

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Присяжнюк Валентин Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Розробка математичної моделі фотоелектричної станції
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня **бакалавр**

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Присяжнюк В.О.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Цивенкова Наталія Миколаївна
(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2026

АНОТАЦІЯ

Присяжнюк В. О. Розробка математичної моделі фотоелектричної станції. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2026.

У даній роботі представлена конструкція, сформульована стратегія керування та за допомогою MATLAB/Simulink виконано аналіз режимів роботи трифазної фотоелектричної станції з блоком одиничною потужністю 3 МВт при температурах (0, 25) °C, підключеної до мережі. Пропонована модель складається з фотоелектричної батареї, пристрою відстеження точки максимальної потужності, підвищувального перетворювача постійного струму, трирівневого інвертора, LC-фільтра та підвищувального трансформатора.

Ключові слова: фотоелектрична станція, відновлювана енергетика, точка максимальної потужності.

ABSTRACT

Prysyazhnyuk V. O. Development of a mathematical model of a photovoltaic station. Qualification work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics – Polissia National University, Zhytomyr, 2026.

This work presents a design, formulates a control strategy and uses MATLAB/Simulink to analyze the operating modes of a three-phase photovoltaic station with a unit capacity of 3 MW at temperatures of (0, 25) °C, connected to the network. The proposed model consists of a photovoltaic battery, a maximum power point tracking device, a DC-DC boost converter, a three-level inverter, an LC filter and a step-up transformer.

Keywords: photovoltaic station, renewable energy, maximum power point.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ УМОВ РОЗВИТКУ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	7
1.1 Оцінка потенціалу сонячної енергетики	7
1.2 Оцінка потенціалу сонячної енергетики України	10
Висновки по розділу 1	14
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ КОНСТРУКЦІЇ ТА ХАРАКТЕРИСТИК ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ	15
2.1 Еквівалентна електрична схема сонячного елемента	15
2.2 Перетворювачі постійного струму в постійний	17
2.3 Відстеження точки максимальної потужності	22
2.4 Перетворювачі постійного струму в змінний	25
2.5 Контур фазового автопідстроювання частоти	29
Висновки по розділу 2	30
РОЗДІЛ 3 МОДЕЛЬ ТРИФАЗНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ	31
3.1 Обґрунтування виду контурів управління трифазної фотоелектричної системи	31
3.2 Розробка математичної моделі ФЕС потужністю 3 МВт	34
3.3 Модель трифазної фотоелектричної системи	40
Висновки по розділу 3	43
ВИСНОВКИ	44
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	45

ВСТУП

Останніми роками вчені виявили відновлювану енергію, яка є видом енергії, що збирається зі сталих ресурсів, таких як сонячне світло, вітер, дощ, припливи, хвилі, геотермальне тепло тощо, і вони спостерігають революцію відновлюваної енергії. Відновлювана енергія характеризується невичерпністю (природне поповнення) та екологічністю (не спричиняє забруднення навколишнього середовища) .

Причини, що викликали використання відновлюваної енергії, згідно з дослідженнями, полягають у тому, що ресурси викопного палива вичерпуватимуться, і до кінця цього століття їхнє виробництво буде зменшено, а також у негативному впливі викопного палива на навколишнє середовище, що є шкідливим джерелом і руйнівником для нього. Надмірне використання обладнання, що працює на викопному паливі, викидає в атмосферу величезну кількість оксидів азоту, вуглецю та сірки, що спричиняє дисбаланс в екологічному балансі, такий як парниковий ефект та кислотні опади .

Однак технології відновлюваної енергетики стали більш привабливими для інвестиційного сектора, ніж традиційні електростанції, де 310 мільярдів доларів виділено на встановлення нових відновлюваних електростанцій порівняно з приблизно 145 мільярдами доларів на встановлення традиційних електростанцій, включно з атомними .

Сонячна енергія є одним із відновлюваних джерел енергії, який широко використовується в різних сферах, будь то невеликі фотоелектричні (ФЕ) сонячні системи (автономні) або великі фотоелектричні сонячні системи (підключені до мережі), такі як системи освітлення, системи опалення, насосні системи, автомобілі, що працюють на сонячних батареях, літаки, поїзди, супутники в космосі, кораблі та паркувальні автомобілі тощо .

Серед різних технологій відновлюваних джерел енергії фотоелектричні (ФЕ) технології розвиваються швидше і привертають більше уваги в дослідженнях та розробках. Фотогальванічні технології розглядаються як

варіант технології, що значно сприяє сталому енергопостачанню завдяки постійному технологічному розвитку та зниженню витрат. Фотогальванічні системи перетворюють сонячну енергію в електрику постійного струму через напівпровідникові елементи і можуть використовуватися автономно або підключатися до електромережі.

Для розробки конструкції та аналізу характеристик фотоелектричної (ФЕ) системи необхідно знати кількість сонячного світла, доступного в місці розташування ФЕ системи. Величина інтенсивності сонячного випромінювання, що досягає поверхні Землі, визначається параметрами та властивостями атмосфери, місцевими змінами в атмосфері, широтою місцевості, сезоном року та часом доби. Ці фактори впливають як на щільність потужності, спектральний розподіл світла, так і на кут, під яким світло падає на поверхню. В результаті це впливає на потужність, яка може бути отримана від фотоелектричних станцій.

Для рішення багатьох питань пов'язаних з використанням фотоелектричної системи вирішуються шляхом розроблення програми в програмних середовищах MATLAB/Simulink. Створені моделі можуть бути використані для вирішення освітніх, наукових та практичних завдань, пов'язаних з оптимальним визначенням складу енергосистем на базі фотоелектричних станцій та вивченням їхнього впливу на режимні характеристики енергосистеми.

Відповідно до вище зазначеного **метою кваліфікаційної роботи** є розробка математичної моделі фотоелектричної станції.

У даній роботі представлена конструкція, сформульована стратегія керування та за допомогою MATLAB/Simulink виконано аналіз режимів роботи трифазної фотоелектричної станції з блоком одиничною потужністю 3 МВт при температурах (0, 25) °C, підключеної до мережі. Пропонована модель складається з фотоелектричної батареї, пристрою відстеження точки максимальної потужності, підвищувального перетворювача постійного

струму, трирівневого інвертора, LC-фільтра та підвищувального трансформатора.

Методи та засоби дослідження які використані в роботі. Основні методи дослідження, використані в роботі:

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Присяжнюк В. О. ВАРІАНТ КОНСТРУКЦІЇ СИСТЕМИ ПЕРЕТВОРЕННЯ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

Присяжнюк В. О., Левандовський М. О. ЕКВІВАЛЕНТНА ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА СОНЯЧНОГО ЕЛЕМЕНТА

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ УМОВ РОЗВИТКУ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1 Оцінка потенціалу сонячної енергетики

Наразі у світі відбувається прорив у розвитку альтернативних видів енергії, зокрема сонячної, водневої, вітрової, хвильової, припливної тощо, спрямований на заміну застосування горючих матеріалів, таких як нафта, газ, вугілля і тому подібних створених природою земних ресурсів, у виробництві електричної та теплової енергії, що використовується для виробничих і побутових потреб. В результаті спалювання невідновлюваних ресурсів відбувається виділення шкідливих речовин в атмосферу планети, що негативно позначається на житті людини та інших живих істот. Однак у природі існують й інші способи отримання енергії, які ґрунтуються на використанні невичерпних ресурсів планети, таких як сонце, вітер, вода. Причому їх використання є чистим, без відходів і шкідливих викидів, і називається зеленим.

Відновлювані джерела енергії відіграють ключову роль у переході на екологічно чисту енергію, а їхнє впровадження є одним з основних факторів, що дозволяють утримати зростання середньої глобальної температури нижче 1,5°C. Нещодавній прогрес був багатообіцяючим, і початкові оцінки припускають, що 2023 рік стане рекордним для збільшення потужності відновлюваних джерел енергії, при цьому очікується, що річна потужність складе близько 340 ГВт [3].

Значне зростання відновлюваних джерел енергії означає, що їхня частка в світовому енергетичному балансі, за прогнозами, зросте з 29% у 2022 році до 35% у 2025 році, при цьому частка вугільної та газової генерації знизиться [34]. В результаті інтенсивність викидів вуглекислого газу при виробництві електроенергії в світі в найближчі роки продовжуватиме знижуватися. Однак в 2022 році Європа протиставилася цій глобальній тенденції. Інтенсивність викидів вуглекислого газу при виробництві електроенергії в Європі збільшилася через збільшення використання вугілля та газу на тлі різкого

падіння виробітку як гідроелектроенергії через посухи, так і атомної енергетики через закриття станцій та проведення ремонтних робіт. Проте ця невдача буде тимчасовою, оскільки очікується, що викиди при виробництві електроенергії в Європі знижуватимуться в середньому приблизно на 10% на рік до 2025 року.

Тим не менш, виробництво електроенергії з відновлюваних джерел повинно розширюватися швидше, щоб досягти цілей у Сценарії нульових викидів до 2050 року, де частка відновлюваних джерел виробництва збільшується з майже 29% у 2021 році до понад 60% до 2030 року. Річне виробництво повинно збільшуватися із середньою швидкістю понад 12% у період 2022–2030 рр., що вдвічі перевищує середній показник 2019–2021 рр. [2].

У 2021 році виробництво електроенергії з відновлюваних джерел зросло майже на 7%, що є рекордним збільшенням на 522 ТВт·год, при цьому вітрові та сонячні фотоелектричні технології разом становлять майже 90% цього зростання. Частка відновлюваних джерел енергії в світовому виробництві електроенергії досягла 28,7% у 2021 році після скромного зростання на 0,4 відсоткових пункти, як показано на рисунку 1.1. Повільне зростання частки відновлюваних джерел енергії було пов'язане з тим, що глобальний попит на електроенергію досяг найвищого рівня в історії, оскільки економічна активність відновилася після уповільнення, пов'язаного з Covid-19, а посуха в низці регіонів призвела до зниження виробітку електроенергії на гідроелектростанціях [27].

На частку вітру припала майже половина рекордного зростання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел у 2021 році на 522 ТВт·год, головним чином завдяки майже трикратному збільшенню вітрових потужностей у Китаї в 2020 році та продовженню активного зростання у 2021 році. На частку сонячної фотоелектричної енергетики припала одна третина приросту вироблення, завдяки прискоренню введення потужностей у Китаї, Європейському Союзі та США у 2020 та 2021 роках. На частку біоенергетики

припали решта 15% зростання. На відміну від цього, виробництво гідроенергії у 2021 році вперше за 20 років знизилося приблизно на 0,4% через посухи в Бразилії, США, Туреччині, Китаї, Індії та Канаді. Зростання вироблення геотермальної енергії, концентрованої сонячної енергії та океанічних технологій у 2021 році застопорилося через обмежене нарощування потужностей [8].

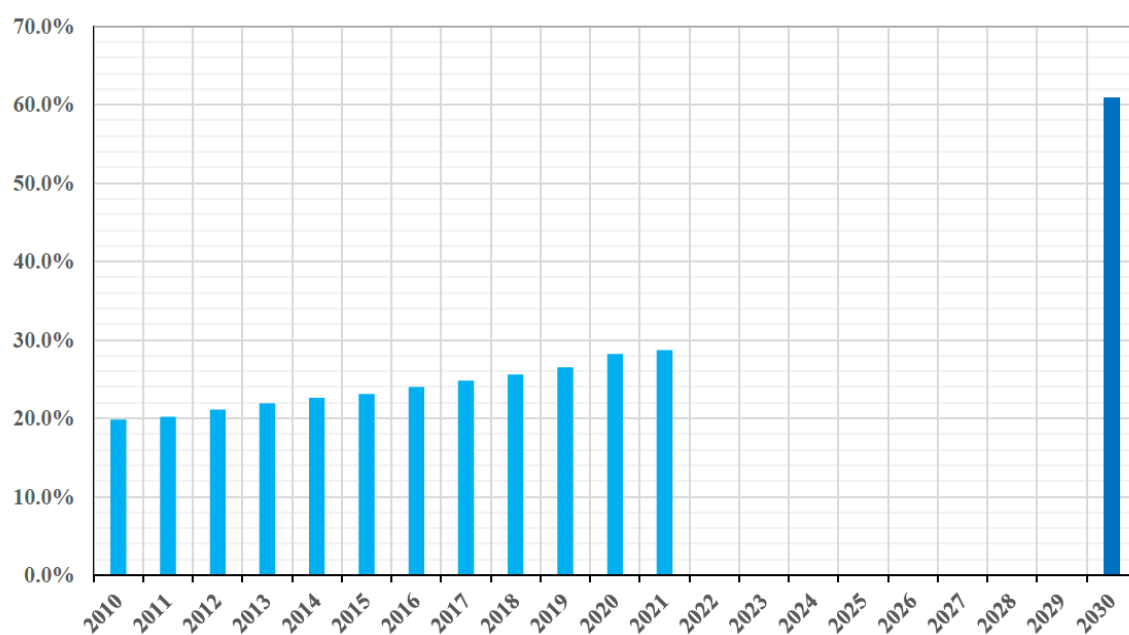


Рисунок 1.1 - Частка відновлюваних джерел енергії у виробництві електроенергії, 2010–2030 рр.

У структурі виробництва та споживання відновлюваної енергії найбільшу частку має сонячна: у два-три рази більше, ніж усі інші види відновлюваної енергії (вітрова, воднева, біологічна, енергія моря тощо). Значною мірою це зумовлено простотою будівництва сонячних електростанцій, що складаються з панелей. Ці панелі розташовують на землі, воді, на даху в регіонах зі значною сонячною активністю та великою кількістю сонячних днів на рік [6,7].

Сонячна фотоелектрична енергія була технологією, що найшвидше зростала за збільшенням потужності останніми роками; однак навіть рекордні 150 ГВт, додані у 2021 році, становлять лише близько однієї третини середньорічного приросту у 2022–2030.

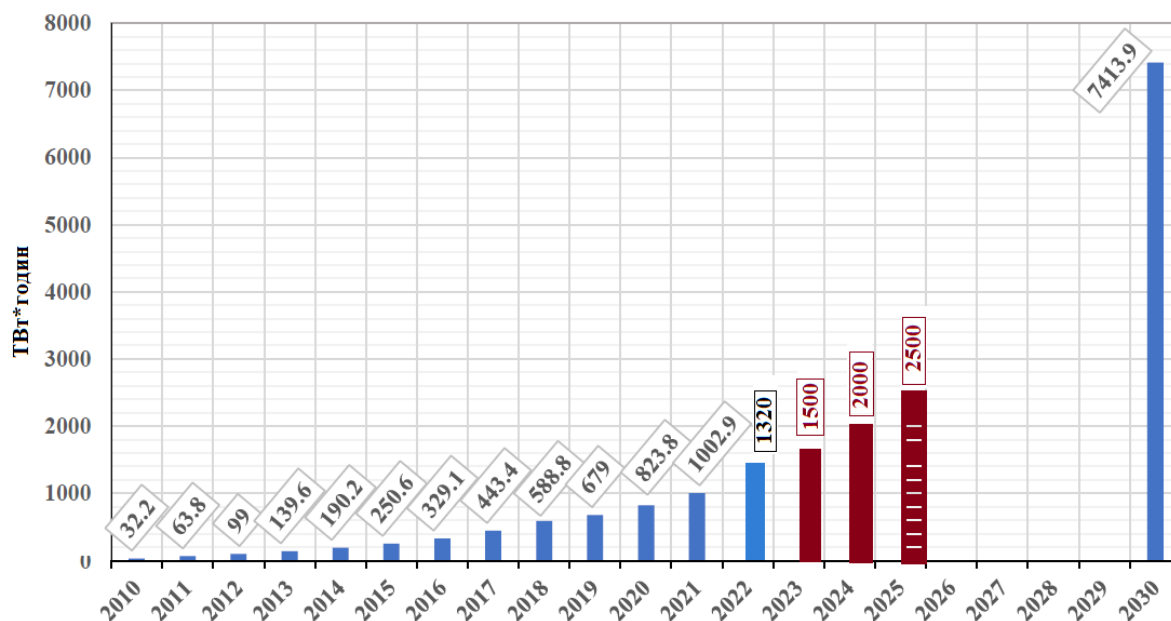


Рисунок 1.2 - Виробництво електроенергії від фотоелектричних сонячних батарей за період з 2010 по 2025 роки

Виробництво електроенергії від фотоелектричних сонячних батарей збільшилося на 179 ТВт·год у 2021 році та перевищило 1000 ТВт·год, що означає зростання на 22% порівняно з 2020 роком, як чітко показано на рисунку 1.2. На частку сонячної фотоелектричної енергії припадає 3,6% світового виробництва електроенергії, і вона залишається третьою за величиною технологією отримання енергії з відновлюваних джерел після гідро- та вітроенергетики. Сонячна 44 енергетика характеризується другим за величиною темпом зростання серед усіх технологій перетворення енергії з відновлюваних джерел у 2021 році після вітроенергетики. Сонячні фотоелектричні системи стають найдешевшим варіантом нового виробництва електроенергії в більшості країн світу, що, як очікується, стимулюватиме інвестиції в найближчі роки.

1.2 Оцінка потенціалу сонячної енергетики України

Потенціал сонячної енергетики країни визначається показником сонячного опромінення. Річний показник сонячного опромінення в Україні коливається від 1080 до 1400 кВт·год/м² залежно від регіону. Географічно країна

розташована між 44 і 52 північної широти, і ця різниця в 8° створює помітний перепад сонячного ресурсу[9]. Карта сонячної активності показана на рис. 1.2.

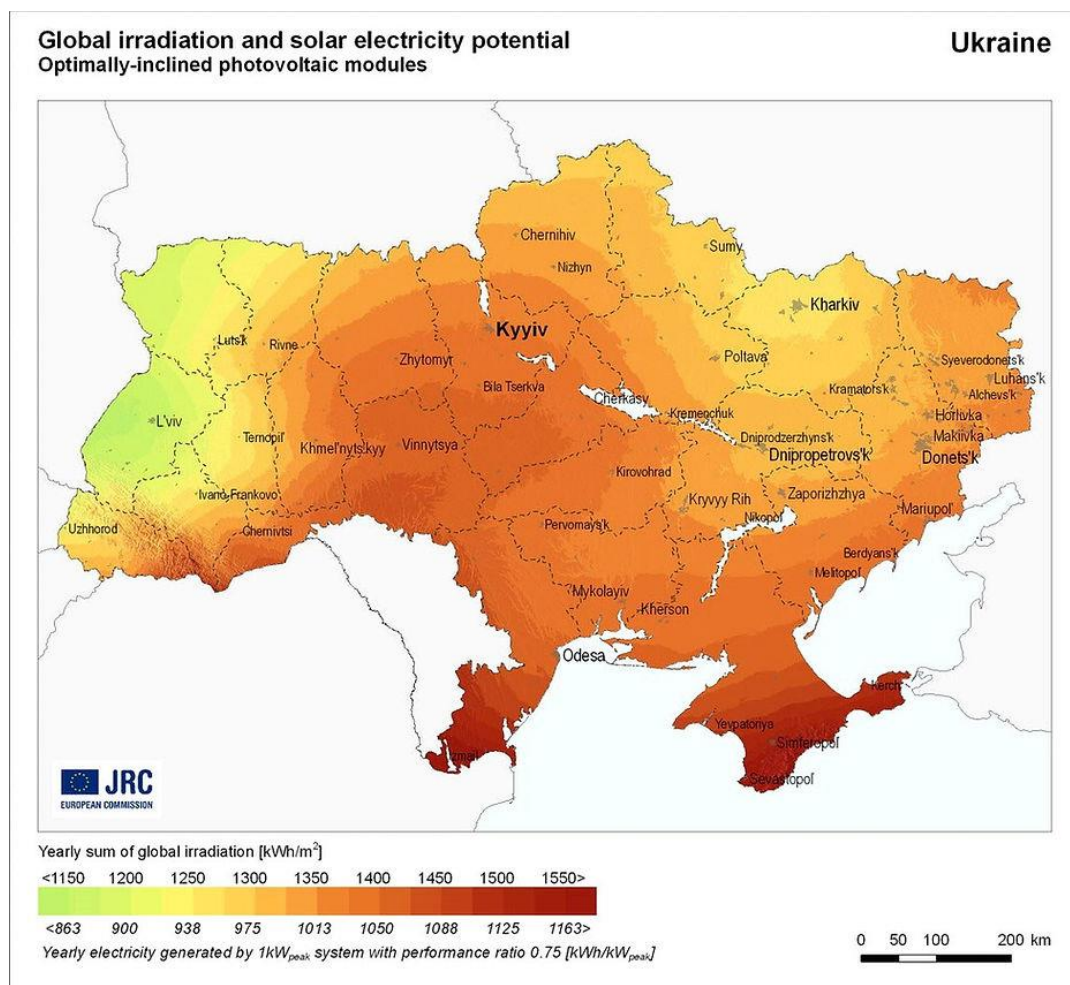


Рисунок 1.2. Карта сонячної активності України (Дані : агрегат PVGIS/Global Solar Atlas.)

Різниця між Півднем та Північчю досягає 25%. Для системи 10 кВт це означає від 1000 до 1500 кВт·год/рік додатково або втрачено. Навіть найслабший за сонячним ресурсом регіон України (Чернігівщина, Сумщина) за рівнем сонячного ресурсу відповідає найкращим регіонам Польщі та перевищує більшість земель Німеччини. За окремими дослідженнями, *saracity factor* дахових СЕС в Україні може становити близько 14,1%; для Польщі та Німеччини типові значення часто нижчі, але конкретний показник залежить від методики, року та типу системи (див. Табл.1.1) [3].

Таблиця 1.1. Сонячні ресурси регіонів України.

Регіон	PSH/день (середнє)	GHI кВт·год/м²/рік	Рейтинг
Південь (Одеська, Херсон, Запоріжжя)	3,7-3,9	1 350-1 400	1
Дніпропетровська	3,4	~1 240	2
Центр (Київська, Полтавська)	3,1-3,4	1 150-1 250	3
Харківська	3,1	~1 130	4
Захід (Львівська, Закарпаття)	3,0-3,3	1 100-1 200	5
Північ (Чернігівська, Сумська)	2,9-3,1	1080-1120	6

Як змінюється сонячне випромінювання протягом року.

У червні-липні центральна Україна отримує 5,2-6,5 PSH/день, у грудні-січні - лише 1,0-2,0. Система 1 кВт виробляє влітку 140-160 кВт · год / місяць, а взимку 20-40 кВт · год / місяць.

Розрахунок для центральної України (Київська/Полтавська обл.), система 10 кВт, коефіцієнт системи дорівнює 0,80 показано в табл. 1.2[3].

Таблиця 1.2. Величина сонячної генерації для центральної України.

Місяць	PSH/день (центр.)	Генерація 10 кВт, кВт·год/міс	% від річного max
Січень	1,2-1,6	280-380	16-19%
Лютий	1,6-2,2	340-470	19-24%
Березень	2,6-3,2	610-770	33-39%
Квітень	3,6-4,4	860-1 060	46-54%

Місяць	PSH/день (центр.)	Генерація 10 кВт, кВт·год/міс	% від річного max
Травень	4,8-5,6	1 150-1 340	62-68%
Червень	5,2-6,5	1 250-1 560	67-80%
Липень	5,4-6,2	1 300-1 490	70-76%
Серпень	4,8-5,6	1 150-1 340	62-68%
Вересень	3,2-3,8	770-910	41-46%
Жовтень	2,0-2,8	480-670	26-34%
Листопад	1,2-1,8	280-430	16-22%
Грудень	1,0-1,4	240-340	13-17%

Зимова генерація реальна, хоч і не велика. Хмарний день дає розсіяну радіацію. Проблема у іншому. Бувають цілі тижні, коли снігопади та тумани зводять генерацію майже нанівець. За наведеною таблицею, у грудні-січні система 10 кВт у центрі України дає орієнтовно 240-380 кВт·год/місяць; частка покриття потреб залежить від фактичного споживання будинку, тому її слід рахувати окремо.

Літній пік генерації збігається із підвищеним споживанням кондиціонування. Для домогосподарств це зручно: найбільше виробляє саме тоді, коли найбільше витрачає.

Фактори які визначають рівень сонячного опромінення

П'ять факторів визначають, скільки сонячної енергії отримає конкретна ділянка.

Географічна широта: Чим на північ розташований будинок, тим нижче піднімається сонце над горизонтом і тим менше годин пікового

випромінювання. Різниця між Херсоном (46°N) та Черніговом (51°N) за PSH становить до 25%[2].

Пора року: Нахил земної осі на $23,5^{\circ}$ обумовлює сезонну нерівномірність. Влітку кут падіння сонця вищий, світловий день довший, PSH зростає в 3-5 разів у порівнянні з зимою.

Хмарність та клімат: Хмарність знижує PSH у порівнянні з ясними умовами. У регіонах зі складним рельєфом, зокрема у Карпатах та на Закарпатті, значення можуть суттєво відрізнятись локально, тому для проекту краще перевіряти конкретні координати, а не середню область.

Кут нахилу панелей: Оптимальне значення для річного балансу у більшості регіонів України становить $35-40^{\circ}$ до горизонту. Відхилення на 15° знижує генерацію на 3-5%. Зимовий пріоритет (якщо потрібна рівномірна генерація) вимагає крутішого кута $60-65^{\circ}$, що додає 10-15% вироблення в грудні-лютому за рахунок літнього піку.

Орієнтація та затінення: Розворот панелей на південь дає максимальну генерацію. Орієнтація на схід чи захід забирає 15-20% річного виробітку. Затінення навіть 10% площі масиву (дерева, труба, сусідній дах) здатне знизити генерацію на 20-30% в системах без оптимізаторів, так як ряди панелей з'єднані послідовно і один затінений осередок обмежує весь ряд.

Висновки по першому розділу

Кількість сонячної радіації, яку принципово можливо використати, збільшиться, якщо приймальну поверхню нахилити під певним кутом, при цьому максимум буде досягнуто, якщо поверхню розташувати перпендикулярно сонячним променям на панелях, що відстежують Сонце, які динамічно орієнтуються відносно його видимого положення. Це збільшує денний прихід сонячної радіації влітку на 25-40%, взимку – на 10-15%. Найчастіше на практиці кут нахилу робочих поверхонь орієнтують на південь і приймають рівним широті місцевості: такий нахил вважається оптимальним і найбільш технічно реалізованим. Збільшити величину одержуваної енергії дозволяє сезонне коригування розташування геліоприймачів.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ КОНСТРУКЦІЇ ТА ХАРАКТЕРИСТИК ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

Для розробки конструкції та аналізу характеристик фотоелектричної (ФЕ) системи необхідно знати кількість сонячного світла, доступного в місці розташування ФЕ системи. Величина інтенсивності сонячного випромінювання, що досягає поверхні Землі, визначається параметрами та властивостями атмосфери, місцевими змінами в атмосфері, широтою місця розташування, сезоном року та часом доби. Ці фактори впливають як на щільність потужності, спектральний розподіл світла, так і на кут, під яким світло падає на поверхню. В результаті це впливає на потужність, яка може бути отримана від фотоелектричних станцій.

Інтенсивність сонячного випромінювання – це потужність потоку сонячної радіації, що припадає на одиницю площі поверхні. Інтенсивність сонячного випромінювання позначається R і має розмірність Вт/м^2 [19]. Величина потоку сонячного випромінювання, що досягає земної поверхні, залежить від географічних умов конкретного місця. Для виконання коректного моделювання та проектування фотоелектричних станцій необхідна точна інформація про параметри сонячного випромінювання в місці передбачуваного спорудження електростанції а також визначити еквівалентну електричну схему сонячного елемента. Незважаючи на те, що дані про параметри сонячного випромінювання доступні на більшості метеорологічних станцій, проте для оцінки цих параметрів у всьому світі використовується альтернативний емпіричний метод [5].

2.1 Еквівалентна електрична схема сонячного елемента

На рисунку 3.1 показана еквівалентна схема фотоелектричного модуля, що складається з кількох фотоелементів. Вона включає джерело струму, що генерує фотострум, який залежить від випромінювання, діод, еквівалентний області р-n переходу сонячного елемента, втрати напруги, представлені послідовним опором, і паралельний опір, що враховує струм витоку.

Співвідношення вихідного струму та напруги для фотоелектричного модуля можна виразити наступним рівнянням [29].

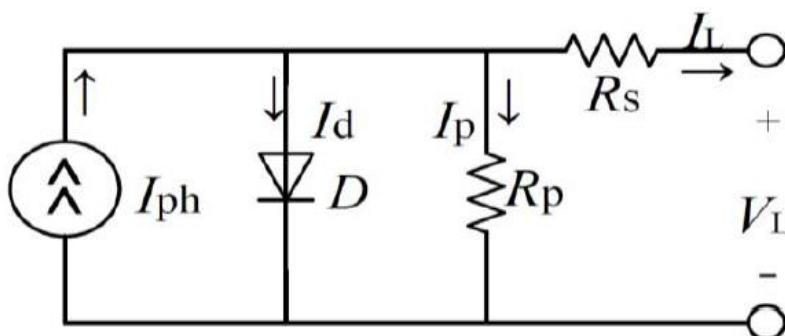


Рисунок 2.1 — Еквівалентна схема сонячного елемента

Використовуючи закони Кірхгофа:

$$I_{ph} - I_D - I_p - I_L = 0 \Rightarrow I_L = I_{ph} - I_D - I_p \quad (2.1)$$

$$(V_D = V_p) = V_s + V_L \Rightarrow V_D = R_s I_L + V_L \quad (2.2)$$

$$I_p = \frac{V_p}{R_p} = \frac{V_D}{R_p} = \frac{I_L R_s + V_L}{R_p} \quad (2.3)$$

Струм, що протікає через діод, можна виразити наступним чином [29]:

$$I_D = I_{sat} \left[e^{\left(\frac{V_D}{m N_s V_T} \right)} - 1 \right]. \quad (2.4)$$

Якщо замінити $V_T = \frac{KT}{q}$ на V_T у рівнянні. (2.4), то одержимо:

$$I_D = I_{sat} \left[e^{\left(\frac{q V_D}{m N_s K T} \right)} - 1 \right].$$

Підставляючи рівняння. (2.3) і (2.4) у рівняння (1.1), струм навантаження можна записати у вигляді наступного рівняння:

$$I_L = I_{ph} + I_{sat} \left[e^{\left(\frac{q V_D}{m N_s K T} \right)} - 1 \right] - \frac{I_L R_s + V_L}{R_p}, \quad (2.6)$$

де I_{ph} - струм, що виникає в результаті фотоелектричного ефекту за стандартних умов випробувань ($+25^\circ\text{C}$ та 1000 Вт/м^2), I_D - діодний струм фотоелемента, I_p - струм шунта, I_{sat} - зворотний струм насичення сонячного

модуля, N_s – кількість комірок, з'єднаних послідовно, V_T – Теплова напруга і дорівнює 25,7 В при 25°C (298K), m – ідеальний коефіцієнт діода (1–5(VT)), K – постійна Больцмана ($1,3805 \cdot 10^{-23}$ Дж/К), q – заряд електрона ($1,602110 \cdot 10^{-19}$ Кл) [53], R_s – еквівалентний послідовний опір сонячного модуля, R_p – еквівалентний паралельний опір сонячного модуля.

На величину I_{ph} впливає інтенсивність сонячного випромінювання та температура [28]. Вплив цих двох факторів можна показати наступним чином:

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha_i (T - 25)] \frac{G}{G_{ref}}, \quad (2.7)$$

де I_{sc} – струм короткого замикання модуля, G – кількість фактичного випромінювання, G_{ref} – кількість номінального випромінювання, T – температура фотоелемента в кельвінах (К), α_i – температурний коефіцієнт. I_{sat} та I_{sc} можуть бути отримані відповідно до наступних рівнянь [28].

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \left(\frac{R_p + R_s}{R_p} \right), \quad (2.8)$$

$$I_{sat} = \frac{I_{sc,ref} + \alpha_i (T - 25)}{e^{\left(\frac{V_{oc,ref} + \alpha_v (T - 25)}{N_s m K T} \right) - 1}}, \quad (2.9)$$

де $I_{sc,ref}$ та $V_{oc,ref}$ – струм короткого замикання та напруга холостого ходу модуля в STC, α_v – температурний коефіцієнт напруги холостого ходу. Зазвичай ці значення надаються виробником фотоелементів [56]. Вихідний струм модуля визначається

$$I_L = \left[I_{sc} + \alpha_i (T - 25) \frac{G}{G_{ref}} \right] + I_{sat} \left[1 - e^{\left(\frac{q V_D}{m N_s K T} \right)} \right] - \frac{I_L R_s + V_L}{R_p}. \quad (2.10)$$

2.2 Перетворювачі постійного струму в постійний

Для забезпечення робочих режимів сонячної електростанції на базі фотоелектричного перетворювача необхідне перетворення рівня напруги постійного струму. Для цього використовується спеціальний перетворювач. Це перетворення напруги може бути від вищого рівня напруги до нижчого рівня напруги або навпаки. Рівні потужності можуть варіюватися від дуже

малих, як у невеликих батареї, що використовуються в повсякденному житті, до високих потужностей, які зустрічаються при промисловому виробництві електроенергії [29].

Фотоелектричні модулі або масиви можуть заряджати акумуляторні батареї для використання в різних сферах застосування, таких як сонячні фотоелектричні автономні системи, супутники, транспортні засоби, вуличне освітлення, базові прийомопередавальні станції, а також для створення фотоелектричних систем, де енергію можна зберігати для подальшого споживання. Однак пряма зарядка від сонячних фотоелектричних модулів або батарей пошкодить батареї та скоротить термін їх служби через нерегульовані зарядні напруги та струми [28].

Таким чином, DC-DC перетворювач буде регулювати зарядну напругу/струм від сонячних фотоелектричних модулів або масивів відповідно до характеристик батарей, що призвело до гострої потреби у високоефективних перетворювачах постійної напруги. Крім того, вихідна напруга постійного струму, що генерується фотоелектричним масивом, сильно залежить від інтенсивності сонячного випромінювання, ступеня затіненості, температури навколишнього середовища, ступеня чистоти поверхні фотоелектричного модуля та ін. Таким чином, виникає необхідність у підвищувальному DC-DC перетворювачі для регулювання низької та непостійної вихідної напруги постійного струму від фотоелектричних панелей [29].

Перетворювач постійної напруги також може виконувати функцію забезпечення максимальної вихідної потужності масивів фотоелектричних модулів за різних умов за допомогою алгоритмів відстеження робочої точки максимальної потужності (ТМП) [60].

2.2.1 Класифікація перетворювачів постійного струму

За перетворенням рівня напруги перетворювачі постійної напруги можна класифікувати наступним чином [61]:

– Знижуючий перетворювач: Знижуючий перетворювач – це понижуючий перетворювач, який забезпечує нижчу середню вихідну напругу, ніж вхідна напруга постійного струму.

– Підвищуючий перетворювач: Підвищуючий перетворювач (ПП) – це підвищуючий перетворювач, який забезпечує вищу вихідну напругу, ніж вхідна напруга постійного струму.

– Знижувально-підвищуючий перетворювач: Знижувально-підвищуючий перетворювач являє собою як підвищуючий, так і знижуючий перетворювач, який забезпечує вище або нижче значення вихідної напруги порівняно із прикладеною вхідною напругою, залежно від режиму роботи.

2.2.2 Підвищуючий перетворювач

На рисунку 2.2 показано підвищуючий перетворювач, який розглядатиметься у даній роботі. Його основне застосування – регульовані джерела живлення постійного струму. Як впливає з назви, вихідна напруга завжди більша за вхідну напругу [24].

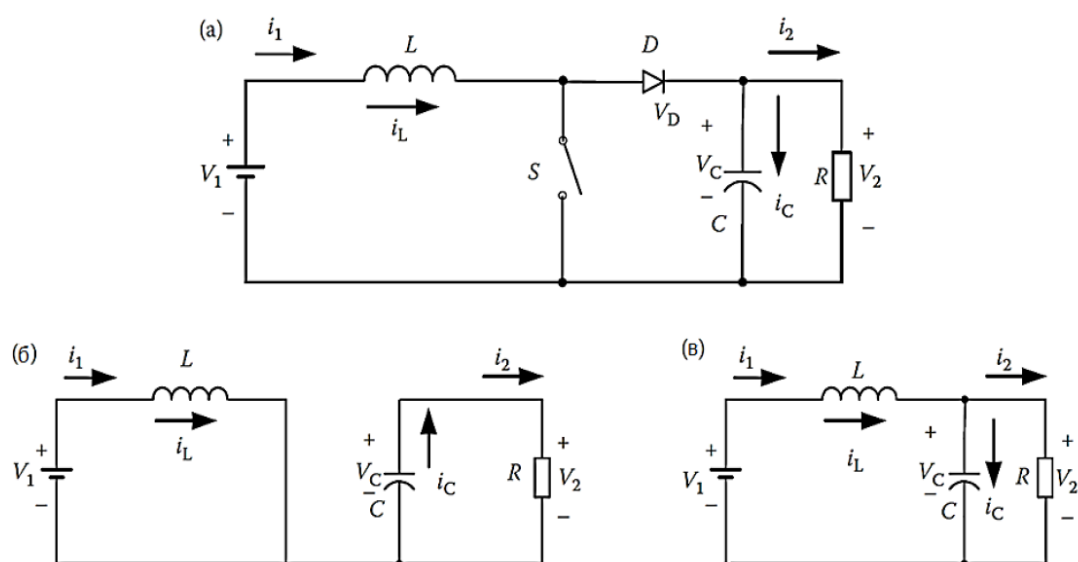


Рисунок 2.2 — Підвищуючий перетворювач: (а) схема, (б) ввімкнення та (в) вимкнення [28]

Коли перемикач S увімкнений, діод має зворотнє зміщення, струм в індуктивності збільшується [29]:

$$\frac{di}{dt} = \frac{V_1}{L}. \quad (2.11)$$

Оскільки діод має зворотне зміщення, конденсатор подає струм на навантаження, а струм конденсатора негативний. При розмиканні ключа струм в індуктивності повинен зменшуватися, щоб струм в кінці циклу був таким же, як і на початку циклу в усталеному режимі. Щоб струм в індуктивності зменшився, повинна виконуватися умова $V_2 > V_1$. Для цього інтервалу з розімкнутим вимикачем похідна струму індуктора визначається виразом.

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_1 - V_C}{L} = \frac{V_1 - V_2}{L}. \quad (2.12)$$

Графік залежності струму індуктора від часу показаний на рисунку 3.3.

Оскільки в усталеному режимі часовий інтеграл напруги індуктора за один період часу повинен дорівнювати нулю [30]:

$$\begin{aligned} V_1 t_{on} + (V_1 - V_2) t_{off} &= 0 \\ V_1 t_{on} &= (V_2 - V_1) t_{off} \\ V_2 = V_C &= \frac{V_1}{1 - \frac{t_{on}}{T}} = \frac{V_1}{1 - D}, \end{aligned} \quad (2.13)$$

де $D = t_{on}/T$ - скважність робочого циклу ПП.

З рівняння (2.13) видно, що якщо D велике, то вихідна напруга V_2 може бути дуже великою. Насправді, коли D наближається до одиниці, вихідна напруга зменшується, а не збільшується через вплив паразитних елементів схеми. Для запобігання такій проблемі значення D повинно бути обмежено певним верхнім лімітом (скажімо, 0,9) [30].

Значення I_{max} та I_{min} можна знайти через вхідну середню потужність P_{in} та P_o середню потужність навантаження, якщо немає втрат потужності [30]:

$$\begin{aligned} P_{in} &= P_o; \\ P_{in} &= \frac{I_{max} + I_{min}}{2} V_1; \\ P_o &= \frac{V_2^2}{R} = \frac{V_1^2}{(1 - D)^2 R}; \\ I_o &= I_{in} (1 - D); \end{aligned} \quad (2.14)$$

$$I_{in} = \frac{V_1}{(1-D)^2 R}.$$

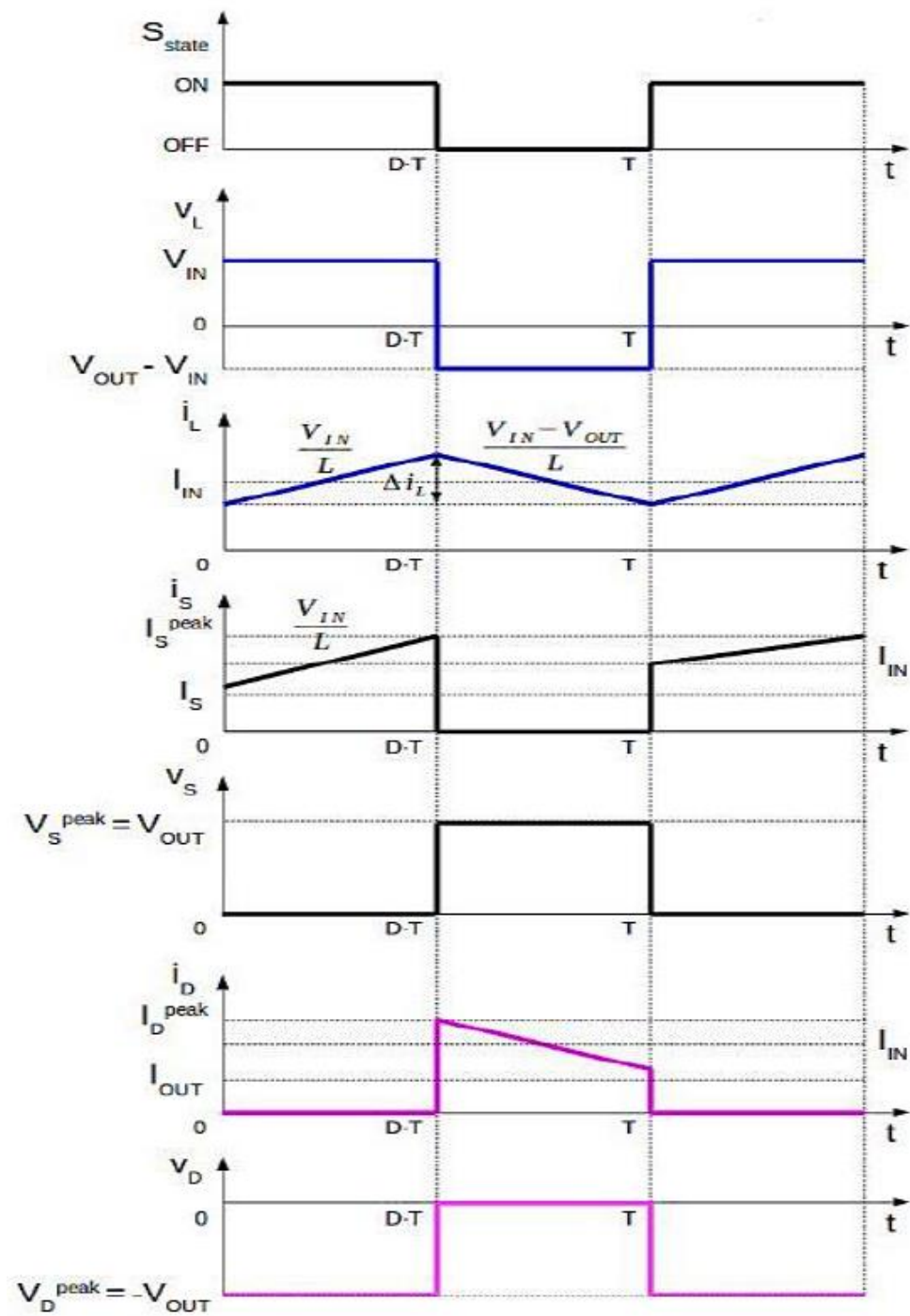


Рисунок 2.3 – Форми струмів і напруг перетворювача

Значення струму навантаження I_2 визначається як $I_2 = V_2/R$ а середній струм, що протікає через конденсатор, дорівнює нулю. Миттєвий струм

конденсатора, ймовірно, має трикутну форму, яка приблизно дорівнює $(i_L - I_2)$ під час вимкнення і під час увімкнення.

Зміна заряду через конденсатор C становить [30]:

$$\Delta Q = DT I_2 = DT \frac{V_2}{R} = \frac{DT V_1}{(1-D)R}. \quad (2.15)$$

2.3 Відстеження точки максимальної потужності

Сонячна енергія перетворюється на електричну за допомогою сонячних фотоелектричних модулів. Фотоелектричні джерела мають нелінійні характеристики $I(V)$ та $P(V)$, як показано на рисунках 2.4 та 2.5 відповідно, а їхня вихідна потужність в основному залежить від умов навколишнього середовища та характеру підключеного навантаження. Показані характеристики фотоелементів визначають ефективність фотоелектричних систем [27]. Незважаючи на всі переваги, які дає виробництво енергії за допомогою фотоелектричних панелей, їхній ККД наразі невисокий, а питомі величини капіталовкладень у фотоелектричну станцію все ще високі, що робить найгострішим питання їхнього застосування з найбільшою ефективністю і, зокрема, визначає необхідність використання способів отримання максимальної потужності цих панелей [17]. Слід зазначити, що існує лише одна точка максимальної потужності (ТМП), яка залежить від величини сонячного випромінювання та температури панелі.

Отже, в перетворювачі постійного струму повинен бути реалізований алгоритм пошуку точки максимальної потужності для забезпечення максимальної ефективності фотоелектричних панелей. Підвищувальний перетворювач постійного струму виконує функцію узгоджувального пристрою між навантаженням і фотоелектричним перетворювачем [17].

При реалізації простих алгоритмів пошуку ТМП виникає складність при знаходженні максимуму потужності фотоелектричної батареї у випадку її часткового затінення хмарами або деревами тощо. Якщо фотопанелі знаходяться в умовах різної інтенсивності сонячного випромінювання, то ТМП кожної фотоелектричної панелі різні. В цих умовах контролер, що

реалізує простий алгоритм пошуку ТМП, знаходить локальний екстремум потужності, а не глобальний – в цілому фотоелектрична система генеруватиме менше електроенергії, і загальний ККД системи буде низьким.

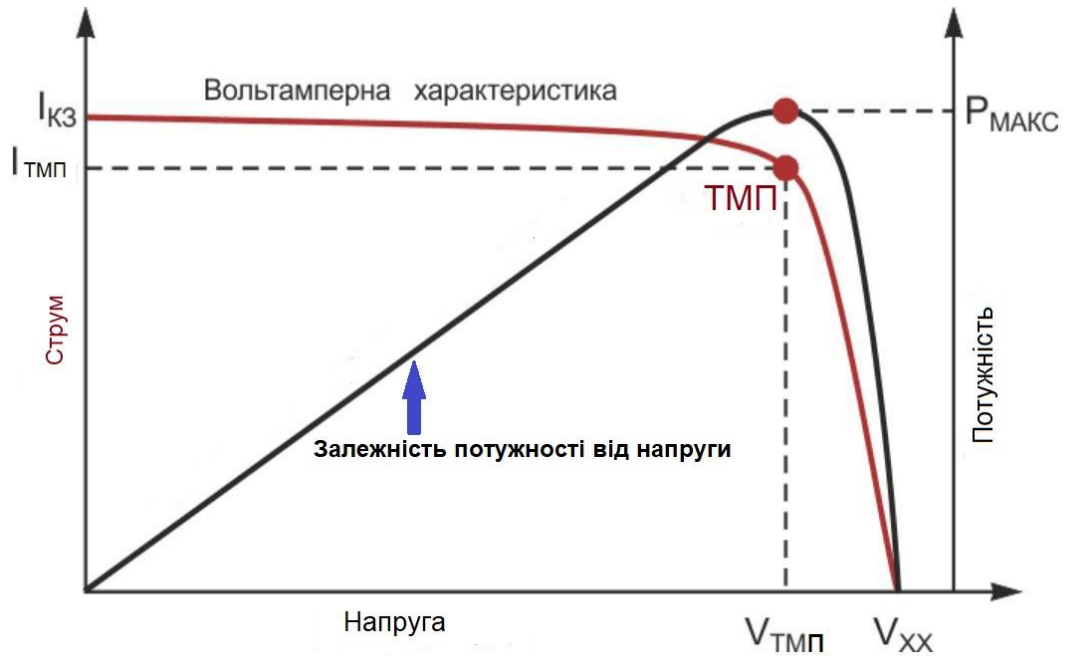


Рисунок 2.4 — Вольтамперна характеристика сонячної панелі та положення точки максимальної потужності (ТМП)

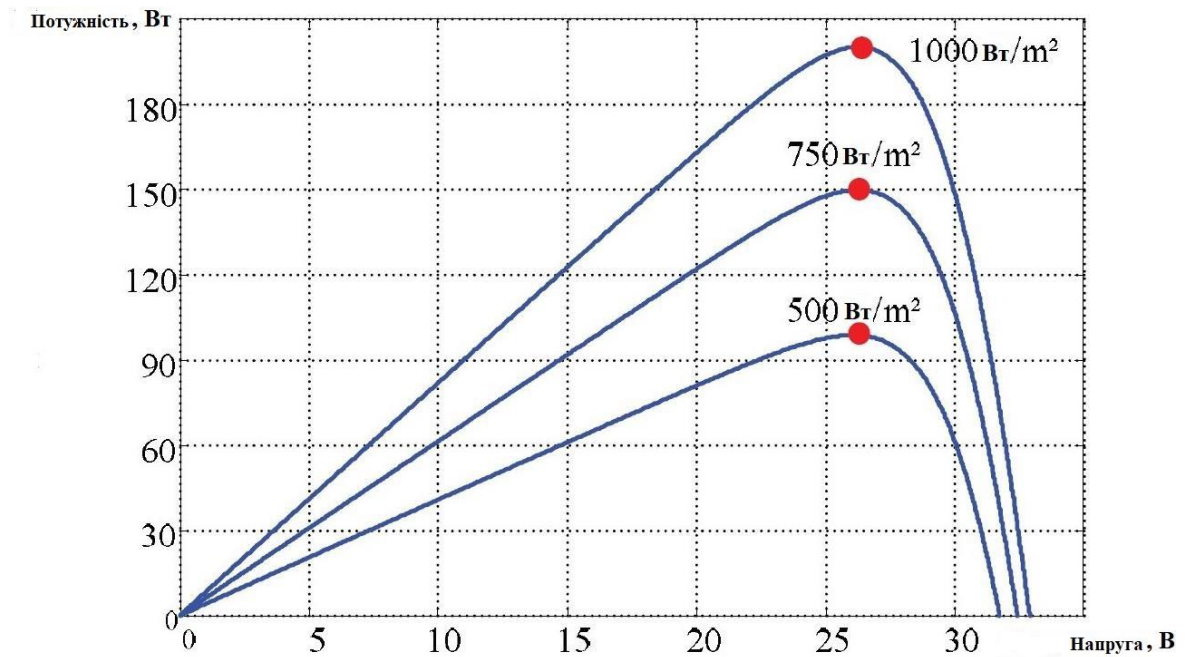


Рисунок 2.5 — Залежність потужності ФЕ від напруги (P–V) для різних рівнів випромінювання

Згідно з (2.14), максимальна потужність фотоелектричного модуля може бути отримана незалежно від величини сонячного випромінювання, оскільки вхідний струм фотоелектричних модулів прямо пропорційний величині сонячного випромінювання, і її вплив на напругу фотоелектричних модулів незначний. Таким чином, беручи до уваги цю властивість фотоелектричного перетворювача, отримуємо, що потужність у рівнянні (2.14) не залежить від вхідного струму фотоелектричного перетворювача. Виходячи з цього, напруга та електрична потужність фотоелектричного перетворювача можуть підтримуватися на рівні, що відповідає ТМП, незалежно від опору навантаження (R) шляхом регулювання підвищувального перетворювача постійного струму.

В результаті перетворення (2.14) можна отримати наступний вираз для визначення коефіцієнта заповнення робочого циклу підвищувального перетворювача [17]:

$$D = 1 - \frac{V_{mpp}}{\sqrt{P_{mpp} R}} \quad (2.16)$$

де V_{mpp} і P_{mpp} – напруга та потужність фотоелектричного перетворювача в ТМП.

Точка максимальної потужності досягається, коли похідна від потужності за напругою дорівнює нулю ($dP_{pv}/dV_{pv} = 0$), як показано на рисунку 2.6. В основному, для досягнення ТМП, напруга V_{pv} фотоперетворювача регулюється таким чином, щоб вона збільшувалася, коли значення dP_{pv}/dV_{pv} позитивне, і зменшувалася, коли значення dP_{pv}/dV_{pv} негативне [14].

Керування, що забезпечує безперервне отримання ТМП, визначається виразом [14]:

$$V_{opt} = K_G \cdot \int \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} dt \approx K_G \cdot \int \frac{\Delta P_{pv}}{\Delta V_{pv}} dt \quad (2.17)$$

де V_{opt} – оптимальна напруга, що відповідає максимальній потужності, K_G – коефіцієнт підсилення, ΔP_{pv} – різниця в потужності між двома точками на

характеристиці $P(V)$, а ΔV_{pv} – різниця напруг. Схема системи регулювання щодо пошуку ТМП показана на рисунку 2.7.

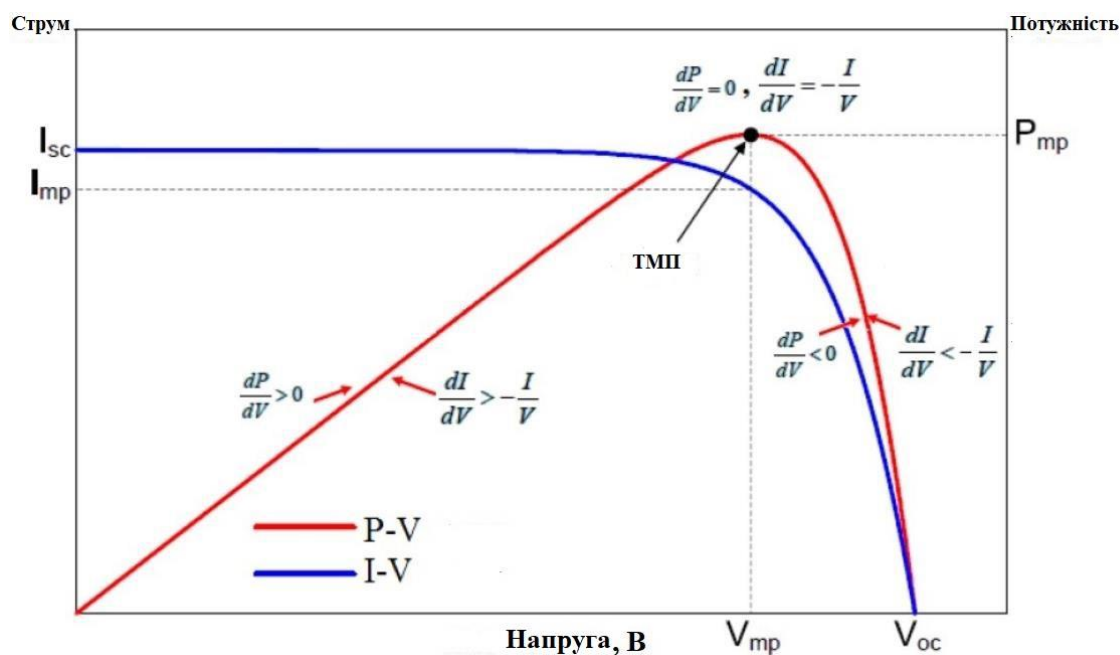


Рисунок 2.6 — Крива P-V сонячної панелі та ознаки її нахилу за різних положень

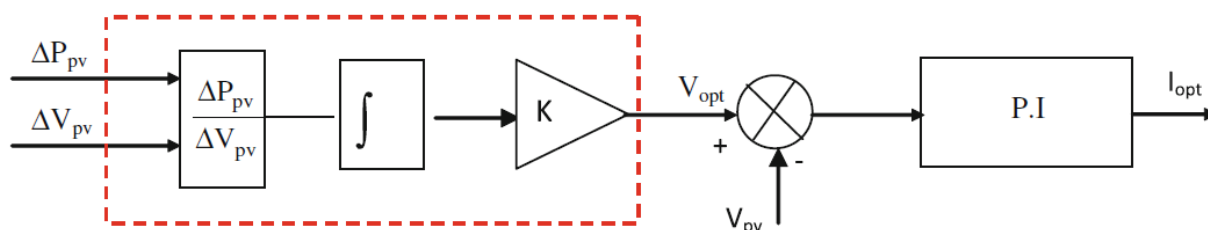


Рисунок 2.7 - Система регулювання для пошуку ТМП

2.4 Перетворювачі постійного струму в змінний

Перетворювач постійного струму в змінний (DC-AC конвертери) називається інвертором. Відмінною особливістю цього перетворювача є здатність формувати синусоїдальний струм з регульованими параметрами за амплітудою, частотою та фазою [4]. На рисунку 2.8 показана принципова схема трифазного дворівневого інвертора.

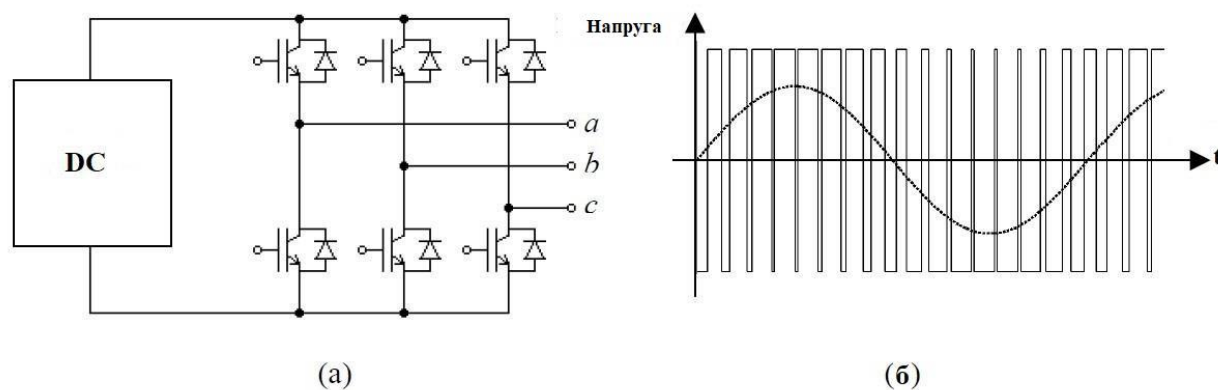


Рисунок 2.8 – Трифазний дворівневий інвертор: а) схема інвертора, б) вихідна напруга, генерована інвертором з джерелом напруги за допомогою широтно-імпульсної модуляції (включно із синусоїдальною опорною напругою)

Щоб генерувати змінний струм від джерела постійного струму, ключі інвертора повинні змінювати свій стан з вимкненого на увімкнений і навпаки у певній послідовності, що визначається принципом модуляції. Напруга на стороні змінного струму представлена імпульсами різної шпаруватості та полярності (Рисунок 2.8 б). Для забезпечення генерування синусоїдальної напруги на стороні змінного струму інвертора визначальне значення має характеристика навантаження інвертора. Наприклад, інвертор напруги генерує вихідну напругу, що має форму прямокутних імпульсів різної шпаруватості. Щоб генерувати синусоїдальні вихідні струми, навантаження інвертора напруги має бути індуктивним. Ємнісне навантаження не слід підключати безпосередньо до такого перетворювача, оскільки швидка зміна напруги на його виході призведе до виникнення великого значення струму, що проходить через ключі перетворювача та навантаження [4].

Інвертори широко застосовуються в різних галузях промисловості на середній напрузі, як регульоване джерело напруги для живлення електродвигуна для регулювання частоти обертання, у складі джерел безперебійного живлення та в установках індукційного нагріву. Потужні високовольтні інвертори (СТАТКОМ) використовуються для регулювання напруги та реактивної потужності в електричній мережі [6]. Однак у [5]

зазначається, що швидка зміна вихідної напруги інвертора, зумовлена зміною стану напівпровідникового ключа, призводить до пробую ізоляції обмоток двигуна в приводах з регульованою швидкістю та пошкодження його підшипників. Крім того, через відсутність напівпровідникових ключів з відповідними номіналами потужності, для досягнення необхідної високої напруги елементарні інвертори повинні з'єднуватися послідовно, що призводить до ускладнення схеми пристрою, зумовленого необхідністю забезпечення статичного та динамічного розподілу напруги на напівпровідникових ключах [6].

Для подолання недоліків дворівневих інверторів були розроблені інвертори зі схемами багаторівневого перетворення (три і більше) для застосування на середньому та високому рівнях номінальної напруги [29]. Багаторівневі перетворювачі можуть створювати форми сигналів вихідної напруги з меншими ступенями напруги. На рисунку 2.9 показані форми сигналів вихідної напруги дворівневого та п'ятирівневого інверторів. Форма сигналу вихідної напруги, генерована п'ятирівневим інвертором, складається з декількох ступенів напруги меншої величини, що є більш прийнятним для живлення навантаження. Крім того, за рахунок генерування напруги з кількома ступенями форма напруги та струму наближається до синусоїдальної, що призводить до покращення гармонійного складу струму та напруги на виході інвертора.

Схеми багаторівневих перетворювачів високої номінальної напруги дозволяють застосовувати силові напівпровідникові пристрої (ключі) із середнім рівнем номінальної напруги та великої потужності [29]. Застосовувані напівпровідникові ключі можуть працювати як на основній частоті перемикання, так і на високій частоті перемикання, необхідній при ШІМ. В інверторах великої потужності нижча частота комутації може зменшити втрати при перемиканні, що призведе до підвищення його ККД [29].

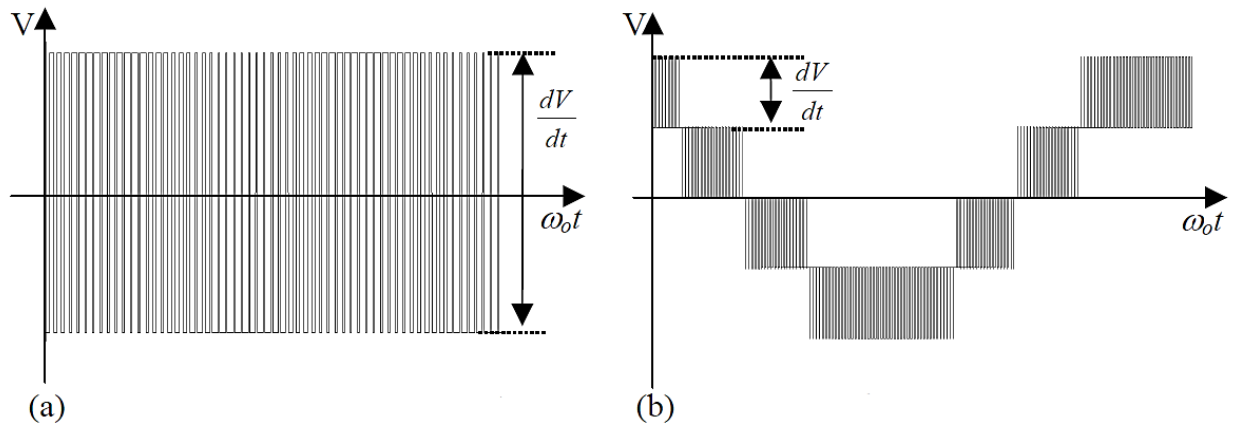


Рисунок 2.9 – Осцилограми напруги на виході: а) дворівневого інвертора, б) п'ятирівневого інвертора

Проте схеми багаторівневих інверторів мають деякі недоліки: велика кількість силових напівпровідникових приладів, складні алгоритми модуляції та складність балансування напруг на обкладках конденсаторів схеми. Попри ці недоліки, багаторівневі інвертори все ще привертають велику увагу дослідників. Зниження вартості силових напівпровідникових пристроїв та прогрес у технології обчислень зробили багаторівневі перетворювачі більш практичними в реалізації.

Існує три схеми багаторівневих перетворювачів [28]:

- багаторівневий перетворювач з діодною фіксацією (DCC - Diode clamped multilevel converter),
- багаторівневий перетворювач з плаваючим конденсатором (FCC - Flying capacitor multilevel converter),
- каскадний Н-мостовий багаторівневий перетворювач (ІНС - Cascaded H-bridge multilevel converter).

За високий ККД, низький рівень гармонік, що дозволяє обійтися без фільтрів, можливість керування потоком реактивної потужності та низьку вартість. Схема багаторівневого перетворювача з діодною фіксацією прийнята для реалізації в цій роботі [28].

2.5 Контур фазового автопідстроювання частоти

Параметри напруги (амплітуда, фазовий кут θ та частота) електричної мережі не є постійними у часі величинами, оскільки електрична мережа є частиною ЕЕС, в якій безперервно відбуваються підключення та відключення навантажень, прикладаються інші збурення, зокрема аварійні порушення електричного режиму. Це призводить до несиметрії напруг мережі, стрибкоподібної зміни миттєвої напруги мережі, зміни частоти та інших відхилень. Таким чином, для впевненої роботи інвертора потрібна синхронізація з напругою мережі [30]. Це означає, що для виконання перетворень, описаних у попередньому розділі, а також для керування активною та реактивною потужністю інвертора потрібна точна інформація про величину і особливо фазовий кут напруги мережі v_g .

Існує кілька методів синхронізації інвертора з електричною мережею, які можна розділити на дві групи:

1. перетворення Фур'є в частотній області;
2. фазове автопідстроювання частоти (ФАПЧ) у часовій області.

Для простоти використання та застосовності, низької вартості та широкої смуги пропускання ФАПЧ працює в часовій області. У цій роботі запропоновано алгоритм фазового автопідстроювання частоти (ФАПЧ) для синхронізації потужності, що видається інвертором. ФАПЧ – найбільш використовуваний метод синхронізації систем керування перетворювачами. Вхідними даними при ФАПЧ є миттєві значення фазних напруг мережі, а вихідними даними є фазовий кут. Зазвичай ФАПЧ є замкнутою системою, що складається з трьох блоків: фазового детектора, контурного фільтра та генератора, керованого напругою. Завдання ФАПЧ – якомога точніше відстежувати фазу електричної мережі. Завдяки аналізу активної та реактивної потужності в цій трифазній системі, заснованому на перетвореннях $\alpha\beta$ та dq , зручно використовувати ці перетворення як інструменти фазової синхронізації з напругами мережі. Тому на рисунку 2.10 пропонується базова ФАПЧ з dq -перетворенням, яка може підтримувати постійне відстеження фази [81].

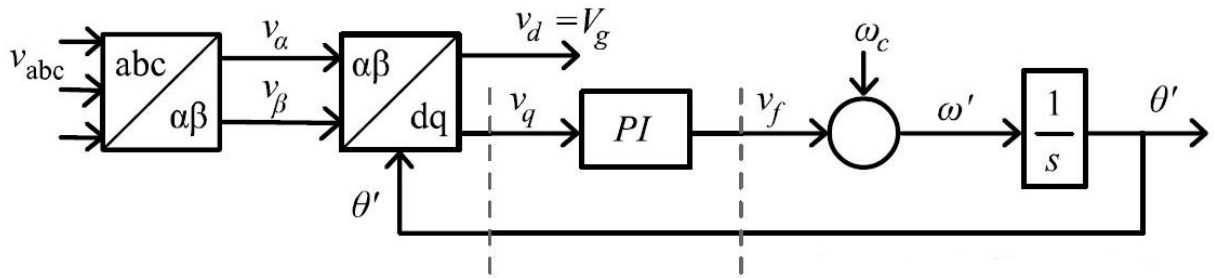


Рисунок 2.10 — ФАПЧ з dq -перетворенням та циклічним фільтром

Висновки по другому розділу

Вихідна потужність сонячних фотоелектричних модулів здебільшого залежить від умов навколишнього середовища та характеру підключеного навантаження. Отже, ці умови впливатимуть на загальну ефективність фотоелектричних систем, тому виникає необхідність використання методів отримання максимальної потужності з цих панелей для досягнення максимальної ефективності в роботі.

У перетворювачі постійного струму ($DC-DC$) має бути реалізований метод відстеження точки максимальної потужності (ТМП) для досягнення максимальної ефективності фотоелектричних систем.

РОЗДІЛ 3

МОДЕЛЬ ТРИФАЗНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

3.1 Обґрунтування виду контурів управління трифазної фотоелектричної системи

Зовнішній контур керування

У під'єднаних до мережі інверторах із джерелом напруги (наприклад, у більшості інверторів, що використовуються на фотоелектричних станціях) ємнісна схема постійного струму необхідна для балансування вхідної потужності постійного струму та вихідної потужності змінного струму. Чим більша вихідна потужність інвертора, тим вищою буде амплітуда струму мережі. Отже, однією з можливостей керування активною потужністю перетворювача постійного струму на змінний є регулювання напруги в ланці постійного струму на конденсаторі [30]. Тобто, як правило, напруга в ланці постійного струму підтримується постійною у фотоелектричних системах, під'єднаних до мережі. Зокрема, у випадку схеми дворівневого інвертора (середнє) напруга в ланці постійного струму регулюється на бажаному рівні. Щоб забезпечити видачу потужності в мережу, напруга в ланці постійного струму має бути щонайменше вищою, ніж амплітудна напруга мережі. Однак керування активною потужністю за допомогою керування напругою в ланці постійного струму може бути розроблено на основі балансу потужності. Якщо знехтувати втратами потужності в елементах інвертора, вхідна потужність постійного струму та вихідна активна потужність мають бути однаковими. Отже,

$$P_{dc} = v_{dc} i_{dc} - v_{dc} C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt}; \quad (3.1)$$

$$P_{ac} = \frac{3}{2} (v_d i_d - v_q i_q); \quad (3.2)$$

$$v_{dc} i_{dc} - v_{dc} C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} \approx \frac{3}{2} (v_d i_d - v_q i_q), \quad (3.2)$$

де v_{dc} – напруга в ланці постійного струму, i_{dc} – вхідний струм, P_{dc} – потужність постійного струму, що спрямовується на інвертор, P_{ac} – активна

потужність, яка видається в електричну мережу, v_{dq} та i_{dq} – проекції векторів напруги і струму в системі координат dq .

Коли вісь d суміщена з вектором напруги мережі, проекція напруги мережі на вісь q буде дорівнювати нулю, тобто $v_q = 0$, а напруга по осі d буде дорівнювати амплітуді фазної напруги, тобто $v_d = V_m$ (тут V_m – амплітуда фазної напруги) і невеликих змінах напруги в ланці постійного струму модель у рівнянні (3.35) переписується як [30]:

$$C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = i_{dc} - \frac{3V_m}{2V_{dc}} i_d, \quad (3.3)$$

і тоді напруга в ланцюгу постійного струму буде мати вигляд:

$$v_{dc}(s) = \frac{1}{C_{dc}s} i_{dc}(s) - \frac{3V_m}{2V_{dc}C_{dc}s} i_d(s). \quad (3.4)$$

В результаті об'єкт ланки постійного струму може бути представлений, як показано на рисунку 3.1, і якості якого прийнятий ПІ-регулятор.

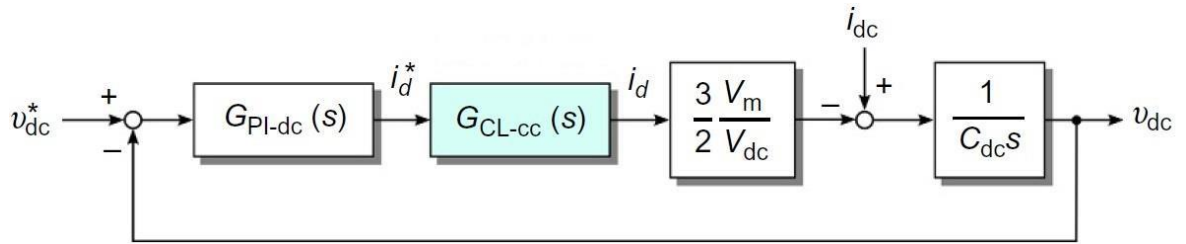


Рисунок 3.1 - Моделювання контуру напруги в ланці постійного струму з використанням рівняння балансування струмів (3.3)

Крім того, активна потужність і реактивна потужність розраховуються:

$$\begin{aligned} P(t) &= \frac{3}{2} [u_d(t)i_d(t) + u_q(t)i_q(t)] \\ Q(t) &= \frac{3}{2} [-u_d(t)i_d(t) + u_q(t)i_q(t)] \end{aligned} \quad (3.5)$$

З урахуванням активна потужність і реактивна потужність визначаються:

$$\begin{aligned} P(t) &= \frac{3}{2} u_d(t)i_d(t) \\ Q(t) &= -\frac{3}{2} u_d(t)i_d(t) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Таким чином, проєкції струму на осі d і q можна регулювати, керуючи активною та реактивною потужністю відповідно, як:

$$\begin{bmatrix} i_d^* \\ i_q^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{PI-P}(S)(P^* - P) \\ G_{PI-Q}(S)(Q^* - Q) \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

де P і Q – активна потужність і реактивна потужність відповідно, де $G_{PI-P}(s)$ і $G_{PI-Q}(s)$ – відповідні ПІ-регулятори, а «*» позначає опорні значення. На рисунку 3.2 показано зовнішній контур керування потужністю, який використовується для генерації внутрішніх опорних струмів.

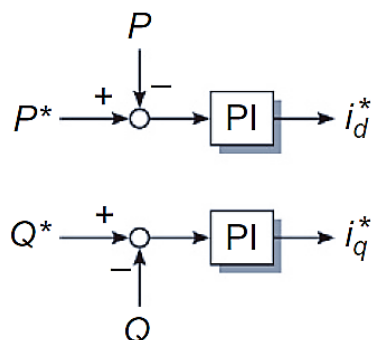


Рисунок 3.2 — Зовнішній контур керування потужністю для генерації опорних значень струму для внутрішнього контуру керування струмом, де P і Q - розрахункова потужність

Внутрішній контур керування струмом

Внутрішній контур регулювання струму реалізовано із застосуванням системи координат dq [31]. Зазвичай система керування в dq -координатах пов'язана із застосуванням ПІ-регуляторів через їхню впевнену роботу при регулюванні змінних постійного струму. Однак ПІ-регулятори струму не мають задовільних характеристик відстеження, коли вони повинні регулювати пов'язані системи. Тому для покращення характеристик ПІ-регуляторів струму в таких системах зазвичай використовуються умови перехресного зв'язку та жорсткого зворотного зв'язку за напругою. Структура внутрішнього регулятора струму, реалізованого в системі координат dq , представлена на рисунку 3.3.

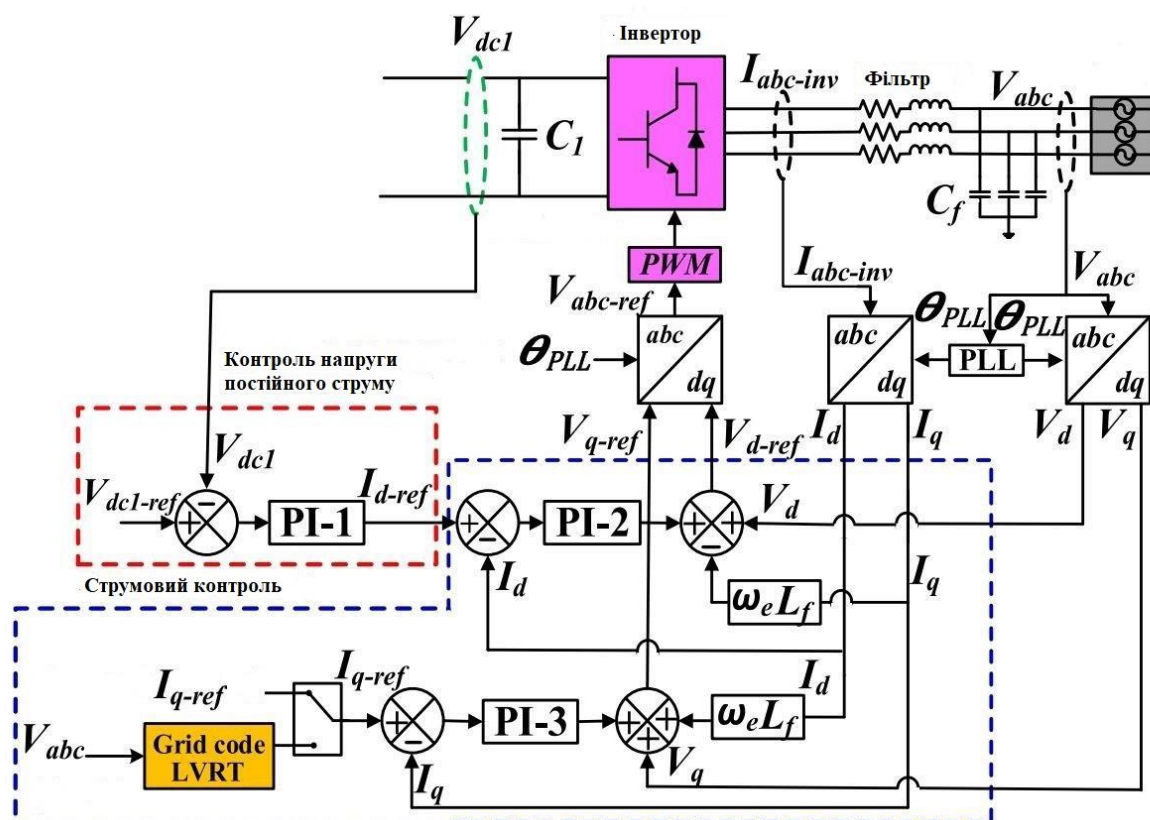


Рисунок 3.3 — Структура керування трифазною фотоелектричною інверторною системою, підключеною до мережі

3.2 Розробка математичної моделі ФЕС потужністю 3 МВт

Видача електроенергії сонячною електростанцією здійснюється відповідно до вимог, які висуває постачальник електроенергії.

Доступні два варіанти підключення: на шини нижчої напруги 400 В та на шини середньої напруги (35 кВ) за допомогою підвищувального трансформатора. За приклад взято фотоелектричну систему потужністю 3 МВт

Модель фотоелектричної системи потужністю 3 МВт включає до свого складу наступне обладнання, як показано на рисунку 1:

- 1) масив фотоелектричних панелей, згрупованих послідовно та/або паралельно для видачі максимальної потужності 3 МВт.
- 2) підвищувальний перетворювач постійного струму, що використовується як регулятор навантаження і, відповідно, для перетворення величини вихідної

напруги фотоелектричної батареї до необхідної величини напруги для інвертора.

3) трифазний перетворювач постійного струму в змінний – інвертор.

4) трифазний перетворювальний трансформатор для приєднання інвертора з вихідною напругою 0,380 кВ до електричної мережі номінальною напругою 35 кВ.

5) контролер фотоелектричної системи, який включає до свого складу контролер, що забезпечує максимум потужності фотоелектричної панелі, та контролер інвертора.

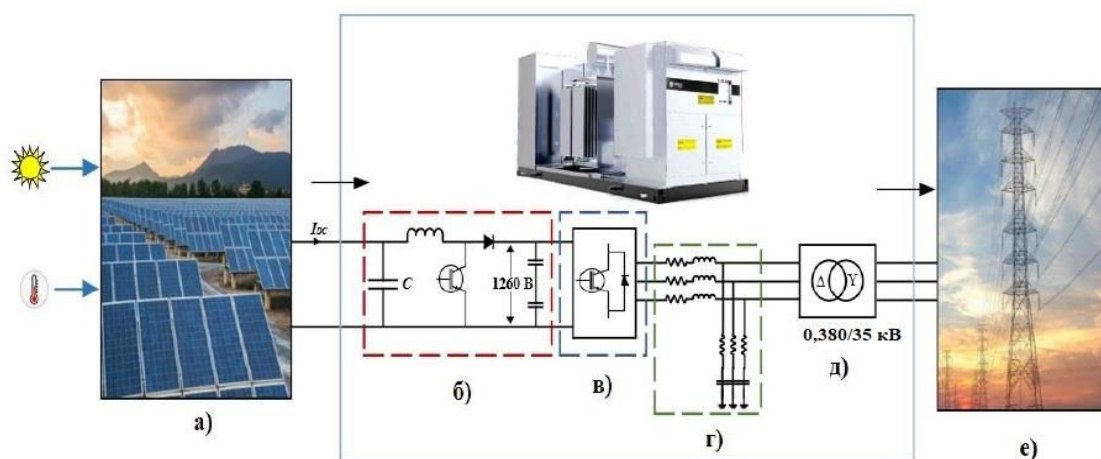


Рисунок 3.4 - Конструкція системи перетворення сонячної енергії та схема її приєднання до електричної мережі: а) масив фотоелектричних перетворювачів, б) підвищувальний перетворювач постійного струму, в) інвертор, г) LC-фільтр, д) перетворювальний трансформатор, е) електрична мережа з номінальним значенням напруги 35 кВ

Контролер, що забезпечує максимум потужності фотоелектричної панелі, використовується для керування робочим циклом, щоб забезпечити робочу точку якомога ближче до точки максимальної потужності $P_{\max}$ фотоелектричних елементів. Точка максимальної потужності знаходиться на перетині вольт-амперної характеристики фотоелектричної батареї та еквівалентної навантажувальної характеристики.

3.2.1 Конструкція фотоелектричних модулів

Кожна фотоелектрична панель (модуль), що використовується у складі сонячної електростанції, складається з послідовно та паралельно з'єднаних фотоелектричних комірок. Фотоелектричні комірки накриті листом високопрозорого скла, що характеризується значною стійкістю до механічних впливів. Опорний каркас модуля виконаний з анодованого алюмінію. Все це забезпечує достатній захист фотоелектричної панелі від атмосферних явищ, таких як град, сніг, лід та вітер високої швидкості (ураган). Кожен модуль містить шунтуючі діоди, що розміщуються у з'єднувальній (розподільній) коробці. Ці діоди дозволяють «відключити» модулі, на які не потрапляє сонячне світло, щоб запобігти їх функціонуванню як споживачів електроенергії та уникнути їх небажаного нагріву [31].

Еквівалентна схема фотоелектричного модуля, що складається з кількох фотоелементів, включає джерело струму, що генерує фотострум, величина якого залежить від інтенсивності сонячного випромінювання, діод, що відповідає р-п переходу фотоелемента, послідовно включений опір, що моделює втрати напруги та потужності у фотоелементі, та паралельний опір, що відображає струм витоку.

На ринку представлено кілька моделей фотоелементів таких виробників, як Mitsubishi, Sharp, Sanyo, LDK, BP Solar, Suntech. У даній роботі вибрано фотоелектричні модулі Suntech Power STP 330-24Vfw максимальною потужністю 330 Вт за стандартних умов (СУ): інтенсивність сонячного випромінювання 1000 Вт/м², температура повітря +25°C. Технічні характеристики одного модуля наведено в таблиці 3.1. На рисунках 3.5 та 3.6 показані криві $I(V)$ та $P(V)$ для різних рівнів випромінювання відповідно.

Максимальна кількість послідовно з'єднаних модулів визначається максимальною напругою інвертора на стороні постійного струму. Значення робочої напруги за різних значень температури модуля можуть бути розраховані з використанням наступного співвідношення [29,30]:

$$U(T_x) = U_{25^0} [1 + \alpha(T_x - T_{STC})], \quad (3.8)$$

де $U(T_x)$ – напруга модуля за температури T_x ; U_{25^0} – напруга модуля за температури 25^0 , α – температурний коефіцієнт, T_x – температура комірки в $^{\circ}\text{C}$, а T_{STC} – температура за стандартних умов випробувань. Температурний діапазон для модулів в іракському кліматі вибрано для найгіршого випадку від (-10°C) до (55°C) , тому робочі напруги в цьому діапазоні становлять:

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики фотоелектричного модуля Suntech Power STP 330-24Vfw

Матеріал осередка	Кремній полікристалічний
Кількість осередків в модулі, шт.	72
Максимальна потужність при СУ, Вт	330
Робоча напруга в ТМП (U_{mpp}), В	37,5
Робочий струм в ТМП (I_{mpp}), А	8,81
Напруга холостого ходу U_{oc} , В	46,2
Струм короткого замикання I_{sc}	9,38
ККД, %	17,0
Діапазон робочих температур, $^{\circ}\text{C}$	-40+85
Максимальна напруга, В DC (IEC)	1500
Номинальний струм запобіжника, А	20
Допустима потужність, Вт	0/+5
Номинальна робоча температура, $^{\circ}\text{C}$	45 $\pm$ 2
Температурний коефіцієнт для P_{max} , %/ $^{\circ}\text{C}$	-0,41
Температурний коефіцієнт для U_{oc} , %/ $^{\circ}\text{C}$	-0,33
Температурний коефіцієнт для I_{sc} , %/ $^{\circ}\text{C}$	0,067

$$U_{mpp}(-10^0) = 37,5[1 + (-0.0041) \cdot (-10 - 25)] = 42,88 \text{ В}$$

$$U_{oc}(-10^0) = 46,2[1 + (-0.0033) \cdot (-10 - 25)] = 51,536 \text{ В}$$

$$U_{mpp}(+55^0) = 37,5[1 + (-0.0041) \cdot (55 - 25)] = 32,88 \text{ В}$$

$$U_{oc}(55^0) = 46,2[1 + (-0.0033) \cdot (55 - 25)] = 41,626 \text{ В}$$

Тепер, використовуючи рівняння (3.9), обчислюється максимальна та мінімальна кількість послідовно з'єднаних модулів.

$$n_{\max} = \frac{(U_{\max})_{\text{інвертор}}}{(U_{OC})_{(-10^{\circ}\text{C})}} = \frac{1500}{51,536} = 29,1$$

$$n_{\min} = \frac{(U_{\max})_{\text{інвертор}}}{(U_{OC})_{(55^{\circ}\text{C})}} = \frac{900}{32,88} = 27,4$$
(3.9)

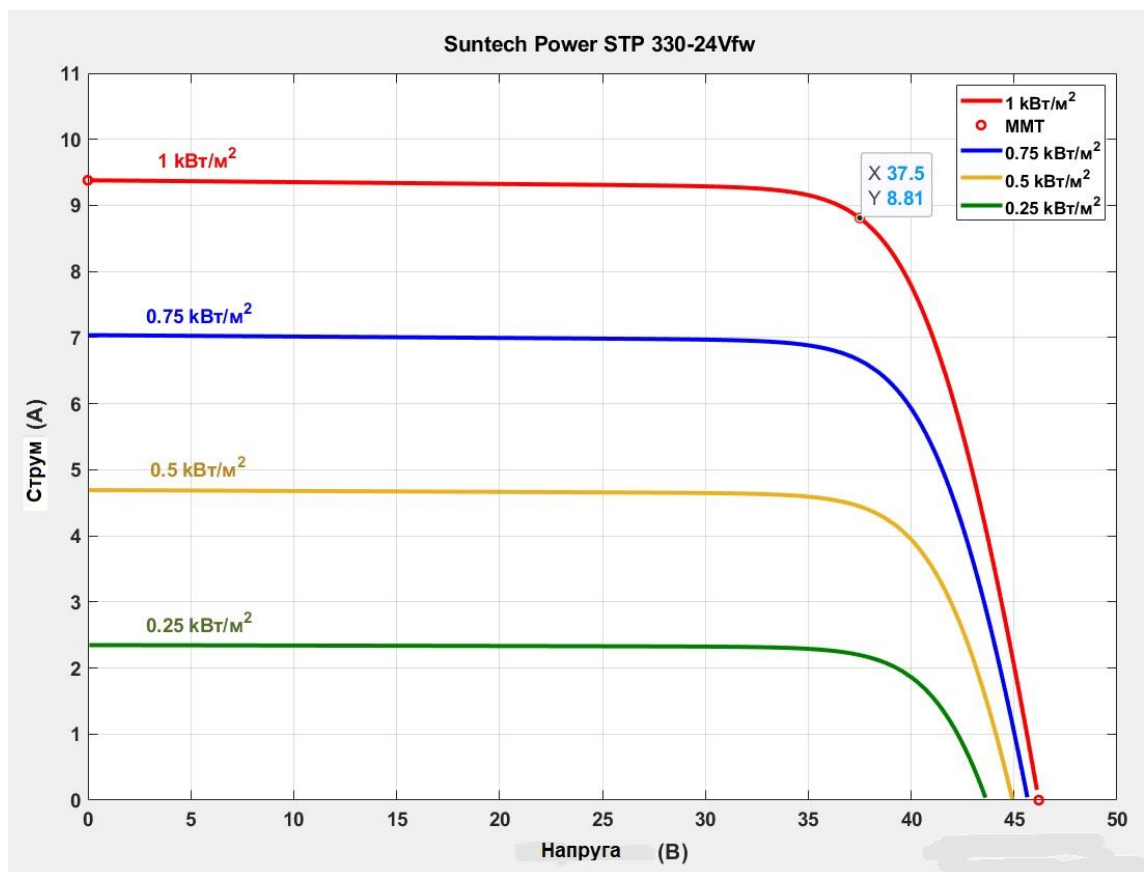


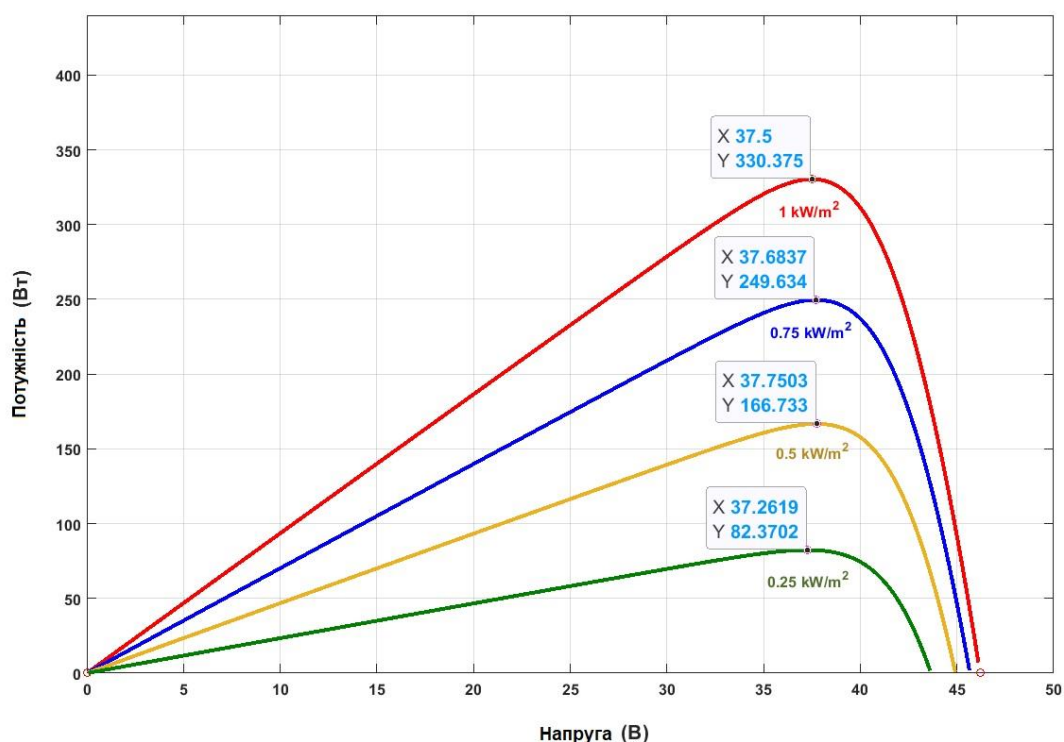
Рисунок 3.5 - Вольтамперні характеристики модуля за різних рівнів сонячного випромінювання та температури 25°C

Приймаючи найближче більше число, вибираємо $n = 28$ послідовно з'єднаних модулів.

Для входу інвертора можна вибрати нижчу напругу, але зі зменшенням напруги (при збереженні постійної вихідної напруги) через підвищуючий перетворювач постійного струму буде протікати струм більшої величини. Тому необхідні *IGBT* транзистори з великими значеннями параметрів. Мінімальну напругу в ланці постійного струму для інвертора можна розрахувати як [91].

$$V_{DC-link} \geq 2\sqrt{2} \cdot U_{\phi}$$
(3.10)

де U_{ϕ} – середньоквадратичне значення фазної напруги на виході інвертора.



исунок 3.6 — Криві $P(V)$ за різних рівнів сонячного випромінювання та постійної температури 25°C

Отже, напруга на стороні постійного струму має бути вищою за 1029 В. З урахуванням технічних характеристик інвертора діапазон вхідної напруги перетворювача $DC-DC$ при номінальній потужності становить від 900 В до 1300 В. Прийняте значення напруги на стороні постійного струму 1260 В.

Кількість паралельних кіл модулів m можна знайти залежно від необхідної потужності 3 МВт з використанням наступного співвідношення:

$$m = \frac{(P_{\text{інвертор}})}{n \cdot (P_{\text{max}})_{\text{модуля}}} = \frac{3 \cdot 10^6}{28 \cdot 330} = 324,7 \quad (3.11)$$

Таким чином, для підключення модулів у найкращий доступний спосіб до інвертора, де кількість точок максимальної потужності (ТМП) згідно з паспортом інвертора (1) з максимальною кількістю входів дорівнює 22. Таким чином, загальна кількість паралельно з'єднаних модулів вибирається рівною 330, з розділенням на 15 рядків кожного масиву. Відповідно, загальна кількість необхідних сонячних модулів становить $(28 \cdot 330 = 9240 \text{ шт.})$.

Фактична максимальна напруга (U_{mpv}) і фактичний максимальний струм (I_{mpv}) фотоелектричної системи можна отримати, помноживши (кількість

необхідних фотомодулів послідовно) на максимальну напругу в точці живлення та (кількість рядків) на максимальний струм у точці максимальної потужності, відповідно, як показано в [30].

$$U_{mpv} = n \cdot U_{mpp} = 28 \cdot 37,5 = 1050 \text{ В} \quad (3.12)$$

$$I_{mpv} = n \cdot I_{mpp} = 330 \cdot 8,81 = 2907,3 \text{ А} \quad (3.13)$$

З іншого боку, фактична максимальна вихідна потужність фотоелектричної станції (РПТ) може бути отримана таким чином:

$$P_{ПТ} = U_{mpv} \cdot I_{mpv} = 1050 \cdot 2907,3 = 3,053 \text{ МВт}$$

3.3 Модель трифазної фотоелектричної системи

Фотоелектрична установка потужністю 3 МВт перетворює струм від фотоелектричної батареї потужністю 3 МВт, підключеної до розподільної системи 35 кВ через підвищувальний перетворювач постійного струму, трирівневий інвертор та підвищувальний трансформатор змінного струму, як показано на рисунку 3.7. У фотоелектричній установці використовуються модулі *Suntech Power (STP 330-24Vfw)* (330 рядів по 28 послідовно з'єднаних модулів у кожному). Вхідними даними для сонячної батареї є інтенсивність сонячного випромінювання у Вт/м² та температура елемента у °С.

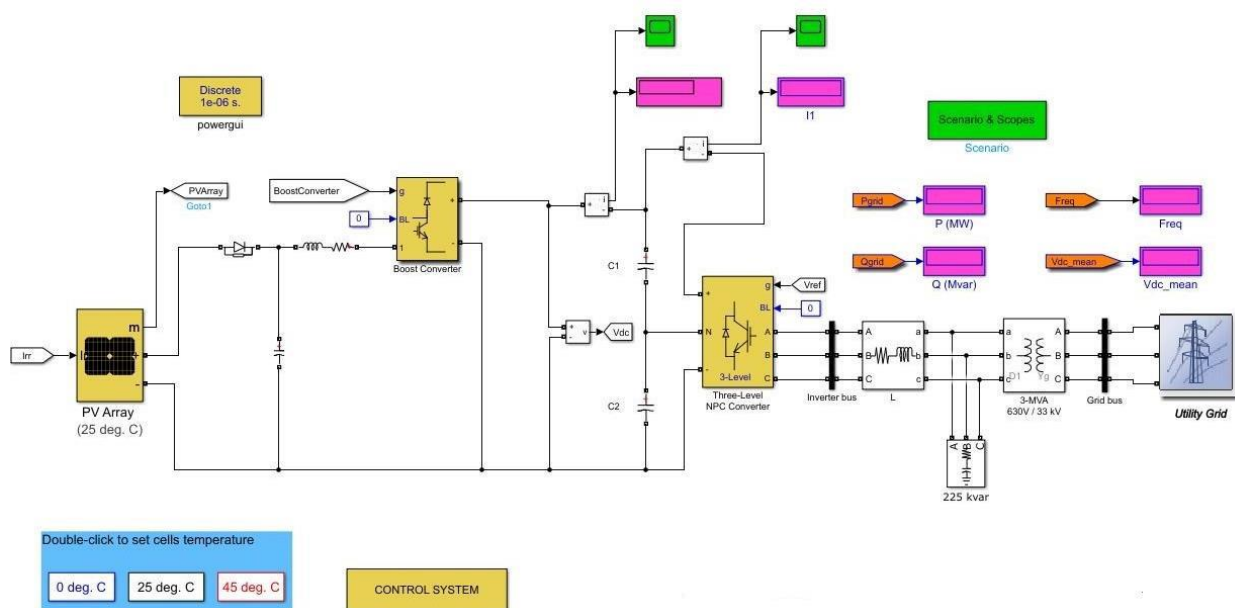


Рисунок 3.7 — Модель Simulink фотоелектричної батареї потужністю 3 МВт, підключеної до мережі

Підвищувальний перетворювач постійного струму з частотою 5 кГц збільшує постійну напругу з максимальної напруги фотоелектричної батареї 1050 В до 1260 В. Відстеження точки максимальної потужності реалізовано в підвищувальному перетворювачі постійного струму за допомогою методу збурення та спостереження. Цей тип контролера ТМП автоматично змінює робочий цикл перемикавання, щоб встановити на інверторі необхідну напругу для отримання максимальної потужності.

Трифазний трирівневий інвертор з фіксованою нейтральною точкою (ФНТ) перетворює напругу сторони постійного струму з величини 1260 В постійного струму в 630 В змінного струму та забезпечує значення коефіцієнта потужності, рівне одиниці. У трифазному інверторі реалізовано управління напругою на стороні постійного струму для підключення до електричної мережі з використанням двох контурів управління: зовнішнього контуру управління, який регулює напругу на стороні постійного струму двох розділених конденсаторів постійного струму $C1$ і $C2$ до ± 380 В, як показано на рисунку 3.7, та внутрішнього контуру управління, що виконує регулювання активної та реактивної складових I_d та I_q струму, що видається в електричну мережу. Уставка 101 напруги на стороні постійного струму прийнята рівною номінальному значенню напруги на стороні постійного струму 1260 В. Виходи напруги U_d та U_q контролера струму перетворюються на три модулюючі сигнали U_{ref_abc} , які використовуються генератором з трирівневою широтно-імпульсною модуляцією (ШІМ), як показано на рисунках 3.8 та 3.9.

Найважливішими частинами контролера інвертора з ФНТ є контур фазового автопідстроювання частоти (ФАПЧ) та контролер струму з розв'язкою, як показано на рисунку 3.10. У контурі ФАПЧ оцінюється кут напруги мережі θ , який використовується для перетворення фазної системи координат у систему координат d_q та для синхронізації вихідної напруги інвертора з напругою мережі.

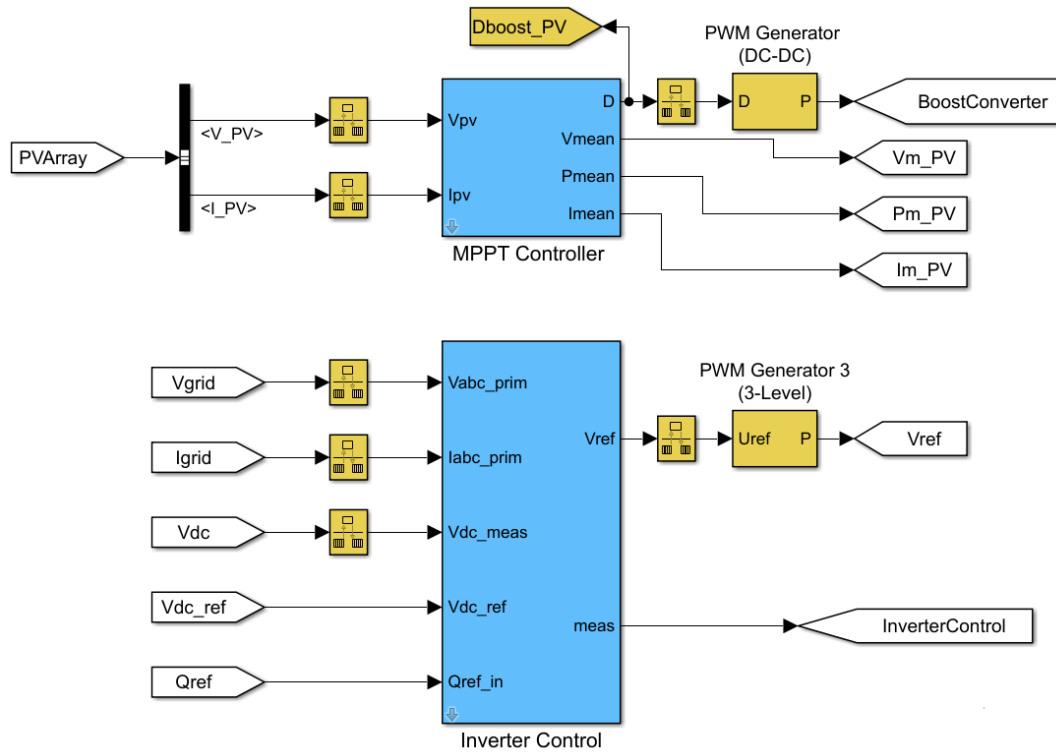


Рисунок 3.8 - Система управління інвертора

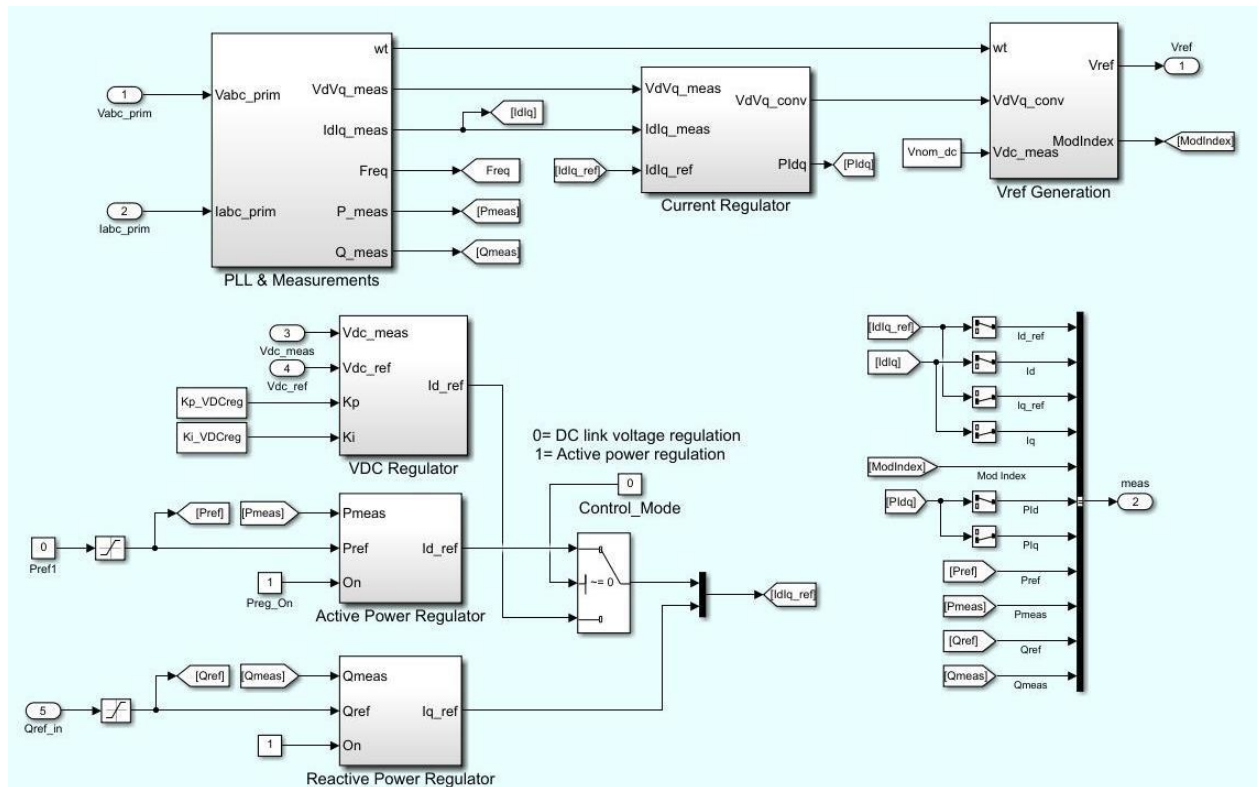


Рисунок 3.9 Реалізація Simulink системи управління інвертором

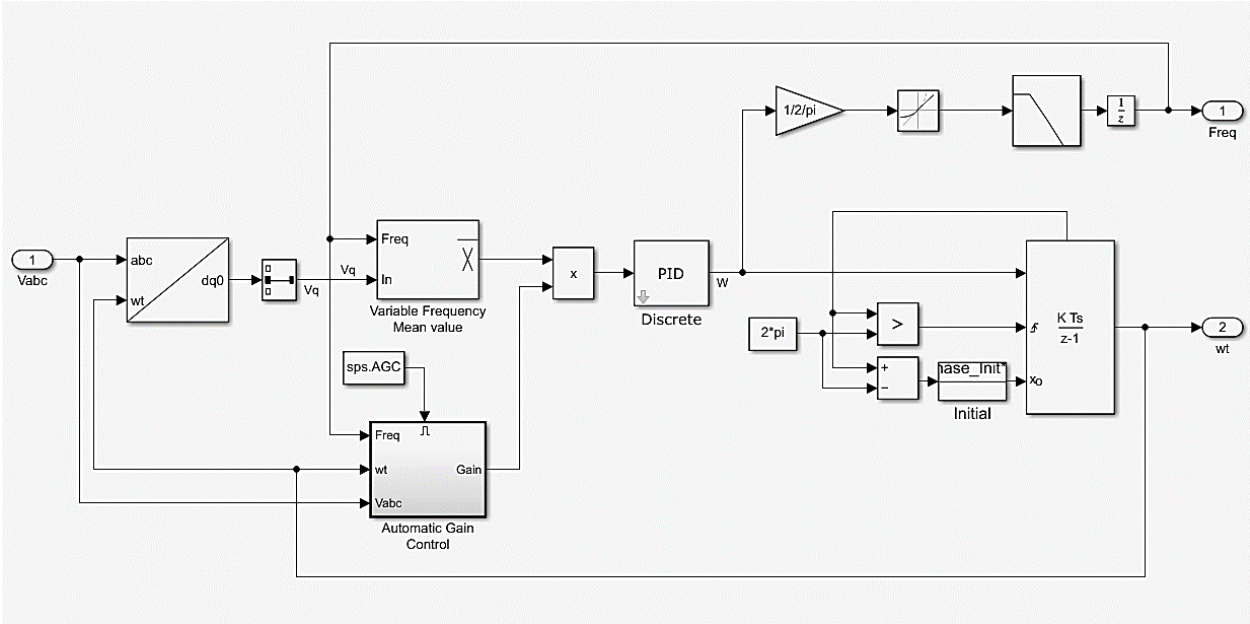


Рисунок 3.10 - Контур фазової автопідстройки частоти

Висновки по третьому розділу

Розроблено математичну модель ФЕС потужністю 3 МВт з використанням середовища *MATLAB/Simulink*.

ВИСНОВКИ

Вихідна потужність сонячних фотоелектричних модулів в основному залежить від умов навколишнього середовища та характеру підключеного навантаження. Отже, ці умови впливатимуть на загальну ефективність фотоелектричних систем, і тому виникає необхідність використання методів отримання максимальної потужності з цих панелей, щоб досягти максимальної ефективності в роботі.

1. У перетворювачі постійного струму ($DC-DC$) повинен бути реалізований метод відстеження точки максимальної потужності (ТМП) для досягнення максимальної ефективності фотоелектричних систем.

2. Переваги трирівневого інвертора з фіксованою нейтральною точкою дозволили використовувати його в даній роботі.

3. У даній роботі використовується однополярна ШІМ завдяки простоті її пристрою.

4. У цьому дослідженні реалізовано алгоритм фазового автопідлаштування частоти для синхронізації подачі потужності. ФАПЧ — це найпоширеніший метод синхронізації в технічних системах.

5. Розроблено математичну модель ФЕС потужністю 3 МВт з використанням середовища MATLAB/Simulink.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1.Онищенко В. О., Щуров І.В., Даценко В.Д.. Сонячна енергетика в Україні: аналіз та роль у забезпеченні економічної безпеки// Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».- Економіка і регіон № 1 (84) – 2022 С.1-11
- 2.<https://ecodim.in.ua/rozvytok-sonyachnoi-energetyky-v-ukraini>
3. <https://se.net.ua/novyny/prognoz-rozvytku-sonyachnoyi-energetyky-v-sviti-na-2020-2024-roky/>
4. Білопольський, М.Г. (2013), «Аналіз та вирішення проблем ефективності використання альтернативних джерел енергії», Теоретичні та практичні аспекти економіки та інтелектуальної власності, т. 1 (3), с. 13–18.
- 5.Борохов, І.В. (2014), «Обґрунтування можливості використання альтернативних джерел енергії та шляхи їх впровадження», Праці Таврійського державного агротехнологічного університету, т. 14(2), с. 125–129.
6. Бурда, В.С. (2011), «Аналіз практики та ефективності використання альтернативних джерел енергії в Україні та світі», Ефективна економіка, т. 11, доступно за посиланням: http://nbuv.gov.ua/UJRN/efek_2011_11_64
- 7.Гірник, Л.В. (2014), «Альтернативні джерела енергії як умова формування енергетичної незалежності країни», Вісник Східноєвропейського університету економіки та управління. Серія: Економіка та управління, т. 2, с. 43–50.
- 8.Курмаєв, П.Ю. та Стойка, В.О. (2016), «Аналіз сучасних світових тенденцій в енергетичному секторі», Економіка. Фінанси. Право, т. 8/1, с. 23–26.
9. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С.О. Керлса. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 82 с.

10.Матвійчук, Л.Ю. та Герасимчук, Б.П., «Економічна доцільність використання альтернативних джерел енергії», Економічний форум, т. 4, 2013 с. 12–16.

11.Нараєвський, С.В., «Класифікація традиційних та альтернативних джерел і технологій виробництва енергії», Економічні науки. Сер.: Економіка та управління, т. 9 (1.1), 2012 с. 255–269.

12.Неміш, П.Д., «Ефективність використання альтернативних джерел енергії», Сталий розвиток економіки, т. 1, 2015 с. 140–147.

13.Онищенко, В. та Сівіцька, С., «Інвестиційна підтримка розвитку альтернативної енергетики в умовах енергетичної залежності», Економічні аннали-XXI, т. 9-10, 2014 с. 34–37.

14. Павлик, А.В., «Стан розвитку альтернативних джерел енергії та актуальність їх використання в Україні», Вісник Сумського державного університету. Серія: Економіка, т. 4, 2014 с. 14–20.

15. Райхенбах, Т.М., «Основи державного регулювання використання альтернативних джерел енергії», Теорія та практика державного управління, т. 1, 2011 с. 274–280.

16.Сівіцька, С. Варцаба, В. та Філонич, О., «Інвестиції в енергоефективну реконструкцію будівель», Міжнародний журнал інженерії та технологій, т. 7 (3.2), 2018 с. 408–412.

17. Стойка, С.О., Стойка, В.О. та Курмаєв, П.Ю., «Підвищення енергоефективності – основа інноваційного розвитку економіки України», Агросвіт, т. 23, 2016 с. 3–7.

18. Закон України «Про альтернативні джерела енергії», доступно за посиланням: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>

19.Сонячна енергетика в Україні, доступно за посиланням: <https://avenston.com/articles/solar/>

20. Єдине національне інформаційне агентство України УКРІНФОРМ, доступно за посиланням: https://www.ukrinform.ua/rubric-other_news/2887951-najpotuznisi-sonacni-elektrostantsii-ukraini-infografika.html

21. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України, доступно за посиланням: <https://saee.gov.ua/>
22. Урядовий портал, доступно за посиланням: <https://www.kmu.gov.ua/news/blizko-35-tis-domogospodarstv-vstanovili-sonyachni-elektrostantsiyi-u-ii-kvartali>
23. Національна енергетична компанія «Укренерго», доступно за посиланням: <https://ua.energy/zagalni-novyny/eksport-elektroenergiyi-v-2020-rotsi-perevyshhyv-import-v-2-1-razy/>
24. Міжнародне агентство з відновлюваної енергетики: IRENA, доступно за посиланням: <https://www.irena.org/>
25. <https://avenston.com/articles/earth-and-sun-synergy/>
26. Сонячний випас: як вівці стали частиною енергетичної революції, доступно за посиланням: <https://agroportal.ua/agrocheck/inopressa/sonyachniy-vipas-yak-vivci-stali-chastinoyu-energetichnoji-revolyuciji>
27. <https://budport.com.ua/buildnews/15040-solnechnaya-energiya-budet-deshevet-bystree-chem-ozhidalos>
28. Jakhrani A.Q. et al. A simple method for the estimation of global solar radiation from sunshine hours and other meteorological parameters // 2010 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET). IEEE, 2010. P. 1–6.
29. Bouraiou A. et al. Modeling and simulation of photovoltaic module and array based on one and two diode model using Matlab/Simulink // Energy Procedia. Elsevier, 2015. Vol. 74. P. 864–877.
30. Nguyen X.H., Nguyen M.P. Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink // Environmental Systems Research. Springer, 2015. Vol. 4. P. 1–13.
31. Tarak S. et al. MATLAB/Simulink based modelling of solar photovoltaic cell // International journal of renewable energy research. 2012. Vol. 2, № 2.