхні фотомодулів перпендикулярно до сонячного випромінювання в умовах туману, хмарності, важких опадів та сильного вітру. Використання динамічної системи відстеження дозволяє збільшити до 30% продуктивність системи і зменшити займану площу сонячними панелями.

Ключові слова: удосконалений методу керування малопотужною сонячною електростанцією, динамічна система відстеження, продуктивність системи.

MARTYNYUK Valeriy, SELSKYI Andrii, TARASYUK Vladyslav
Khmelnitsky national university, Ukraine

AN IMPROVED METHOD FOR CONTROLLING A LOW-POWER SOLAR POWER PLANT

The article considers an improved method for controlling a low-power solar power plant, which is implemented in a highly efficient autonomous power supply system of a polymer waste processing plant into diesel fuel, which is based on two-coordinate tracking of the sun's trajectory with dynamic positioning of the working surface of the photovoltaic modules perpendicular to solar radiation in conditions of fog, cloudiness, heavy precipitation and strong wind. The use of a dynamic tracking system allows you to increase the system's productivity by up to 30% and reduce the area occupied by solar panels.

Keywords: improved control method for small-scale solar power plant, dynamic tracking system, system performance.

Постановка проблеми

Малопотужні сонячні електростанції є ключовим компонентом децентралізованих енергосистем, які сприяють енергетичній незалежності споживачів, зменшенню втрат під час транспортування електроенергії та інтеграції розподілених джерел енергії в загальну мережу. Малопотужні сонячні електростанції можуть бути підключені до мережі для зниження пікових навантажень або використовуватися як автономні системи для забезпечення конкретного навантаження чи певної території [1].

Інтеграція відновлюваних малопотужних сонячних електростанцій у енергосистему має багато переваг, але також може становити загрози, якщо не буде належним чином скоординована та інтегрована. Висока частка малопотужних сонячних електростанцій може викликати низку негативних наслідків для розподільних систем, таких як підвищення напруги, зворотний потік енергії, значні лінійні втрати, утворення гармонік і зниження якості напруги. Тому існує необхідність розробки удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією у розподільній системі для досягнення технічних та економічних переваг [2].

Аналіз останніх джерел

Однією з головних проблем, пов'язаних з інтеграцією та роботою малопотужних сонячних електростанцій, є змінна та невизначена природа сонячного випромінювання, що робить їх змінними джерелами енергії (ЗДЕ).

Через цю невизначеність у доступності малопотужні сонячні електростанції традиційно не надають регулюючі резерви. Для малопотужних сонячних електростанцій природа хмар, їх швидке формування та рух часто спричиняє небажані коливання вихідної потужності [3].

Більшість малопотужних сонячних електростанцій працюють на максимально можливій миттєвій вихідній потужності. Як рішення розробники малопотужних сонячних електростанцій часто розміщують накопичувачі енергії [4] або поєднують сонячні фотоелектричні системи з диспетчеризованими формами генерації на вихідному паливі [5], щоб підвищити гнучкість малопотужних сонячних електростанцій.

Поєднання технологій кількох генерацій широко відоме як гібридна електростанція та вимагає значних додаткових капітальних витрат. Це вимагає розробки удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією з розширеною функціональністю, який згладжує коливання фотоелектричної потужності.

Виклад основного матеріалу

Наказом Міністерства освіти і науки України від 22.12.2022 №1159 затверджено результати Конкурсного відбору наукових, науково-технічних робіт та проектів, які фінансуються за рахунок зовнішнього інструменту допомоги Європейського Союзу для виконання зобов'язань України у Рамковій програмі Європейського Союзу з наукових досліджень та інновацій «Горизонт 2020». За підсумками Конкурсного відбору заявка «Високоєфективна автономна система електроживлення установки переробки полімерних відходів у дизпаливо» була затверджена для фінансування.

Договір № РН/17 – 2023 від 23.05.2023 року було укладено між Міністерством освіти і науки України та Хмельницьким національним університетом про виконання науково-технічної роботи по розробці та дослідженню високоєфективної автономної системи електроживлення установки переробки полімерних відходів у дизпаливо.

На рис. 1 зображена високоєфективна автономна система електроживлення установки переробки полімерних відходів у дизпаливо, яка розроблена у Хмельницькому національному університеті в результаті виконання договору № РН/17 – 2023 від 23.05.2023 року.



Рис. 1. Високоєфективна автономна система електроживлення установки переробки полімерних відходів у дизпаливо

До складу високоєфективної автономної системи електроживлення установки переробки полімерних відходів у дизпаливо входять шість сонячних панелей RMS120-8-690-BMDG компанії Risen Energy Co., Ltd., параметри і характеристики яких наведені на рис. 2.









 risen Risen Energy Co., Ltd. Model Type: RSM120-8-690BMDG STC: AM1.5 E=1000W/m ² Tc=25°C Power Sorting: 0-4.99W Bifaciality: 70%		Rated Maximum Power(Pmax)	590W	Maximum System Voltage	DC1500V
		Voltage at Pmax	34.42V	Dimensions	2172*1303*35mm
		Current at Pmax	17.15A	Weight	35kg
		Open-Circuit Voltage(Voc)	41.30V	Safety class	Class II
		Short-Circuit Current(Isc)	18.16A	Maximum overcurrent protect rating	35A
		Open Circuit Voltage tolerance	±3%	 WARNING DO not disconnect under load. Power production tolerance ±3%, Bifaciality tolerance±5%. This module produces electricity when exposed to light.	
		Short Circuit Current tolerance	±4%	    	
Website: www.risenenergy.com		E-mail: info@risenenergy.com	13		
Add: Meilin, Ninghai, Ningbo, Zhejiang 315609, P.R. China.			M-G5.6		
Tested according to IEC61215:2016 and IEC61730-1/2:2016 Made in China					

Рис. 2. Параметри і характеристики сонячних панелей RMS120-8-690-BMDG компанії Risen Energy Co., Ltd.

Для керування високоєфективною автономною системою електроживлення установки переробки полімерних відходів у дизпаливо розроблено удосконалений метод керування, який базується на двох координатному відстеженню траєкторії сонця з динамічним позиціонування робочої поверхні фотомодулів перпендикулярно до сонячного випромінювання в умовах туману, хмарності, важких опадів та сильного вітру. Використання динамічної системи відстеження дозволяє збільшити до 30% продуктивність системи і зменшити займану площу сонячними панелями.

Удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією базується на основі мікрокомп'ютера RaspberryPI Model B+, який передає сигнали керування двома електродвигунами для обертання фотоелектричних модулів за азимутом та за зенітом. На рис. 3 зображена система автоматичного керування малопотужною сонячною електростанцією.

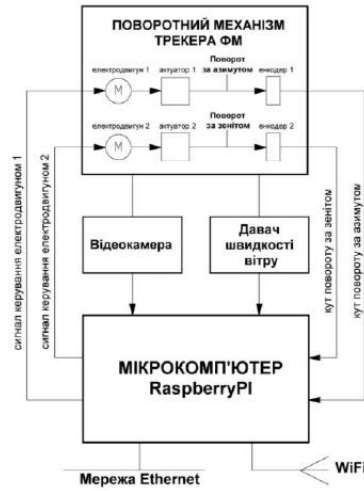


Рис. 3. Система автоматичного керування малопотужною сонячною електростанцією
 Блок-схема удосконаленій методу керування малопотужною сонячною електростанцією зображена на рис. 4.

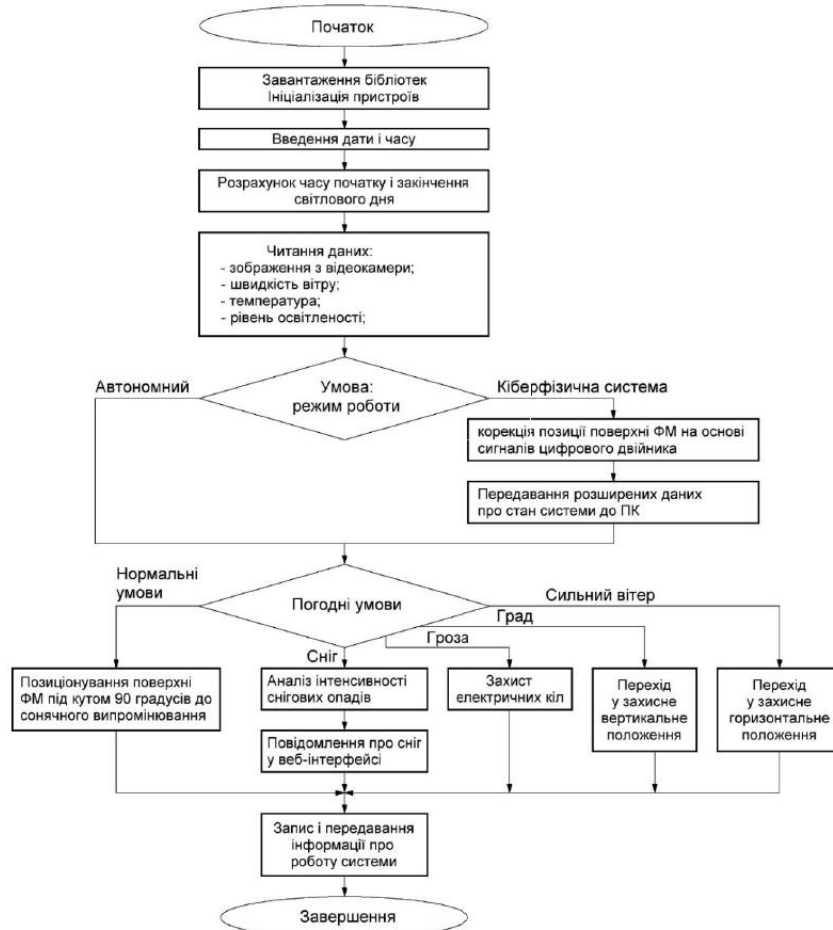


Рис. 4. Блок-схема удосконалений методу керування малопотужною сонячною електростанцією

Сигнали керування формуються мікрокомп'ютером на основі зображення, отриманого з відеокамери, даних про швидкість вітру та значень поточних кутів повороту трекара. Значення кутів повороту передаються до мікрокомп'ютера RaspberryPI Model B+ двома енкодерами, що закріплені, відповідно, на осях обертання за азимутом та за зенітом. Мікрокомп'ютер трекара може здійснювати обмін даними з ПК та іншими пристроями через провідну мережу (Ethernet) та безпроводну мережу (WiFi), що необхідно для дистанційного керування через веб-інтерфейс.

На ПК у реальному часі передаються дані про обертання трекара за зенітом та азимутом, рівень освітленості, температуру, швидкість вітру та позицію робочої поверхні ФМ відносно напрямку на Сонце. Виконується аналіз усіх прийнятих сигналів, виконується оцінка потенційних похибок керування трекаром ФМ, які ведуть до втрат енергії. Далі на ПК формуються сигнали для корекції обертання трекара і зміни параметрів конфігурації мікрокомп'ютера з метою максимізації відбору енергії від ФМ та мінімізації втрат на роботу трекара.

Висновки

Розроблене ПЗ виконує читання даних із відеокамери, давача вітру та інших зовнішніх пристроїв для оцінки погодних умов та позиції робочої поверхні ФМ відносно напрямку, який відповідає максимальному відбору сонячної енергії. Далі здійснюється аналіз отриманих даних та формування команд для керування електродвигунами, які повертають ферму з фотоелектричними модулями.

В основному циклі визначення наявності Сонця та його положення здійснюється захоплення кадру з відеокамери. Отримане зображення фільтрується з метою знаходження області з найбільшою освітленістю з використанням порогового перетворення. Далі визначаються контури та розмір фігури з найбільшою освітленістю. Виконується фільтрація області за розмірами та округлістю.

Якщо визначається відповідність отриманої області зображенню Сонця, то виконуються розрахунки його зміщення від центру зображення. Додаються позначення для візуалізації зміщення центру зображення відносно Сонця. Далі виконується розрахунок повороту робочої поверхні ФМ з метою позиціонування під кутом 90° до падаючого сонячного випромінювання.

Якщо визначено, що виділена область не відповідає зображенню Сонця, то виконується аналіз додаткових даних з метою визначення напрямку, який відповідає максимальній енергії сонячного випромінювання. Дані, отримані за результатами розрахунків передаються до підпрограм керування електродвигунами для формування команд повороту.

Література:

1. Mohana M. Small-Scale Solar Photovoltaic Power Prediction for Residential Load in Saudi Arabia Using Machine Learning / M. Mohana, A.S. Saidi, S. Alelyani, M.J. Alshayeb, S. Basha, A.E. Anqi // *Energies*, 2021, Vol. 14, 6759.
2. Adefarati T. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review / T. Adefarati, R.C. Bansal // *ET Renewable Power Generation*, 2016, Vol. 10(7), P. 873–884.
3. Golla M. An enhancement of power quality with efficient active power transfer capability in a PV–BSS-fed UAPF for microgrid realization / M. Golla, S. Thangavel, S.P. Simon, and N.P. Padhy // *IEEE Syst. J.*, 2023, Vol. 17(1), P. 1614–1625.
4. Gundumalla V. Ramp rate control strategy for an islanded DC microgrid with hybrid energy storage system / V. Gundumalla, S. Eswararao // 4th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES), Chennai, India, 7-9 February 2018, P. 82–87.
5. Jasim A.M. A new optimized demand management system for smart grid-based residential buildings adopting renewable and storage energies / A.M. Jasim, B.H. Jasim, A. Flah, V. Bolshev, and L. Mihet-Popa // *Energy Rep.*, 2023, Vol. 9, P. 4018–4035.

References

1. Mohana M. Small-Scale Solar Photovoltaic Power Prediction for Residential Load in Saudi Arabia Using Machine Learning / M. Mohana, A.S. Saidi, S. Alelyani, M.J. Alshayeb, S. Basha, A.E. Anqi // *Energies*, 2021, Vol. 14, 6759.
2. Adefarati T. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review / T. Adefarati, R.C. Bansal // *ET Renewable Power Generation*, 2016, Vol. 10(7), P. 873–884.
3. Golla M. An enhancement of power quality with efficient active power transfer capability in a PV–BSS-fed UAPF for microgrid realization / M. Golla, S. Thangavel, S.P. Simon, and N.P. Padhy // *IEEE Syst. J.*, 2023, Vol. 17(1), P. 1614–1625.
4. Gundumalla V. Ramp rate control strategy for an islanded DC microgrid with hybrid energy storage system / V. Gundumalla, S. Eswararao // 4th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES), Chennai, India, 7-9 February 2018, P. 82–87.
5. Jasim A.M. A new optimized demand management system for smart grid-based residential buildings adopting renewable and storage energies / A.M. Jasim, B.H. Jasim, A. Flah, V. Bolshev, and L. Mihet-Popa // *Energy Rep.*, 2023, Vol. 9, P. 4018–4035.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

РЕЦЕНЗІЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Дипломник Тарасюк Владислав Юрійович

Тема: Удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією

Спеціальність: 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

Обсяг кваліфікаційної роботи:

Кількість сторінок записки 89

1. Короткий зміст роботи та прийнятих рішень: Метою роботи є розробка удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією
2. Висновок про відповідність роботи дипломному завданню: Робота повністю відповідає поставленому завданню
3. Характеристика виконання кожного розділу, ступінь використання останніх досягнень науки і техніки і передових методів роботи: У першому розділі розглянуто особливості керування малопотужною сонячною електростанцією. У другому розділі удосконалено математичну модель удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією. У третьому розділі розроблено імітаційну модель удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією. У четвертому розділі виконано експериментальні дослідження удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією
4. Позитивні сторони роботи: Перевагою роботи є те, що ПІ-регулятор керування струмом усуває вплив напруги фотоелектричного генератора, яка представляє коливання через варіації миттєвого потоку потужності через фотоелектричну систему.

5. Негативні сторони роботи: не виконано порівняння удосконаленого методу керування малопотужною сонячною електростанцією із відомим методами керування малопотужними сонячними електростанціями.

6. Оцінка графічного оформлення та пояснювальної записки роботи: Пояснювальна записка оформлена коректно, згідно діючих стандартів оформлення документації

7. Відгук про роботу в цілому: Робота виконана на належному науково-технічному рівні.

8. Інші зауваження: відсутні

9. Оцінка дипломної роботи: добре (4,00/С)

Рецензент (прізвище, ім'я, по батькові, посада, місце роботи) _____

доктор філософії, Сергій Векшар
Секція Михайла Васильовича

"15" грудня 2024 р.

 (підпис)

Завідувачу кафедри АКІТтаР
д-ру техн.наук, проф. Мартинюку В.В.

Тарасюка В. Ю.

ІІБ здобувача вищої освіти

ФІТ, 2 курс, групи АКІТРМ-23-1

ЗАЯВА

З правилами чинного Положення «Про систему забезпечення академічної доброчесності у Хмельницькому національному університеті» від 01.07.2022, згідно з яким виявлення плагіату є підставою для відмови в допуску кваліфікаційної роботи до захисту та застосування заходів дисциплінарної та академічної відповідальності, ознайомлений (а). Про використання програмно-технічних засобів для перевірки кваліфікаційних робіт здобувачів вищої освіти на наявність плагіату ознайомлений(а) та надаю свою згоду на обробку та збереження університетом моєї роботи в інституційному репозитарії університету.

Також надаю університету право на передачу моєї роботи для обробки та збереження в базах даних програмно-технічних засобів (StrikePlagiarism та Anti-Plagiarism) та використання роботи для виявлення плагіату в інших роботах, які перевіряються програмно-технічними засобами та користувачами, що мають доступ до цих програмно-технічних засобів, виключно в обмежених цілях для виявлення плагіату в текстах робіт.

Робота для перевірки університетом надається в друкованому та електронному варіанті. Електронна версія моєї роботи збігається (ідентична) з друкованою.

02.12.2024

дата


підпис

Anti-Plagiarism v-15.257

Максимальне співпадіння з одним документом 1.0%

Словники перевірки: en_US, ru_RU, ua_UA. Помилки в документах: 11%

ID: 163085 Назва: МКР Удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією Додано в БД: 2024-12-25 Автора: Владислав ТАРАСЮК Керівники: Андрій СЕЛЬСЬКИЙ Консультанти: Опоненти:	Документ		Сумарний збіг по Базі Даних	
	Символи	Лексеми	Символи	Лексеми
	80121	628	1128 (1%)	13 (2%)

Джерело плагіату

ID	Опис	Наявність плагіату в документі	
		Символи	Лексеми

Протокол аналізу звіту подібності науковим керівником

Заявляю, що я ознайомився (-лась) з Повним звітом подібності, який був згенерований Системою виявлення і запобігання плагіату щодо роботи:

Автор: Владислав ТАРАСЮК

Співавтор:

Назва: МКР Тарасюк

Науковий керівник: Андрій СЕЛЬСЬКИЙ

Підрозділ: Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки

Коефіцієнт подібності 1: 2.1%

Коефіцієнт подібності 2: 0.6%

Мікропробіли: 7

Заміна букв: 2

Інтервали: 0

Білі знаки: 1

Дата створення звіту: 2024-12-25 09:07:20.0

Після аналізу Звіту подібності констатую наступне:

Запозичення, виявлені в роботі є законними і не є плагіатом. Рівень подібності не перевищує допустимої межі. Таким чином робота незалежна і приймається.

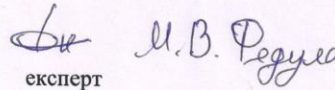
Запозичення не є плагіатом, але перевищено граничне значення рівня подібностей. Таким чином робота повертається на доопрацювання.

Виявлено запозичення і плагіат або навмисні текстові спотворення (маніпуляції), як передбачувані спроби укриття плагіату, які роблять роботу невідповідною вимогам законодавства (Ст. 32. ЗУ Про вищу освіту, пункт 3.1, Ст. 42. ЗУ Про освіту) та вимог НАЗЯВО (Критерій 5), а також кодексу етики і процедур. Таким чином робота не приймається.

Обґрунтування:

2024-12-25

Дата


експерт

**РІШЕННЯ ЕКСПЕРНОЇ КОМІСІЇ
КАФЕДРИ АВТОМАТИЗАЦІЇ, КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА
РОБОТОТЕХНІКИ
ПРО ДОПУСК КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ ДО ЗАХИСТУ**

Підтверджуємо ознайомлення з результатом звіту подібності щодо роботи, генерованого системою виявлення текстових збігів/ідентичності/схожості:

Назва: Удосконалений метод керування малопотужною сонячною електростанцією

Автор: Тарасюк Владислав Юрійович

Спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

Освітня програма: Освітньо-професійна програма «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

Науковий керівник: Сельський Андрій Анатолійович, кандидат фізико-математичних наук, доцент

Після аналізу звіту подібності зроблено такий висновок:

№	Висновок	Позначка про відповідність
1	Запозичення, виявлені в роботі, є законними і не є плагіатом. Робота приймається до захисту.	відповідає
2	Виявлені запозичення не є плагіатом, розміщені в розділах, які не описують безпосередньо авторське дослідження, але кількість цитат перевищує обсяг, виправданий поставленою метою роботи. Робота приймається до захисту, але має бути відкоригована. Відкоригований варіант має бути поданий на кафедру за 2 дні до захисту, разом із заявою щодо самостійності виконання письмової роботи та ідентичності друкованої й електронної версії роботи	
3	Виявлені запозичення не є плагіатом, але частково розміщені в розділах, які описують безпосередньо авторське дослідження, а кількість цитат перевищує обсяг, виправданий поставленою метою роботи. В зв'язку з цим мета роботи та поставлені завдання не були досягнені. Робота може бути допущена до захисту (наступного року) після того, як буде відкоригована та допрацьована і успішно пройде повторну перевірку на академічний плагіат.	
4	Робота містить навмисні текстові спотворення, передбачувані спроби укриття запозичень або інші прояви академічного плагіату. Робота містить фабрикацію або фальсифікацію даних. Робота не допускається до захисту.	
5	Інше:	

Підтвердження:

Запозичення, виявлені в роботі, є законними і не є плагіатом, оскільки:

1) у тексті кваліфікаційної роботи системами перевірки на плагіат виявлено схожість з деякими документами в частині загальноживаних обов'язкових словосполучень у стандартних бланках (титулка, відомість документів), у структурі змісту, назвах розділів/підрозділів тощо, у назвах публікацій у переліку джерел посилання;

2) усі запозичення є фрагментарними або мають належним чином оформленні посилання;

3) виявлені модифікації тексту не впливають на відсоток схожості.

Сумарний обсяг всіх запозичень, визначений системою виявлення збігів ідентичності/схожості, складає 2,1% і адресується до 54 джерел, що, з урахуванням наведених обґрунтувань, відповідає характеру теми і свідчить на користь кваліфікаційної роботи.

Завідувач кафедри

Гарант освітньої програми

Керівник кваліфікаційної роботи



Валерій МАРТИНЮК

Валерій МАРТИНЮК

Андрій СЕЛЬСЬКИЙ