

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
і.м. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра електроніки, інформаційних
систем та програмного забезпечення
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

8-й (Магістерський)
(рівень вищої освіти)

на тему: Документація локальної комп'ютерної мережі на базі
PLC-модулів

Виконав: студент II курсу, групи 8.1710
спеціальності 171 Електроніка
(код і назва спеціальності)
освітньої програми Електроніка
(код і назва освітньої програми)

(ініціали та прізвище)

Керівник: професор кафедри електроніки, інформаційних систем та програмного забезпечення
доктор технічних наук Кришків П.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент: заст. директора ІТ "ІВК ОР" "Ексетел"
Шембат С.А.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2022

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра електроніки, інформаційних систем та програмного забезпечення

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Спеціальність 171 «Електроніка»

(код і назва)

Освітня програма Електроніка

(код і назва)

Спеціалізація _____

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри Критська Т.В.

“ 06 ” 09 2022 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ (СТУДЕНТЦІ)

Калишків Олексій Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) Величезна локальна локальна мережа на базі 172-модуль

керівник роботи Критська Т.В. професор кафедри Електроніки, інформаційних систем та програмного забезпечення
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від “02” червня 2022 року № 597-с

2 Строк подання студентом роботи _____

3 Вихідні дані до роботи навчальні полігонні, монографії, періодичні та спеціалізовані видання та зарубіжні матеріали, інтернет-ресурси.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1. Методи автоматичного тестування. Які методи тестування слід використовувати для тестування електронного забезпечення. 2. Аналіз характеристик системи (Б) щодо її надійності та швидкості роботи. 3. Розробка алгоритму роботи програмної системи (Б) з урахуванням вимог до швидкості та надійності роботи. 4. Розробка алгоритму роботи програмної системи (Б) з урахуванням вимог до швидкості та надійності роботи. 5. Розробка алгоритму роботи програмної системи (Б) з урахуванням вимог до швидкості та надійності роботи.

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Схематична схема розподілу енергії ФЕУ. 2. Схема включення "PV Solar cells" в Simulink System 3. Схематична схема інвертора у формі креслення АБ Макін DEJ 24 (X) 12-200 5. Схема моделювання ФЕУ в Simulink 6. Схема моделювання інвертора в Simulink 7. Розроблений алгоритм пристрою. 8. Схема електричної структури.

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Кришук П.В.	04.03.22	04.03.22
2	Кришук П.В.	08.04.22	08.04.22
3	Кришук П.В.	13.06.22	13.06.22
4	Кришук П.В.	05.08.22	05.08.22
5	Кришук П.В.	09.10.22	09.10.22
6	Кришук П.В.	11.11.22	11.11.22

7 Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи магістра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Підготовка розділу 1	04.03.22	
2	Підготовка розділу 2	08.04.22	
3	Підготовка розділу 3	13.06.22	
4	Підготовка розділу 4	05.08.22	
5	Підготовка розділу 5	13.09.22	
6	Підготовка розділу 6	01.11.22	
7	Формування графічного матеріалу	11.11.22	
8	Формування розробленої системи	01.12.22	

Студент _____

(підпис)

Кришук П.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи (проекту) _____

(підпис)

Кришук П.В.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____

(підпис)

Кришук П.В.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота магістра: 204 сторінок, 100 рисунків, 31 таблиць, 65 наукових джерел.

ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ, ГЕТЕРОСТРУКТУРНІ ФОТОЕЛЕМЕНТИ, ПОНОВЛЮВАНІ ЕНЕРГЕТИЧНІ ДЖЕРЕЛА

Об'єкт дослідження: обладнання гетероструктурної сонячної фотоелектричної установки (ФЕУ).

Предмет Алгоритми, протоколи, схемотехнічні рішення для структури ФЕУ з неорієнтованої сонячної батареї (СБ), гелевого акумулятора та інвертора при різних напругах елементів.

Мета кваліфікаційної роботи полягає у створенні інформаційного та методичного забезпечення проектування автономної системи електропостачання (АСЕС) на основі ФЕУ.

Методи дослідження: використовувалася методологія щодо крокового наближення кожного елемента ФЕУ до загального оптимального результату. За виконання роботи застосовувалися методи модельно-орієнтованого математичного дослідження, цінологічний підхід розрахунку вартості електроенергії, з урахуванням добового енергобалансу оптимізована циклічність включення споживачів. Результатом теоретичних досліджень стали розроблені універсальні прикладні математичні моделі, реалізовані за допомогою програмних пакетів Matlab у розділі SimPowerSystem.

Розвиток локальних сонячних фотоелектричних установок (ФЕУ), що працюють в автономному режимі, може покращити електропостачання побутових споживачів ефективніше та швидше, ніж розвиток великої енергосистеми. Тому робота, присвячена дослідженню та вдосконаленню обладнання малої сонячної фотоелектричної установки (ФЕУ) є актуальною та має велике практичне значення.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ,
СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

ФЕУ	фотоелектричне устаткування
СЕ	сонячний елемент
СБ	сонячна батарея
АБ	акумуляторна батарея
ВАХ	вольт - амперна характеристика СБ
ШИМ	широтно-імпульсна модуляція
G	поточне освітлення від Сонця.
G _n	номінальне освітлення ($P_C=1000$ Вт/м ²)
P _c	питома потужність сонячного освітлення
АСЕС	автономна система електропостачання
ВІН	однофазний інвертор напруги
КНІ	коефіцієнт нелінійних спотворень
SPS	SimPowerSystem
CP	сонячної радіації
GEP	компанія - General electric power
ЕРА	Європейська асоціація фотоелектричної промисловості
АЕС	атомна електростанція
ГЕС	Гідроелектростанція
КЗ	коефіцієнт заповнення
СП	сонячна панель
ГРТ	оптимальною робочою точкою
НХХ	напруги холостого ходу
МАФУ	малих автономних фотоелектричних установках
ШИР	широтно-імпульсне регулювання
TV	однофазний трансформатор
ПЗВ	пристрій захисного відключення
КАР	Класичний алгоритм регулювання
БР	Біспосіб регулювання

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1. СИСТЕМИ ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ. ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФОТОВОЛЬТАЇЧНИХ СИСТЕМ.....	11
1.1 Огляд основних поновлюваних джерел енергії.....	11
1.2 Енергія вітру.....	14
1.3 Сонячна енергія.....	22
1.4.1 Гетероструктурна сонячна енергетика.....	31
1.4.2 Принцип роботи НТ.....	44
1.4.3 Кліматичні особливості розміщення.....	49
1.5 Аналіз останніх відомих схем автономної фотоелектричної установки (ФЕУ) 50	
1.5.1 Інвертори для традиційних автономних сонячних батарей фотоелектричних систем.....	50
1.5.2. Зниження втрат у сонячних фотоелектричних системах.....	51
1.5.2.1. Трансформаторна схема, що поєднує інверторну та конверторну частину ФЕУ.....	51
1.5.2.2 Одноступенева система підвищення напруги та інвертування.....	52
1.6 Завдання роботи.....	54
1.7 Висновки до розділу 1.....	56
2 СИНТЕЗ СТРУКТУРИ ФОТООЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ.....	57
2.1. Графік споживання електроенергії у житловому будинку.....	57
2.2 Вибір типу акумуляторної батареї та його система обслуговування.....	62
2.3 Оптимальний кут нахилу сонячної батареї для України (м. Ізмаїл).....	66
2.4 Вибір конструкції та напруги автономної фотоелектричної установки.....	68
2.5 Аналіз традиційної структури автономної фотоелектричної установки.....	69
2.6 Висновки до розділу 2.....	73
3 РОЗРАХУНОК ПЛОЩІ СОНЯЧНОЇ БАТАРЕЇ І ЄМНОСТІ АКУМУЛЯТОРНОЇ БАТАРЕЇ.....	74
3.1. Вибір типу сонячної батареї.....	74
3.2. Вплив температури навколишнього середовища на характеристики сонячної батареї.....	79
3.3. Моделювання сонячної батареї в програмі Simulink та розділ SimPowerSystem.....	84
3.4. Баланс енергії фотоелектричної установки.....	95
3.4.2 Проектування сонячного модуля із ринкових елементів.....	95
3.5.1. Розрахунок номінальної ємності акумуляторної батареї за її зарядного струму.....	98
3.5.2. Розрахунок номінальної ємності акумуляторної батареї розрядного струму.....	99
3.6 Висновки до розділу 3.....	101
4 ІНВЕРТОР НАПРУГИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ФОТООЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ ДЛЯ БУДИНКУ.....	102

4.1. Вирішуються питання під час створення фотоелектричної установки.....	102
4.2. Дослідження різних варіантів схем інверторів.....	104
4.3 Розрахунок трансформатора інвертора з нелінійною симетричною характеристикою намагнічування.....	113
4.3.1 Забезпечення гармонійного складу вихідної напруги.....	122
4.4 Моделювання інвертора з силовим трансформатором з урахуванням насичення сердечника.....	129
4.4.1 Моделювання ФЕУ з трансформатором, у якого обмотки розміщені на різних осердях.....	129
4.4.2 Моделювання ФЕУ з урахуванням гістерезиса сердечника трансформатора.....	134
4.6. Розрахунок силових елементів регулятора зарядного режиму АБ.....	136
4.7 Дослідження інвертора при різних навантаженнях.....	138
4.8 Автоматична стабілізація вихідної напруги інвертор.....	140
4.8.1. Дослідження стабільності вихідної напруги в однофазному інверторі за класичним алгоритмом регулювання (КАР).....	140
4.8.2. Релейний регулятор напруги.....	147
4.8.3 Регулятор із широтно-імпульсною модуляцією.....	149
4.8.4 Біспосіб регулювання (БР) напруги інвертора.....	151
4.8.4.1. Дослідження роботи БР.....	155
4.8.4.2 Дослідження впливу на роботу однофазного інвертора додаткового включення несиметричного імпульсного навантаження.....	158
4.8.5 Експериментальне дослідження сонячних характеристик батарей.....	161
4.9.1 Зняття реальних вольт-амперних характеристик СБ.....	164
4.10 Висновки до розділу 4.....	166
5. ЕКОНОМІЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	169
5.1 Розрахунок надійності та вартості електроенергії автономної фотоелектричної установки.....	169
5.2 Можливість безвідмовної роботи акумулятора.....	171
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ НА ВИРОБНИЦТВІ.....	173
6.1 Загальні положення з охорони праці та техніки безпеки на виробництві.....	173
6.2 Електробезпечність під час виконання робіт.....	180
6.3 Розрахунок заземлюючого пристрою.....	187
6.4 Рекомендації щодо застосування пристроїв захисного відключення.....	192
ВИСНОВОК.....	194
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	196

ВСТУП

Потреби населення та промисловості України в електричній енергії обмежені запасами нафти та газу, що призводить до необхідності використання поновлюваних джерел енергії. Питоме електроспоживання у ній порівняно із сусідніми країнами низьке. В даний час одним із найважливіших завдань електроенергетики є забезпечення надійного, безперебійного електропостачання всіх промислових та побутових об'єктів.

Актуальність теми дослідження: розвиток малих сонячних фотоелектричних установок (ФЕУ), що працюють як паралельно з мережею, так і в автономному режимі, може покращити електропостачання побутових споживачів ефективніше та швидше, ніж розвиток великої енергосистеми. Тому робота, присвячена дослідженню та вдосконаленню обладнання малої сонячної фотоелектричної установки (ФЕУ) є актуальною та має велике практичне значення.

Ступінь розробленості теми є актуальною у зв'язку з тим, що: не досліджено малі ФЕУ на базі НІТ-модулів. Не виявлено оптимізацію структури ФЕУ з неорієнтованої сонячної батареї (СБ), гелевого акумулятора та інвертора при різних напругах елементів. Недостатньо досліджена та не висвітлена у науково-технічній літературі робота однофазних інверторів з низьким коефіцієнтом гармонік та швидким способом регулювання напруги у ФЕУ.

Мета кваліфікаційної роботи полягає у створенні інформаційного та методичного забезпечення проектування автономної системи електропостачання (АСЕС) на основі ФЕУ.

Для досягнення поставленої мети у кваліфікаційній роботі було поставлено та вирішено такі завдання:

1. Дослідження варіантів структур та вибір оптимальної схеми.
2. Створення модельного опису ФЕУ, що враховує активно - індуктивний характер навантаження та кліматичні умови.
3. Розробити схему регулятора напруги інвертора, що забезпечує точність

стабілізації напруги в широкому інтервалі навантажень і температур з низьким коефіцієнтом нелінійних спотворень.

4. На основі системного проектування АСЕС розробити технічну пропозицію, яка б враховувала результати, отримані в пунктах 1÷3.

Наукова новизна роботи полягає в наступному:

1. Розрахунковим шляхом і комп'ютерним моделюванням встановлено, що в заданих умовах застосування ФЕУ дроселів змінного струму вихідного Г образного LC фільтра інвертора напруги можна виключити, а його функцію доцільно покласти на індуктивності розсіювання первинної та вторинної обмоток узгоджувального трансформатора (який проектується за традиційною
2. Запропонований новий алгоритм формування керуючих імпульсів інвертора напруги з вихідним фільтром, який разом з використанням параметричним способом і контуром негативного зворотного зв'язку по напрузі забезпечує швидкодіючу стабілізацію вихідної напруги ФЕУ з прийнятною точністю $\pm 8\%$ у всьому діапазоні зміни впливів, що обурюють, по живленню і по навантаженню.
3. На основі обліку кліматичних умов України, що характеризуються 98% використанням встановленої потужності СБ (включаючи їхню орієнтацію щодо Сонця), підтверджено можливість створення ФЕУ на базі НІТ-модулів з безпосереднім з'єднанням СБ та акумуляторної батареї (АБ).

Теоретична та практична значущість роботи:

1. Розроблено дві моделі сонячної батареї, що узагальнюють відомі математичні описи СБ, що враховують сонячну радіацію, температуру навколишнього середовища та дозволяють розраховувати площу СБ, максимальну потужність та ККД.
2. Реалізовано ФЕУ з низьковольтною СБ, що забезпечує безпеку побутових споживачів та надійність системи.
3. Розроблено нову концепцію побудов інверторів без використання обмежуючих імпульсу струму дроселів при високому коефіцієнті

трансформації $K_{TV} = 22$.

4. Розроблено схему ФЕУ, що працює при зміні опору навантаження від номінального до холостого ходу для будь-яких побутових електроприладів.

1. СИСТЕМИ ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ. ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФОТОВОЛЬТАЇЧНИХ СИСТЕМ

1.1 Огляд основних поновлюваних джерел енергії.

Відновлювана, або регенеративна, «зелена», енергія - енергія з енергетичних ресурсів, які є відновлюваними чи невичерпними за людськими масштабами. Основний принцип використання відновлюваної енергії полягає в її вилучення з постійно відбуваються в навколишньому середовищі процесів або поновлюваних органічних ресурсів та наданні для технічного застосування. Відновлювану енергію отримують з природних ресурсів, таких як: сонячне світло, водні потоки, вітер, припливи і геотермальна теплота, які є відновлюваними (поповнюються природним шляхом), а також біопалива: деревини, рослинної олії, етанолу.

У 2019 році 26,8% світового енергоспоживання було задоволено із відновлюваних джерел енергії (з яких більша частина (16 %) становить гідроенергетика)[1].

У 2006 році близько 18% світового споживання електроенергії було задоволено з відновлюваних джерел енергії, причому 13% із традиційної біомаси, таких як спалювання деревини [2]. У 2010 році 16,7% світового споживання енергії надходило з відновлюваних джерел; 2015 року цей показник становив 19,3 %[3]. Частка традиційної біомаси поступово скорочується, тоді як частка відновлюваної енергії зростає. За прогнозами вчених, до 2040 року ВДЕ забезпечать 35-50% світового виробництва електроенергії та 19-25% всього енергоспоживання[4].

З 2004 до 2013 року частка електроенергії, виробленої Євросоюзі з відновлюваних джерел, зросла з 14 % до 25 %[5]. У Німеччині у 2018 році із відновлюваних джерел було вироблено 38 % електроенергії[6].

Бразилія проводить одну з найбільших програм використання відновлюваних джерел енергії у світі, пов'язану з виробництвом паливного етанолу із цукрової тростини; етиловий спирт нині покриває 18 % потреби

країни у автомобільному паливі[7]. Паливний етанол також широко поширений США.

Гідроелектроенергія є найбільшим джерелом відновлюваної енергії, забезпечуючи 15,3% світової генерації електроенергії та 3,3% світового споживання енергії (2010 року).

Використання енергії вітру зростає приблизно на 30 % на рік, у всьому світі з встановленою потужністю 318 гігават (ГВт) у 2013 році[8], і широко використовується в країнах Європи, США та Китаї[9].

Сонячні електростанції популярні у Німеччині та Іспанії[10]. Сонячні теплові станції діють у США та Іспанії, а найбільшою є станція в пустелі Мохаве потужністю 354 МВт[11]. Виробництво фотоелектричних панелей швидко наростає, у 2008 році було вироблено панелей загальною потужністю 6,9 ГВт (6900 МВт), що майже в шість разів більше за рівень 2004 року[12].

Геотермальні установки: найбільшою у світі є установка на гейзерах у Каліфорнії з номінальною потужністю 750 МВт.

Великі несировинні компанії підтримують використання поновлюваної енергії. Так, ІКЕА збирається до 2020 року повністю забезпечувати себе за рахунок відновлюваної енергії. Apple - найбільший власник сонячних електростанцій, і за рахунок відновлюваних джерел енергії працюють усі дата-центри компанії. Частка відновлюваних джерел енергії, споживаної Google, становить 35 %, інвестиції підприємства у відновлювану енергетику перевищили 2 млрд долларов.[13]

Термоядерний синтез Сонця є першоджерелом більшості видів відновлюваної енергії, за винятком геотермічної енергії та енергії припливів та відливів. За розрахунками астрономів, тривалість життя Сонця, що залишилася, становить близько п'яти мільярдів років, так що за людськими масштабами відновлюваної енергії, що походить від Сонця, виснаження не загрожує.

У строго фізичному сенсі енергія не відновлюється, а постійно вилучається з вищезгаданих джерел. З сонячної енергії, що прибуває Землю,

лише дуже невелика частина трансформується на інші форми енергії, а більшість поширюється на космосі.

Використанню постійних процесів протиставляється видобуток копалин енергоносіїв, таких як кам'яне вугілля, нафта, природний газ або торф. У широкому розумінні вони теж є відновлюваними, але не за мірками людини, тому що їх формування потребує сотень мільйонів років, а їх використання відбувається набагато швидше.

Ми також називаємо ВДЕ альтернативною енергією. Щодня у світі утворюється вуглекислий газ, який викидається в атмосферу землі і який все ще буде там за сто років. Це підвищений вміст вуглекислого газу збільшує температуру нашої планети і є основною причиною так званого ефекту глобального потепління. Одним із рішень проблеми глобального потепління є заміна та модернізація існуючих технологій альтернативними джерелами енергії з використанням енергії сонця. Вони мають порівнянну або кращу продуктивність, але не виділяють вуглекислий газ. Це називається сонячною альтернативною енергією.

При цьому альтернативні джерела енергії та використання енергії сонця мають відігравати більшу роль у майбутньому, ніж сьогодні.

Відомий астрофізик Микола Кардашев вперше поставив за мету виміряти рівень технічного прогресу цивілізації у 1964 році, і він зупинився на споживанні енергії як кращому показнику для вимірювання прогресу в космічному масштабі.

Багато в чому енергія є основою нашого Всесвіту. Вона потрібна всім: від одноклітинних організмів до індійських слонів, від сіл до величезних міст. До початку промислової революції (середина 1700-х років) викопне паливо сприяло швидкому розвитку та розширенню людської цивілізації, що досягла до 1800 року чисельності населення в 1 мільярд людей.

Сучасне суспільство нині знаходиться на позначці 0,73 за шкалою Кардашева. У той час як у нас є шанс, несприятливі наслідки спалювання

викопного палива призвели до того, що світ гостро потребує Сонячної енергії, як альтернативного джерела енергії.

Відновлювані джерела енергії, які не виробляють викиди вуглекислого газу та інших парникових газів, що сприяють антропогенній зміні клімату, дуже необхідні людству. Світ прагне використовувати не лише енергію сонця як альтернативне джерело енергії, але також енергію вітру, біомаси, геотермальні джерела та гідроелектроенергію. Альтернативна енергетика та сонячна енергія допоможуть людству перейти до стійкого майбутнього.

Сонячна та вітрова енергетика – найбільші сектори світової електроенергетики за річними обсягами інвестицій та потужностей, що вводяться. У першому півріччі 2020 року частка сонячної та вітрової енергетики у виробництві світової електроенергії вперше перевищила 10%. За всіма прогнозами, частка цих секторів ВДЕ швидко зростатиме. До середини століття на основі сонця та вітру може вироблятися більше половини електроенергії у світі, і це при подвоєнні її споживання.

1.2 Енергія вітру

Протягом тисячоліть люди використовували альтернативні джерела енергії сонце та вітер, щоб надувати вітрила, перемелювати зерно та качати воду. Сьогодні вітряки використовують як турбіни для перетворення енергії обертання в електроенергію, яка може стабільно надходити в мережу. У більш широкому масштабі вітряні електростанції за прогнозами забезпечуватимуть до 20% світового виробництва електроенергії до 2030 року.

Установка та подальше обслуговування вітрогенераторів не такі вже й дешеві. Для вітряних потрібна хороша інфраструктура: батареї, мережі, зв'язок. Собівартість 1 кВт електроенергії з вітряків у десятки разів вище, ніж на тих же ГЕС чи АЕС. А якщо додати до цього той факт, що вітер не завжди дме, і турбіна просто не може постійно працювати в режимі повного

завантаження, то вибір на користь АЕС стає очевидним. Коефіцієнт використання встановленої потужності у вітрогенераторів у чотири рази нижче (20%), ніж у атомних станцій (84%). І ще одна деталь, яка не грає на руку прихильникам вітряків: швидкість вітру у світі, можливо, знижується

За оцінками фахівців, у Європі протягом найближчих 10 років обсяг виробленої енергії вітру зросте на 140 ГВт. Вітер як невичерпне джерело екологічно чистої енергії знаходить все ширше застосування. Проте поряд із незаперечними плюсами вітроенергетики має й свої мінуси. Згідно з деякими дослідженнями, розгортання вітроенергетики хоча б до 33 відсотків рівня нинішньої світової електрогенерації призведе до гірших наслідків для клімату, ніж подвоєння вмісту вуглекислого газу в атмосфері. Тим часом, за сучасними науковими уявленнями, подвоєння вмісту вуглекислого газу в атмосфері неминуче спричинить воістину катастрофічні зміни клімату та масове вимирання видів.

Що таке вітряна енергетика? По суті, енергія вітру – це перетворена на кінетичну енергію молекул повітря енергія сонця. Простіше кажучи, енергія вітру, як і енергія хвиль, – це різновид сонячної енергії, енергії, яка буде нам доступна стільки часу, скільки існуватиме Сонце та наша планета.

Енергію вітру люди навчилися використовувати ще в давнину. Так, вже у Стародавньому Єгипті вітер використовували для помелу зерна, а вавилоні та Китаї – для осушення полів. Зрештою, у ХХ столітті вітер почали використовувати безпосередньо для отримання електроенергії. Прихильники вітроенергетики заявляють про суцільні плюси такого підходу: відзначають незначну вартість експлуатації вітряної електростанції, те, що вітряна енергетика відповідає всім умовам, необхідним для зарахування її до екологічно чистих методів виробництва.

Проте противники вітряної енергетики знаходять у ній і недоліки. Причому, якщо деякі з них у порівнянні зі шкодою, що завдається традиційними джерелами енергії, незначні, то інші змушують серйозно замислитися про подальші перспективи вітряної галузі.

Почнемо з найпростіших із них. Наприклад, багато хто вважає, що вітряки, що стирчать тут і там, псують вигляд місцевості. Тому сусіди можуть чинити опір споруді вітряної турбіни (це називається «синдромом відчуженості»). Крім того, лопаті гвинтів при роботі видають шум, який дратує тих, що живуть по сусідству (при цьому малі вітряні турбіни, які часто встановлюються в безпосередній близькості від житла, шумлять сильніше – швидкість їх обертання вища, ніж у великих турбін, і вони знаходяться ближче до землі). . А відсутність згоди сусідів на встановлення турбіни може поставити хрест на ваших планах отримувати енергію від вітру.

Між іншим, у сусідів можуть бути і цілком раціональні причини не злюбити вітряк. Так, є думка, що турбіни створюють перешкоди, що погіршують прийом радіо- та телепередач. Крім того, на багатьох негативно впливає і постійне миготіння сонячного світла, що переривається лопатями або відбивається від них. При певній частоті миготіння у деяких людей навіть виникають епілептичні напади.

Є у вітряних електростанцій мінуси та серйозніші. Не варто забувати, що вітер – нестійке джерело енергії. Сила вітру дуже мінлива і часто непередбачувана, що вимагає використання додаткового буфера для накопичення надлишкової електроенергії або дублювання джерела для страхування.

Якщо говорити про малу генерацію, то навіть найкращі зразки автономних вітроелектростанцій можуть забезпечити регулярне виробництво лише невеликої кількості електроенергії. До того ж малі вітряні турбіни не працюють при дуже сильному вітрі, а гроза, ураган чи сніжний буран можуть таку турбіну зашкодити. Все це призводить до того, що якщо малі вітроелектростанції і окупаються, то дуже довго.

Втім, і з великою вітряною енергетикою не все так просто. Незважаючи на масове виробництво, вартість будівництва сучасної вітряної електростанції є великою. При цьому вітряні електростанції, як правило, простягаються на великі території і знаходяться на відстані від споживача,

що створює додаткові витрати на транспортування енергії. Збереження надлишкової енергії, виробленої вітряними турбінами, також потребує додаткових рішень: акумуляторів або перетворювачів на інші види енергії. Тобто для того, щоб отримувати «безкоштовну» енергію вітру спочатку доведеться добре заплатити, адже вітряна електростанція відрізняється високою початковою вартістю.

З іншого боку, у різних частинах Землі у час вітер дме по-різному. Під час будівництва вітряних електростанцій необхідне попереднє дослідження та розробка карти вітрів, що збільшує вартість такої електростанції.

Прихильники вітроелектроенергії постійно наголошують, що в порівнянні зі шкідливим впливом традиційних енергоджерел вплив вітроенергетики на екологію планети мізерний. Але є ризики.

Насамперед вітряки несуть загрозу крилатим істотам – птахам і кажанам. Деякі дослідники стверджують, що вітряки змушують деякі види птахів змінювати шляхи міграції, а хто не змінює, ризикують загинути від лопат турбін. Наприклад, у США, за даними Національної академії наук цієї країни, від них гине від 20 тис. до 37 тис. птахів щорічно.

Причина загибелі кажанів складніша: здатність до ехолокації, як правило, дозволяє їм не потрапляти на лопаті, але вони залітають в область низького тиску, що тягнеться за лопатею, що обертається. Від раптового попадання в майже безповітряний простір лопаються капіляри в легенях, і звір гине.

Зрештою, є версія, що вітрові електростанції шкодять і людям. Так, багато хто живе поблизу них скаржаться на постійний шум. Вітряні турбіни справді створюють шум, який можна порівняти з шумом автомобіля, що рухається зі швидкістю 70 км/год, що викликає дискомфорт для людей і відлякує тварин.

Інша несподівана особливість вітряних енергоустановок виявилася в тому, що вони виявилися джерелом досить інтенсивного інфразвукового шуму, що несприятливо впливає на людський організм, що викликає

постійний пригнічений стан, сильний занепокоєння і життєвий дискомфорт. Як показав досвід експлуатації великої кількості вітряних установок у США, цей шум не витримують ні тварини, ні птахи, залишаючи район розміщення станції, тобто території самої вітрової станції, що примикають до неї, стають непридатними для життя.

Американський педіатр Ніна П'єрпонт стверджує: близькість вітроустановок викликає у деяких людей мігрень, запаморочення, занепокоєння, тахікардію, тиск у вухах та нудоту, а також погіршує зір і навіть травлення. Вона навіть виявила так званий «синдром вітрогенератора» – клінічне найменування низки симптомів, які спостерігаються у багатьох (але не у всіх) людей, які живуть поблизу промислових вітрових турбін.

На думку лікаря, до проблем спричиняє порушення вестибулярної системи внутрішнього вуха низькочастотним шумом від турбін вітрогенераторів. Простіше кажучи, інфразвуком. Низькочастотний шум від турбін стимулює вироблення помилкових сигналів у системі внутрішнього вуха, які і призводять до запаморочення та нудоти, а також до проблем з пам'яттю, тривожності та паніки. Інфразвук внаслідок великої довжини хвилі вільно обходить перешкоди і може поширюватися на великі відстані без значних втрат енергії. Тому інфразвук можна розглядати як фактор, що забруднює довкілля. Таким чином, якщо вітрогенератори призводять до вироблення інфразвуку, то вони все ж таки не є чистим джерелом енергії, оскільки забруднюють навколишнє середовище. А відфільтрувати інфразвук набагато складніше, ніж звичний звук.

Втім, «синдром вітрогенератора» не визнається офіційно. Критики П'єрпонт кажуть, що написана нею книга не рецензувалася і була видана самостійно, а її вибірка суб'єктів для досліджень надто мала і не має контрольної групи для порівняння. Багато фахівців заявляють, що термін «синдром вітрогенератора» поширюється групами активістів проти вітропарків. А деякі дослідження пояснюють синдром вітрогенератора силою навіювання. (Заради справедливості треба зауважити, що ті ж аргументи

наводяться у відповідь на критику більш традиційних видів енергії, наприклад, атомної, яким протиставляється енергія вітру.)

Однак, незважаючи на критику синдрому, люди дуже часто скаржаться на головний біль, безсоння, дзвін у вухах, які зв'язуються з вітрогенераторами. Не дарма поряд із вітропарками зникають тварини. Щоб виявити реальні загрози, потрібні додаткові дослідження.

Є ще серйозніші побоювання. Згідно з деякими дослідженнями, розгортання вітроенергетики хоча б до 33 відсотків рівня нинішньої світової електрогенерації призведе до гірших наслідків для клімату, ніж подвоєння вмісту вуглекислого газу в атмосфері. Тим часом, за сучасними науковими уявленнями, подвоєння вмісту вуглекислого газу в атмосфері неминуче спричинить воістину катастрофічні зміни клімату та масове вимирання видів.

Як же вчені дійшли таких висновків? Справа в тому, що кожна вітряна турбіна створює прямо за собою «вітряну тінь» – область, в якій повітря уповільнене порівняно зі своєю природною швидкістю в цьому районі. Ось чому вітряки на ВЕС розставляють із суттєвими «зазорами»: інакше надто близькі сусіди знизять ефективність один одного.

Якби ми покрили всю Землю вітряними турбінами, вважають дослідники, така енергосистема «могла б генерувати величезні кількості енергії набагато більше, ніж 100 ТВт, але в цій точці, як підказує кліматичне моделювання, її вплив на глобальні вітри і, отже, клімат став би дуже суворим».

Нагадаємо, що саме вітер «відповідає» у світовій атмосфері за перенесення тепла зі спекотних, тропічних частин земної кулі в холодніші, високі широти. Зниження їхньої швидкості, неминуче при обертанні вітряків, веде до падіння інтенсивності такого теплоперенесення. Словом, теоретично дуже бурхливий розвиток вітроенергетики може призвести до зростання середніх температур влітку та їх падіння взимку. Отже, до екологічної катастрофи планетарних масштабів.

Складно сказати, чи це правда, однак, на мій погляд, навіть найменша підозра в такому негативному впливі на екологію Землі вимагає додаткових досліджень. Можливо, ми спостерігаємо не світанок вітряної енергетики, а її апогей, за яким вітряну енергетику чекають в'янення та забуття.



Рис.1.1 – Утилізація лопатей вітряків [2]

На території "цвинтаря", розташованого в місті Каспер штату Вайомінг, зберігається майже 900 лопатей. Їх закопують у землю, щоб зберігати доти, доки не винайдуть нові способи переробки, які дозволять утилізувати скловолокно.

Адміністрація міста отримує від уряду понад \$675 тис. за зберігання лопатей вітряків. Очікується, що у наступні кілька років у США демонтують близько 8000 лопатей. Більшість із них пропрацювали більше 10 років, тепер лопаті потрібно або утилізувати, або переробити, наприклад, на будматеріали.

Компанія Vestas пообіцяла забезпечити нульовий рівень шкідливих викидів під час створення вітрогенераторів до 2040 року. Данський промисловий гігант став першим виробником вітряних турбін, який взяв на

себе таке зобов'язання, йдеться у повідомленні прес-служби. Конкретний план реалізації стратегії повного переходу на "чисте виробництво" у компанії обіцяють показати протягом 2 років.

Для досягнення мети у компанії планують розробити нові принципи поводження з відходами та запровадити принцип безвідходної економіки на всіх етапах створення вітрогенераторів. При цьому представники Vestas зазначають, що на сьогоднішній день вітротурбіни компанії на 85% придатні для вторинної переробки, проте лопаті вітряків все ще складаються з непридатних для переробки композитних матеріалів.

"Встановлення такої амбітної мети зі скорочення відходів має першорядне значення для забезпечення кращого світу для майбутніх поколінь. Лідирувати у вітроенергетиці недостатньо для боротьби з глобальними викликами, з якими ми стикаємося сьогодні. Якщо ми хочемо очолити енергетичний перехід, ми маємо бути прикладом у тому, щоб зробити це найбільш екологічно стійким способом", – заявив виконавчий віце-президент Vestas Power Solutions Андерс Ведель.

Vestas вивчить аспекти циклу виробництва та використання вітрогенераторів для підвищення ефективності подальшої переробки лопатей та гондол з 44% до 55%. Зокрема, йдеться про переробку скловолокна та відновлення пластику. Vestas також запровадить новий процес виведення лопат з експлуатації, що допомагає клієнтам зменшити кількість відходів, що відправляються на полігони для поховання.

Основні матеріали, що використовуються у вітрогенераторах – це сталь, бетон та композити, з яких виготовляють лопаті. Переробка композитних матеріалів з виділенням вихідних компонентів для повторного використання є складним науково-технологічним завданням, яке на сьогоднішній день остаточно не вирішено.

1.3 Сонячна енергія

Що може бути кращим, ніж отримувати енергію прямо з джерела-енергія сонця, як альтернативне джерело енергії передбачає використання сили нашого небесного світила. Від фотоелектричних елементів, які вловлюють фотони і перетворюють їх на електрику, до сонячної теплової енергії (STE), яка використовує сонячне тепло, сонячна енергія є одним із найперспективніших альтернативних джерел енергії на сучасному ринку.

Фотоелектрична сонячна енергетика сьогодні стала провідним сектором світової електроенергетики за обсягами інвестицій, що залучаються щорічно (~\$150 млрд на рік) і потужностей, що вводяться (>100 ГВт на рік).

Ще у 2016 році інвестиційний банк Lazard відзначав, Що вітрова і сонячна енергетика стали зіставні з газовою за вартістю одиниці електроенергії, що виробляється (LCOE).

У 2017 році автори дійшли висновку, що вітрова та сонячна енергетика - найдешевші технології генерації.

У 2018 році зазначалося, що вартість енергії (LCOE) нових вітрових та сонячних електростанцій промислового масштабу (utility scale) поступово стає нижчою, ніж граничні витрати (marginal cost) діючих об'єктів «традиційної» генерації. У нинішньому випуску тенденція продовжується.

Вартість енергії, що виробляється наземними вітровими та сонячними фотоелектричними електростанціями промислового масштабу, впала за рік на 2% і 9% відповідно. У той же час Lazard зазначає, що темпи зниження витрат сповільнилися, за останні п'ять років вони становили 11% у сонячній енергетики та 5% у вітрової наземної. Уповільнення наголошувалося і на торішній доповіді. Це природно, зниження вартості зрілої технології не може відбуватися настільки ж стрімко, що і у молодій, що набирає зрілість.

Інтервал LCOE вітрових електростанцій, згідно з новою доповіддю, становить \$26-54, фотоелектричних сонячних електростанцій \$29-42, а парогазових установок \$44-73 за мегават-годину. Це означає (вперше зазначалося ще в 2018 році), що LCOE деяких проектів вітрової та сонячної

енергетики можна порівняти з граничними витратами «традиційних» електростанцій, які становлять для газу (ПДУ) \$28, атомної енергетики \$29, а вугільної генерації \$41 за мега. Йдеться, зрозуміло, чистій економіці, без урахування субсидій (податкових відрахувань, які застосовують у США до вітрових та сонячних проєктів). Якщо їх додати (стор. 3), то різниця у вартості сонячної, вітрової та «традиційної» генерації буде ще відчутнішою.

Розрахунки в доповіді побудовані на основі американських даних, де коефіцієнт використання встановленої потужності (КВУМ) для сонячних та вітрових електростанцій дуже високий. Водночас не можна не відзначити також і високу вартість капіталу, застосовану у доповіді – 8% для боргового фінансування та 12% для власного капіталу. Нагадаю, сонячна та вітрова енергетика дуже еластичні за процентною ставкою.

Допущення, на основі яких проведено розрахунок LCOE, відкриті та публікуються у відповідному розділі доповіді. Слід наголосити, що Lazard досліджує LCOE, вартість одиниці енергії «на мікрорівні». "Системні фактори", такі як, наприклад, інтеграційні витрати в доповіді не враховуються. З цього питання можна подивитися, наприклад, позицію Міжнародного енергетичного агентства.

Висновок, який можна зробити з доповіді Lazard – що сонячна та вітрова енергетика є найдешевшими технологіями генерації – неодноразово підтверджувалося останніми роками, як результатами конкурсних відборів, і розрахунками інших фахівців. Наприклад, нещодавно глава NextEra, однієї з найбільших енергетичних компаній США, наводив розрахунки порівняльної економіки різних технологій. З них випливає, що навіть якщо сонячні та вітрові електростанції оснащуються короткостроковими накопичувачами енергії, що робить їх вироблення «майже твердою» (near-firm), близькою за характеристиками з «традиційною» генерацією, вони все одно будуть дешевшими не лише вугільної чи атомної електрики, але навіть газового.

Питання EROI (EROEI) фотоелектричної сонячної енергетики сьогодні є другорядним, периферійним, можна сказати, відсутнє у професійному

дискусії. Іншими словами, ні виробників фотоелектричних систем, ні учасників енергетичного ринку, ні регуляторів і політиків, ні вчених це питання не турбує і не цікавить.

Чому? Тому що все зрозуміло і без EROI. «Енерговіддача» фотоелектричної сонячної енергетики висока і зростатиме надалі в міру підвищення енергое EROI - англ. energy return on investment або energy returned on energy invested (EROEI) - співвідношення отриманої енергії до витраченої "енергетичної рентабельності" ($EROI = \text{Lifetime energy output} / \text{Energy input}$).

Показник з'явився і почав використовуватись у науковій літературі у 1970-80-х роках. Вичерпність природних (енергетичних) ресурсів і розуміння, що освоєння нових, все більш важких родовищ пов'язане з підвищеними витратами енергії, породили занепокоєння, що нові одиниці енергії, що видобувається, можуть не виправдовувати витрат енергії на цю видобуток. Для оцінки відносини було розроблено відповідні метрика та варіанти методології.

Відомо, що з часом EROI основних сировинних товарів (нафти та газу) знижується ефективності виробництва та зниження матеріаломісткості пристроїв.

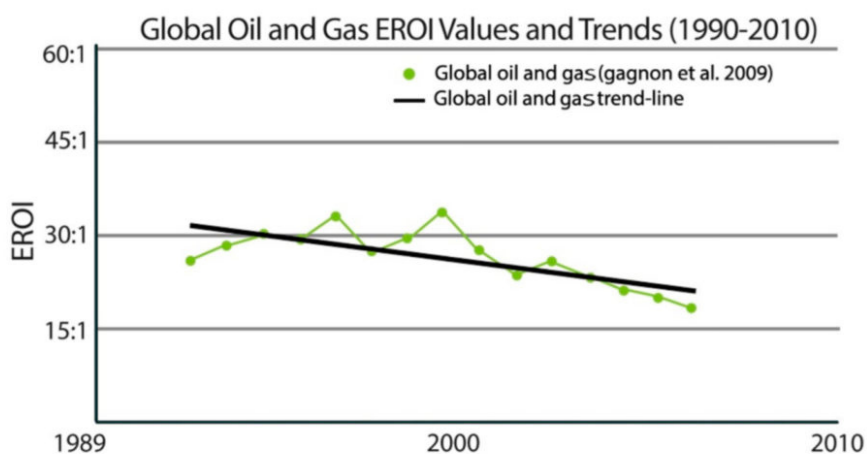


Figure 1. Estimated the EROI for traded oil and gas in global public [4].

Рис.1.2 - Графік тенденцій [4]

На цьому графіку показані тенденції «минулих років», але взято його з нової наукової роботи 2020 року, присвяченій перспективам ЗПГ, та напрямок руху передає.

Десь на початку 2000-х років, а може й наприкінці 1990-х, коли вартість (одиниці) сонячної енергії була надзвичайно високою і, водночас, впровадження «альтернативних» енергетичних технологій стало потужно підтримуватися країнами Заходу, закономірно виникло питання: чи є ці технології заможними щодо енергетичної рентабельності? Чи не вкладаємо ми гроші в «енергетичний глухий кут»? Метрику EROI доклали і до сонячної, і до вітрової енергетики, і було опубліковано безліч відповідних наукових праць.

В останні роки інтерес до теми спав, і лише деякі блогери, що черпають уривки інформації «із забутих газет» і в таких самих як вони «експертів» (інших невігласів), раз у раз глибокодумно, ніби розкриваючи сакральне, промовляють: «EROI!» . Звучить розумно, нікому не зрозуміло, і в деяких колах можна зійти за знавця. Ще іноді при цьому додають щось про закон збереження енергії, але це зовсім загадковий хід думки.

Зрозуміло, «за інерцією» наукові роботи на тему виходять. Ось стаття 2020 року (висновок: EROI вітрових та сонячних технологій в цілому високі та ростуть). Але це знову ж таки не «нове одкровення», а щось слідами «колишніх боїв». Можна знайти все, що завгодно, навіть «Модель оцінки життєвого циклу для кількісної оцінки впливу на довкілля фотоелектричної системи потужністю 3,6 кВт в Бангладеш» (наукова стаття 2019 року), в якій також розраховується EROI, точніше термін «енергетичної окупності» (англ. Energy Payback Time або EPBT, про це нижче).

Ці роботи цікаві лише самим авторам як черговий рядок у переліку їх публікацій. Причина відсутності інтересу в економіці.

Коли у вас (несубсидована, зрозуміло) вартість сонячної електроенергії 1 \$ за кіловат-годину або навіть менше одного \$ за кіловат-годину, і ви можете зафіксувати таку одноставкову ціну на 25 років, кого хвилює теоретична,

досить складна, неточна і погана метрика, що погано підходить для міжгалузевих порівнянь, як EROI? Якщо любите математику, можете постаратися вивести EROI з цієї ціни, оскільки більшість даних для такого розрахунку є, і енергетичні витрати життєвого циклу об'єкта до неї включені. Ну вийде у вас 50:1 або 100:1, як це позначиться на світі?

Оцінка обсягу енергетичних витрат протягом життєвого циклу об'єкта сонячної енергетики (як і вітроенергетики) відносно проста, вже простіше (і точніше), ніж для енергетичних сировинних ресурсів. Візьмемо, наприклад, "EROI нафти". Це взагалі незрозуміло що таке, повна абстракція. Зрозуміло, за історію розвитку науки було вироблено відповідний інструментарій, визначено межі досліджень (англ. System boundaries), і відповідні методики оцінки EROI існують для чого завгодно. У той же час, відзначається колосальний розкид оцінок EROI для тих самих енергетичних товарів, що свідчить про дуже невисоку наукову та практичну (та будь-яку) цінність показника. Подивіться, наприклад, статтю у Scientific American, де наводяться курйозні приклади. Ось що йдеться про EROI атомної енергетики: «деякі стверджують, що EROI насправді менше одиниці..., тоді як інші... оцінюють, що EROI набагато вища, ніж, можливо, будь-яке інше джерело енергії».

Як сказано на початку попереднього абзацу, підрахунок енергетичних витрат для фотоелектричної сонячної енергетики набагато простіший і точніший, ніж для енергетичної сировини (і для відповідних секторів електроенергетики, що працюють на основі спалювання вуглеводнів), а також атомної енергетики. Це просто: основний обсяг енергетичних витрат, які стосуються життєвому циклу сонячної електростанції, посідає стадію стандартизованого, високотехнологічного промислового виробництва. Грубо кажучи, основні енергетичні витрати провадяться на заводі. Завод підключено до відповідних систем енергозабезпечення з відповідними системами обліку енергоресурсів.

Що входить до життєвого циклу об'єкта фотоелектричної сонячної генерації? Все. Від видобутку сировини до утилізації останків. Є методики. Програма з фотовольтаїки Міжнародного енергетичного агентства (IEA PVPS) якраз нещодавно оновила свої методичні рекомендації (Див. 3.2.3. System boundaries).

Виробнича стадія, де виникають основні енергетичні витрати, складається з наступних основних етапів (ми розглядаємо тут сонячні модулі з кристалічного кремнію ~ 95% світового ринку):

- Виробництво полікремнію;
- Виробництво зливків;
- нарізка кремнієвих пластин;
- Виробництво елементів (комірок);
- Виробництво («складання») модулів.

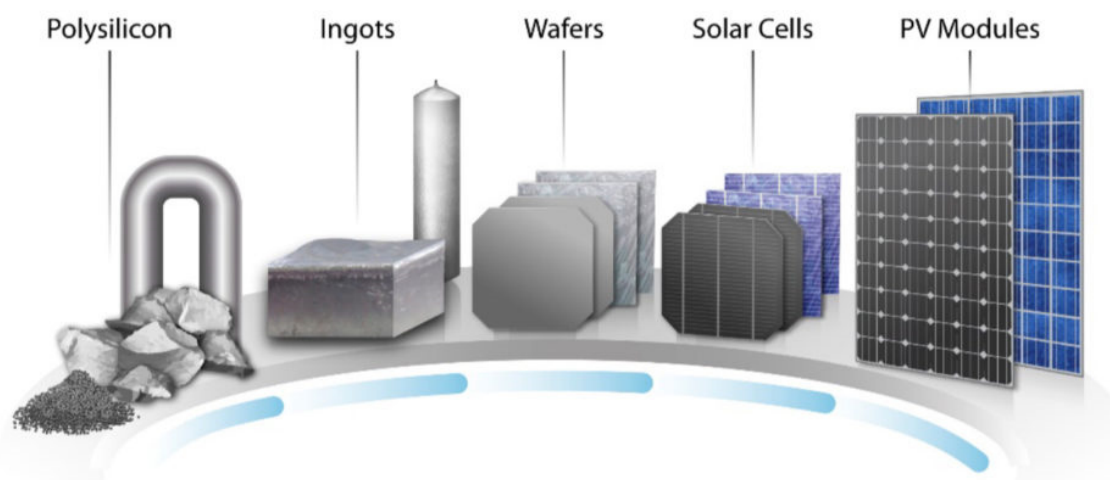


Figure 1. Schematic of c-Si PV module supply chain

Рис.1.3 – Етапи виробництва сонячного модуля [5]

Внесок у загальні енерговитрати останніх трьох стадій відносно невеликий, перші дві стадії — виробництво полікремнію і злитків з нього — дуже енергоємні, саме на них припадає основна частка енергетичних витрат життєвого циклу об'єкта сонячної енергетики (з цієї причини EROI тонкоплівкових модулів, таких як CdTe, вище – там немає процесів плавки кремнію).

Якщо в середині 2000-х для виробництва сонячних модулів потрібно 13-14 грамів полікремнію на ват, то сьогодні питоме споживання наближається до 3 грамів на ват.

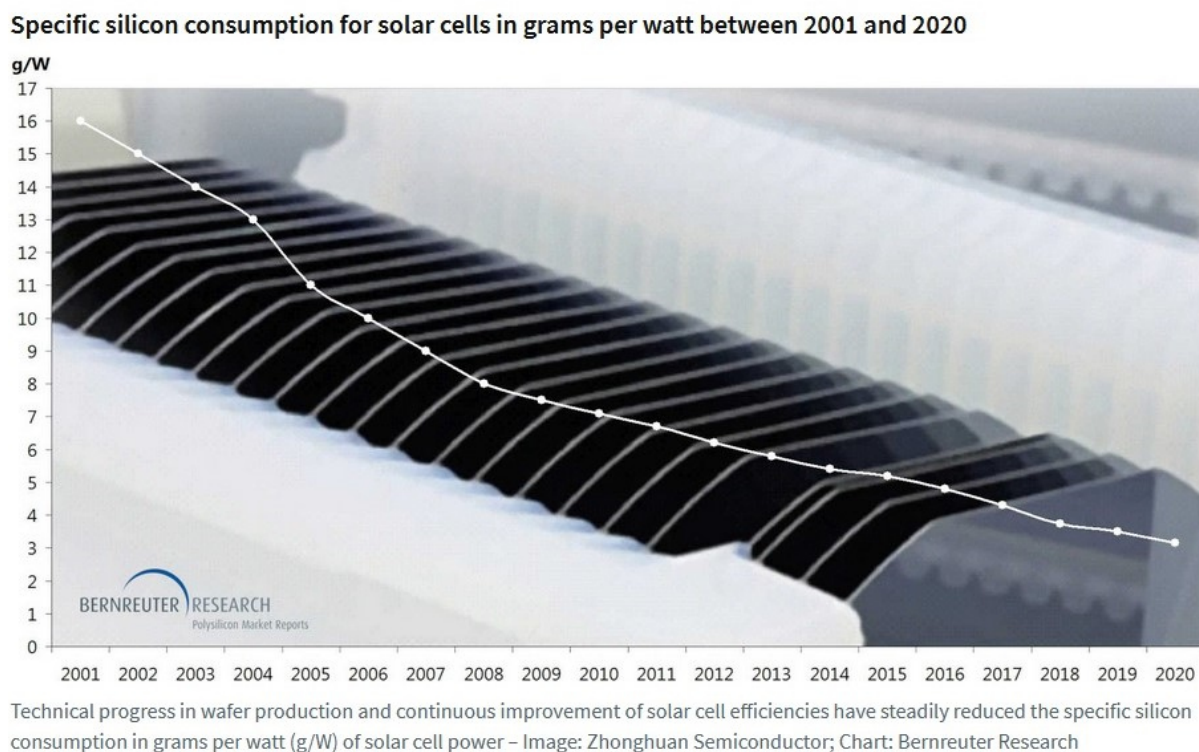


Рис.1.4 – споживання кремнію для сонячних панелей [5]

На цьому взагалі історію про «енерговіддачу» сонячної енергетики, про EROI можна було б закрити. Зниження матеріаломісткості, у разі споживання сировини, виробництва якого припадають основні енергетичні витрати, пов'язані з сонячної енергетикою, було і є основним чинником зростання EROI. Додатковими факторами є підвищення енергоефективності всіх ланок самого виробництва та ефективності модулів (в останні роки зростає значення останнього фактора).

Будь-кому, хто серйозно цікавиться сонячною енергетикою, потрібно читати «Факти про фотовольтаїку» - Звіт німецького Інституту сонячних енергетичних систем (Fraunhofer ISE), який виходить кілька разів на рік. Ця книжка побудована у формі відповідей на численні питання галузі.

Там є й відповідь на запитання: «Чи споживає фотоелектричні модулі більше енергії, ніж вони можуть виробити?».

Відповідь: Ні. EROI залежить від технології та розташування установки. Автори посилаються на «недавнє дослідження»(2017 рік), відповідно до якого EROI кремнієвих сонячних установок із розрахунковим терміном служби 25 років, розташованих у Швейцарії, становить 9-10, відповідно, термін енергетичної окупності – 2,5 – 2,8 року. «Вітрові електростанції мають значно короткіший термін енергетичної окупності, зазвичай менше року», — зазначають автори. [У цій статті ми розповідаємо про сонячну енергетику, але таки нагадаємо, що питання енергетичної окупності вітроенергетики вивчено ґрунтовно. EROI вітрогенераторів становить 35-45, і в міру зростання потужності установок та зниження матеріаломісткості зростатиме. Vestas публікуєаналіз життєвого циклу(Life Cycle Assessment, LCA) за кожною моделлю вітрогенераторів. Це більш ніж 100-сторінкові звіти, завірені незалежними науковими інстанціями, в яких обліковується все, аж до цвяха, у тому числі всі енергетичні витрати на всіх стадіях життєвого циклу. До документації включено розрахунок EPBT].

Так, термін енергетичної окупності (англ. Energy Payback Time, EPBT) - час за який відбиваються енергетичні витрати, які понесені/будуть понесені протягом терміну життєвого циклу об'єкта - це метрика яка в науці та професійній літературі використовується частіше, ніж EROI, але з якої EROI легко виводиться ($EROI = T/EPBT$, де T – термін життєвого циклу об'єкта).

Автори із Fraunhofer, зрозуміло, розуміють, що робота 2017 року, для якої використовуються вихідні дані попередніх років (2015-2016), сьогодні вже застаріла. Проте вони посилаються на цю досить відому статтю, абсолютно не рефлексуючи. Справа в тому, як ми зазначали раніше, питання EROI стосовно сонячної (і вітрової) енергетики є другорядним, що становить лише обмежений теоретичний інтерес.

За останні кілька років відбулися колосальні зміни у підвищенні ефективності у всьому ланцюжку виробництва сонячних модулів, радикально, у рази зросли як загальні масштаби виробництва, так і розміри окремих фабрик. Сьогодні заводи, що випускають під одним дахом 5 і більше

ГВт виробів (пластин, елементів, модулів) на рік, стали нормою. Ще п'ять років тому таких великих заводів не було в принципі. Ефект масштабу призводить до значного зниження питомих (на ват виробленої продукції) енергетичних витрат.

Ще в 2016 році було опубліковано наукову роботу «Енергетичні криві навчання для фотоелектричних систем» (Energy learning curves of PV systems), у якій за аналогією з фінансовою функцією (обсяг випуску – вартість) було розраховано залежність питомих енергетичних витрат від обсягів випуску сонячних модулів. Коефіцієнт навчання для модулів вийшов рівним 17%, фотоелектричних систем 14%.

На графіку зі статті видно, що згадані мною вище за величину EROI («50:1 або 100:1») – це не фігура мови. За розрахунками авторів щось схоже виходить у деяких регіонах світу вже 2020 року.

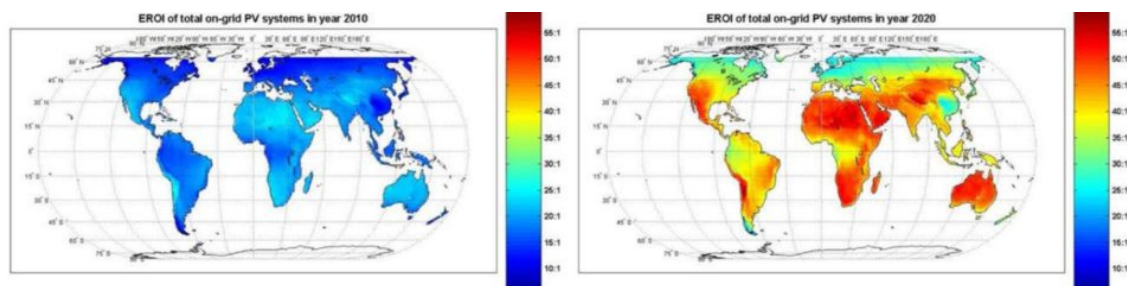


Figure 10. EROI of total on-grid modules including all system components for the year 2010 (left) and 2020 (right). EROI is calculated by energy learning rate of 14%, annual growth rate of PV installations of 30% and with annual irradiation on an optimally fixed tilted module surface in a mesh of $1^\circ \times 1^\circ$ within 65°S and 65°N . Performance Ratio and lifetime are listed in Table 4. [Color figure can be viewed in the online issue, which is available at wileyonlinelibrary.com.]

Рис.1.5 – Зміна EROI у світі [4]

У травні 2021 року німецьке Бюро з охорони навколишнього середовища (Umweltbundesamt) опублікувало великий (392 сторінки) доповідь «Оновлення та оцінка екологічних балансів вітроенергетичних та фотоелектричних систем з урахуванням поточного технологічного розвитку». Для умов Німеччини ЕРВТ сонячних установок з модулями з монокристалічного кремнію вийшов 2,1 року (для тонкоплівкових CdTe модулів – 0,9 року), тобто з урахуванням 30-річного терміну служби EROI, що розглядається в доповіді, для кремнієвих модулів

перевищує 14 (у несприятливих плані розвитку сонячної енергетики (природних умовах). Для тонкоплівкових модулів CdTe EROI перевищує 33.

Метрика EROI погано підходить для міжгалузевих порівнянь у зв'язку зі складністю встановлення сумісних меж системи та відсутності єдиної методики розрахунку. Про це свідчать і кардинальні відмінності в науковій літературі оцінок EROI тих самих енергоносіїв (або секторів енергетики).

EROI є «другорядним» показником, що має сумнівне наукове та практичне значення.

На відміну від багатьох інших галузей, розрахувати EROI сонячної енергетики (у методологічному плані) відносно просто, оскільки межі системи чітко визначені, а енергетичні витрати фіксуються відповідними приладами обліку. У той самий час, очевидно, отримання цих вихідних даних розрахунку є окремим завданням.

EROI сонячної енергетики є високим і зростатиме надалі через зростання енергоефективності виробництва та зниження споживання матеріалів на одиницю продукції, що випускається.

1.1.1 Гетероструктурна сонячна енергетика

Лідруючі позиції сектора були досягнуті завдяки безперервному потоку інновацій. Вчені та промисловці щодня намагаються знизити матеріаломісткість та ефективність продукції та виробничих процесів.

Не дивно, на ринку з'являються нові типи сонячних модулів, що відрізняються підвищеною ефективністю в порівнянні з середньоринковим рівнем.

Одним із типів такої ефективної продукції є гетероструктурні модулі (HJT – HeteroJunction Technology). Іноді їх ще називають SHJ (Silicon heterojunction), підкреслюючи, що йдеться про кремнієві сонячні елементи. Повна назва технології: "Heterojunction with intrinsic thin-layer technology" - буквально "технологія гетеропереходу з внутрішніми тонкими плівками". Під

«тонкими плівками» мається на увазі шар аморфного кремнію, який «додається» до пластини-типуз монокристалічного кремнію.

Подивимося на базову тенденцію у технологіях виробництва сонячних модулів. Якщо з другої половини нульових років основним, що займав велику ринкову частку, матеріалом для виробництва модулів був полікристалічний (мультикристалічний) кремній, то сьогодні очевидним є перехід до більш ефективних монокристалічних сонячних елементів, які найближчим часом практично повністю витіснять конкурента зі світового ринку.

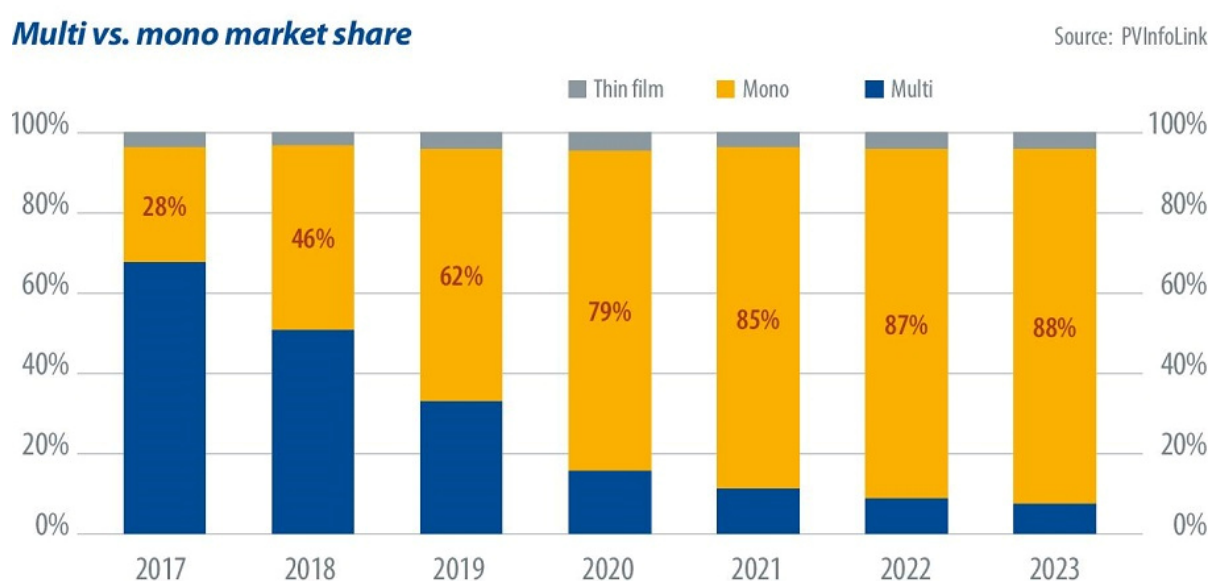


Рис.1.6 –Діаграма динаміки ринку СБ [4]

Ця тенденція підтверджується виробничими планами промисловців. Наприклад, найбільший виробник у світі, китайська JinkoSolar, у своїй презентації для інвесторів за 3 квартал 2019 року прямо вказує, що якщо в 2018 році на полікристалічні модулі припадало 56% випуску його продукції, то в 2020 році 99% припадатиме на «високоєфективні». » монокристалічні сонячні панелі.

На світовому ринку домінуючої технології сьогодні стають PERC (passivated emitter and rear cell) сонячні елементи з монокристалічного кремнію, що відрізняються підвищеною ефективністю. Ще в 2014 році річний обсяг випуску сонячних осередків моно-PERC p-типу у світі не

перевищував 1 ГВт. За оцінкою експертів PV-Tech, у 2019 році він перевищить 60 ГВт, тобто технологія стане основною (за обсягами виробництва/продажу).

Технології сімейства PERx (включаючи PERC, PERT, PERL) пануватимуть на ринку в найближчі десять років, згідно з цим більшість фахівців. У той же час, як показано на наступному графіку з ITRPV, мабуть, основної щорічної доповіді з технологій сонячної енергетики, ринкова частка гетероструктурних SHJ елементів однозначно зростатиме:

Trend: share of cell technologies

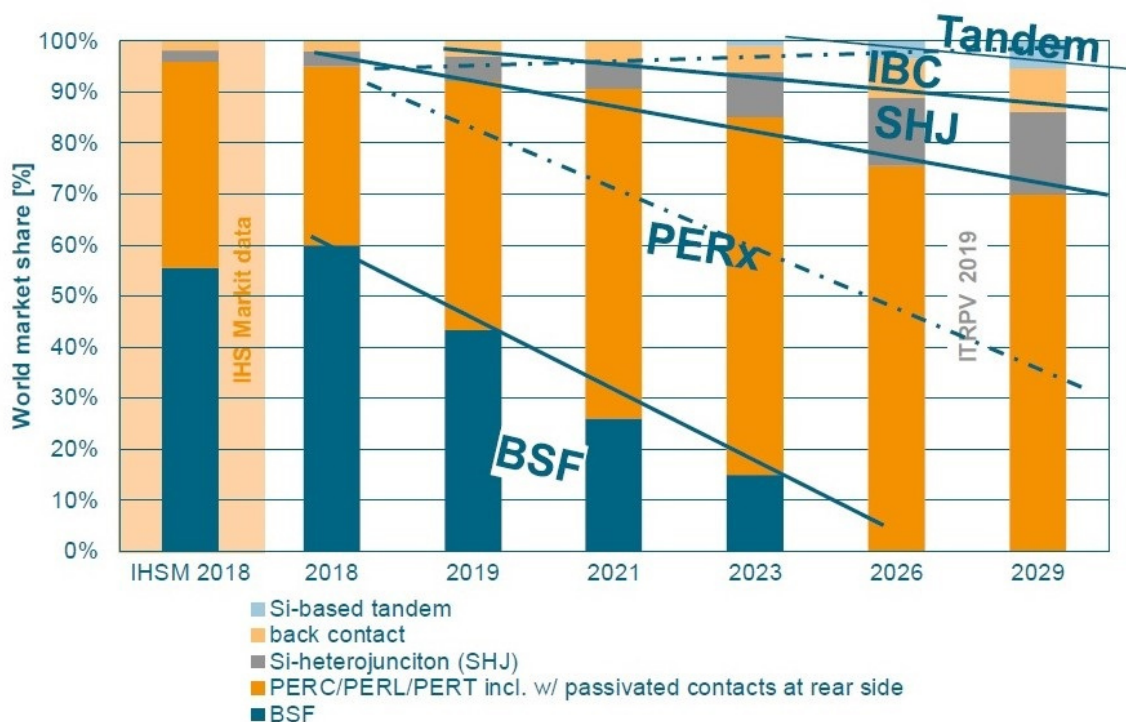


Рис.1.7 – Діаграма прогнозу ринку СБ [4]

У короткостроковій перспективі до 2023 року, як показує прогноз PV InfoLink, глобальні виробничі потужності з випуску НІТ продуктів зростуть до 15 ГВт:

Capacity forecast of N-type technology

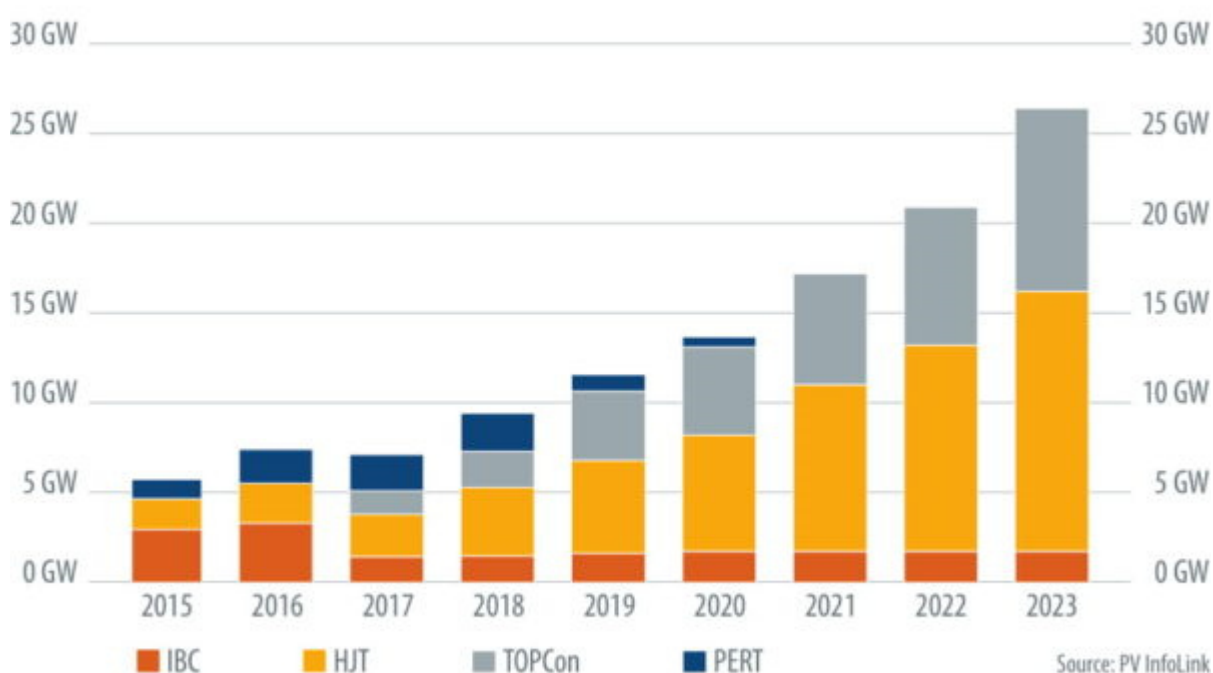


Рис.1.8 – Діаграма розвитку галузі [4]

Очевидно, що HJT та PERC сьогодні стають основними масовими ефективними технологіями, які конкурують за співвідношенням вартості та ефективності.

У поточному році неодноразово відзначалися нові і нові рекорди ефективності PERC-елементів. Тому одним із можливих сценаріїв розвитку ринку деякі експерти вважають швидше розповсюдження PERC-технологій і повільніше розширення ринкової частки HJT в найближчі роки (дешевші, але ефективні PERC зменшать стимули для інвестицій у HJT). Однак є деякі технологічні нюанси, які заважають технології PERC реалізувати потенціал своєї високої ефективності на ринку. Зокрема, можна згадати так звану LeTID деградацію (Light and elevated Temperature Induced Degradation), що викликається світлом та підвищеною температурою.

Сьогодні фахівці все частіше розмірковують про технології після PERC, оскільки остання наближається до межі можливих удосконалень. Однією з таких найближчих технологій є HJT.

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) публікує традиційний сценарій сталого розвитку (SDS), який дозволить досягти цілей Паризької угоди.

Цей сценарій доповнений варіантом «Чистий нуль викидів до 2050 року» (NZE2050), в рамках якого більша кількість країн та компаній виконують завдання щодо досягнення нульового балансу викидів (Net Zero Emissions).

У доповіді зазначено, що сонце стає новим королем електроенергетики, що найшвидше її сектором, що, загалом, було очевидно ще кілька років тому.

У самому консервативному сценарії STEPS фотоелектрична сонячна енергетика зростатиме на 13% на рік у середньому до 2030 року.

Сонячна енергія нині «незмінно дешевша» за електрику нових вугільних або газових станцій у більшості країн, і сонячні проекти тепер пропонують найнижчі ціни на електроенергію з коли-небудь бачених, каже МЕА.

Згідно зі сценарієм оголошеної політики, ВДЕ забезпечуватимуть 80% зростання світового споживання електроенергії протягом наступного десятиліття. Гідроенергетика залишається найбільшим відновлюваним джерелом, але найшвидше сектором буде сонячна енергетика, за якою йдуть наземна і морська вітроенергетика.

Ну а в інших сценаріях сонячна енергетика зростатиме ще набагато швидше. Ці видно на наступному графіку. І 300, і 400 ГВт на рік – таке зростання можливе у найближчому десятилітті.

Однією з перешкод швидкого поширення НІТ продукції вважається більш висока ціна кремнієвих пластин n-типу. Однак, як показують останні дані, різниця в ціні між пластинами p- та n-типу знизилася до всього 5% (R. Korescek, Life after PERC, SNEC Shanghai, June 4, 2019).

Іншою перешкодою для розширення НІТ є вища вартість виробничих ліній. Капітальні інвестиції у фабрику на одиницю продукції (скажімо, на 100 МВт) у НІТ можуть бути втричі вищими, ніж у PERC.

Цей недолік частково пом'якшується тим, що процес виробництва НІТ елементів складається з меншої кількості етапів:

Висока вартість обладнання підвищує поріг входу ринку, збільшує рівень ризику інвесторам.

У той же час, за експертними оцінками, більш високі витрати на промислові лінії лише незначною мірою позначаються на вартості кінцевої продукції (див., наприклад, Solving all bottlenecks for silicon heterojunction technology, Photovoltaics International Volume 42). Йдеться про зростання вартості приблизно на 1 американський цент за ват.

Технологія гетеропереходу (НІТ) — це метод виробництва сонячних панелей, який набирає обертів з останнього десятиліття. Наразі це найефективніший процес сонячної промисловості для підвищення ефективності та потужності до найвищих рівнів. Він навіть перевершує продуктивність PERC, поточної технології сонячної промисловості.

Отже, перше, що нам необхідно зробити, це визначитися з формулюваннями, а точніше зі скороченим позначенням цієї технології. У розгорнутому вигляді найменування її звучить як "Heterojunction with intrinsic thin-layer technology" - буквально "технологія гетеропереходу з внутрішніми тонкими плівками". Під згаданими «тонкими плівками» маються на увазі тонкі плівки аморфного кремнію. Відповідно до самої технології прийнято називати і сонячні модулі – «гетероперехідні» (також прижилася назва «гетероструктурні», яку ми і будемо використовувати далі). Досить рідко і в узагальненому вигляді можна зустріти таке поняття як «гетерогенні» сонячні батареї, але користуватися ним внаслідок нерозповсюдженості даного терміна стосовно даної тематики ми не будемо. Уважно розглянувши різницю в аббревіатурах, які прийняли для позначення цієї технології різні виробники, можна зробити висновок, що у компанії Panasonic (яка поглинула початкового розробника – компанію SANYO) аббревіатура НІТ складається з наступних великих літер загальної назви "Heterojunction with Intrinsic Thin-layer technology" (гетероперехід з інтегрованими тонкими плівками), а у

компанії "Хевел" - з "HeteroJunction with intrinsic thin-layer Technology" (технологія гетеропереходу). Це зроблено насамперед тому, що відповідні технології та товарні знаки запатентовані своїми розробниками. Нам це не дасть заплутатися в термінах – далі при згадці технології компанії SANYO/Panasonic використовуємо аббревіатуру НІТ, компанії «Хевел» - НІТ, без позначення відповідного знака правової охорони товарного знака ® (у вигляді НІТ®). а у компанії "Хевел" (Hevel) аббревіатура НІТ - з "HeteroJunction with intrinsic thin-layer Technology" (технологія гетеропереходу). Це зроблено насамперед тому, що відповідні технології та товарні знаки запатентовані своїми розробниками. Нам це не дасть заплутатися в термінах – далі при згадці технології компанії SANYO/Panasonic використовуємо аббревіатуру НІТ, компанії «Хевел» - НІТ, без позначення відповідного знака правової охорони товарного знака ® (у вигляді НІТ®). а у компанії "Хевел" (Hevel) аббревіатура НІТ - з "HeteroJunction with intrinsic thin-layer Technology" (технологія гетеропереходу). Це зроблено насамперед тому, що відповідні технології та товарні знаки запатентовані своїми розробниками. Нам це не дасть заплутатися в термінах – далі при згадці технології компанії SANYO/Panasonic використовуємо аббревіатуру НІТ, компанії «Хевел» - НІТ, без позначення відповідного знака правової охорони товарного знака ® (у вигляді НІТ®).

Компанія SANYO (тепер Panasonic) розробила концепцію виробництва НІТ® у 1980-х роках. Найперші модулі НІТ мали ефективність 14,4% і виробляли 170 Вт. Сьогодні модулі НІТ можуть досягати ККД до 25%.

Зупинимося докладніше на історії розробки та виходу на ринок НІТ-технології від піонера в галузі розробки сонячних батарей на основі аморфних плівок – компанії SANYO, яка розпочала цей шлях ще далекого 1975 року. Зазначимо, що гетероструктурні сонячні модулі SANYO НІТ виготовлені з монокристалічних кремнієвих пластин із нанесеними на них з обох боків надзвичайно тонкими шарами аморфного кремнію. Глибоко не

вдаючись у технічні тонкощі, коротко виразимо ключову особливість НІТ-технології, що зумовлює новизну даного рішення: завдяки покриттю пластин кристалічного кремнію тонкими плівками аморфного кремнію, в кристалі, внаслідок зниження рекомбінаційних центрів на поверхні, що відчутно зростає тривалість життя зарядів; як наслідок, підвищується ефективність перетворення сонячного світла, оскільки саме втратами носіїв заряду лежить на поверхні кремнієвої пластини обмежений ККД традиційних сонячних елементів (див. малюнок). Потрібно додати, що термін патентного захисту компанії Sanyo Electric Co. Ltd. на цю технологію минув 8 серпня 2011 року, і з того моменту, як патент перестав захищати свого правовласника, інші компанії-виробники сонячних батарей, такі як «Хевел», отримали можливість працювати над подальшим розвитком та покращенням даного способу виробництва сонячних осередків.

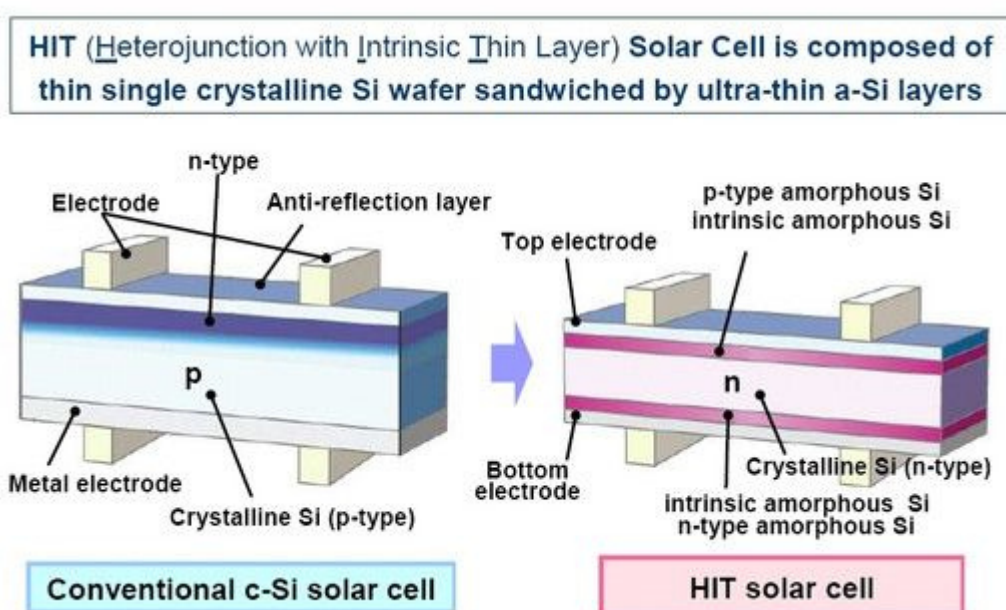


Рис. 1.9 – Будова звичайних та гетероструктурних панелей [5]

Основні віхи розвитку НІТ-технології від тандему компаній SANYO/Panasonic:

1975: компанія SANYO розпочала розробку сонячних осередків з аморфного кремнію.

1980: SANYO стає першим у світі виробником, що випускає сонячні

осередки з аморфного кремнію на комерційній основі.

1997: гетероперехідні сонячні осередки з внутрішніми «тонкими плівками» були впроваджені SANYO у серійне виробництво та надійшли на ринок під торговою маркою HIT®. Надходження у продаж сонячних модулів потужністю 170 Вт. ККД осередку 16,4%,

ККД модуля 14,4%

1998: надходження у продаж сонячних модулів потужністю 180 Вт. ККД осередку 17,4%, ККД модуля 15,2%

2002: надходження у продаж сонячних модулів потужністю 190 Вт. ККД осередку 18,5%, ККД модуля 16,1%

2003: SANYO випускає на ринок модулі потужністю 200 Вт з найвищим у світі ККД.

2005: початок виробництва HIT-модулів SANYO на фабриці в Угорщині.

2007: SANYO долає планку в 100 мільйонів вироблених HIT-осередків У лабораторії досягнуто ефективності осередків у 22,3%. Розширення заводу в Угорщині. Надходження у продаж сонячних модулів потужністю 215 Вт. ККД осередку 19,3%, ККД модуля 17,2%

2009: SANYO випускає на європейський ринок високоефективні HIT-модулі потужністю 220 Вт. Маючи ККД 17,4%, дані модулі, як і раніше, мають найвищу у світі ефективність.

2010: SANYO випускає на європейський ринок високоефективні HIT-модулі потужністю 235 Вт. Маючи ККД 18,6%, модулі залишаються найефективнішими у світі

2011: у лютому SANYO запускає виробництво модулів 240 Вт з ККД осередків 21,6%. У жовтні, завдяки найбільш високому ступеню перетворення енергії з використанням HIT-технології, команда токійського університету виграла престижний гоночний чемпіонат світу серед автомобілів на сонячних батареях, що проходить в Австралії.

2012: у квітні відбувається зміна бренду сонячних модулів, що

випускаються з SANYO на Panasonic. Зміни стосуються лише назви бренду – структура продажу та виробничі потужності залишаються без змін

2014: нові, покращені модулі потужністю 245 Вт виходять на ринок. У лабораторії досягнуто нового світового рекорду ефективності осередків у 25,6%. Вироблено 1 мільярд сонячних осередків

2015: на ринок надходять нові компактні модулі потужністю 285 Вт.

2016: продовження для європейського ринку гарантії НІТ-модулів до 15 років. У продаж надходять нові потужні модулі з номіналами 295 та 330 Вт

2017: відзначається 20-річчя масового виробництва сонячних НІТ-модулів. Продовження гарантійного терміну на європейському ринку на НІТ-модулі з 15 до 25 років

Тепер детальніше розглянемо історію НІТ-технології від виробника сонячних модулів – компанії «Хевел» (завод у м. Новочебоксарськ, Чуваська Республіка), зі згадуванням додаткових подробиць у вигляді планів компанії та отриманих сертифікатів:

2014, жовтень: генеральний директор ДК «Хевел» повідомляє, що на базі «НТЦ тонкоплівкових технологій в енергетиці» (далі за текстом – «НТЦ ТПТ») ведеться розробка та підготовка до серійного виробництва сонячних модулів нового типу, виконаних за технологією гетеропереходу, перевагами якої є підвищений ККД та більш стабільні електричні характеристики при роботі в умовах високих температур, при яких відчутно падає ефективність стандартних сонячних елементів. Було повідомлено, що вже невдовзі після початку досліджень було досягнуто ККД фотоелементів близько 16%, і група дослідників має на меті довести цей показник у найближчій перспективі не менше ніж до 22%, тим самим наблизившись до кращих світових досягнень у цій галузі.

2014, грудень: у «НТЦ ТПТ» на дослідній технологічній лінії виготовлені промислові прототипи гетероструктурних сонячних модулів за НІТ-технологією на основі кристалічних кремнієвих осередків розміром

156x156 мм. ККД отриманих зразків становить близько 20%. Для подальшого зростання продуктивності ведуться роботи з відпрацювання технологічних процесів хімічної обробки поверхні пластин кристалічного кремнію, режимів осадження шарів аморфного кремнію, виготовлення контактної сітки

2015, грудень: спеціалістами «НТЦ ТПТ» досягнуто ККД сонячних НІТ-осередків у 22% Типовий ККД звичайних кристалічних осередків на цей момент становить на 4-5% менше

2016, липень: «НТЦ ТПТ» було отримано патент на власну технологію виготовлення гетероструктурних сонячних модулів (НІТ). Після модернізації конвеєра на заводі "Хевел" у Новочебоксарську під випуск нового продукту планується зростання виробничих потужностей зі 100 до 160 МВт на рік. Промислові зразки сонячних модулів показують ККД 20,3%

2016, листопад: дослідникам «НТЦ ТПТ» вдалося отримати перший зразок сонячного елемента за гетероструктурною технологією на кристалічному кремнії завтовшки 90 мкм. Стандартна товщина такого осередку вдвічі вища – 180 мкм. Насправді позитивний ефект цього досягнення виявляється у економії кремнію під час виготовлення сонячних модулів і зниження собівартості виробництва кремнієвих пластин на 20%

2017, лютий: йде процес поетапного запуску основних систем модернізованої технологічної лінії зі збільшеною майже вдвічі виробничою потужністю. Ділянка з виготовлення сонячних осередків введена в експлуатацію однією з перших. Ділянка зі збирання сонячних осередків у готові модулі проходить завершальний етап пуско-налагоджувальних робіт. Під час попереднього введення в дію лінії з виготовлення гетероструктурних сонячних модулів отримано ефективність сонячних осередків у 21,75%

2017, квітень: на заводі «Хевел» у м. Новочебоксарськ розпочато виробництво гетероструктурних сонячних модулів за НІТ-технологією з проектним річним обсягом випуску 160 МВт. ККД осередку становить 22%, ККД модуля — не менше 20%

2017, червень: обговорюється можливість збільшення виробничої

потужності заводу зі 160 до 220 МВт на рік

2017, липень: отримання сертифіката на відповідність вимогам Технічного регламенту Митного союзу «Про безпеку низьковольтного обладнання» (ТР ТС) дає можливість компанії «Хевел» розпочати продаж нових модулів. Також пройдено добровільну сертифікацію фотоелектричних модулів в АНО «Наносертифіка» як продукцію наноіндустрії. Додатково, модулі успішно пройшли екологічну сертифікацію та отримали право на міжнародно визнане екологічне маркування «Листок життя» (Vitality Leaf). Вимоги стандартів передбачають покращені показники коефіцієнта корисної дії модулів у порівнянні з аналогами (не менше 17%), високі показники стабільності роботи модулів (номінальна потужність модулів протягом перших 25 років не знижується більш ніж на 20%), застосування сировини та матеріалів, що мінімізують негативне вплив модулів на довкілля та здоров'я людини при їх виробництві та експлуатації

2017, серпень: за результатами проекту другого етапу модернізації, що знаходиться на стадії техніко-економічного обґрунтування, планується збільшення виробничої потужності аж до 250 МВт на рік. За поточних обсягів виробництва продукцію заводу «Хевел» законтрактовано на найближчі п'ять років. Обговорюються плани щодо обсягу експорту сонячних модулів, які можуть становити близько 10% від загального обсягу виробництва.

2017, вересень: розпочато роботи з реалізації другого етапу модернізації технологічної лінії заводу у Новочебоксарську, в рамках якого потужність виробничого комплексу буде збільшена зі 160 до 250 МВт сонячних модулів на рік. Даний етап розширення виробництва дозволить розпочати випуск односторонніх та двосторонніх гетероструктурних модулів із 72 сонячних осередків, що дасть можливість збільшити середню потужність модуля до 400 Вт та більше. Запланований термін закінчення робіт – до кінця 2018 року. У Маймінському районі Республіки Алтай введено в експлуатацію першу сонячну електростанцію потужністю 20 МВт

на модулях нового покоління

2017, жовтень: на заводі «Хевел» у Новочебоксарську в рамках промислового виробництва зійшла з конвеєра перша партія гетероструктурних сонячних осередків з ефективністю 22,7%. Планується, що досягнуті успіхи у зв'язці з подальшою оптимізацією виробничих процесів дозволять стабільно випускати сонячні елементи із середнім ККД близько 23%.

2018, січень: з моменту старту виробництва у квітні 2017 року було вироблено понад 323 тисячі модулів загальною потужністю 95,25 МВт, що дозволило підтвердити річну проектну потужність у 160 МВт після першого етапу модернізації. За півроку з початку виробництва сонячних модулів за новою технологією вдалося на 25% збільшити продуктивність ключової ділянки – плазмохімічного осадження. Крім того, було покращено рецепти нанесення шарів ІТО, трафаретний друк, що в результаті дозволило послідовно протягом року збільшувати ККД продукції. У результаті до кінця 2017 року середня ефективність осередків була збільшена з 20 до 22,8%, а потужність модулів із 60 осередків у серійному виробництві зросла з 280 до 310 Вт. Таким чином, оптимізація низки технологічних процесів на ключових ділянках лінії вже у грудні 2017 року дозволила перевищити проектні показники на 10%

2018, лютий: отримано сертифікат TÜV Rheinland (від незалежної сторонньої організації, акредитованої для тестування та сертифікації фотоелектричних систем та компонентів відповідно до різних міжнародних стандартів). Сонячні модулі компанії Хевел пройшли випробування за стандартами МЕК (міжнародного електротехнічного комітету) ІЕС 61215 та ІЕС 61730. Отримання сертифікату свідчить про успішне проходження різних випробувань на якість та безпеку в лабораторії TÜV у Німеччині

2018, березень: у «НТЦ ТПТ» пройдено випробування сонячних модулів Hevel в умовах екстремально низьких температур (-60 °С), що відкриває для них перспективу арктичного застосування. Розпочато експорт

сонячних панелей «Хевел» у низку країн Європи та Азії. Згідно з комерційними умовами контрактів, країни-покупці на даному етапі не розголошуються.

Зазначимо, що головним нововведенням, привнесеним вченими Hevel до існуючої раніше НІТ-технології, є наступне - операції дифузії та імплантації при створенні рп переходу були замінені технологічною операцією осадження нанопленок аморфного кремнію поверх кристалічного кремнію плазмохімічним методом.

1.4.2 Принцип роботи НІТ

Гетероперехідні сонячні панелі складаються з трьох шарів фотоелектричного матеріалу. Комірки НІТ поєднують дві різні технології в одну: кристалічний кремній і аморфний «тонкоплівковий» кремній.

Верхній шар аморфного кремнію вловлює сонячне світло, перш ніж воно потрапляє на кристалічний шар, а також світло, яке відбивається від нижніх шарів. Однак монокристалічний кремній, середній шар, відповідає за перетворення більшої частини сонячного світла в електрику. Нарешті, за кристалічним кремнієм знаходиться ще один аморфний тонкоплівковий шар кремнію. Цей останній шар захоплює решта фотонів, які перевершують перші два шари.

Використання цих технологій разом дозволяє отримати більше енергії на відміну від використання їх окремо, досягаючи ККД 25% або вище.

Переваги гетероперехідних сонячних батарей:

Вища ефективність – більшість панелей НІТ, які зараз представлені на ринку, мають ефективність у діапазоні від 19,9%–21,7%. Це величезне покращення порівняно з іншими звичайними монокристалічними елементами.

Економія коштів – аморфний кремній, який використовується в панелях НІТ, є економічно ефективною фотоелектричною технологією. Ця

тонкоплівкова сонячна енергія потребує більш короткого виробництва порівняно з іншими технологіями. Завдяки спрощеному процесу виробництва НІТ має потенціал бути доступнішим за альтернативні рішення.

Стійкість і адаптивність – ця технологія була розроблена для чудових виробничих можливостей навіть за екстремальних погодних умов. Панелі НІТ мають нижчий температурний коефіцієнт, ніж звичайні сонячні панелі, що забезпечує високу продуктивність при підвищених зовнішніх температурах.

Очікувана тривалість життя – в середньому, термін служби тонкоплівкових фотоелектричних модулів становить до 25 років, тоді як сонячні батареї НІТ можуть залишатися повноцінно функціонуючими протягом 30 років.

Як нам уже відомо, гетероструктурна технологія є гібридом кристалічного і тонкоплівкового типів кремнієвих сонячних елементів. В результаті цієї комбінації вдається поєднати основні плюси кристалічних і тонкоплівкових аморфних модулів, що виражається в отриманні наступних ключових переваг:

- більш високий ККД, ніж у того чи іншого типу сонячних панелей окремо
- повільна світлова деградація з часом
- більш висока ефективність при підвищених температурах експлуатації, низький температурний коефіцієнт потужності
- краще сприйняття розсіяного світла, вища продуктивність без прямих сонячних променів
- стійкість до часткового затінення

Далі наведемо порівняльну таблицю з характеристиками модулів Nevel НІТ 310 Вт та Panasonic НІТ 330 Вт.

Таблиця 1.1 Характеристики модулів Nevel НІТ та Panasonic НІТ

Модель	HVL НІТ 310	Panasonic НІТ N330
Вартість на світовому ринку (Великобританія, США), \$	-	370-380
Відсоток браку на підставі 10 років роботи в Європі, %	-	0,0035
Кількість вироблених НІТ осередків (на січень 2017), млрд	-	1
загальні характеристики		
Термін служби не менше років	25	25
Падіння потужності через 25 років, не більше, %	20	20
Технологія осередків	монокристалічна пластина гетероперехід аморфного кремнію	монокристалічна пластина гетероперехід аморфного кремнію
Кількість осередків, шт	60	96
Розмір осередків, мм	156,75 x 156,75	127 x 127
Клемна коробка, ступінь захисту	IP67	IP67
Перетин кабелю, кв. мм.	4	3,31 (12 AWG)
Довжина проводів, см	100	102
Тип конекторів	МС4	МС4
Температура довкілля, °С	-40...+40	-
Розміри (Д x Ш x Т), мм	1671 x 1002 x 42	1590 x 1053 x 35
Вага, не більше, кг	19	18,5
Площа, кв. м.	1,675	1,674
Снігове/вітрове навантаження, Н/кв.м. (Па)	2400	2400
Електричні характеристики		
Номінальна потужність (+ толеранс), Вт	310 (+ 5)	330 (+ 10)
Напруга холостого ходу,	43,67	69,7
Струм короткого замикання, А	9,35	6,07
Напруга при максимальній	35,22	58,0

потужності,		
Струм при максимальній потужності, А	8,69	5,70
ККД модуля, не менше, %	18,52	19,7
Коефіцієнт заповнення ВАХ	0,75	-
Вбудовані байпасні діоди, шт.	3	4
Максимальне перевищення струму, А	15	15
Максимальна напруга в системі,	1000	1000
Температурні характеристики		
Температурний коефіцієнт номінальної потужності %/°C	- 0,28	- 0,258
Температурний коефіцієнт напруги холостого ходу, %/°C	- 0,24	- 0,283
Температурний коефіцієнт струму короткого замикання, %/°C	0,04	0,0586
Номінальна робоча температура модуля, °C	38,8	44,0
Діапазон робочої температури модуля, °C	-40...+85	-40...+85

З цікавих моментів, крім іншого, можна відзначити наступне - незважаючи на різне співвідношення сторін, розмір та кількість осередків, площа модулів збігається майже тисячної частки квадратного метра. Таким чином, на сьогоднішній день це співвідношення площі та потужності можна вважати деяким промисловим стандартом для гетероструктурних модулів. Зважаючи на такі фактори, як очікуваний незабаром сход з конвеєра заводу «Хевел» сонячних панелей Hevel НІТ потужністю вже 320 Вт і лідируюче положення модулів Panasonic у своїй ніші і в цілому їх найкращий серед сонячних батарей, що серійно випускаються, температурний коефіцієнт, можна укласти Сонячні модулі Hevel насправді наблизилися за своїми параметрами до найкращих світових аналогів модулів на основі

гетеропереходу. В даний час практично вся продукція, що випускається заводом, поставляється для будівництва великих мережевих сонячних електростанцій, що постачають енергію на оптовий ринок електроенергії та потужності (ОРЕМ). Паралельно ведеться робота з розробки політики роздрібного продажу та обґрунтування ціни, за якою модулі зможуть придбати приватні особи та організації для власних потреб. Без сумніву, дані гетероструктурні сонячні батареї Hevel вітчизняного виробництва, що мають досить гідні характеристики, зараз є одним з найбільш очікуваних продуктів сонячної індустрії.

Враховуючи кілька переваг рішень НІТ, цілком ймовірно, що в найближчому майбутньому більше компаній продовжуватимуть застосовувати цю технологію. Оскільки виробничий процес НІТ вимагає на чотири кроки менше, ніж технологія PERC, існує потенціал для значної економії коштів. Хоча PERC був популярним варіантом у галузі протягом багатьох років, його складний виробничий процес не може конкурувати з НІТ. Крім того, PERC не забезпечує високотемпературних переваг НІТ.

Відповідно з Звіт ITRPV 2019 Очікується, що до 2026 року клітини НІТ отримають ринкову частку в 12%, а в 2029 році – 15%.

Вища вартість компенсується низкою переваг гетероструктурних сонячних модулів. Їх відрізняє низький температурний коефіцієнт (при підвищенні температури модуля вироблення знижується меншою мірою, ніж у звичайних кремнієвих сонячних панелей), відсутність деградації типів PID (Potential induced degradation) і LID (Light Induced Degradation), що легко реалізується двосторонність осередків, що забезпечує більш високу виробіток, ніж у двосторонніх модулів PERC, а також згадана висока ефективність перетворення.

За розрахунками Wesquere Institute (2019), незважаючи на вищі питомі капітальні витрати, вартість одиниці енергії, що виробляється об'єктом, оснащеним модулями НІТ, може бути нижчою, і на пристойну величину:

Тому НІТ "вважається ультраефективною технологією наступного

покоління з найбільшим промисловим потенціалом" (Becquerel Institute).

1.4.3 Кліматичні особливості розміщення

Для кремнієвих фотоелементів, що холодніше — то краще. При зниженні температури напруга сонячних елементів зростає, збільшуючи вихідну потужність електростанції. Тому "мороз і сонце" - "день чудовий" для фотоелектричних перетворювачів. Зрозуміло, що кут нахилу сонячних модулів при переміщенні від екватора до полюсів треба збільшувати, щоб збирати більше сонячної енергії (і менше снігу) на одиницю площі.

Розберемося з інсоляцією. Рівень сонячної радіації у різних регіонах нашої планети добре вивчений. Опубліковано відповідні карти та атласи. Є, наприклад, чудовий Global Solar Atlas (Глобальний Сонячний Атлас), за допомогою якого можна дізнатися рівень сонячної радіації практично в будь-якій точці планети і «прикинути», яку вироблення дасть сонячна електростанція. Це чудовий інструмент для швидкого попереднього оцінювання потенціалу фотоелектричної генерації в регіоні.

Одним із лідерів розвитку сонячної енергетики у світі є Німеччина, до 2015 року вона навіть посідала перше місце за встановленою потужністю сонячних електростанцій. При цьому у ФРН середній КВВМ (коефіцієнт використання встановленої потужності) фотоелектричної генерації становить приблизно 10%. Тобто вироблення сонячних електростанцій за рік відповідає лише десяти відсоткам їхньої номінальної (паспортної) потужності.

Для порівняння, у Франції, де більшість сонячних електростанцій розташовані у південних регіонах цієї країни, КВВМ сонячної енергетики нижче 15%. У 2016 р він дорівнював 14,3%, у 2015 р - 14,7%. Вже цей одиничний факт спростовує домисли щодо непридатності сонячної енергетики для України з кліматичних міркувань. До речі, Франція, де близько 75% електроенергії виробляють атомні електростанції (це унікальний за світовими мірками показник), нещодавно прийняла рішення

прискорити розвиток фотоелектричної генерації. Тепер тут щорічно проводяться конкурсні відбори у сонячній енергетиці обсягом 2,45 ГВт.

1.5 Аналіз останніх відомих схем автономної фотоелектричної установки (ФЕУ)

1.5.1 Інвертори для традиційних автономних сонячних батарей фотоелектричних систем

Схема традиційної ФЕУ зображено на рис 1.10. Вона складається з двох типів перетворювачів DC/DC постійної напруги: 36/72 та 72/400 В та інвертора DC/AC 400В – 230 В 50 Гц [56].

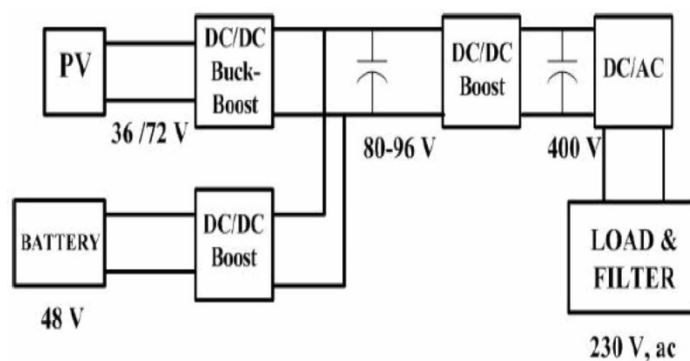


Рис. 1.10 Блок схема багатокаскадна ФЕУ [5]

Для цієї схеми використовується інвертор на основі трьох рівнів напруги: 0, $0,5U_n$, U_n , що дозволяє зменшувати значення маси пасивного LC фільтра. Силова схема інвертора із трьома рівнями напруги показано на рис.1.8. В інверторі комутаційні пристрої працюють із частотою перемикання 50 кГц для системи 5 до ВА [56].

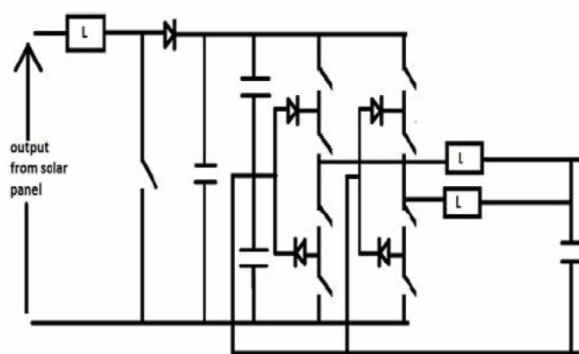


Рис.1.11 Схема інвертора з 3 рівнями напруги для ФЕУ [6]

1.5.2. Зниження втрат у сонячних фотоелектричних системах

Недоліком традиційної схеми ФЕУ, показаної на рис. 1.7 є велика кількість ступенів перетворення енергії (3 ступені). Якщо зменшити кількість етапів перетворення енергії, загальна ефективність системи може бути збільшена і одночасно надійність системи може бути підвищена [56].

Проаналізовано дві топології системи, що описані нижче. Ефективність цих схем перевіряється у вигляді детальних досліджень при моделюванні.

1.5.2.1. Трансформаторна схема, що поєднує інверторну та конверторну частину ФЕУ

Принципова схема показано на рис 1.9. У цьому випадку потік потужності від СБ та АБ, що знаходяться під керуванням загальної шини постійного струму, передається у навантаження через високочастотний трансформатор, який забезпечує гальванічну ізоляцію між навантаженням та системою СБ та АБ та підвищення напруги від ланцюга постійного струму до навантаження (Додаток П.10).

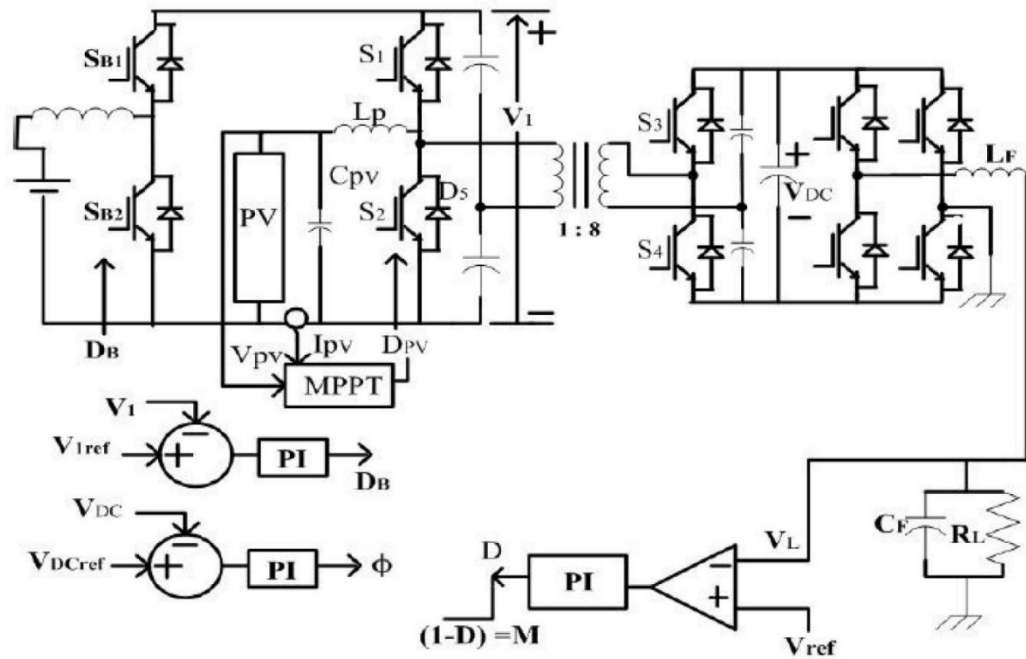


Рис.1.12 Трансформаторна, інверторна та конверторна ФЕУ[5]

1.5.2.2 Одноступенева система підвищення напруги та інвертування

Принципова схема перетворювача, що реалізує ці функції, наведена на рис.1.10 [56]. У цьому випадку функція перетворювача постійного струму та інвертора виконується чотирма транзисторами VT1 та VT4. Підвищують напругу транзистори VT1,VT3, що утворюють з дроселями L1, L2 пушпульні конвертори напруги. Підвищена напруга, що виникають на дроселях L1, L2 при комутації транзисторів VT1 VT3 подається на вихідний конденсатор через діоди VD1, VD2 та транзистори VT2, VT4. Позитивна напівхвиля вихідної напруги створюється діодом VD1 і транзистором VT2, а негативна напівхвиля створюється діодом VD2 та транзистором VT4. Транзистори VT2, VT4 включені по половині періоду частоти 50 Гц. Дроселі L₁,L₂ виконує функцію накопичувачів енергії, що відбирається від СБ і передається через діоди транзистори VD1, VD2 та VT2, VT4 та конденсатор C2.

Конвертор напруги на транзисторах VT1, VT3 виконує функцію регулятора напруги на СБ, забезпечуючи роботу в точці максимальної потужності (операція MPPT).

У [55] повідомляється, що перетворювач за такою схемою має характеристики:

- 1) Вхідна напруга постійного струму: 40 В
- 2) Вихід інвертора напруги: 230 50 Гц
- 3) Потужність: 500 ВА

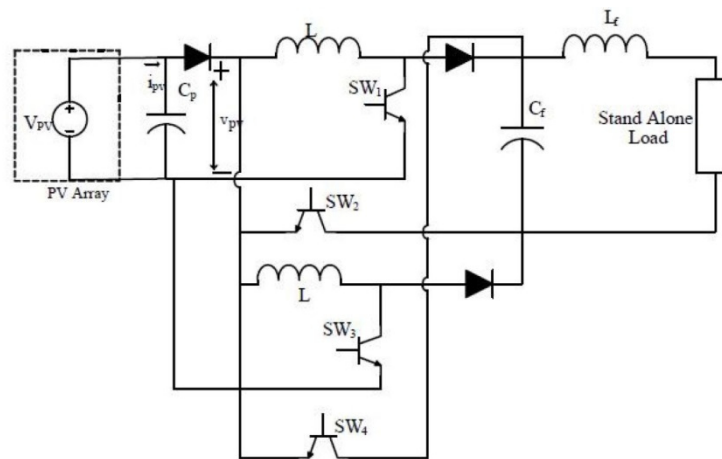


Рис.1.12 Одноступінчастий інвертор та конвертор[5]

Схема управління ФЕУ виконує дві групи функцій: формування вихідної напруги з низьким коефіцієнтом гармонік та сервісні функції ФЕУ як нового елемента житлового будинку: робота з різним характером навантажень (хрест-фактор 1÷4), захист персоналу та АБ від перенапруг та перерозряду, видача персоналу інформації про стан ФЕУ

У всіх відомих схемах інверторів керування силовими транзисторами здійснюється схемою управління, що містить сигнальний мікропроцесор, що формує задану синусоїдальну напругу із заданою частотою, схему вимірювання миттєвого значення вихідної напруги інвертора, схему формування струмового коридору між заданим значенням синусоїдальної напруги і вимірною напругою виходу інвертора, схему формування, що керують ШІМ імпульсів на високій частоті, що керують транзисторами інвертора. Недоліком цих схем (рис.1.10 ÷ 1.12) є наявність імпортованих

мікросхем, складність системи формування синусоїдальної ШИМ, інерційність вимірювального органу напруги, що призводить до появи паразитних стрибків напруг поблизу нульового значення, поява модуляції напруги на частоті 25 Гц, модуляції вхідного струму та струму навантаження при зміні номінального навантаження ($\cos\varphi = 0,4 \div 1$). Як правило ці системи третього порядку, що не стійкі, вимагають коригувальних пристроїв, що підвищують швидкодію. Ставиться завдання розробити схему управління інвертора, позбавлену цих недоліків, не використовувє цифрових процесорів, які затримують.

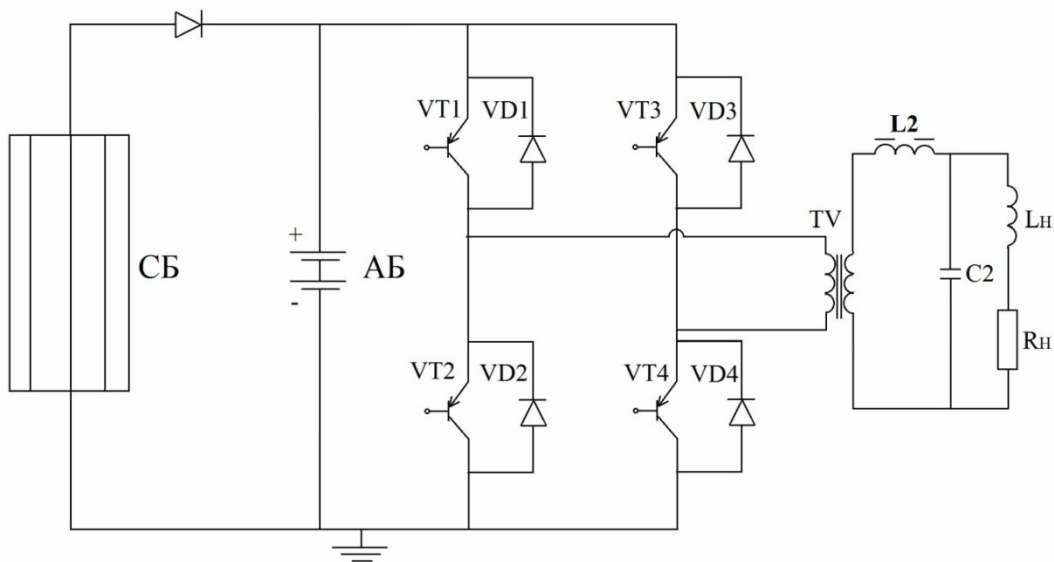


Рис. 1.11 Одноступенчатая схема ФЭУ

[6]

На основі аналізу схем та тенденцій розвитку ФЕУ з урахуванням вимог до тропічних умов (велика вологість, швидкий схід та захід Сонця, низька кваліфікація обслуговуючого персоналу, низький \cos навантаження) у перспективі може бути використана схема показаної на рис.1.11.

1.6 Завдання роботи.

Аналіз літератури [1÷15] показує, що створення автономної ФЕУ на базі НІТ-модулів вимагає вирішення наступних завдань:

1. Аналіз характеристики СБ існуючих над ринком і вибір типу СБ, що найбільше підходить до вимоги станційного розміщення на даху.
2. Розрахунок площі СБ при вибраному алгоритмі роботи з урахуванням енергобалансу.
3. Синтезувати найпростішу схему ФЕУ без додаткового ступеня перетворення напруги.
4. Вибрати тип та розрахувати необхідну ємність АБ. Розв'язання задач 1÷4 буде проведено в розділах 1÷3.
5. Дослідити схеми інверторів з параметричною стабілізацією форми та величини вихідної напруги, що використовують корисні фільтруючі властивості LC контуру.
6. Синтезувати швидкодіючу схему управління, що не містить в контурі зворотного зв'язку інерційних елементів, що враховує обмежені технічні можливості країн, що постраждали від війни, використання обслуговуючого персоналу низької кваліфікації і.т.п.
7. Використовувати існуючі програми (Matlab) моделювання складних схем інверторів та ВІЕ для отримання рекомендації щодо проектування подібних схем. Завдання 5-7 вирішується у 4 розділі диплома.

1.7 Висновки до розділу 1

1. У Україні існує значний дефіцит виробітку електроенергії. Централізованим електропостачанням забезпечено головним чином населення міст. Для нормального рівня енергозабезпечення країни вироблення електроенергії має збільшитися не менше, ніж у 2 рази.
2. Високий рівень сонячної радіації в південному регіоні країни дозволяє розвивати сонячну енергетику.
3. В даний час йдеться в першу чергу про малі автономні фотоелектричні установки, здатні забезпечити електроенергією сільських, віддалених від міст, районів країни.
4. На основі вивчених схем ФЕУ, можна сформулювати вимоги, що враховують сільські умови та вище перелічені завдання роботи.

2 СИНТЕЗ СТРУКТУРИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ

2.1. Графік споживання електроенергії у житловому будинку

Фотоелектрична установка для автономного житлового будинку біля міста Ізмаїл з координатами (45° 21' 37" Ш 28° 50' 13" Д°), в якому постійно проживає 4 особи, споживає приблизно 9 кВт·год/добу (табл.2.1 і 2.2), таким чином середня споживана потужність складає 375 Вт.

Табл. 2.1 Добове споживання електроенергії у прохолодний сезон у житловому будинку (з години ночі до 12 години дня)

Споживач	Споживана потужність (Вт)	Кількість	Годинна споживана енергія (кВт.год)												
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Комп'ютер	100	1										,1	,1	,1	
Холодильник	200	1	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2
ТБ	50	1									,05	,05	,05	,05	,05
Світлодіодні лампи	40	2	,04	,04	,04	,04	,04								
Лампи	20	2		,02		,02									
Чайник	1500	1						,125					,125		
Пральна авто															,5
Водяний насос	370	1								,28					
		W	,24	,26	,24	,26	,24	,325	,2	,53	,35	,475	,35	,75	

Табл. 2.2 Добове споживання електроенергії для холодного сезону в житловому будинку (з 13 до 24 годин)

Споживач	Споживана потужність (Вт)	Кількість	Годинна споживана енергія (кВт.год)												Сумарна споживана енергія за день		
			13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		Σ W	
Комп'ютер	100	1		,1	,1	д					,1	,1					
Холодильник	200	1	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2	,2
ТБ	50	1							,05			,05	,05				
Світлодіодні лампи	40	2								,08	,08	,08	,08	,08	,08	,08	
Лампи	20	2							,04	,04	,04	,04	,04	,04	,04	,04	
Чайник	1500	1			25												
Пральна машина	1500	1				,5											
Водяний насос	370	1		,185													
		W	,2	,485	,425	,8	,2	,29	,32	,42	,47	,37	,32	,32			10,84 (кВт.год)

На рис. 2.1 та 2.2 графічно представлені дані табл. 2.1 та 2.2.

W (кВт.ч)

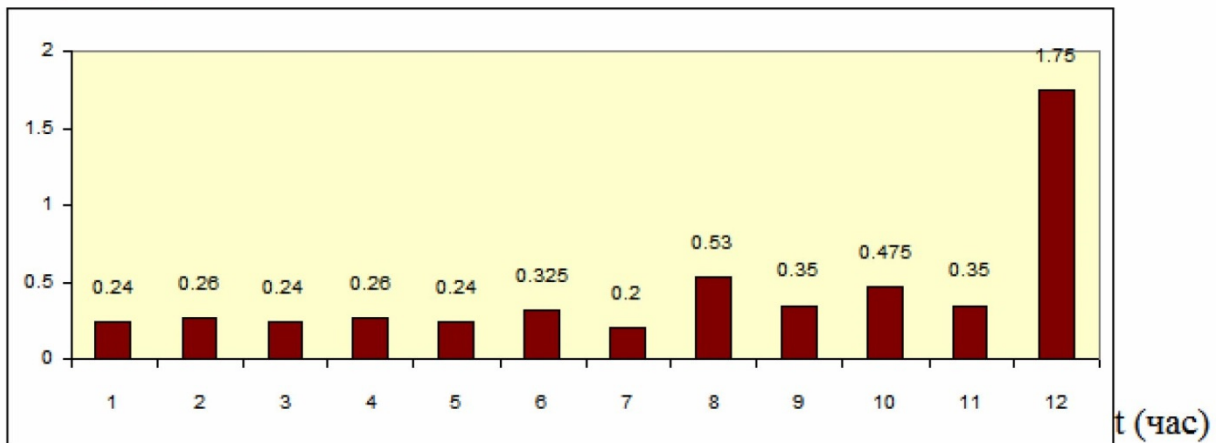


Рис. 2.1. Енергоспоживання за годину з 1 до 12 згідно з табл. 2.1. [6]

W (кВт.ч)

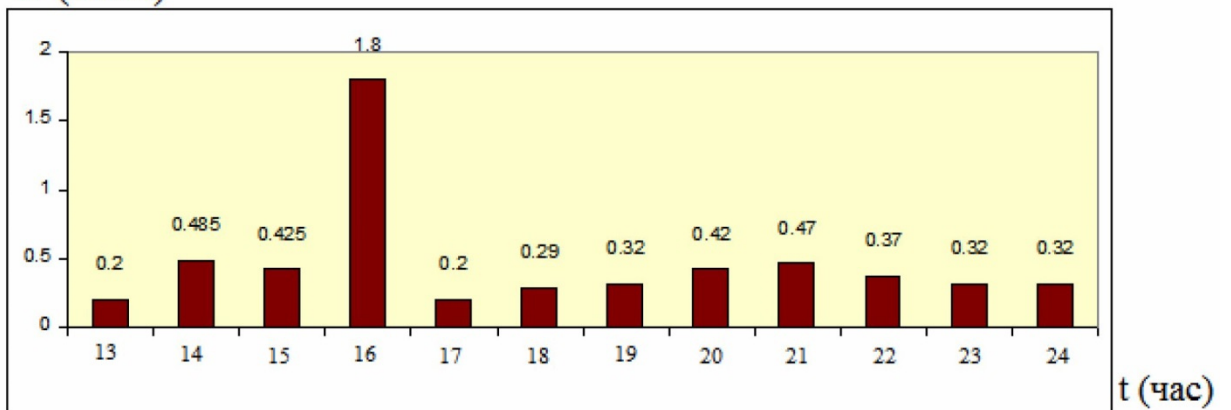


Рис. 2.2. Енергоспоживання за годину з 13 до 24 згідно з табл. 2.2[6]

Сумарна енергія в кіловат-годинах за ніч (табл. 2.1 та 2.2).

$$\begin{aligned}
 \Sigma W_{\text{ночь}} &= W_{19} + W_{20} + W_{21} + W_{22} + W_{23} + W_{24} + W_1 + W_2 + W_3 + W_4 + W_5 + W_6 \\
 &= 0,32 + 0,42 + 0,47 + 0,37 + 0,32 + 0,32 + 0,24 + 0,26 + 0,24 + 0,26 + 0,24 + 0,325 \\
 &= 3,8 \text{ кВт.ч}
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

Сумарна енергія в кіловат-годинниках за світловий день,

$$\begin{aligned}\Sigma W_{\text{день}} &= W_7 + W_8 + W_9 + W_{10} + W_{11} + W_{12} + W_{13} + W_{14} + W_{15} + W_{16} + W_{17} + W_{18} \\ &= 0,2 + 0,53 + 0,35 + 0,475 + 0,35 + 1,75 + 0,2 + 0,485 + 0,425 + 1,8 + 0,2 + 0,29 \\ &= 7,05 \text{кВт.ч}\end{aligned}\tag{2.2}$$

Сумарне енергоспоживання за добу,

$$\Sigma W_{\text{сутки}} = \Sigma W_{\text{день}} + \Sigma W_{\text{ночь}} = 7,05 \text{кВт.ч} + 3,8 \text{кВт.ч} = 10,85 \text{кВт.ч}$$

Середня потужність за ніч (рис. 2.1) $P_{\text{ср, ніч}}$.

$$P_{\text{ср, ніч}} = \frac{\Sigma W_{\text{ночь}}}{T_{\text{ночь}}} = \frac{3,8 \text{ кВт.ч}}{12 \text{ ч}} = 0,3 \text{ кВт} \quad (2.3)$$

Середня потужність за світловий день

$$P_{\text{ср, день}} = \frac{\Sigma W_{\text{день}}}{T_{\text{день}}} = \frac{7,05 \text{ кВт.ч}}{12 \text{ ч}} = 0,6 \text{ кВт} \quad (2.4)$$

На рис. 2.3 наведено графік споживаної потужності, пік якої досягає 1,8 кВт через включення пральної машини.

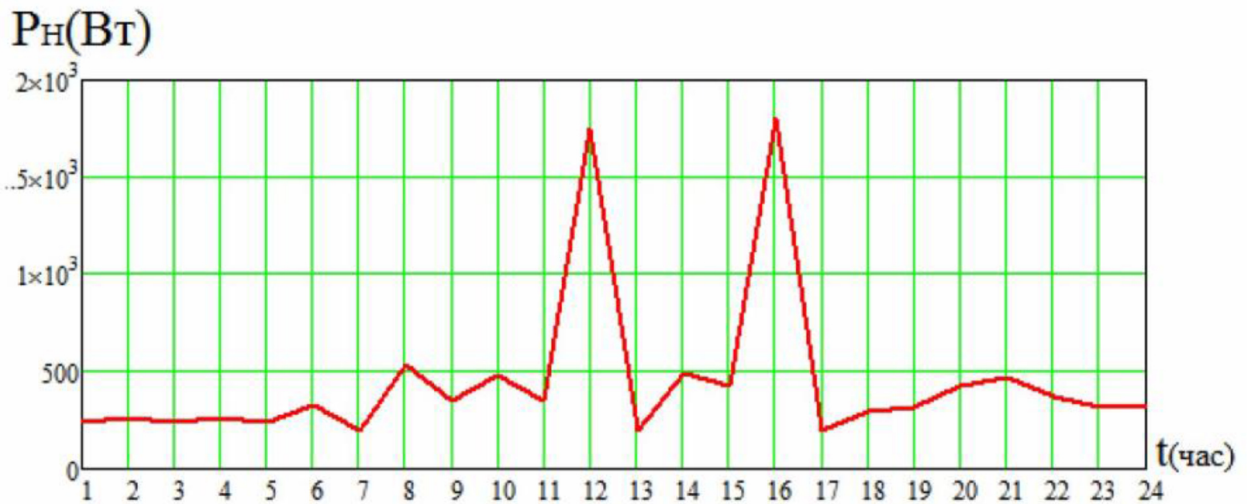


Рис. 2.3. Циклограма споживаної потужності з 1 до 24 години на півдні України в житлових будинках енергоспоживання приблизно однакове протягом року. У цьому будинку живе фермерська сім'я, тому вони не мають вихідних днів. Батьки працюють у полі, а діти займаються домашнім господарством, тим часом електроспоживання практично немає. У вечірній та нічний час є максимум енергоспоживання від АБ.

2.2 Вибір типу акумуляторної батареї та його система обслуговування

Наступним завданням є вибір типу АБ.

У табл. 2.3 наведено розширені матричні (табличні) характеристики акумуляторів, що дозволяють обґрунтовано, на основі статистичного аналізу, вибрати типи АБ згідно [17].

Щодо табл. 2.4 слід зазначити таке:

- внутрішній опір батареї залежить від внутрішнього опору кожного її елемента, типу схеми захисту та кількості елементів у батареї. Схема захисту літій-іонних талітій-полімерних батарей збільшує їх внутрішній опір у середньому на 100 мОм (0,1 Ом);
- термін служби акумуляторної батареї залежить від регулярності її обслуговування та використання лікувальних циклів: повний періодичний розряд та заряд;

- термін служби залежить і від ступеня розряду — при часткових розрядах він більше, ніж за повних;
- найбільший струм розряду нікель-кадмієвих та нікель-металогідридних батарей припустимо відразу ж після заряду.

Через саморозряд нікель-кадмієві батареї втрачають 10% своєї ємності протягом перших 24 годин після заряду, потім зниження ємності становить близько 10% % кожні 30 днів. Саморозряд збільшується із зростанням температури;

- схема або ланцюг захисту, що встановлюється всередині літій-іонних та літій-полімерних акумуляторних батарей, споживає близько 3% їхньої енергії за місяць; типове значення напруги на елементі нікель-кадмієвих та нікель-металогідридних батарей становить 1,25 В у режимі холостого ходу, а під навантаженням 1,2В;

- допускається заряд кислотних акумуляторних батарей імпульсами сильного струму.
- Нікель - кадмієві акумуляторні батареї мають найменший час заряду, допускають найбільший струм навантаження і мають найменше співвідношення ціна/термін служби, але в той же час вони найбільш критичні до точного дотримання вимог правильної експлуатації.

Табл. 2.3 Характеристики акумуляторів

Характеристики	Типи акумуляторних батарей						
	NiCd	NiMH	Свинцеве кислотні	Li-Ion	Li-Ion полімерні	Перезарядж. алкалінові	Гелеві
Енергетична густина, Вт/кг	45...80	60...120	150	110...160	100...130	80	180
Внутрішній опір, мОм	100...20 (батарея на 6В)	200...300 (батарея на 6 В)	менше 100 (батарея на 12 В)	150...250 (батарея на 7,2 В)	200...300 (батарея на 7,2 В)	200...2000 (батарея на 6 В)	менше 100 (бат. на 12 В)

Число циклів заряд/розряд до зниження ємності на 80%	1500	300...500	200... 300	500...1000	300...500	50 (при зниж. на 50%) €мк.700	
Час швидкого заряду, год	1	2...4	8...16	2...4	2...4	2...3	3,5
Допустимий перезаряд	середній	низький	високий	дуже низький	низький	середній	низький
Саморозряд за місяць при кімнатній температурі, %	20	30	5	10	10	0,3	3
Напруга на елементі,	1,25	1,25	2	3,6	3,6	1,5 – 1,6	2
Струм навантаження щодо ємності (С): - піковий - найбільш прийнятний	20С до 1С	5С до 0,5с	5С до 0,2с	>2С до 1С	>2С до 1С	0,5С до 0,2с	5С до 0,2с
Діапазон робочих температур, °С	-40...60	-20...60	-20...60	-20...60	0...60	0...65	-20...60

Обслуговування через	30...60дн.	60...90дн.	3...6 м-ців	не рег.	не рег.	не рег.	не рег.
Початок виробництва	1950	1990	1970	1991	1999	1992	2000

З відомих типів АБ для ФЕУ найчастіше використовуються свинцевокислотні та гелеві АБ. Вибираємо гелеві акумулятори через унікальні характеристики: відсутність регулятора зарядного струму, велику кількість циклів заряду-розряду, допустимість тривалого перебування в розрядженому стані, низький саморозряд, можливість експлуатація в будь-якому положенні в житловому приміщенні. Встановлено можливість використання нового типу АБ (гелевий акумулятор) для тропічних ФЕУ.

Зараз вони широко використовуються в електротранспорті, в домашніх потужних системах безперебійного живлення, альтернативній енергетиці. Бурхливе зростання технологій полімерних АБ швидше за все витіснить акумулятори гелю з малих і середніх ємностей. Але на великих ємностях (від 100Ач) батареї з гелевих акумуляторів швидше за все домінуватимуть ще дуже довго. Гелеві акумуляторні батареї вимагають лише захисту від перезаряду і повинні мати обмежувач напруги при заряді, що забезпечує їх максимальний термін служби понад 700 циклів заряд-розряд.

Переваги гелевих акумуляторних батарей:

- абсолютно не вимагають обслуговування
- можливе їх перевезення повітрям
- вони захищені від проливання/протечок
- не кородують
- мають високі показники при глибокому розряді
- їх можна встановлювати на бік (можлива 10% Втрата потужності)
- у них відсутнє газовиділення
- їх можна використовувати поруч із чутливим електронним

обладнанням

- у них тривалий термін зберігання (краще переносять тривале зберігання)
- швидше перезаряджаються (з 0% до 90% за 3,5 години) - у 7 разів швидше за аналогічний кислотний акумулятор
- немає обмеження струму при підзарядці до 13,8В
- стійкі до вібрації
- підвищена безпека на морі, т.к. не утворюється газ у трюмі (від взаємодії сірчаної кислоти та солоної води)
- багатоцільові: стартерні, глибокого розряду, стаціонарні
- працюють у вологих середовищах... навіть на глибині 10 метрів під водою
- при повному заряді не замерзають при температурі $-20^{\circ}\text{F}/-30^{\circ}\text{C}$
- оптимальна питома вартість (ціна/кількість місяців в експлуатації)

- найнижча питома вартість (ціна/кількість циклів)

Особливості гелевих акумуляторних батарей:

- висока початкова вартість
- більша, ніж у інших, вага
- неможливість долити воду при тривалому перезарядженні
- необхідність застосування автоматичних, чутливих до температури, зарядних пристроїв з регульованою напругою, яка повинна обмежуватися для продовження терміну служби на рівні (13,8-14,1 В максимум при 20°C)

2.3 Оптимальний кут нахилу сонячної батареї для України

(М. Ізмаїл)

Для отримання максимальної потужності СБ важливо орієнтувати площину СБ Сонце. Щоб поглинати максимальну кількість сонячної енергії, площина сонячного колектора повинна бути перпендикулярна сонячним променям [42]. Однак Сонце висвітлює земну поверхню залежно від часу

добі та року під різним кутом. Використовується нерухома СБ, що розміщується на найвищій точці на даху будинку. Для монтажу СБ необхідно знати оптимальну орієнтацію у просторі у відповідному районі. Для міста Ізмаїл з координатами $45^{\circ} 21' 37''$ Ш $28^{\circ} 50' 13''$ Д треба визначити оптимальний, постійний протягом усього року, кут нахилу між горизонтальною поверхнею і площиною СБ (рис.2.4). При куті нахилу СБ $\beta=0^{\circ}$ питома енергія дорівнює $E_{год \beta}=1861,7$ кВт.год/м². Оптимальний кут нахилу даху будинку, що забезпечує найкращий захист від дощів $\beta_{кр} = 40^{\circ}$. При нахилі СБ рівному широті місцевості $\beta = 20,88^{\circ}$, питома енергія дорівнює $E_{год \beta} = 1976$ кВт.год /м². Кут нахилу $\beta=23^{\circ}$ дає максимальну річну сонячну енергію $E_{год \beta}=1978$ кВт.год /м² .год [10], але для такої установки ФЕУ потрібна перебудова даху, який має зазвичай $\beta = \beta_{кр}=40^{\circ}$.

При встановленні ФЕУ з $\beta = \beta_{кр} = 40^{\circ}$ прихід сонячної радіації буде меншим з березня по вересень (порівняно з $\beta=23^{\circ}$) на 3%. З травня до липня через дощ знижується сонячна радіація на 19% [10].

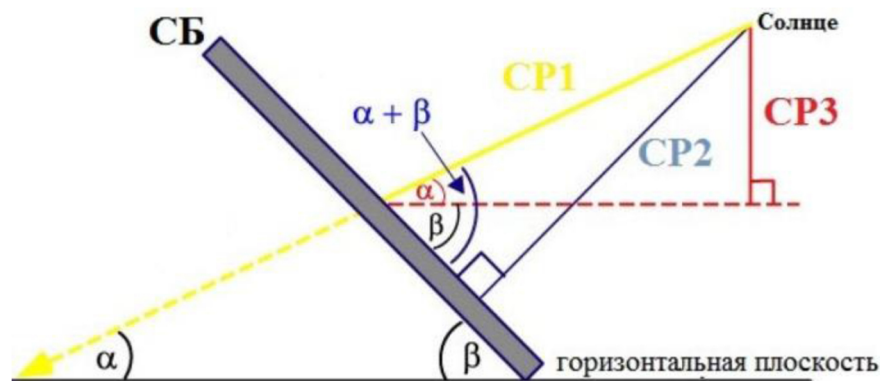


Рис. 2.4 Кут нахилу сонячного модуля, де СР – сонячна радіація [10]

У цій роботі пропонується ставити ФЕУ на даху будинку з кутом $\beta = \beta_{кр} = 40^{\circ}$, який дає річний прихід сонячної енергії $E_{год}$ (табл.2.4).

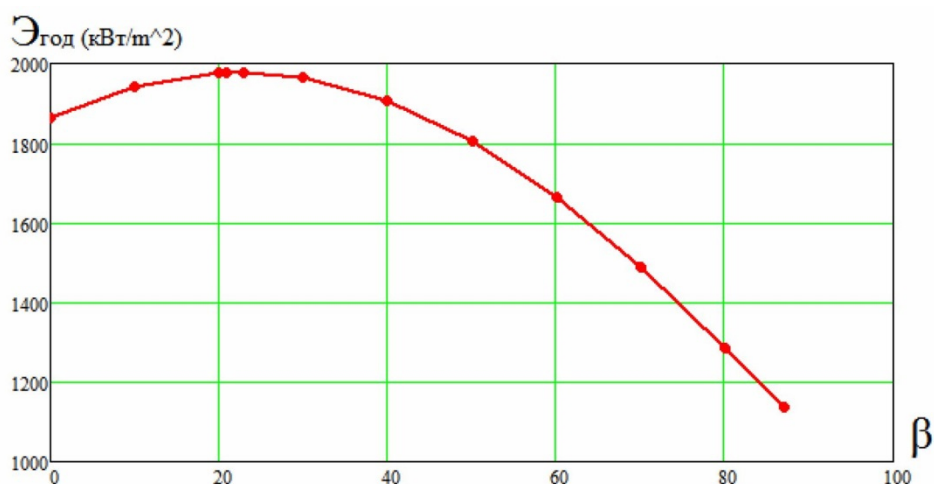


Рис. 2.5 Сумарна річна енергія сонячної радіації на рік залежно від кута нахилу на широті $44,88^\circ$

Табл. 2.4 Залежність річної енергії сонячної радіації від β

β	0	10	20	20.88	23	30	40	50	60	70	80	87
$\mathcal{E}_{\text{год}} (\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2})$	1862	1941	1976	1976	1978	1964	1906	1805	1663	1488	1284	1135

Представлений оптимальний кут нахилу сонячної батареї для міста Ізмаїл (Україна). Сумарна річна енергія сонячної радіації на рік залежно від кута нахилу для району з координатами $45^\circ 21' 37''$ Ш $28^\circ 50' 13''$ Д наведена в табл. 2.4 та на рис. 2.5.

2.4 Вибір конструкції та напруги автономної фотоелектричної установки

Оскільки система з орієнтацією СБ на Сонці громіздка і вимагає складного автоматизованого електроприводу, що стежить за Сонцем згідно [43], застосовується нерухома, розташована на даху панель СБ з вибраним кутом нахилу $\beta = 40^\circ$, до якої паралельно підключається АБ. Оскільки споживачам потрібна стандартна напруга 220 В з частотою 50 Гц, між АБ і споживачем буде використовуватися стабілізований перетворювач напруги, що підвищує, з синусоїдальною формою. У темний час доби живлення

перетворювача (інвертора) здійснюватиметься від АБ, що заряджається вдень. Вибір напруги панелі СБ і АБ робиться з урахуванням таких міркувань:

1. Забезпечення безпеки СБ та АБ, яка знижується зі зростанням напруги.
2. Досягнення надійності АБ та СБ. У високовольтних схемах з напругою 220 надійність знижується.
3. Високовольтна АБ має великий розкид напруги між елементами АБ і потребує складної системи балансування для запобігання відмові.
4. Найбільш відпрацьованою конструкцією АБ є герметизована автомобільна свинцева (з абсорбованим електролітом або гелева) АБ з напругою 10÷14 Ст.

Уточнення напруг АБ та СБ буде зроблено після дослідження різних схем перетворювачів у межах 10÷220В з синусоїдальною вихідною напругою.

2.5 Аналіз традиційної структури автономної фотоелектричної установки

На рис. 2.6 наведена передбачувана структура ФЕУ з джерелом струму PV1, що імітує СБ, акумуляторною батареєю (АБ) та інвертором з трансформатором TV, що підвищує.

Акумуляторна батарея починає заряджатися, коли напруга сонячної батареї за рахунок зростання освітленості збільшується до рівня мінімальної напруги АБ, яка становить 10÷12 В. З'ясуємо, чи потрібен підвищуючий перетворювач напруги L2, VT3, VD6 між СБ та АБ (рис.2.6).

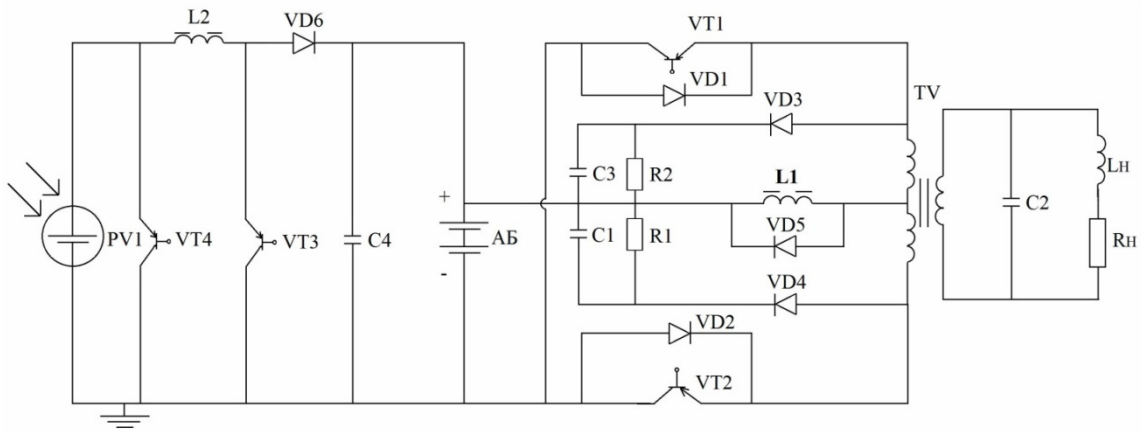


Рис. 2.6. Схема заміщення ФЕУ з моделлю СБ у вигляді керованого джерела струму PV1 та перетворювачем, що підвищує напругу сонячної батареї L2, VT3, VD6

На рис. 2.7 наведено можливості узгодження енергетичних характеристик елементів ФЕУ з урахуванням зовнішніх умов у тропіках. Це типові характеристики струму $S_{I_{CB}}(A)$, напруги $S_{U_{CB}}(B)$, зміна температури навколишнього середовища

T ($^{\circ}C$), потужності сонячної радіації в залежності від часу доби P_s ($Вт/м^2$) [3]. Видно, що недобір енергії від СБ відбувається з 6 до 7 години ранку і з 17 до 18 години вечора, коли $U_{CB} < U_{AB}$ та втрати енергії пропорційні площі трикутників а і б (рис.2.7).

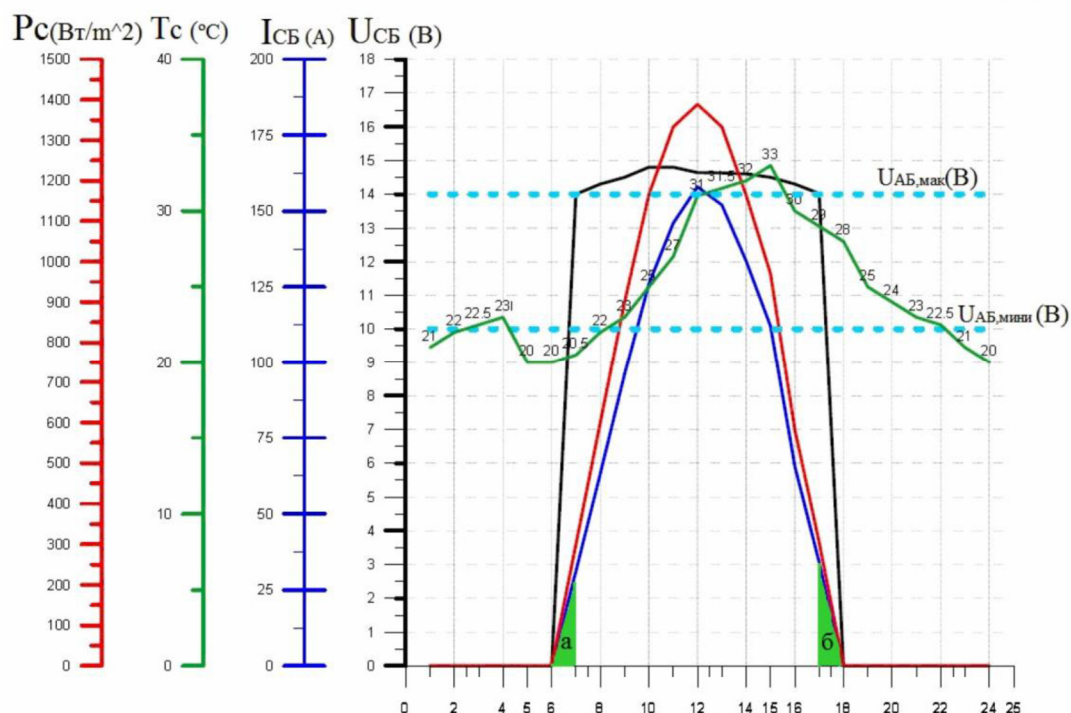


Рис. 2.7. Узгодження характеристик СБ із напругою АБ залежно від освітленості Сонцем. [10]

Розрахуємо максимальний заряд, що віддається СБ теоретично за час освітленості відповідно до рівняння (2.23).

$$Q_{\text{макс,СБ}} = I_{\text{ср,СБ}} * t_c = 70\text{А} * 12\text{ч} = 840\text{Ач} \quad (2.5)$$

Розрахуємо втрати заряду ΔQ відповідно до рис.4.9, коли $U_{\text{СБ}} < U_{\text{АБ}}$. За добу це відбувається двічі на одну годину.

$$\Delta Q_{\text{утро}} = \frac{I_{\text{макс,}\Delta} * t_{\Delta}}{2} = \frac{50\text{А} * 1\text{ч}}{2} = 25\text{Ач} = \Delta Q_{\text{вечер}} \quad (2.6)$$

де $I_{\text{макс}\Delta}$ - максимальний струм СБ через 1 годину після початку освітлення t_{Δ} - час, коли $U_{\text{СБ}} < U_{\text{АБ}}$

Розрахуємо сумарну втрату заряду через $U_{\text{СБ}} < U_{\text{АБ}}$:

$$\sum_{\Delta} Q = \Delta Q_{\text{утро}} + \Delta Q_{\text{вечер}} = 25\text{Ач} + 25\text{Ач} = 50\text{Ач} \quad (2.7)$$

Розрахуємо відносне значення втрати заряду без перетворювача

$$\xi = \frac{\sum_{\Delta} Q}{Q_{\text{мак, СБ}}} = \frac{50 \text{ Ач}}{2472 \text{ Ач}} = 0,02 = 2\% \quad (2.8)$$

□□- Частка втрати ємності

Задля цих 2% втрат застосовувати підвищення напруги немає великої потреби. У досліджених схемах (рис. 4.2÷4.7) не використаний цей перетворювач, тому що в результаті розрахунку втрат за відсутності перетворювача і за його наявності виявилось, що при ККД = 0,8 перетворювач не дає вигоди. Доведено можливість створення ФЕУ без перетворювача напруги між СБ та АБ, що актуально для тропічних широт.

Перетворювач на L2, VT3, VD6 (рис.2.6), що підвищує напругу, має ККД = 0,8. Його включення дозволяє використовувати енергію для заряду АБ з 6 до 7 ранку та з 17 до 18 вечора (рис. 2.7). Але втрати у підвищувальному перетворювачі L2, VT3, VD6 можна порівняти з додатковою енергією, яка визначається площею трикутників а і б (рис.2.7), тому використовуємо паралельне з'єднання СБ і АБ через діод VD6, відмовившись від L2 і VT3.

2.5.1. Синтезована структура автономної фотоелектричної установки

ФЕУ для котеджу з урахуванням проведеного аналізу елементів містить первинне джерело - сонячну батарею (СБ) (рис. 2.8), розміщену на даху та постійно орієнтовану на південь з обраним кутом нахилу $\beta = 40^\circ$, акумулятор та апаратуру регулювання та інвертування постійної напруги - Інвертор. Завдання дослідження полягало у визначенні оптимальної напруги АБ та СБ, типу перетворювача напруги при фіксованих параметрах навантаження. Слід проаналізувати ФЕУ з напругою АБ і СБ між 14 і 220 з інвертором в змінну напругу 220 В з частотою 50 Гц і синусоїдальною формою зі спотворенням менше $K\Gamma(U_H) < 10\%$. Захист АБ від перенапруги забезпечує блок захисту АБ.

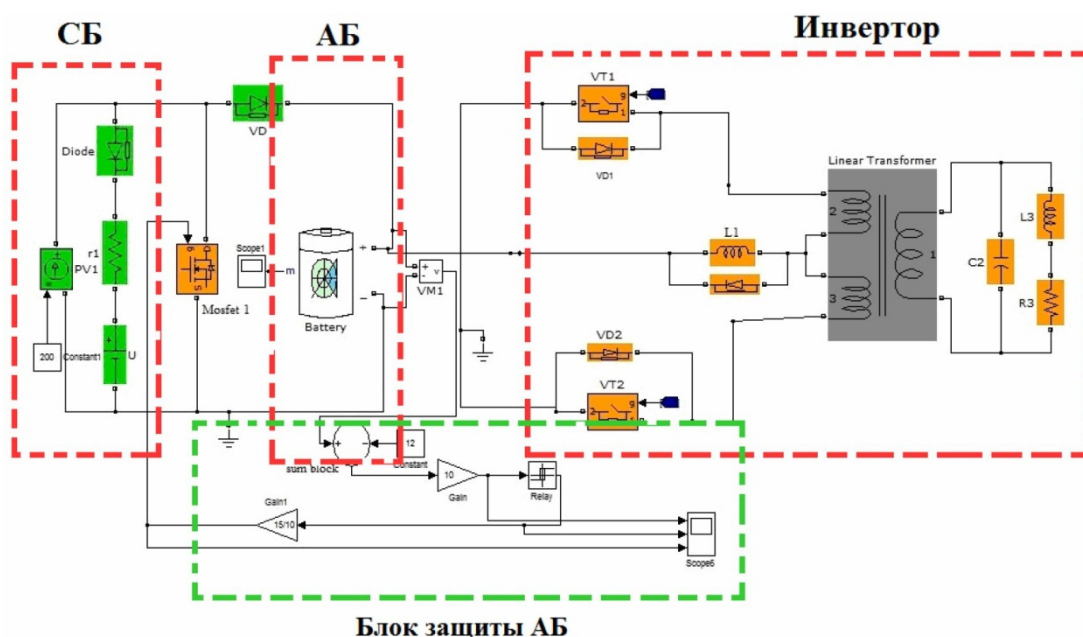


Рис. 2.8. Исследованная структурная схема ФЭУ в Simulink

2.6 Висновки до розділу 2

1. Вибрано структуру ФЭУ з найбільш простою схемою захисту та управління АБ без перетворювача, що підвищує напругу, між СБ і АБ. Незважаючи на оптимальний кут нахилу СБ на прихід сонячної радіації $\beta=23^\circ$, що дає річний прихід сонячної енергії 1977 кВт.год/м^2 на рік, СБ встановлена на даху з кутом нахилу $\beta = 40^\circ$, що забезпечує 1906 кВт.год/м^2 на рік та забезпечує захист від злив. У разі встановлення СБ на даху використання сонячної енергії можливе у віддалених районах України.
2. Доведено можливість створення ФЭУ без перетворювача напруги між СБ та АБ, що актуально для тропічних широт.
3. На основі статистичного аналізу обрано гелеву АБ із 7 типів АБ за критерієм: відсутність обслуговування, максимальна енергетична щільність до 180 Вт/кг . Вибрано спосіб захисту АБ від перенапруги закорочення СБ.

3 РОЗРАХУНОК ПЛОЩІ СОНЯЧНОЇ БАТАРЕЇ І ЄМНОСТІ АКУМУЛЯТОРНОЇ БАТАРЕЇ

Далі слід вирішити такі питання, що стосуються синтезованої структури ФЕУ (Рис. 2.8):

1. Розрахунок енергобалансу системи ФЕУ, розробка моделі СБ та АБ, інвертора та навантаження.
2. Створення оригінальної моделі СБ в Matlab Simulink у розділі SimPowerSystem.
3. Аналіз типів РБ для вибору оптимального варіанта.

3.1. Вибір типу сонячної батареї

На основі відомих публікацій [54] введено розширені матричні (табличні) характеристики СБ, що дозволяють обґрунтовано, на основі статистичного аналізу, вибрати типи СБ. У першу групу фотоелектричних перетворювачів входять кристалічні СБ, у другу - тонкоплівкові СБ. Виробництво структур на основі монокристалічного кремнію - процес технологічно складний та дорогий. Тому увага була звернена на такі матеріали, як сплави на основі аморфного кремнію a-Si:H, арсенід галію та полікристалічні напівпровідники.

Тонкоплівкові сонячні елементи (СЕ) можуть складатися з декількох тонких шарів фотоелектричних матеріалів. Діапазон товщини таких шарів від кількох нанометрів до десятків мікрометрів. Тонкоплівкові сонячні елементи бувають різних видів: їх виробляють на основі: 1. кремнію (TF-Si); 2. телуриду кадмію (CdTe);

На рис. 3.1, в табл.3.1 та на рис 3.2 вперше наведені ВАХ різних сонячних елементів в одному масштабі.

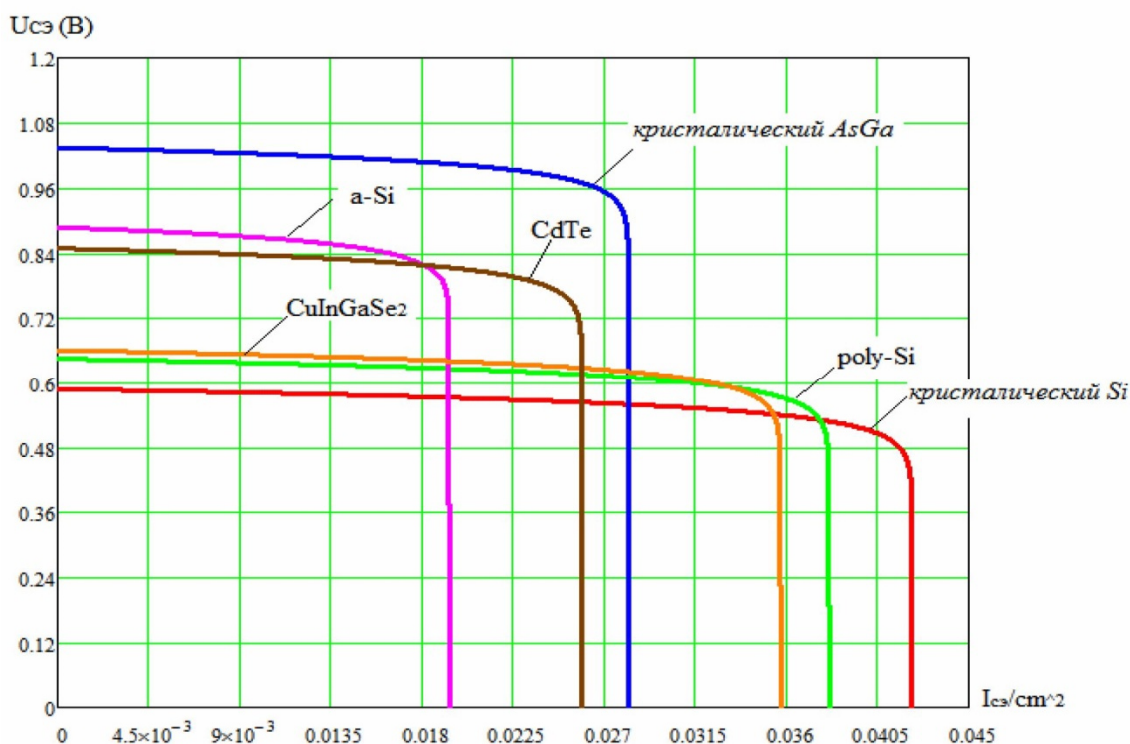


Рис.3.1. Вольт-амперні характеристики для різних типів СБ

Табл. 3.1 Вольт-амперні характеристики для різних типів СБ

Тип СБ	$I_{кз}$ (мА/см ²)	$U_{хх}$ (В)	$I_{опт}$ (мА/см ²)	$U_{опт}$ (В)	P_{max} (мВт/см ²)	ζ (КЗ)	η (%)
НІТ	42,2	0,672	40,4	0,59	23,85	0,842	24
AsGa	28,2	1,034	27,422	0,942	25,826	0,886	26
poly-Si	38,1	0,644	36,409	0,564	20,54	0,837	20,5
a-Si	19,4	0,723	18,619	0,64	11,916	0,85	11,9
CuInGaSe ₂	35,7	0,66	34,120	0,58	19,791	0,84	19
CdTe	25,9	0,726	24,882	0,643	15,995	0,851	16

У табл. 3.1: $I_{кз}$ - Питомий струм короткого замикання, $U_{хх}$ -напруга холостого ходу, $I_{опт}$ - Питомий оптимальний струм, $U_{опт}$ - оптимальна напруга, P_{max} - питома максимальна потужність, ζ - Коефіцієнт заповнення, η - ККД у точці максимальної потужності.

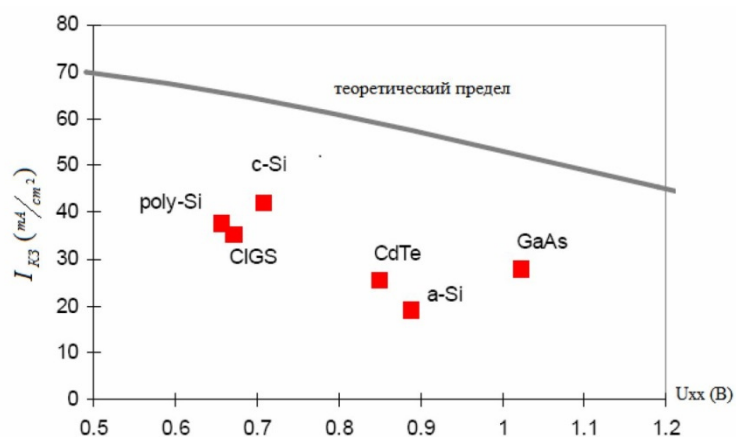


Рис. 3.2. Теоретична межа для питомого струму короткого замикання сонячного елемента [10]

З даних табл. 3.1 слід, що найбільший ККД мають два типи СБ: НІТ та AsGa. AsGa дорожчий за НІТ та небезпечний для природи, виготовляється за спеціальним замовленням, тому для ФЕУ обрана НІТ СБ. Коефіцієнт заповнення – відношення максимальної потужності до твору струму короткого замикання на напругу холостого ходу сонячного елемента (СЕ). Це є ключовим параметром оцінки ефективності роботи сонячних батарей. Типові комерційні сонячні панелі мають коефіцієнт заповнення $> 0,70$, тоді як сонячні панелі дешевого класу В мають коефіцієнт заповнення від 0,4 до 0,7. Сонячна панель з високим коефіцієнтом заповнення має менше втрат через послідовні та паралельні опори. На рис. 3.3 показана залежність вихідного струму та потужності СЕ від напруги.

На рис. 3.3 побудовано характеристику потужності СЕ $P=I_{CE} \cdot U_{CE}$, що генерується при зміні вихідної напруги від U_{XX} до нуля. З цієї характеристики видно, що є всього одна точка С, в якій буде максимальна потужність, що генерується, з найбільшим значенням P_{max} (Точка С). Ця точка називається оптимальною робочою точкою ВАХ СЕ, а напруга та струм у цій точці - відповідно оптимальною напругою U_{opt} та оптимальним струмом I_{opt} . При

$$\zeta = \frac{I_{opt} \cdot U_{opt}}{I_{KЗ} \cdot U_{XX}} = \frac{\text{площадь}(A)}{\text{площадь}(B)} = K_i \cdot K_u, \quad (3.1)$$

$$\text{де } K_i = \frac{I_{\text{ОПТ}}}{I_{\text{КЗ}}}, \quad K_u = \frac{U_{\text{ОПТ}}}{U_{\text{ХХ}}}$$

Для AsGa СБ відносно значення оптимального струму та напруги коефіцієнта заповнення $0,75 \div 0,89$.

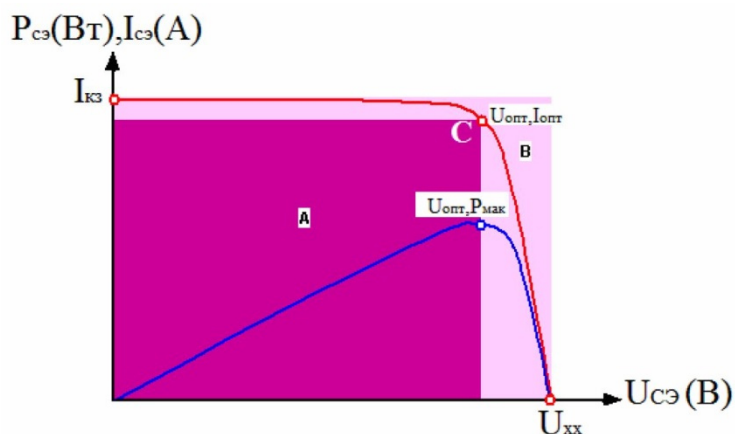


Рис. 3.3. Вольт-амперна характеристика та потужність СЕ

Для обраної НІТ СБ = $0,8 \div 0,84$, що враховується надалі. ККД визначається як відношення потужності, що виробляється СЕ, до потужності падаючого сонячного випромінювання. ККД СЕ залежить від спектру, інтенсивності падаючого сонячного випромінювання та температури СЕ. Для порівняння двох СЕ потрібно їх випробувати за прийнятих стандартних умов. Наземні СЕ випробовуються при повітряній масі АМ1.5 та температурі 25°C , тобто. у середніх широтах за висотою Сонця $41^{\circ} 49'$. СЕ, призначені використання у космосі, вимірюються при повітряної масі АМ0, тобто. у навколосемному космічному просторі. Зазвичай енергетичні характеристики СБ визначаються за номінальної умови освітлення ($P_c = 1000 \text{ W/m}^2$). Ефективність панелі, як правило, на $1 \div 3\%$ нижче, ніж напруги коефіцієнта заповнення $\zeta = 0,75 \div 0,8$.

Ефективність сонячного елемента за рахунок відображення скла, рами, затінення, вищих температур тощо.

$$КПД(\%) = \frac{U_{ЛХ} * I_{КЗ} * \zeta}{P_c} \quad (3.2)$$

Для різних типів СБ ККД наведено в табл. 3.2 [15].

Табл. 3.2 ККД різних типів СБ

Тип СБ	Коефіцієнт корисної дії
Кремнієві	
Si(HJT)	24,7
Si (кристалічний)	20,3
Si (тонкоплівкова передача)	16,6
Si (тонкоплівковий субмодуль)	10,4
Арсенід-галієві	
GaAs (кристалічний)	25,1
GaAs (тонкоплівковий)	24,5
GaAs (полікристалічний)	18,2
Тонкі плівки халькогенідів	
CIGS (фотоелемент)	19,9
CIGS (субмодуль)	16,6
CdTe (фотоелемент)	16,5
Аморфний/Нанокристалічний кремній	
Si (аморфний)	9,5
Si (нанокристалічний)	10,1
Фотохімічні	
На базі органічних барвників	10,4
На базі органічних (субмодуль)	7,9
Організаційні	
Органічний полімер	5,15
Багатошарові	
GaInP/GaAs/Ge	32
GaInP/GaAs	30,3
GaAs/CIS (тонкоплівковий)	25,8
a-Si/mC-Si (тонкий субмодуль)	11,7

Різноманітність розроблених типів СБ дозволяє вибирати СБ найбільше, що підходить для умов України за критерієм: вартість, термін служби, ККД, доступність.

3.2. Вплив температури навколишнього середовища на характеристики сонячної батареї

Основною особливістю СБ при робочому режимі є сильна залежність електричної потужності від зовнішніх умов, температури та інтенсивності фотоструму I_{ϕ} . Струм I_{CE} лінійно залежить від інтенсивності світлового потоку,

$$I_{CE} = I_{\phi} - I_{\delta} \left(e^{\frac{qU_{CE}}{kT}} - 1 \right), \quad (3.3)$$

де; I_{ϕ} - Світлового струму, I_{δ} - струм насичення, q - заряд електрона ($q = 1,60217646 \cdot 10^{-19} C$), k - постійна Больцмана ($k = 1,3806503 \cdot 10^{-23} J/K$), T - абсолютна температура, оК.

$$U_{CE} = \frac{k * T}{q} * \ln \left(\frac{I_{\phi} - I_{CE}}{I_{\delta}} \right) + 1, \quad (3.4)$$

Згідно з [14] напруга U_{CE} та I_{CE} при кімнатній температурі $T = 293$ оК зростає за логарифмічним законом із збільшенням інтенсивності фотоструму I_{ϕ} . Вольт-амперну характеристику СБ можна побудувати із формули

(3.3)

Рівняння (3.4) показує, що напруга СЕ залежить від фотоструму, струму насичення та температури. Струм насичення I_0 залежить від носіїв заряду рекомбінації у СЕ. Для високоякісного кристалічного СЕ на основі кремнію напруга холостого ходу U_{xx} досягає 730 мВ, а для типового комерційного СЕ на основі кремнію полікристалічного в мультипрозорому корпусі типово значення **600мВ**. Напруга холостого ходу використовується нижче під час створення моделі СЕ.

Представимо фотострум СБ I_ϕ в залежності від температури та освітленості наступним чином:

$$I_\phi = (I_{\phi,н} + K_i * \Delta T) * \frac{G}{G_H}, \quad (3.5)$$

де; $\Delta T = T - T_H$, T - поточна температура, T_H - номінальна температура 25°C, K_i - температурний коефіцієнт струму, G - поточне освітлення від Сонця. G_H - номінальне освітлення $P_C = 1000 \text{ Вт/м}^2$, $I_{\phi,н}$ - номінальний фотострум при температурі 25° C і при G_H .

Відповідно до [41,44] можна розрахувати діодний струм СБ I_0 залежно від температури;

де $\square W = 1,2eV$ - енергія, що відповідає ширині забороненої зони, a -
 Параметр, що забезпечує узгодження з реальними характеристиками СБ та
 рівний 1.3 [13] $I_{0н}$ - номінальний діодний струм:

$$I_{\delta,н} = \frac{I_{xx,СБ,н}}{\exp\left(\frac{U_{xx,СБ,н}}{aV_{t,н}}\right) - 1}, \quad (3.7)$$

У формулі 3.7 позначено: $U_{xx,СБ,н}$ - напруга холостого ходу при
 стандартних умов (при 1000Вт/м^2 і $25\cdot\text{с}$), температурний потенціал $V_{t,н}$;

$$V_{t,н} = \frac{N_s * k * T}{q}$$

У якому параметри K , T та q позначені вище, а N_s = кількість

послідовно з'єднаних СЕ модуль.

Напруга холостого ходу кремнієвого елемента лінійно залежить від
 температури відповідно до [14].

$$\Delta U_{xx} / \Delta T = 2,8 * 10^{-3} \text{ В/}^\circ\text{C}. \quad (3.8)$$

Це відповідає зменшенню напруги холостого ходу на 0,5% зі
 збільшенням температури на 1°C . Струм короткого замикання I_{K3}
 кремнієвого НІТ елемента менше залежить від температури, він зростає на
 $(1,5\div 3) \cdot 10^{-5}$ А зі збільшенням температури на 1°C , тому залежність вихідної
 потужності від

температури в основному визначається залежністю напруги U_{xx} від
 температури.

Температурні коефіцієнти $K_i = \left(\frac{dI_{K3}}{dT}\right)$ струму та напруги
 холостого ходу $K_u = \left(\frac{dU_{xx}}{dT}\right)$

залежать від багатьох факторів, наприклад, від матеріалу, з якого
 виготовлений елемент СБ, від конструкції сонячного елемента та технології
 виготовлення. Усереднені значення температурних коефіцієнтів згідно [14]
 такі: для елементів Si

$$(dU_{xx}/dT)/U_{xx}(60\text{C}) = -0,005/^\circ\text{C};$$

$$(dI_{K3}/dT)/I_{K3}(60^\circ\text{C}) = 0,001 \div 0,002/^\circ\text{C}; \quad (3.9)$$

для AsGa елементів

$$\begin{aligned} (dU_{xx}/dT)/U_{xx}(75\text{C0}) &= -0,0019/^\circ\text{C}; \\ (dI_{K3}/dT)/I_{K3}(60^\circ\text{C}) &= 0,0016/^\circ\text{C}; \end{aligned} \quad (3.10)$$

На рис.3.4 та табл.3.3 представлені ВАХ для двох типів СБ (НІТ, AsGa) залежно від температури навколишнього середовища відповідно до рівнянь (3.9 і 3.10). Побудовані ВАХ за різних температур від -60°C до $+60^\circ\text{C}$. Для елементів Si вплив температури сильніше позначається на напрузі холостого ходу U_{xx} ніж на струмі I_{K3} ; для елементів GaAs температурні коефіцієнти приблизно рівні. Насправді часто використовується таке вираз [16,45]:

$$U_{xx, \text{Модуль}} = K_i \left(\frac{B}{C} \right) * [T_{\text{н}} (^\circ\text{C}) - T (^\circ\text{C})] + U_{xx, \text{СБ, н}} (B), \quad (3.11)$$

де $U_{xx \text{ Модуль}}$ - напруга холостого ходу за даної температури,

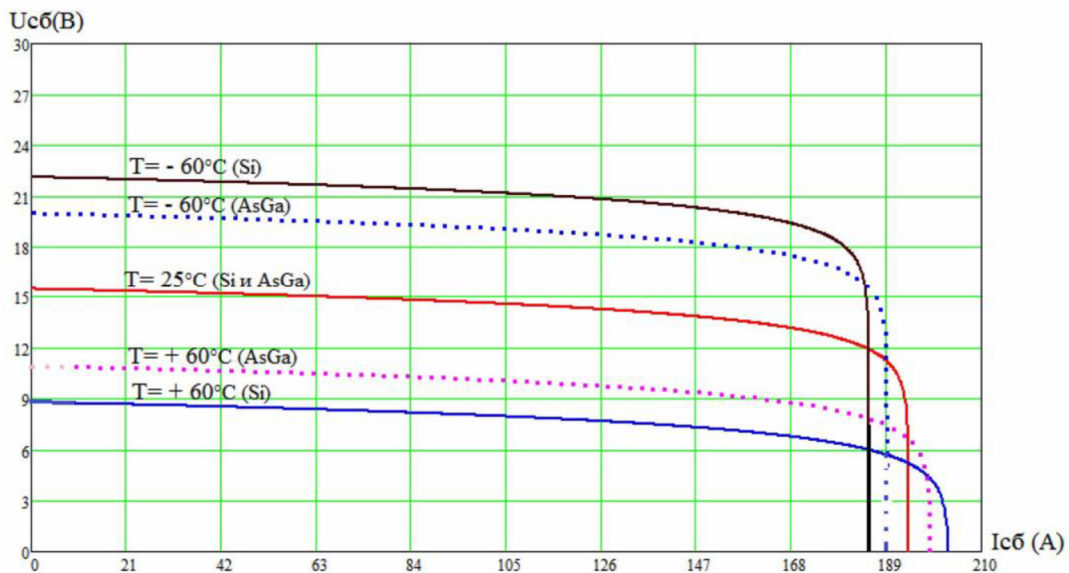


Рис. 3.4. Вплив температури на вольт-амперні характеристики СБ

Табл. 3.3 Результати розрахунку параметрів СБ за зміни температури навколишнього середовища

Тип СБ	Температура СБ, $T_{сб}(^{\circ}C)$	Напруга холостого ходу, $U_{xx}(B)$	Струм короткого замикання, $I_{кз}(A)$	Напруга, В точці максимальної потужності, $U_{опт}(B)$	Струм у точці Максимальної потужності, $I_{опт}(A)$	Потужність у точці $U_{опт}$ і $I_{опт}$, $P_{сб, макс}(кВт)$
Si	-60	22,2	184,6	19,3	175,4	3,39
AsGa	-60	19,9	189,2	17,6	172,1	3,03
Si	25	15,4	193,5	13,5	183,8	2,47
AsGa	25	15,4	193,5	13,5	183,8	2,47
Si	60	8,72	202,2	7,58	192,1	1,46
AsGa	60	10,9	198,7	9,64	180,8	1,73

При зміні температури від $+60^{\circ}C$ до $-60^{\circ}C$ напруга НІТ СБ збільшується в 2,54 рази, що призводить до збільшення потужності в $1,75 \div 2,3$ рази. Це є підставою для ширшого використання ФЕУ у гірських районах України. Розрахунок ВАХ СБ може бути проведений за формулами (3.4÷3.11).

3.3. Моделювання сонячної батареї в програмі Simulink та розділ SimPowerSystem

Запропоновано універсальну модель сонячної батареї, сумісну з розділом SimPowerSystems у програмі Matlab, що дозволяє моделювати систему електропостачання з урахуванням зміни сонячної радіації, температури навколишнього середовища. Особливість моделі - вольт-амперна характеристика СБ проходить за трьома точками: напруга холостого ходу, струм короткого замикання, точка максимальної потужності СБ [65, 4]. Модель СБ складається з джерела струму PV1 (рис. 3.5), рівного струму короткого замикання СБ, джерела напруги U , резистора r і діода VD, значення яких розраховані з наведених нижче рівнянь. Для моделі СБ з близькою до реальної вольт-амперної характеристики розрахуємо значення її параметрів (рис. 3.5):

На холостому ході:

$$U_{xx} = U + U_{VD} + I_{K3} * r \quad (3.12)$$

У точці максимальної потужності:

$$(I_{K3} - I_{опт}) * r + U_{VD} + U = U_{опт} \quad (3.13)$$

З рівнянь (3.12 та 3.13) розрахуємо невідомі параметри U та r :

$$U = U_{xx} \frac{(K_i + K_u - 1)}{K_i} - U_{VD} \quad (3.14)$$

$$r = \frac{U_{xx}}{I_{K3}} \left(\frac{1 - K_u}{K_i} \right) \quad (3.15)$$

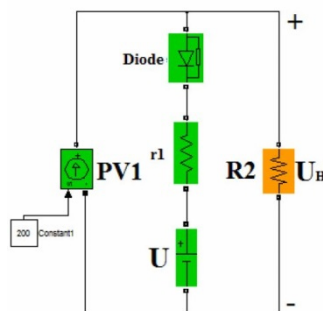


Рис. 3.5. Модель СБ

Використані раніше невідомі моделі СБ, адаптовані до розділу SimPowerSystem, що дозволяють досліджувати роботу паралельно коїться з іншими джерелами енергії (рис. 3.5). При моделюванні СБ, напруга та струм у точці максимальної потужності відповідають реальній вольт-амперній характеристиці. Напруга навантаження U_H - напруга на опір R_2 , значення напруги джерела U менше U_H .

Спеціально розроблений показаний на рис. 3.6 блок (PV solar cell3), який при моделюванні дає точну ВАХ СБ (рис. 3.10).

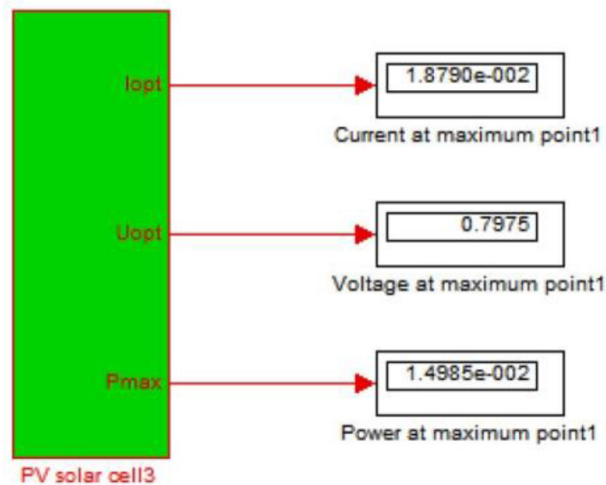


Рис. 3.6. Триточкова модель СБ [6]

Особливість моделі - можна моделювати не лише сонячний елемент, а й сонячний модуль, знаючи струм короткого замикання та напругу холостого ходу. При моделюванні використовують ВАХ з відповідним значенням струму та напруги (рис.3.7).

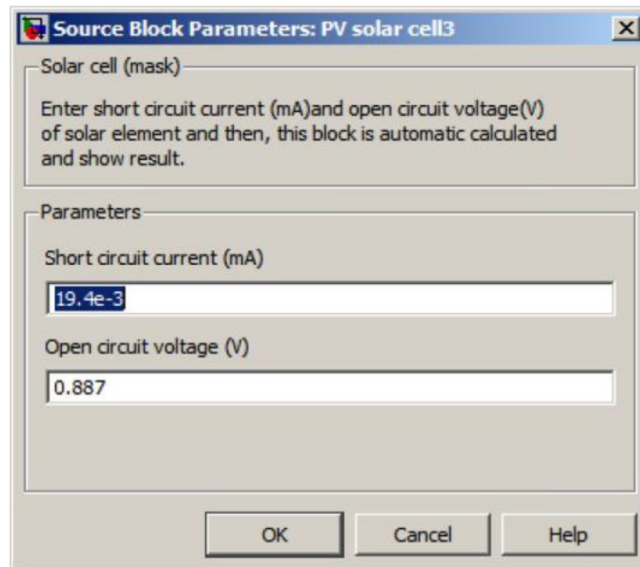


Рис. 3.7. ВАХ СБ

Ця модель призначена для моделювання СЕ відповідно до рівняння (3.4). Щоб створити модель СЕ, спочатку треба написати математичні рівняння М-file, згідно з рівняннями (3.2, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.11). Створення М-file показано у додатку П.7. Після цього можна створити блок (PV solar cell3). Для створення моделі вибирається блок Subsystem у розділі Simulink\Ports & Subsystems, потім треба натиснути праву кнопку та вибрати функцію Mask Subsystem (рис. 3.8). Коли готовий М-file (розрахунок як тексту), треба його копіювати і ввести текст з М-file у полі Initialization commands, як показано на рис. 3.8.

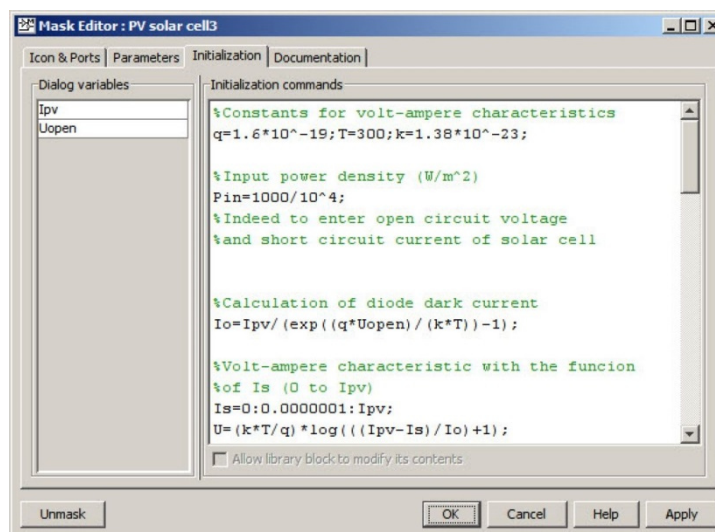


Рис. 3.8. Вікно параметрів блоку Subsystem\Initialization

Щоб зробити потрібні параметри змінними, можна вибрати поле Parameters U_{XX} і I_{K3} як показано на рис. 3.9.

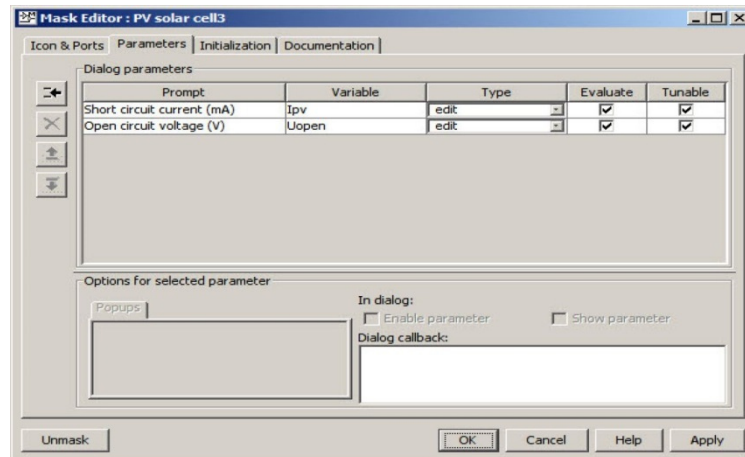


Рис. 3.9. Вікно параметрів блоку Subsystem\Parameters

Щоб запрацював блок (PV solar cell 3) розділ SimPowerSystem, його треба з'єднати з іншими керованими джерелами, як показано на рис. 3.11. Моделювання сонячного модуля показано на рис. 3.12. Результати моделювання СЕ показано на рис. 3.10. Інші параметри, наприклад, коефіцієнт заповнення ζ (КЗ) (%), коефіцієнт корисної дії (ККД), температурний коефіцієнт напруги і струму можна побачити в робочому полі Matlab в такому вигляді:

```

Current coefficient Ki: 0.96857
Voltage coefficient Ku: 0.89907
The value of FF: 0.87081
Efficiency(1000 (W/m^2)) : 14.9847
By algorithm U3: 0.69457
By algorithm r3: 4.7646
By algorithm Uvd: 0.1
Pmax (W) : 0.014985
Uopt (V) : 0.79747
Iopt (A) : 0.01879

```

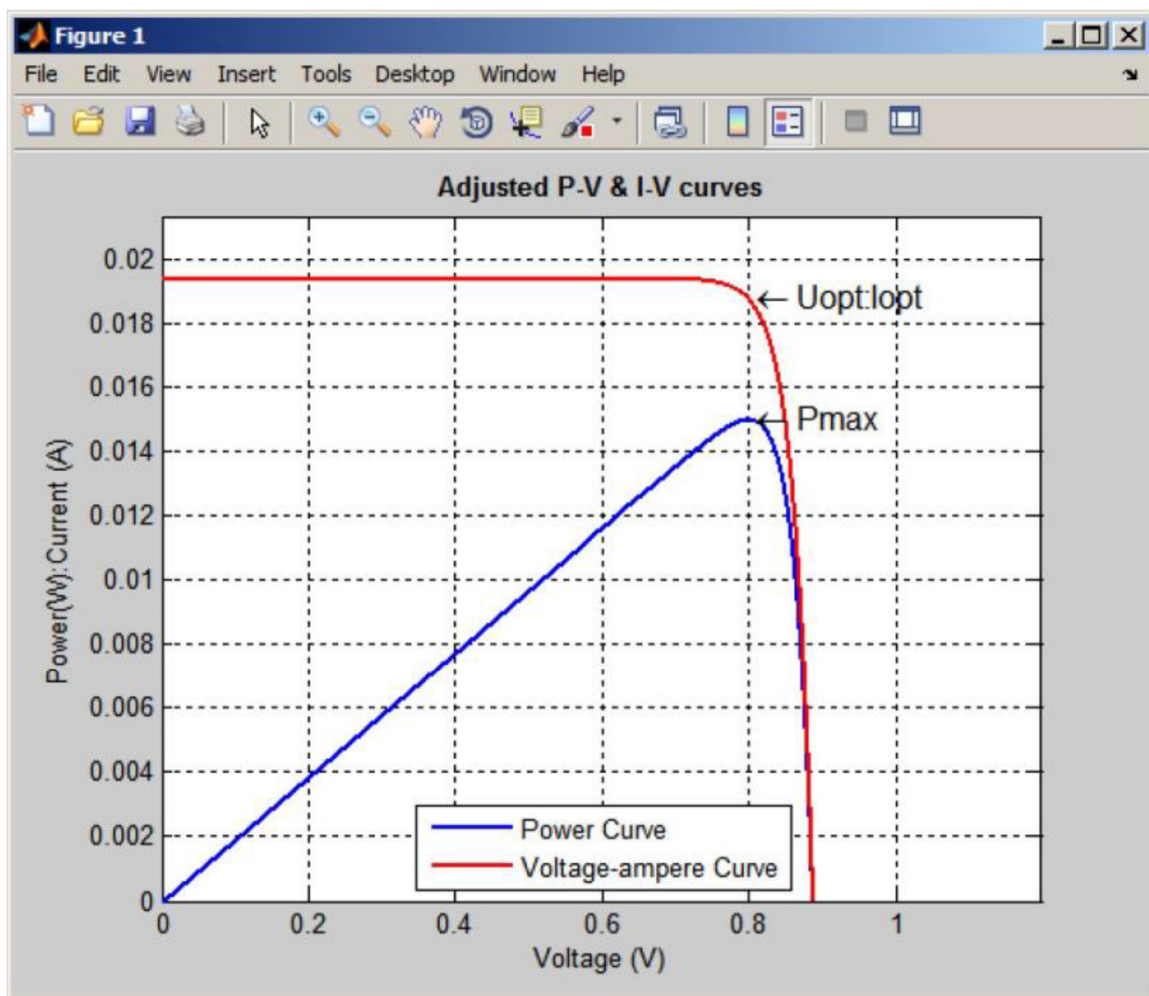


Рис. 3.10. Вікно параметрів ВАХ СБ

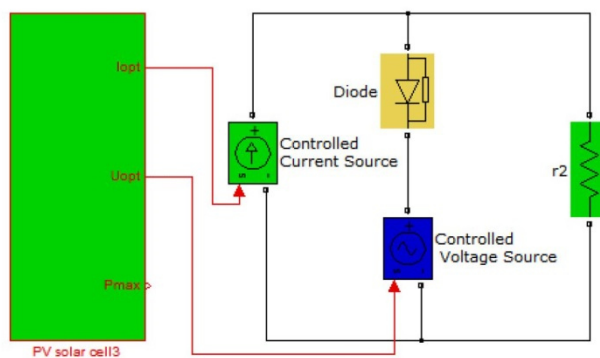


Рис. 3.11. Схема включення "PV Solar cell3" у SimPowerSystem

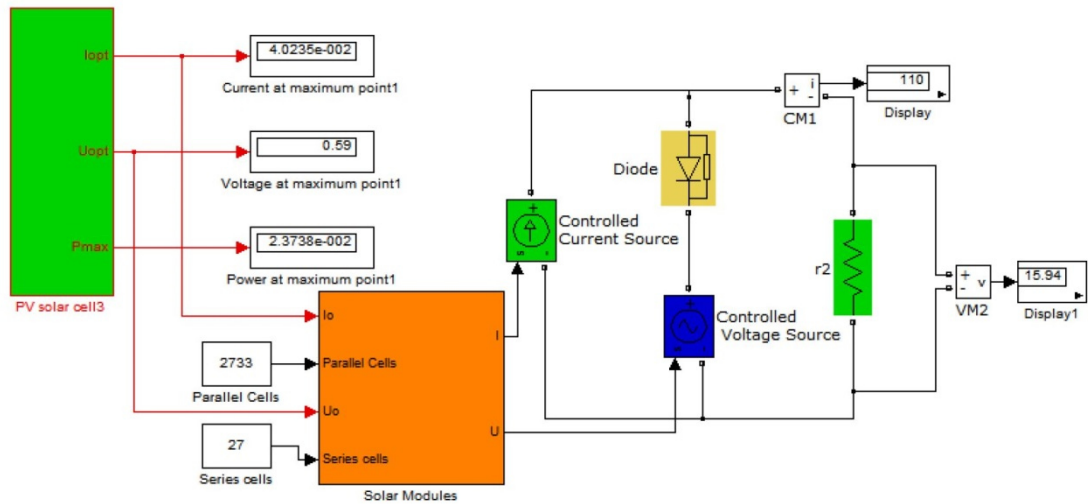


Рис. 3.12. Включення сонячного модуля "PV Solar cell3" у SimPowerSystem

ВАХ СЕ (див. рис. 3.5) позначено пунктиром на рис.3.13, а суцільною лінією тут же позначено ВАХ СЕ (див. рис. 3.11).

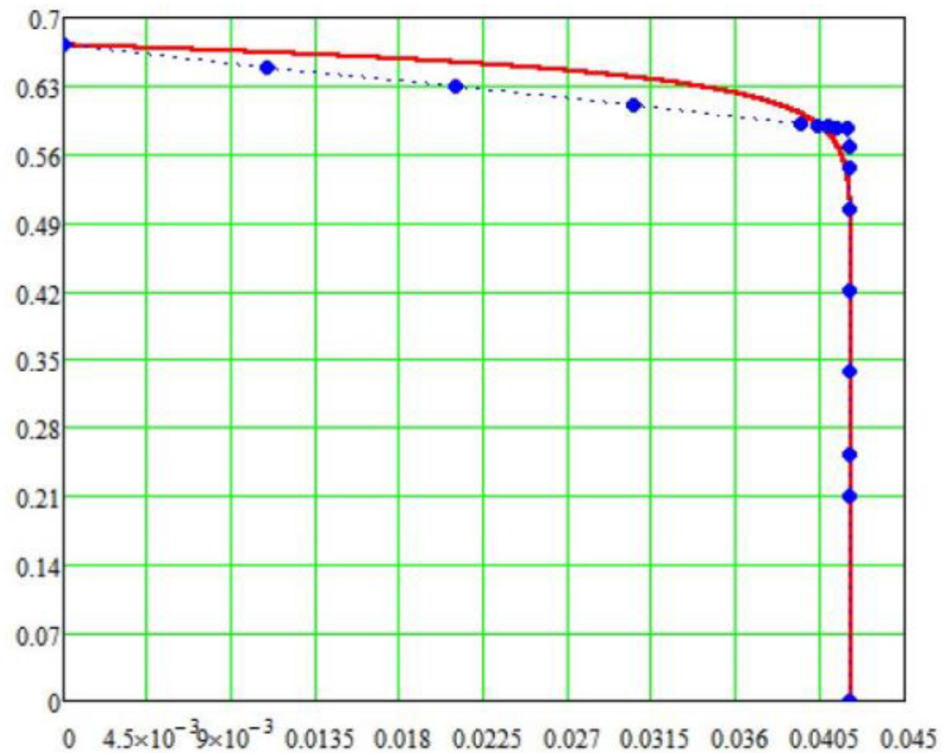


Рис. 3.13. ВАХ за рис.3.5 та 3.11

Створено модель ФЕУ, адаптовану до експлуатації за умов континентального клімату. У розділі SimPowerSystem не було готової моделі

СЕ. Ця модель (рис.3.11) створена для отримання ВАХ автоматично з більш точними результатами, порівняно з рис. 3.5 та легко з'єднується з іншими елементами SimPowerSystem. Рекомендується у перспективі використовувати модель СБ (рис. 3.11) на дослідження ФЭУ. Розроблено моделі та програму моделювання СБ та ФЕУ.

3.4. Баланс енергії фотоелектричної установки

Баланс енергії проведено для добового споживання згідно з табл. 2.1 та 2.2. СБ починає заряджати АБ, коли освітленість зростає і $U_{ХХ,СБ}$ стає більше $U_{АБ,Мін}$. У процесі заряду АБ робоча точка (рис. 3.14) переміщається з точки 2 в точку 1.

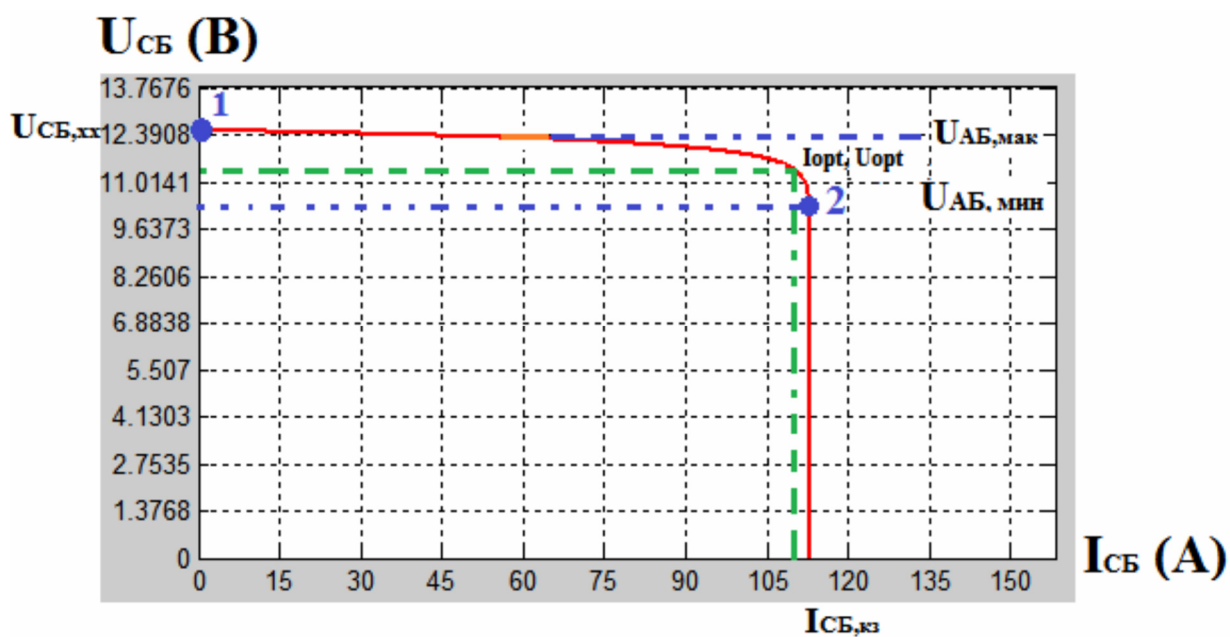


Рис. 3.14. Узгодження характеристик СБ та АБ

При цьому зарядний струм АБ зменшується від значення I_{K3} до оптимального значення I_{OPT} далі зменшується до нуля точка $1 U_{XHCБ} = U_{\max}$, АБ. У цьому проекті ФЕУ працює з обмеженням напруги АБ. При розрядній напрузі АБ, $U_{AB} = 12B$ середній розрядний струм АБ $I_{ср,раз,ніч}$ (А) дорівнює:

$$I_{\text{ср,раз,ночь}} = \frac{P_{\text{ср,ночь}}}{U_{\text{АБ}}} = \frac{0,3\text{кВт}}{12\text{В}} = 25\text{А} \quad (3.16)$$

Середній розрядний струм навантаження вдень (рис. 3.15) $I_{\text{ср,раз,день}}$

$$I_{\text{ср,раз,день}} = \frac{P_{\text{ср,день}}}{U_{\text{АБ}}} = \frac{0,6\text{кВт}}{12\text{В}} = 50\text{А} \quad (3.17)$$

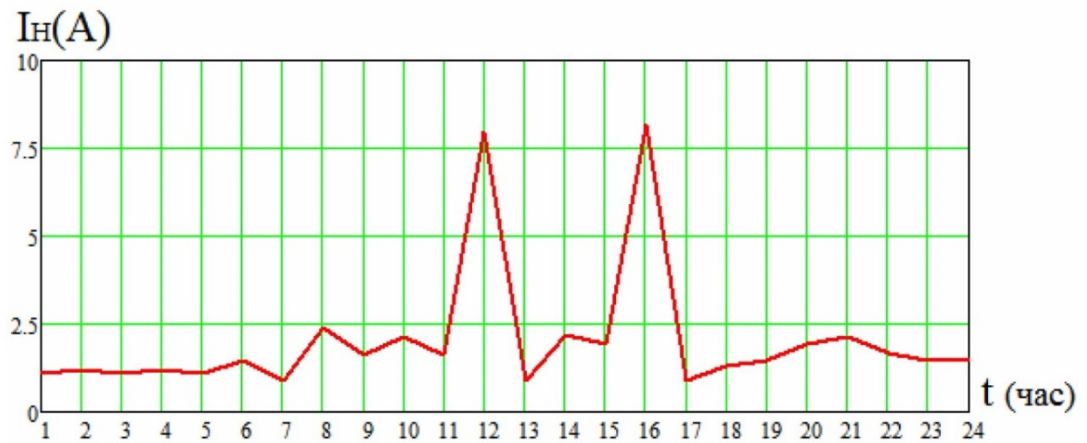


Рис. 3.15. Циклограмма тока нагрузки

КПД для свинцовых АБ $\eta_{\text{Разряд}} = 0,85$. Разрядная ёмкость АБ для ночной экспозиции $Q_{\text{АБ,раз,ночь}}$ (А.ч) с учётом КПД разряда и $T_{\text{ночь}} = T_{\text{день}} = 12\text{часов}$:

$$Q_{\text{АБ,раз,ночь}} = \frac{I_{\text{ср,раз,ночь}} * T_{\text{ночь}}}{\eta_{\text{Разряд}}} = \frac{25\text{А} * 12\text{ч}}{0,85} = 352,94\text{А.ч} \quad (3.18)$$

Разрядна ємність АБ на навантаження вдень $Q_{\text{АБ,роздільний}}$ (А.ч),

$$Q_{\text{АБ,раз,день}} = I_{\text{ср,раз,день}} * T_{\text{день}} = 50\text{А} * 12\text{ч} = 600\text{А.ч} \quad (3.19)$$

Сумарний заряд, що віддається СБ днем на заряд АБ та харчування навантаження $\Sigma Q_{\text{СБ}}$ (А.ч):

$$\Sigma Q_{\text{СБ}} = Q_{\text{АБ, раз, ніч}} + Q_{\text{аб, раз, день}} = 353\text{А.ч} + 600\text{А.ч} = 953\text{А.ч} \quad (3.20)$$

Середнє значення струму СБ $I_{\text{срСБ}}$ (А);

$$I_{\text{ср,СБ}} = \frac{\Sigma Q_{\text{СБ}}}{T_{\text{день}}} = \frac{953\text{А.ч}}{12\text{ч}} = 79\text{А} \quad (3.21)$$

Максимальне значення струму СБ, що віддається, визначає габарити СБ. Для неорієнтованих СБ середнє значення струму змінюється за синусоїдальним законом:

$$I_{\text{ср,СБ}} = \frac{2}{\pi} * I_{\text{макс,СБ}} = 0,64 I_{\text{макс,СБ}} (A) \quad (3.22)$$

З рівняння (3.22) визначаємо максимальний струм СБ: при нехтуванні втратами енергії при $U_{\text{СБ}} < U_{\text{АБ}}$:

$$I_{\text{макс,СБ}} = \frac{I_{\text{ср,СБ}}}{0,64} = \frac{79A}{0,64} = 123A \quad (3.23)$$

3.4.1. Розрахунок площі сонячної батареї

Максимальна питома потужність, що віддається СБ $\left(\frac{Вт}{м^2}\right)$. [Т $P_{\text{СБ}}$

$$P_{\text{СБ}} = P_c * \eta = 1000 \frac{Вт}{м^2} * 0,24 = 240 \frac{Вт}{м^2} \quad (3.24)$$

Середня питома потужність СБ $P_{СБС}$ дорівнюватиме:

$$P_{СБС} = P_{СБ} * \frac{t_{\text{день}}}{t_{\text{день}} + t_{\text{ночь}}} = 240 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} * \frac{12\text{ч}}{24\text{ч}} = 120 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \quad (3.25)$$

Середня потужність навантаження $P_{НС}$ (Вт) за 24 години:

$$P_{НС} = P_{\text{ср,ночь}} + P_{\text{ср,день}} = 0,3\text{кВт} + 0,6\text{кВт} = 0,9\text{кВт} \quad (3.26)$$

З рівності середньої потужності навантаження та середньої питомої потужності СБ розрахуємо площу СБ $S_{СБ}$:

$$S_{СБ} = \frac{P_{НС}}{P_{СБС}} = \frac{900}{120} \frac{\text{Вт}}{\text{Вт}/\text{м}^2} = 7,5\text{м}^2 \quad (3.27)$$

У табл. 3.4 наведено результати розрахунку параметрів ФЕУ для типів СБ із використанням розробленої моделі сонячного модуля (рис. 3.12).

Табл. 3.4 Результати уточненого розрахунку площі шести різних типів СБ

Тип СБ	AsGa	C-Si	poly-Si	a-Si	CuInGaS	CdTe
Максимальная мощность СБ; $P_{\text{max}}(\text{W})$	1670.3	1752	1734	1757	1718	1694
Напряжение холостого хода СБ; $U_{\text{ocm}}(\text{V})$	16.6	18.1	18	18.07	17.82	17.4
Ток короткого замыкания СБ; $I_{\text{рvm}}(\text{A})$	112.9	114.7	115	114.44	114.91	114.42
Напряжение в точке максимальной мощности СБ; $U_{\text{optm}}(\text{V})$	15.1	15.9	15.7	15.97	15.61873	15.4
Ток в точке максимальной мощности $I_{\text{optm}}(\text{A})$	109.9	109.9	110	109.98	110	109.9
Площадь солнечной модули; $S(\text{m}^2)$	6.41	8,82	8.45	14.75	8.69	10.60
КПД СБ; $(1000(\text{W}/\text{m}^2))$	26	23.8	20.513	11.914	19.767	15.981
Температурный коэффициент тока K_i	0.973	0.958	0.956	0.961	0.957	0.961
Температурный коэффициент напряжения K_u	0.910	0.878	0.874	0.884	0.876	0.884
Максимальная удельная мощность, отдаваемая СБ	$P_{\text{сб}} = P_c * \eta(\%) = 260 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$	230	205,1	119.14	197,67	160
Средняя удельная мощность СБ	$P_{\text{СБС}} = P_{\text{СБ}} * \frac{t_{\text{день}}}{t_{\text{день}} + t_{\text{ночь}}} = 130 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$	115	102,5	60	98,83	80

При розрахунку площа НТ СБ із моделлю (див. рис. 3.12) вийшло $S_{СБ} = 8,82 \text{ м}^2$ (табл.3.4), в 1.02 рази більше за площу, розраховану на основі енергобалансу (3.27). Це з тим, що ми зроблено уточнення розрахунку

внутрішніх параметрів СЕ. З 6-ти типів СБ найбільш доступна на ринку СБ із НТТ, яка використовується для котеджів.

3.4.2. Проектування сонячного модуля із ринкових елементів

При проектуванні використовували сонячний елемент з наступними електричними характеристиками табл. 3.5. Струм короткого замикання сонячного модуля $I_{СБ}$ кз розраховуємо через $K_i = \frac{I_p}{I_{кз}} = \frac{1,6}{1,9} = 0,842$ коефіцієнт струму (табл. 3.5) з обліком (3.23) :

$$I_{СБ,кз} = \frac{I_{МАКС,СБ}}{K_i} = \frac{123}{0,842} = 146A$$

Табл. 3.5 Технічні характеристики

Технические характеристики

Параметр	Значение
Размер	78 x 78 мм
$U_{ХХ}$ (напряжение холостого хода)	0,6 В
U_p (напряжение рабочее)	0,47 В
$I_{кз}$ (ток короткого замыкания)	1,9 А
I_p (ток рабочий)	1,6 А
КПД	15%

параметры указаны для условий:

Параметр	Значение
Освещенность	1000 Вт/м ²
Температура	25°С
Спектр	AM 1,5

Напруга холостого ходу сонячного модуля $U_{СБ,ХХ}$ розраховуємо через коефіцієнт $K_u = \frac{U_p}{U_{ХХ}} = \frac{0,47}{0,6} = 0,783$ по напрузі (табл. 3.5) з урахуванням $U_{СБ\text{ опт}} = 12В$,

$$U_{СБ,ХХ} = \frac{U_{СБ,ОПТ}}{K_u} = \frac{12В}{0,783} = 15,32В \quad (3.28)$$

Розрахуємо кількість послідовно з'єднаних СЕ N_{CE} :

$$N_{CЭ} = \frac{U_{CB,OPT}}{U_{CЭ,0}} = \frac{12B}{0,47B} = 25,5 \cong 26 \quad (3.29)$$

Розрахуємо кількість паралельно з'єднаних SEM_{CE} з урахуванням (табл. 3.5)

$$I_P = I_{CЭ,OPT} \quad \text{и} \quad I_{МАКС,СБ} = I_{СБ,OPT} :$$

$$M_{CЭ} = \frac{I_{СБ,OPT}}{I_{CЭ,OPT}} = \frac{123A}{1,6A} = 76,87 \cong 77 \quad (3.30)$$

Сумарна кількість СЕ

$$\Sigma_{CЭ} = N_{CЭ} * M_{CЭ} = 26 * 77 = 2002 \quad (3.31)$$

Розрахуємо довжину сонячного модуля,

$$l_{СБ} = M_{СБ} * 78mm = 77 * 78mm = 6m \quad (3.32)$$

Розрахуємо ширину сонячного модуля,

$$b_{СБ} = N_{СБ} * 78mm = 26 * 78mm = 2m \quad (3.33)$$

Площа сонячного модуля,

$$S_{СБ} = l_{СБ} * b_{СБ} = 6m * 2m = 12m^2 \quad (3.34)$$

Збільшення площі СБ з 7,5m²(3.27) до 12m²(3.34) пояснюється використанням ринкової СБ з низьким ККД.

3.5 Розрахунок робочої циклограми ємності акумуляторної батареї

Щоб побудувати циклограму ємності Qц спочатку треба підрахувати зарядну та розрядну ємність: + QАБ- заряд АБ, а- QАБ -розряд (табл. 3.6).

Розрахуємо за кожну годину збільшення зарядної та розрядної ємності АБ:

$$Q_{АБ} = (Q_{СБ} - Q_H)(Aч) \quad (3.35)$$

Табл. 3.6 Розрахунок зарядної та розрядної ємності АБ.

Час (Ч)	Заряд СБ, що віддається, $Q_{СЕ}(Ач)$	Заряд, що приймається навантаженням, Q_H (Ач) (При АБ = 12)	Зарядні та розрядні Ємності АБ (прирошення)	Місткість АБ, $Q_{АБ}$ (Ач) (фактична)
1	0	20	-20	201
2	0	21,7	-21,7	179
3	0	20	-20	159
4	0	21,7	-21,7	137
5	0	20	-20	117
6	0	27,1	-27,1	90
7	40,8	16,7	24,1	24
8	61,7	44,2	17,5	42
9	83	29,2	53,8	96
10	105	39,6	65,4	161
11	127	29,2	97,8	259
12	142	146	-4	255
13	131	16,7	114,3	369
14	109	40,4	68,6	438
15	88	35,4	52,6	490
16	64,6	150	-85,4	405
17	42	16,7	25,3	430
18	0	24,2	-24,2	406
19	0	26,7	-26,7	379
20	0	35	-35	344
21	0	39,2	-39,2	305
22	0	30,8	-30,8	274
23	0	26,7	-26,7	248
24	0	26,7	-26,7	221

Розрахуємо цикловану ємність при мінімальній ємності АБ – 24Ач та максимальній ємності АБ – 490 Ач (табл. 3.6).

Отримуємо цикловану ємність $Q_{ц}$

$$Q_{\text{ц}} = \Delta Q_{\text{АБ}} = Q_{\text{макс}} - Q_{\text{мини}} = 490 - 24 = 466 \approx 470 \text{ А.ч}$$

Для забезпечення тривалого терміну служби у звичайних АГМ батареї цикл заряд-розряду повинен бути менше 30% номінальної ємності АБ, а гелеві акумулятори допускають до 80% циклів заряд-розряду від номінальної ємності згідно [38, 39]. У цьому проекті для збільшення терміну служби акумулятора задаємо цикл заряду-розряду $Q_{\text{ц}} = 0,5 \cdot Q_{\text{Н}}$ (Ач).

Розрахуємо номінальну ємність АБ:

$$Q_{\text{Н}} = 2 \cdot Q_{\text{ц}} = 2 \cdot 470 = 940 \approx 1000 \text{ Ач} \quad (3.36)$$

Розрахована ємність $Q_{\text{Н}}=1000$ Ач дозволяє збільшити термін служби акумулятора завдяки тому, що така ємність забезпечує до 50% циклів заряду-розряду, що показано на циклограмі ємності АБ (рис. 3.16), хоча за технічними параметрами ці батареї допускають до 80 % циклів заряду - Розряду від номінальної ємності.

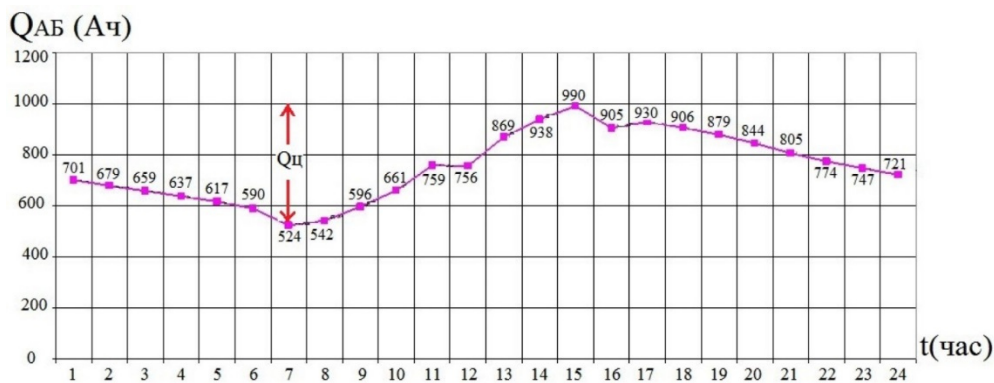


Рис. 3.16. Циклограма ємності АБ

Якщо використовується АБ марки DELTA (GX 12-200) див. (П.1), у якої номінальна ємність 200Ач і маса 65 кг, кількість паралельно з'єднаних

$$N_{\text{АБ}} = \frac{Q_{\text{Н}}}{200\text{Ач}} = \frac{1000}{200} = 5$$

Послідовно з'єднаних АБ немає, тому що напруга акумулятора дорівнює номінальному $U_{\text{АБ}} = 12\text{В}$. Загальна маса АБ:- $=N_{\text{АБ}} \cdot 65\text{кг} = 325\text{кг}$.

3.5.1. Розрахунок номінальної ємності акумуляторної батареї за її зарядного струму

Зарядну ємність відповідно до зарядного струму $I_{\text{Зряд,АБ}}$ згідно [40]:

$$I_{\text{Зряд,АБ}} = 0,1 * Q_{\text{Заряд,АБ}}, \quad (3.37)$$

Виходячи з цього рівняння $Q_{\text{Замд} > \text{АБ}} = I_{\text{Зряд,АБ}} * 10$ середній зарядний струм АБ за період освітленості (від 6 до 18 годин) з табл.3.6

$$I_{\text{Зряд,АБ}} (\text{середний}) = \frac{Q_{\text{СБ}} - Q_{\text{Н}}}{T_{\text{день}}} = \frac{994 - 615}{12} = 31,6 \text{ А}$$

Зарядна ємність $Q_{\text{Заряд,АБ}}$ (Ач);

$$Q_{\text{Заряд,АБ}} = I_{\text{Зряд,АБ}} (\text{середний}) * 10 = 32 * 10 = 320 \text{ Ач} \quad (3.38)$$

Припустимо, що номінальна ємність АБ дорівнює його максимальній ємності. Візьмемо АБ марки DELTA (GX 12-200) див. (П.1), яка має номінальну ємність 200Ач і масу 65 кг. У цьому випадку кількість паралельно з'єднаних АБ $N_{\text{АБ}}$:

$$N_{\text{АБ}} = \frac{Q_{\text{Заряд,АБ}}}{200 \text{ Ач}} = \frac{320}{200} = 1,6 \cong 2$$

Послідовно з'єднаних АБ тут не буде, тому що напруга акумулятора дорівнює номінальному $U_{\text{АБ}} = 12 \text{ В}$. Загальна маса АБ: $m_{\text{АБ}} = N_{\text{АБ}} * 65 \text{ кг} = 130 \text{ кг}$.

3.5.2. Розрахунок номінальної ємності акумуляторної батареї розрядного струму

Розрядний струм згідно з [17] відповідно до обраної АБ $I_{\text{Розряд, АБ}}$:

$$I_{\text{розряд}} (\text{допустимий}) = 0,1 * Q_{\text{Н}} (\text{выбранной АБ}) \quad (3.39)$$

Візьмемо АБ марки DELTA (GX 12-200), яка має номінальну ємність 200 Ач і масу 65 кг. У цьому випадку допустимий розрядний струм буде ***I Розряд, АБ*** = 20А. З циклограми навантаження (табл. 3.6) випливає, що максимальний розрядний струм

$$I_{\text{розряд АБ(максимальний)}} = 85,4\text{А.}$$

Кількість паралельно з'єднаних АБ $n_{\text{АБ}}$:

$$N_{\text{АБ}} = \frac{I_{\text{розряд, АБ (максимальний)}}}{I_{\text{розряд, АБ}}} = \frac{85,4}{20} = 4,27 \cong 5$$

$$\text{Загальна маса АБ: } m_{\text{АБ}} = N_{\text{АБ}} * 65\text{кг} = 325\text{кг.}$$

Розрахунок зарядної ємності АБ існує у кількох випадках залежно від режиму експлуатації. Відповідно до рівнянь 3.36, 3.38 та 3.39 результати розрахунку параметрів АБ наведені в табл. 3.7: ємність, кількість паралельно об'єднаних АБ, сумарна маса АБ.

Табл. 3.7 Результати розрахунку ємності АБ за трьома методами

	Методи розрахунку ємності АБ	Розрахункова ємність АБ $Q_{\text{АБ}}(\text{Ач})$	Кількість паралельно з'єднаних АБ $N_{\text{АБ}}$	Сумарна Маса АБ $m_{\text{АБ}}(\text{кг})$
1.	$C_{\text{АБ}} = O_{\text{СБ}} - Q_{\text{Н}}$	1000	5	325
2.	$I_{\text{заряд, АБ}} = 0,1 * Q_{\text{заряд, АБ}}$	320	2	130
3.	$I_{\text{розряд (допустимий)}} = 0,1 * Q_{\text{Н}}(\text{вибраної АБ})$	1000	5	325

Для забезпечення тривалого терміну служби АБ та скорочення діапазону зміни напруги АБ вибираємо максимальну ємність 1000 Ач, розраховану за рівнянням (3.36), щоб мінімальна глибина розряду ємності АБ. Це з тим, що, зазвичай, що більше максимальна глибина розряду ємності АБ, то менше термін служби АБ. Тому при моделюванні АБ у розділі SimPowerSystem для подальшого проектування ФЕУ з табл. 3.7 вибираємо найгірший варіант розрахунку номінальної ємності АБ $Q_{\text{АБ}} = 1000(\text{Ач})$, тобто $N_{\text{АБ}} = 5$.

3.6 Висновки до розділу 3

1. Введено розширені матричні (табличні) характеристики СБ, що дозволяють обґрунтовано, на основі статистичного аналізу, вибрати типи СБ, що сходяться для тропічних умов.

2. Були проаналізовані ВАХ двох типів СЕ: НІТ та AsGa, при зміні температури в широкому діапазоні від -60 до $+60^{\circ}\text{C}$. В ідеалі треба вибирати AsGa СБ, яка має більший ККД. Проте, вона майже вдвічі дорожча, ніж НІТ і відсутня у вільній торгівлі.

3. Запропоновано універсальну модель сонячної батареї, сумісну з розділом SimPowerSystems у програмі Matlab, що дозволяє моделювати систему електропостачання з урахуванням зміни сонячної радіації, температури навколишнього середовища. У розділі SimPowerSystem створена оригінальна модель СБ, ВАХ якої проходить за трьома точками. На основі відомих математичних рівнянь ми створили ідеальну модель СБ та порівняли з результатами оригінальної моделі. Результати показали, що оригінальна модель близька до реальної ВАХ СБ. Тому рекомендується для подальшого дослідження та моделювання використовувати оригінальну модель СБ.

4. Розрахована площа СБ на основі рівності середньої потужності навантаження та середньої питомої потужності СБ $-S_{CE} = 7,05\text{м}^2$, на основі ідеальної моделі $-S_{CE} = 7,34\text{ м}^2$, та за характеристиками ринкового СЕ $-S_{CE} = 12\text{м}^2$. Це тим, що хоча теоретично ККД НІТ СЕ становить 24% чи більше, але найдоступніші ринку СБ мають ККД 15%. Враховуючи доступність на ринку України, де в основному продаються СБ з невеликим ККД, для проектування ФЕУ обрано СБ з ККД = 15%, тобто з площею $S_{CE} = 12\text{м}^2$.

5. Для вибору ємності АБ ми використовували 3 варіанти розрахунку: зарядним струмом, розрядним струмом і енергобалансом. Було обрано варіант з найбільшою номінальною ємністю АБ $Q_{AB} = 1000(\text{Ач})$, тобто $N_{AE} = 5$.

4 ІНВЕРТОР НАПРУГИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ ДЛЯ КОТЕДЖА

4.1. Вирішуються питання під час створення фотоелектричної установки

1. Дослідження методів формування синусоїдальної вихідної напруги інвертора з широтно-імпульсним регулюванням напруги. Забезпечення точності підтримки вихідної напруги $U_H (\pm 5\%)$ та коефіцієнта гармонік K_g менше 10% за зміни навантаження від номінального значення до холостого ходу.
2. Вибір напруги АБ та СБ (низьковольтний або високовольтний варіант) на основі наступних показників: відсутність перенапруг, габарити трансформатора, величина зворотних струмів через діоди, напруга СБ з урахуванням розташування її на даху будинку забезпечення безпеки та форма вихідної напруги. Досліджувалося 8 варіантів схем інверторів.
3. Розрахунок та моделювання трансформатора інвертора з урахуванням нелінійності та гістерезисної характеристики сердечника силового трансформатора.
4. Дослідження конструкції трансформатора інвертора, що поєднує функцію дроселя резонансного контуру.
5. Розрахунок параметрів та техніко-економічних характеристик інвертора. Напруга АБ і СБ вибиралося між 14 і 220 і інвертувалося в стандартне 220 В змінного струму з частотою 50 Гц і синусоїдальної формою з спотворенням менше $K_r(U_H) < 10\%$. Результати моделювання в середовищі Matlab - Simulink систем з різними номінальними напругами та типами інверторів дозволяють вибрати напругу АБ та СБ. Проведено розрахунок ФЕУ з технічними вимогами розділу 2. Модель СБ складається з керованого джерела струму PV 1 (рис. 4.1) [1, 4, 5], приєднаного до АБ через роздільний діод VD .

Синусоїдальна форма напруги на навантаженні забезпечується паралельним резонансним LC контуром, підключеним до інвертора через трансформатор TV. Індуктивність LP згладжує споживаний струм інвертора. Індуктивність LN активно-індуктивного навантаження з $\cos\varphi = 0,8$ паралельно включений трансформатор TV з конденсатором C_2 утворюють паралельний резонансний контур. Навантаження підключено до конденсатора C_2 і має синусоїдальну форму напруги з $K_r(U_H) < 10\%$. При виборі $U_{AB}=220\text{В}$ відсутній силовий трансформатор TV, що підвищує напругу з 14 до 220 В.

У [41,34÷38] наведено схеми однофазного інвертора та його методики розрахунку використовуються під час створення ФЭУ. Формуються імпульси управління силовими транзисторами таким чином, щоб найбільш економічним способом наблизити форму вихідної напруги та струму до синусоїдальної форми. Найчастіше рекомендується застосовувати в системах із живленням від поновлюваних джерел енергії інвертор [46].

Результати порівняльного аналізу якості передачі гармонійного сигналу в одноктактних та двотактних багатозонних регуляторах з різними законами модуляції за критерієм мінімуму коефіцієнта гармонік вихідного сигналу наводиться у [49].

На основі цієї інформації у розділі 4.2 досліджувалося кілька варіантів схем інверторів: бруківка, напівмостова та схема із середньою точкою. Вибір схеми проводився за критерієм: надійність, відсутність перенапруг на транзисторах, рівень пульсацій струму в системі та коефіцієнт нелінійних спотворень $K_T(U_H) < 10\%$.

4.2. Дослідження різних варіантів схем інверторів

Усього досліджувалося б схем (рис. 4.2÷4.7) з високовольтною і низьковольтною вхідною напругою інвертора, двома способами включення дроселя, що згладжує: в шині постійного струму і в шині змінного струму, дві силові схеми інвертора: із середньою точкою силового трансформатора і мостова схема з лінійним (ідеальним) трансформатором. Вивчено структури

ФЕУ з різними рівнями напруги СБ та АБ із рекомендованим алгоритмом роботи споживачів. Результати моделювання наведено у табл. 4.1÷4.3. У шині постійного струму для обмеження перенапруги дросель L_1 (Рис. 4.2) шунтується діодом.

Дослідження показало, що у низьковольтній схемі індуктивність L_2 (рис.4.3) у ланцюзі змінного струму має бути в 4 рази більше, ніж у шині постійного струму (табл. 4.1). Це пояснюється тим, що висока напруга 220 прикладається до вихідного дроселя змінного струму. У високовольтній схемі індуктивність: L_1 (рис. 4.4) у 30 разів більше у шині постійного струму, ніж у шині змінного струму L_2 (рис. 4.5, табл.4.2), що пояснюється необхідністю включення додаткового дроселя L_2 паралельно навантаженню поліпшення форми кривої напруги (рис.4.4). При цьому високовольтна бруківка схема (мал. 4.4) при включенні дроселя в шину постійного струму не забезпечує потрібного значення напруги навантаження 220В, а тільки 106 при прийнятному $K_r(U_H) < 10\%$. При включенні дроселя L_2 в шину змінного струму (рис 4.5 та 4.7) забезпечується напруга 220 В.

При високовольтному та низьковольтному входах індуктивність L_2 мінімальна та становить 40÷60мГн. При її включенні у шині змінного струму (рис 4.3, 4.5 та 4.7). Високовольтна схема (рис 4.4 і 4.5) немає кидків інверсного струму в АБ, а низьковольтні схеми (рис 4.2, 4.3, 4.6 і 4.7) мають зворотні кидки струму, порівняні з прямим струмом (табл. 4.3). У низьковольтних мостових схемах (рис. 4.6) індуктивність $L_1=20\text{мкГн}$ у шині постійного струму в 1000 разів менше, ніж індуктивність $L_2=30\text{мГн}$ у шині змінного струму (рис. 4.7, див. табл.4.3).

У низьковольтних схемах (рис. 4.2, 4.3, 4.6 та 4.7) використовуються автомобільні акумулятори АБ 12÷14В, а високовольтних схемах (рис 4.4 і 4.5) потрібно послідовне з'єднання 18 акумуляторів по 12 В кожен. Високовольтна СБ (рис 4.4 та 4.5) потребує ретельної ізоляції виводів та електричних з'єднань на даху для зменшення струмів витоку особливо у сезон дощів. У низьковольтних схемах (рис 4.2, 4.3, 4.6 та 4.7) струм V_T , T_V і

VD на порядок вищий (в 10 разів), ніж у високовольтних схемах (рис 4.4, 4.5 та див.табл. 4.1). По сплеску комутаційних напруг на транзисторах схеми (рис 4.2 і 4.3) рівноцінні: рівень напруги $200 \div 220$ Ст.

Перевагою бруківки низьковольтної схеми з підвищуючим трансформатором (рис 4.6 і 4.7) є низька максимальна напруга на транзисторах VT1÷VT4, що дорівнює 14 У при будь-якому включенні дроселя L1, L2(Табл. 4.3). У високовольтній схемі рекомендується дросель L2=60мГн (табл. 4.2) включати в шину змінного струму (рис. 4.5), а низьковольтній схемі (рис. 4.6) - в шину постійного струму - L1= 9,5 мГн (табл. 4.1) .

Ємність конденсатора C₂розрахована з умови компенсації індуктивного струму навантаження повинна дорівнювати 80÷90 мкф. У всіхбсхемах ємність C2 = 170÷200мкФ включена паралельно навантаженню та забезпечує форму напруги $K_T(U_H) < 10\%$. У низьковольтній схемі (рис. 4.2) для обмеження комутаційних перенапруг на VT використані 2 шунтові конденсатори C1 і C3 по 100 мкФ, два діоди (VD3 і VD4) і два резистори (R1 і R2), включених між колекторами VT і + АБ. Параметри навантаження - номінальний активний опір $R_H=19,36$ Ом, індуктивність навантаження $L_H=0,046$ Гн, опір навантаження змінювалося від номінального значення до холостого ходу.

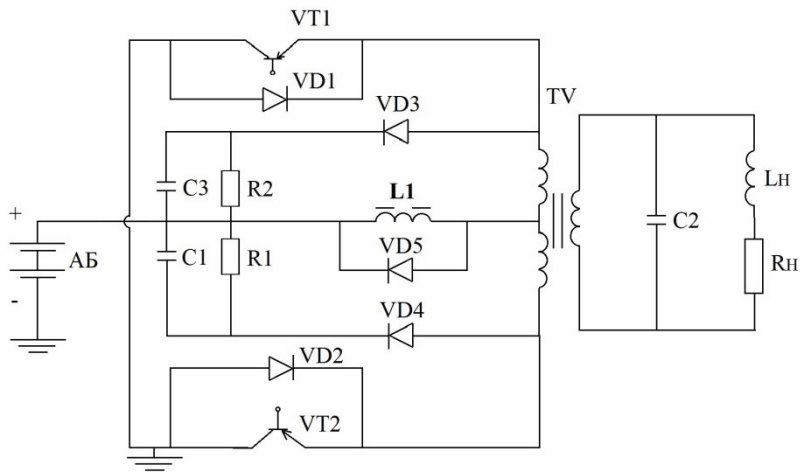


Рис. 4.2. Низьковольтна схема з дроселем постійного струму

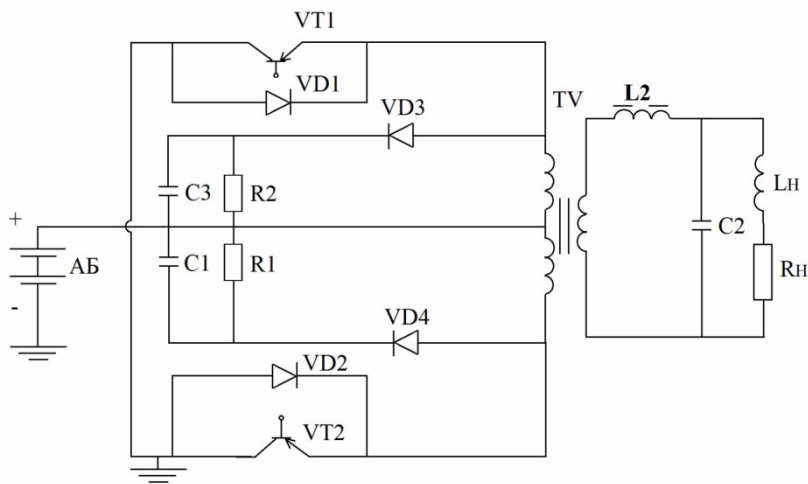


Рис.4.3. Низьковольтна схема з дроселем змінного струму

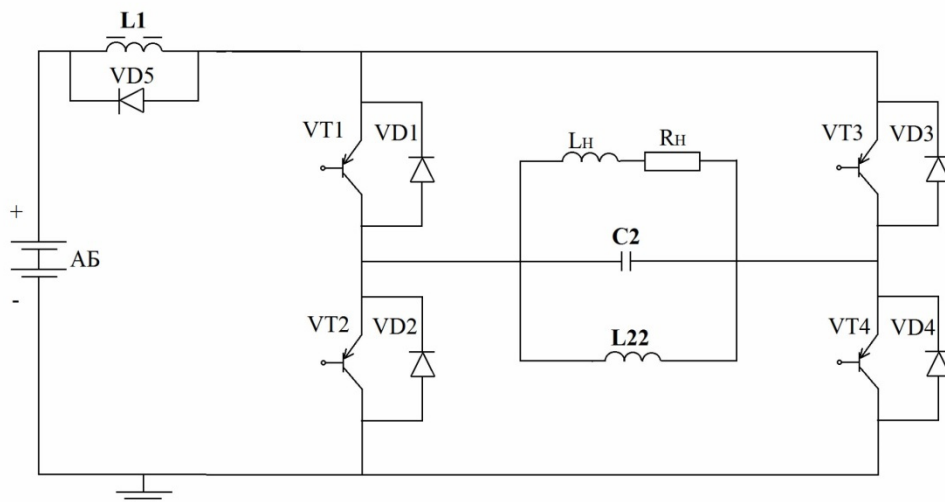


Рис.4.4. Високовольтна бруківка схема з дроселем постійного струму

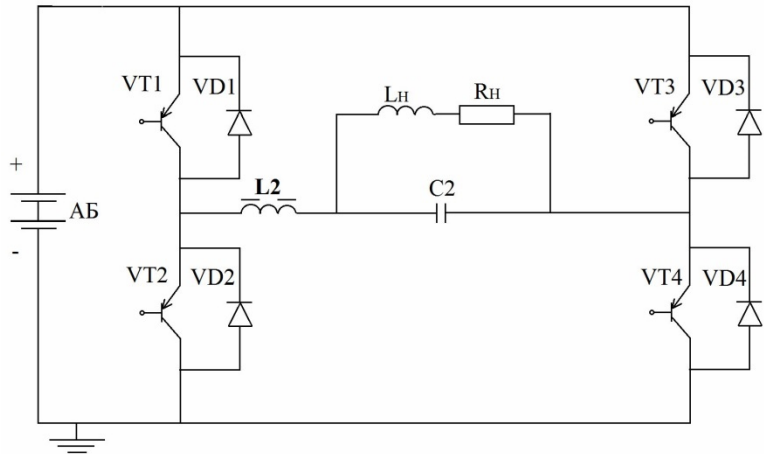


Рис.4.5. Високовольтна бруківка схема з дроселем змінного струму.

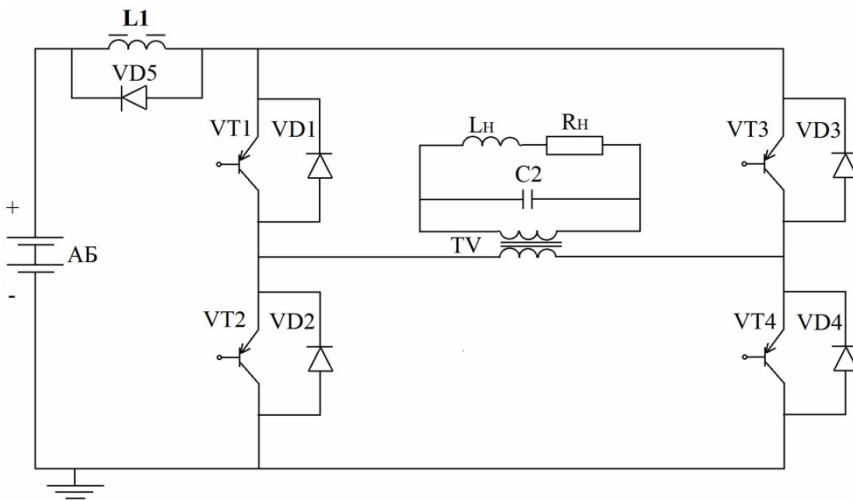


Рис.4.6. Низьковольтна бруківка схема з дроселем постійного струму

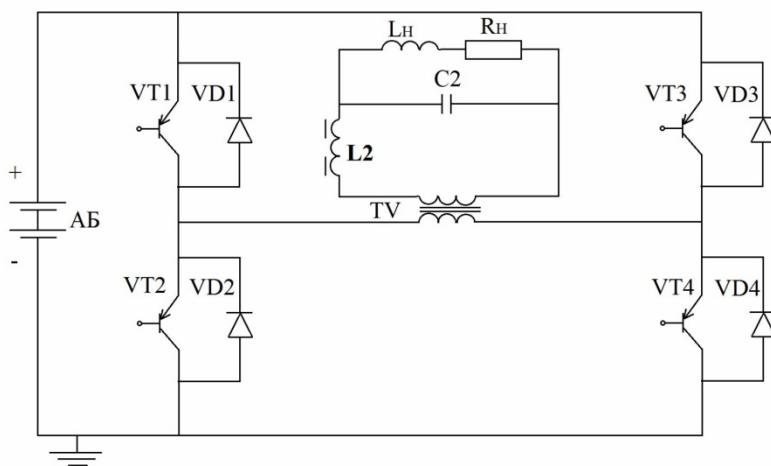


Рис.4.7. Низьковольтна бруківка схема з дроселем змінного струму

У табл. 4.1÷4.3 введені такі аббревіатури:

U_{AB} - напруга на акумуляторі, γ - тривалість включення ключа (КЗІ) по відношенню до періоду, $U_{VT,мак}$ - максимальна напруга на транзисторах, $I_{VT,мак}$ - максимальний струм, що протікає через транзистори, U_H - напруга навантаження, $K_{\Gamma}(U_H)$ - коефіцієнт гармонік вихідної напруги, I_H - струм навантаження, $K_{\Gamma}(I_H)$ - коефіцієнт гармонік струму навантаження, $I_{VD,мак}$ - максимальний струм, що протікає через діоди, $U_{Lмак}$ - максимальна напруга дроселя, включеного в ланцюг постійного струму, U_{LH} - напруга індуктивності навантаження, U_{RH} - напруга на резисторі навантаження, I_{Π} - струм джерела живлення, $L1(=)$ - дросель, включений у ланцюг постійного струму, $L22(\approx)$ - дросель, включений у ланцюг змінного струму, $L2(\approx)$ - дросель, додатково включений у ланцюг навантаження змінного струму, C_2 - конденсатор, включений паралельно до навантаження.

Табл.4.1 Результати моделювання ВІН з нульовою точкою (рис. 4.2 та 4.3)

	L включений на постійному U		L включений на змінному U	
	Рис. 4.2		Рис. 4.3	
Відповідні малюнки				
U_{AB} (В)	10	14	10	14
γ (%)	50	34.5	50	33
$U_{VTмак}$ (В)	175	200	200	275
$I_{VTмак}$ (А)	212	150	205	180
U_H (В)	221.7	219.9	220.4	221.5
$K_{\Gamma}(U_H)$ (%)	9.09	5.95	4.02	6.75
I_H (А)	9.147	9.088	9.118	9.152
$K_{\Gamma}(I_H)$ (%)	4.42	2.37	2.0	3.26
$I_{VDмак}$ (А)	325	384	344.9	520
$U_{Lмак}$ (В)	+19.7 (-1.4)	+21.6 (-1.5)	-	-
U_{LH} (В)	133.2	131.7	132	132.9
U_{RH} (В)	177.1	195.9	176.5	177.2
I_{Π} (А)	225 (-33)	+198 (-12)	+230	+210
$L1(=)$ (мГн)	9.5	9.5	-	-

L2(\approx) (мГн)	-	-	40	40
C2 (мкФ)	170	170	155	155

Табл. 4. 2 Результати моделювання ОІН мостової схеми (рис 4.4 та 4.5)

Соответствующие рисунки	L включен на постоянном U		L включен на переменном U	
	Рис. 4.4		Рис. 4.5	
U _{АБ} (В)	170	238	170	238
γ (%)	50	30.5	50	30.5
U _{VT,мак} (В)	140	261	185.4	260
I _{VT,мак} (А)	23.25	13.27	+13 (-5)	16.5
U _H (В)	106.1	79.48	215.2	225.2
K _Г (U _H) (%)	7.21	14.01	3.77	5.13
I _H (А)	4.292	3.198	8.902	9.345
K _Г (I _H) (%)	3.43	6.36	1.90	2.96
I _{VD,мак} (А)	20	13.5	0.4	15
U _{L,мак} (В)	186	258	-	-
U _{IH} (В)	62.17	47.12	128.8	134.6
U _{RH} (В)	85.83	63.96	172.3	180.9
I _п (А)	4	4.1	+13 (-5)	16.14
L ₁ (=) (Гн)	20	20	-	-
L ₂₂ (\approx) (мГн)	70	70	-	-
L ₂ (\approx) (мГн)	-	-	60	60
C ₂ (мкФ)	210	210	170	170

Табл. 4.3 Результати моделювання ОІН мостової схеми при низькій напрузі з трансформатором (рис. 4.6 та 4.7)

Соответствующие рисунки	L включен на постоянном U		L включен на переменном U	
	Рис. 4.6		Рис. 4.7	
U _{АБ} (В)	10	14	10	14
γ (%)	50	27,5	50	26
U _{VT,мак} (В)	12,35	17,15	11,15	16,2
I _{VT,мак} (А)	+253 (-200)	300	+252 (-230)	342
U _H (В)	220,4	220,6	223,7	219,7
K _Г (U _H) (%)	11,09	9,48	4,64	5,19
I _H (А)	9,083	9,102	9,253	9,086
K _Г (I _H) (%)	5,57	4,69	2,33	2,60
I _{VD,мак} (А)	0,02	0,03	0,02	0,03
U _{L,мак} (В)	+3,84 (-1)	+5 (-1)	-	-
U _{IH} (В)	132,9	132,8	134	131,7
U _{RH} (В)	175,8	176,2	179,1	175,9
I _п (А)	+255 (-200)	300	+280 (-230)	338,5
L ₁ (=) (мкГн)	20	20	-	-
L ₂ (\approx) (мГн)	-	-	30	30
C ₂ (мкФ)	130	130	150	150

На рис.4.8 наведено осцилограми струмів та напруги схеми (рис.4.1), з яких видно високу якість струму навантаження $K\Gamma(I_H)=2\div 4,4\%$, а також значні кидки зворотного струму джерела живлення до $I_{п_обр} = -350\text{A}$, при прямому струмі $I_{п_пр}=274\text{A}$ (табл. 4.2).

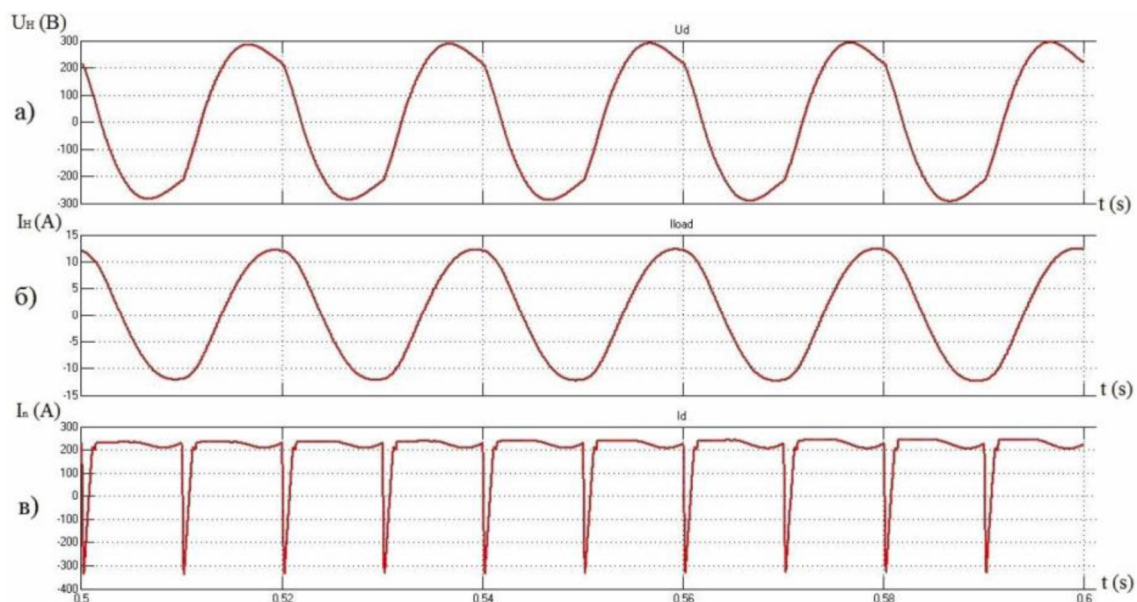


Рис. 4.8. Осцилограми моделювання робочих процесів ФЕУ: а) Напруга на виході інвертора. б) Струм навантаження. в) Струм джерела живлення

На рис. 4.9 наведено осцилограми струму джерела живлення бруківкисхеми з дроселем змінного струму (рис. 4.7), з яких випливає, що кидок зворотного струму не великий і дорівнює $I_{п_обр} = -5\text{A}$ при прямому струмі $I_{п_пр} = 13\text{A}$ (табл. 4.2).

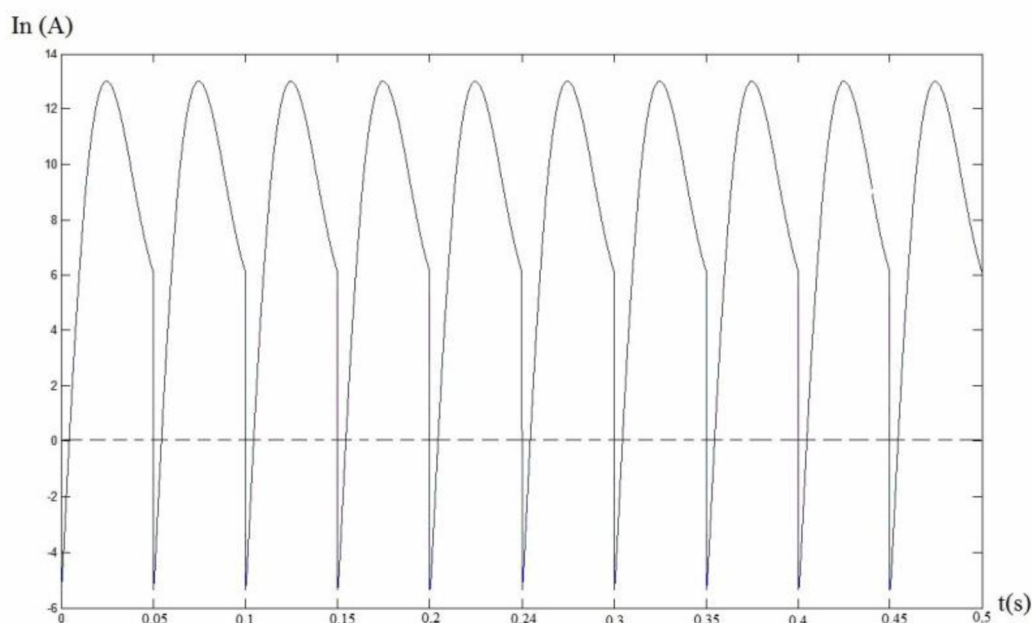


Рис.4.9. Осцилограма струму АБ, бруківка з дроселем змінного струму

Вибраний метод моделювання у програмі МАТЛАБ Simulink дозволяє досліджувати всі режими роботи ФЕУ. Для високочастотного інвертора, результати моделювання та аналізу несиметричного режиму перемагнічування сердечника силового трансформатора у двотактних мостових структурах наведено в [48]. У нашому випадку коефіцієнт несиметрії очікується значно менше через низькочастотний інвертор.

Проведено аналіз при різних напругах СБ та АБ. Вибрані моделі основних елементів ФЕУ: АБ, СБ, пристроїв контролю та регулювання дозволяють оцінити якість роботи ФЕУ за різних навантажень. Поєднані вольт-амперні характеристики СБ та АБ у точці максимальної потужності СБ. найдешевшою може вважатися низьковольтна схема із середньою точкою (рис. 4.2), оскільки вона має мінімальні втрати у транзисторах (табл. 4.2). Найнадійніша схема - бруківка з низькою напругою, оскільки у ній відсутні перенапруги (рис. 4.7). Високковольтна бруківка схема має мінімальний зворотний струм— $\frac{I_{n_обр}}{I_{n_пр}} = \frac{5}{13} = 0,3$, (рис. 4.5).

Мінімальний струм, що протікає через транзистори забезпечує високовольтна мостова схема (рис. 4.4. і 4.5). В результаті цього аналізу обрано мостову схему завдяки її позитивним властивостям: відсутність перенапруг, малі габарити трансформатора, незначні зворотні струми через діоди (табл.4.3) згідно [37], низька напруга СБ, розташована на даху будинку забезпечує надійність та безпеку.

4.3. Розрахунок трансформатора інвертора з нелінійною симетричною характеристикою намагнічування

В даний час для автоматизованого розрахунку моточних виробів пропонується програма [53]. Використовувати цю програму неможливо на частоті 50Гц через обмежень бази даних внаслідок частоти 100 кГц.

Трансформатори серії ОСМ1 (однофазні, сухі, багатоцільового призначення) потужністю 0,63 - 4кВА виконання УЗ з номінальною напругою до 660 В призначені для живлення ланцюгів управління, місцевого освітлення, сигналізації та автоматики [52] у нашому випадку не рекомендуються для використання, оскільки них є багато додаткових обмоток.

Розрахунок трансформатора для схеми (рис. 4.7) проводиться з вихідними даними: потужність $-P_{TV} = 2000 \text{ Вт}$, частота $-f = 50 \text{ Гц}$, вхідна напруга $-U_{AB} = 10 \text{ год } 14 \text{ В}$, вихідна напруга $-U_H = 220 \text{ В}$. Розраховуються параметри трансформатора: струм, що намагнічує $-I_{\mu} (\text{А})$, магнітний потік $\Phi (\text{Вс})$, площа перерізу сердечника $S_C (\text{м}^2)$ і середня довжина силової лінії сердечника $l_{cp} (\text{М})$. Задаємо індукцію $BS = 1,38 \text{ Тл}$, коефіцієнт заповнення обмотки $K_3 = 0,3$ згідно [34] та щільність струму $j = 3 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2$. Позначимо площу вікна для обмотки (міді) $SM (\text{м}^2)$, в якій розташовані котушки. Проводиться розрахунок площі перерізу сердечника $SC (\text{м}^2)$ згідно [29,35];

$$S_C (\text{см}^2) = 1,2 \sqrt{P} = 1,2 \sqrt{2000} = 53,67 \text{ см}^2 = 5,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \quad (4.1)$$

Із закону електро-магнітної індукції $U = 4 * f * B_s * S_C * W$,
розрахуємо S_M (м²)

$$S_c (M^2) = \frac{U_1}{4 * f * B_s * W_1}, \quad (4.2)$$

Площа вікна S_M визначимо при допущенні: $I_1 W_1 = I_2 W_2$;

$$S_M = \frac{q_1 * W_1 + q_2 * W_2}{K_3} = \frac{(I_1 / j_1) * W_1 + (I_2 / j_2) * W_2}{K_3} \cong \frac{2 I_1 W_1}{j_1 K_3}, \quad (4.3)$$

де q_1, q_2 - перетин дроту обмоток W_1 і W_2 .

твір $S_M * S_C$, згідно (4.2) та (4.3) відповідно:

$$S_M * S_C = \frac{2 I_1 W_1}{j_1 K_3} * \frac{U_1}{4 * f * B_s * W_1} = \frac{P_1}{2 * j_1 * K_3 * f * B_s} = \frac{2000}{2 * 3 * 10^6 * 0,3 * 50 * 1,38} = 1,6 * 10^{-5} M^4$$

Розрахуємо S_M (м²) з урахуванням площі сердечника трансформатора згідно (4.1):

$$S_M (M^2) = \frac{S_M * S_C}{S_C} = \frac{1,6 * 10^{-5} M^4}{5,3 * 10^{-3} M^2} = 3 * 10^{-3} M^2 \quad (4.4)$$

Приймаємо квадратний переріз сердечника та вікна $S_C = X^2$ (Рис. 4.10).

$X = \sqrt{S_C} = 0,072$ м, $S_M = C^2 = 3 * 10^{-3}$ м², $C = \sqrt{S_M} = 0,055$ м. Розрахуємо середню довжину силової лінії сердечника l_{CP} (м), що охоплює вікно S_M зі стороною C (м) (рис.4.10) та розміром сердечника X (м);

$$l_{CP} (M) = (C + X) * 4 = (0,05 + 0,07) * 4 = 0,5 \text{ м.}$$

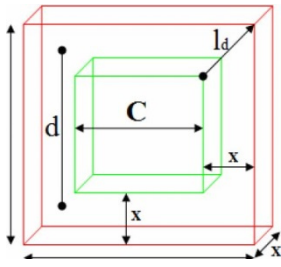


Рис.4.10. Схематичне зображення сердечника

Розміри осердя однофазного трансформатора (рис. 4.10)

$$a = b = C + 2X = 0,05 + (2 * 0,072) = 0,19\text{м}, d = 3 + X = 0,05 + 0,072 = 0,12\text{ м}$$

Виберемо для трансформатора магнітопровід ПЛ75х75х50 із електротехнічної сталі марки 1511 [31] с характеристикою намагнічування $B = f(H)$ рис.4.11 [30]. Розрахуємо W_1 при $U_{AB} = 14\text{В}$ і $B = 1,38\text{Т}$

$$W_1 = \frac{U_1}{4 * f * B * S_c} = \frac{14}{4 * 50 * 1,38 * 49 * 10^{-4}} = 10,35 \text{ (примем } W_1=10)$$

У табл. 4.4 та на рис. 4.11 наведені при заданих H і B [30] значення струму, що намагнічує $I_\mu = H \cdot l_{cp} / W_1$ (А) та магнітний потік $\Phi = B S_c$ (B_c) відповідні розмірам сердечника S_c (м^2) та l_{cp} (М).

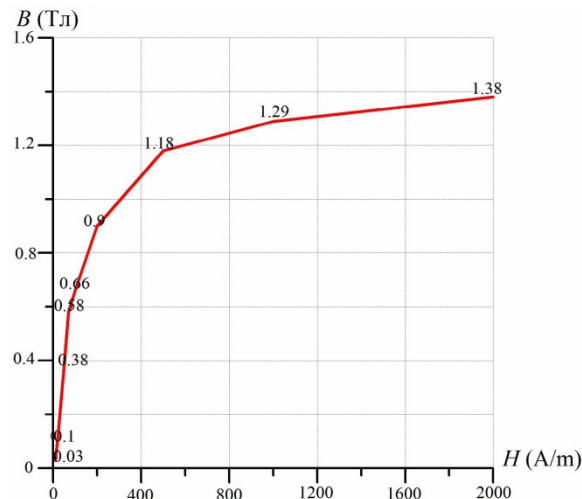


Рис. 4.11 Характеристика намагнічування трансформатора

Табл.4.4 Характеристика намагнічування трансформатора

H(A/m)	10	20	50	70	100	200	500	1000	2000
B(Tл)	0.03	0.1	0.38	0.58	0.66	0.9	1.18	1.29	1.38
(A)	0.57	1.142	2.9	4	5.7	11.43	28.6	57.14	114.28
O(Вс)	0.00015	0.00049	0.0019	0.0028	0.0032	0.0049	0.0058	0.00632	0.006762

Характеристика намагнічування трансформатора табл.4.4 використовується нижче при моделюванні інвертора з нелінійним трансформатором в пакеті Simulink. Розрахунок параметрів трансформатора проведемо, використовуючи його схему заміщення з програми Matlab Simulink (рис. 4.12).

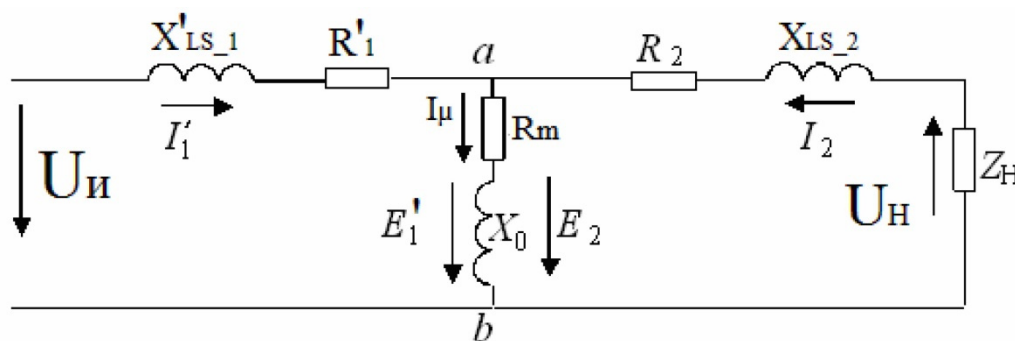


Рис. 4.12 Схема заміщення трансформатора

Задаємося струм, що намагнічує $I_\mu = 0,1 I_N$, де I_N - номінальний струм первинної обмотки трансформатора, що визначається потужністю $P_{TV} = 2000 \text{ Вт}$, при мінімальній напрузі $U_{AB} = 10 \text{ В}$:

Коефіцієнт трансформації K_{TV} :

$$K_{TV} = \frac{U_2}{U_1} = \frac{U_H}{U_{AB}} = \frac{220}{10} = 22$$

$$I_1 = \frac{P_{TV} * \sqrt{2}}{U_{AB}} = \frac{2000 * \sqrt{2}}{10} = 282,84 \text{ А}$$

Відповідно: $I_{\mu} = 0,1 \cdot I_1 = 28 \text{ A}$.

Опір контуру, що намагнічує R_m :

$$R_m = \frac{U_{AB}}{I_{\mu}} = \frac{10}{28} = 0,36 \text{ Ом}$$

Намагнічуючий струм, перерахований у вторинний ланцюг I'_{μ} :

$$I'_{\mu} = \frac{I_1}{K_{TV}} = \frac{28}{22} = 1,3 \text{ A}$$

Із закону електромагнітної індукції $U = 4fWBmS$, розрахуємо потокозчеплення трансформатора $\Phi_{\delta} = WBmS$:

$$\Phi_{\delta} = B_s * S_c * W = \frac{U}{4 * f} = \frac{10}{4 * 50} = \frac{10}{200} = 0,05 \text{ (В.с)} \quad (4.5)$$

Для вторинної обмотки $\cos \varphi = 0,8$, струм навантаження I_H

$$I_H = I_2 = \frac{P_H}{U_H} = \frac{2000}{220} = 9 \text{ A} \quad (4.6)$$

Комплексний опір навантаження Z_H :

$$Z_H = \frac{P_H}{I_H^2} = \frac{2000}{9,091^2} = 24,2 \text{ (Ом)} \quad (4.7)$$

Активний опір навантаження R_H :

$$R_H = Z_H * \cos \varphi = 24,2 \Omega * 0,8 = 19,36 \text{ (Ом)} \quad (4.8)$$

Реактивний опір навантаження

$$X_{LH} = Z_H * \sin(\arccos(\cos \varphi)) = 14,52 \text{ (Ом)} \quad (4.9)$$

Індуктивність навантаження L_H :

$$L_H = \frac{X_{LH}}{\omega} = \frac{14,52 \Omega}{2 * \pi * f} = \frac{14,52}{2 * \pi * 50} = 46 \text{ (мГн)} \quad (4.10)$$

Індуктивний опір розсіювання обмоток трансформаторів з коаксіальним розміщенням котушок у пайових одиницях становить (0,1 ÷ 0,16) % від опору навантаження, а активний опір становить 3% від опору навантаження [28,32]. Активний опір вторинної обмотки трансформатора R_2 :

$$R_2 = 3\% * R_H = 0,03 * 19,36 = 0,58 \text{ Ом}$$

Активний опір первинної обмотки за умови рівності опору вторинної обмотки та наведеного до вторинної обмотки опору первинної обмотки R_1 :

$$R_1 = \frac{R_2}{K_{TV}^2} = \frac{0,58 \Omega}{22^2} = 1,2 \text{ мОм}$$

Індуктивний опір розсіювання обмоток трансформатора X_L :

$$X_{L_s} = 0,15 * Z_H = 0,15 * 24 = 3,6 \text{ Ом} \quad (4.11)$$

Індуктивність розсіювання обмоток трансформатора L_S :

$$L_s = \frac{X_{L_s}}{\omega} = \frac{3,6 \Omega}{2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{3,6}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 11,46 \text{ мГн} \quad (4.12)$$

Зазвичай вважається, що індуктивність високовольтної обмотки становить приблизно половину індуктивності розсіювання трансформатора згідно [31,33]. У нашому випадку індуктивність розсіювання високовольтної обмотки L_{S2} тоді:

$$L_{S2} = \frac{L_s}{2} = \frac{11,46 \cdot 10^{-3} \text{ Гн}}{2} = 5,73 \text{ мГн}$$

Індуктивний опір розсіювання вторинної обмотки трансформатора,

$$X_{L_{S_2}} = \omega \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 5,73 \cdot 10^{-3} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 5,73 \cdot 10^{-3} = 1,8 \text{ Ом}$$

Розрахуємо індуктивність розсіювання первинної обмотки через коефіцієнт трансформації K_{TV} ;

$$L'_{S1} = \frac{L_S - L_{S2}}{K_{TV}^2} = \frac{11,46 \cdot 10^{-3} - 5,73 \cdot 10^{-3}}{22^2} = \frac{5,73 \cdot 10^{-3}}{22^2} = 0,02 \text{ мГн}$$

Індуктивний опір первинної обмотки X_{LS1} ;

$$X_{LS1} = \omega \cdot L'_{S1} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L'_{S1} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,02 \cdot 10^{-3} = 6,28 \text{ мОм}$$

Отримані значення параметрів обмоток використовуються під час моделювання трансформатора у програмі Simulink у розділі 4.5.

3.3. Розрахунок індуктивності розсіювання трансформатора з розміщенням обмоток на різних осердях

Індуктивність розсіювання обмоток трансформатора, у якого первинна та вторинна обмотка рознесені на різні стрижні визначається на основі рівняння [28]:

$$L'_{S1} = \frac{\mu_0 W_1^2 l_{\text{ос}}}{h} \left(\frac{2e}{3} + e_{12} \right), \quad (4.13)$$

де, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-9} \text{ Гн/см}$ - магнітна постійна, W_1 - Число витків первинної обмотки,

$l_{\text{про}}$ - Середня довжина витка обмотки (см), h - Висота обмотки (см), e -

Товщина первинної обмотки (см), l_2 - Відстань між обмотками, S_θ - перетин

$S_\theta = e \cdot h = \frac{W_1 \cdot q_1}{K_3}$ обмотки. Розрахуємо невідомі параметри (4.13) відповідно до рис. 4.10.

Перетин обмотки W_1 :

$$q_1 = \frac{I_d}{j} = \frac{282 \text{ А}}{3 \text{ А/мм}^2} = 94 \text{ мм}^2,$$

$$e^2 = \frac{W_1 \cdot q_1}{K_3}$$

Задамося співвідношенням $h = 4 \cdot e$, $h = 4$, Тоді товщина первинної обмотки:

$$e = \sqrt{\frac{W_1 \cdot q_1}{K_3 \cdot 4}} = 22 \text{ мм} = 2,2 \text{ см}$$

У розділі (4.3) розраховані: площа перерізу сердечника $S_c = 5,3 \cdot 10^{-3} \text{ (м}^2\text{)}$, площа вікна сердечника $S_M = 2,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$, Середня довжина силової лінії сердечника $l_{cp} = 0,5 \text{ м}$ (рис.4.13) Визначимо відсутні геометричні параметри, знаючи розмір сердечника магнітопроводу $X = \sqrt{S_c} = 0,072 \text{ м}$, визначимо внутрішній радіус котушки (довжина діагоналі перерізу сердечника)

$$r = \sqrt{\left(\frac{X}{2}\right)^2 + \left(\frac{X}{2}\right)^2} = \sqrt{3,6^2 + 3,6^2} = \sqrt{25} = 5 \text{ см, где, } X = 0,072 \text{ м} = 7,2 \text{ см.}$$

, де, $X = 0,072 \text{ м} = 7,2 \text{ см.}$

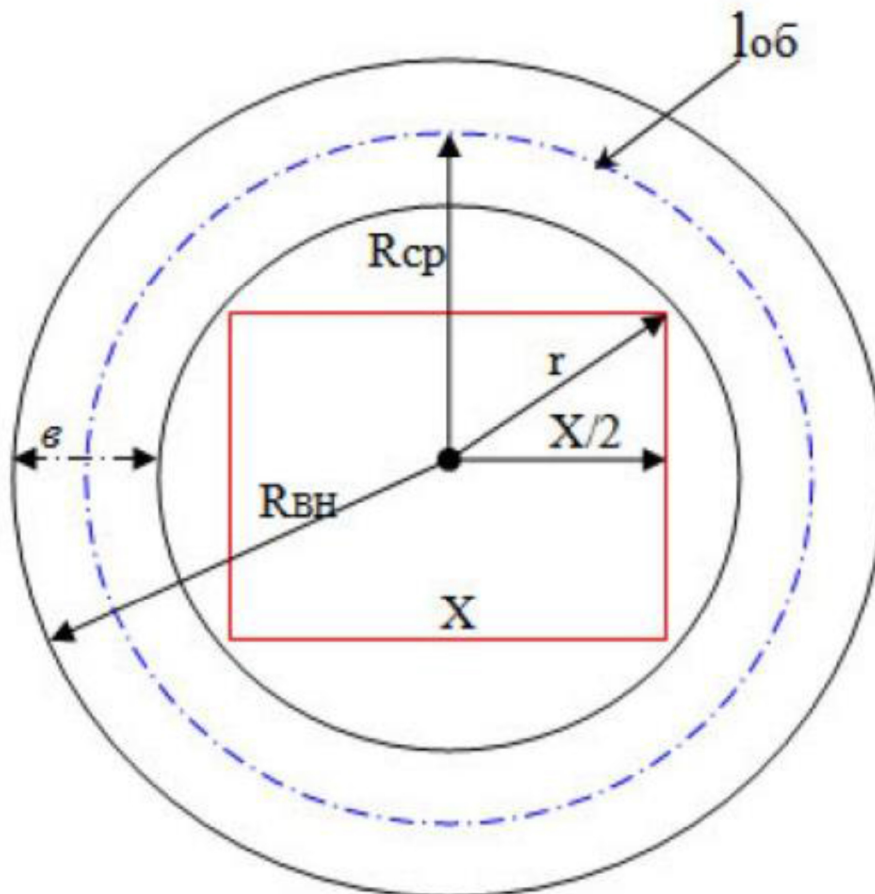


Рис. 4.13 Перетин осердя з обмоткою

Середній радіус обмотки $R_{cp} = r + 0,5b = 5 + 0,5 \cdot 2,2 = 6,1 \text{ см,}$

Середня довжина витка обмотки $l_{проб} = 2\pi R_{cp} = 2\pi * 6,1 = 38\text{см}$,

Висота обмотки $h = 4\epsilon = 4 * 2,2 = 8,8\text{см}$,

Радіус зовнішньої поверхні обмотки $R_{BH} = r + \epsilon = 5\text{см} + 2,2\text{см} = 7,2\text{см}$.

Вважаючи, що поле поза обмотки однорідне (як і в міжобмотувальному просторі коаксіальної системи обмоток), рівне напруженості поля на зовнішній поверхні кожної обмотки H_{z0} та зосереджено в деякій області, обмеженій значеннями $r = R_{BH}$ і $r = R_E$, то R_E може бути знайдено з умови рівності реального потоку Φ_0 потоку однорідного поля [28],

$$\Phi_0 = \frac{I\mu_0 R_{cp}^2}{2\sqrt{R_{BH}^2 + h^2}} = \mu_0 H_{z0} \pi (R_E^2 - R_{BH}^2), \text{ откуда получим } R_E = \sqrt{3R_{BH}^2 + 2h^2} = 17,6\text{см}.$$

Відстань між обмотками $\epsilon_{12} = R_E - R_{BH} = 17,6 - 7,2 = 10,4\text{см}$.

Індуктивність розсіювання первинної обмотки трансформатора (4.13);

$$L'_{s1} = \frac{\mu_0 W_1^2 l_{об}}{h} \left(\frac{2\epsilon}{3} + \epsilon_{12} \right) = \frac{4\pi * 10^{-9} * 6^2 * 38}{8,8} \left(\frac{2 * 2,2}{3} + 10,4 \right) = 0,032 \text{ (мГн)}$$

Наведена індуктивність первинної обмотки до вторинної обмотки,

$$L_{s2} = K T_{v2} * L'_{s1} = (22)^2 * 0,032 \cdot 10^{-3} = 15 \text{ мГн}$$

Сумарна індуктивність вторинної обмотки та наведеної до неї первинної обмотки, при допущенні однакових розмірів первинної та вторинної обмоток.

$$L_s = L_{s2} + L'_{s1} = 15 \cdot 10^{-3} + 0,023 \cdot 10^{-3} = 15,023 \text{ мГн (4.14)}$$

Розрахунок сумарної індуктивності розсіювання трансформатора з пайових одиниць [28] показує $L_s = 11,46 \text{ мГн}$ (4.12), а на основі відомих рівнянь (4.13) вийшло $L_s = 15 \text{ мГн}$ (4.14). Найменше значення індуктивностей розсіювання трансформатора $L_s = 11,46 \text{ мГн}$ забезпечує менше падіння напруги від струму навантаження та використовуються надалі.

4.3.1 Забезпечення гармонійного складу вихідної напруги

Для виділення основної гармоніки та ослаблення вищих гармонік необхідно використовувати фільтр нижніх частот. Режим синус синусоїдальної широтно-імпульсної модуляції пропонується в [47] як нова модифікована стратегія перетворення енергії постійного струму в енергію змінного струму.

Вибір параметрів одноланкового унормованого фільтра нижніх частот (ФНЧ) проводиться символічним методом. Параметри навантаження потрібні лише при виборі параметрів ФНЧ [50].

Гібридні фільтри є комбінацією резонансного LC фільтра і активного елемента на базі малопотужного активного фільтра. Гібридний фільтр містить один або два резонансні контури, налаштовані на найбільш значущі гармоніки струму (напруги) [51].

У розділі 1 на рис. 1.11 наведена схема ФЕУ, де для фільтрації вищих гармонік вихідної напруги використано традиційний LC фільтр. Для зменшення маси та габаритів LC фільтра можна використовувати індуктивність обмоток трансформатора як дросель LC фільтра.

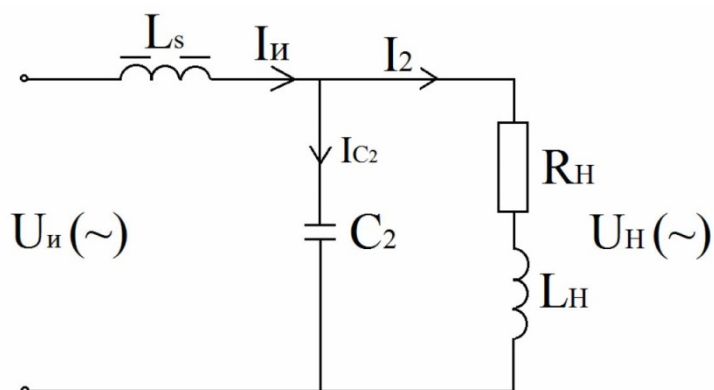


Рис. 4.14 Послідовний резонансний контур

У даній роботі фільтрацію вищих гармонік інвертора здійснює вихідний LC фільтр, який складається з індуктивності розсіювання первинної та вторинної обмоток L_S , розміщених на різних сердечниках трансформатора, та конденсатора C_2 паралельно якому підключається

корисне навантаження. На рис. 4.14 наведено схему заміщення вихідного ланцюга. Зі спектру вихідної напруги інвертора U_i :

$$U_{и} = \frac{4}{\pi} \cdot U_{\pi} (\sin \omega t + \frac{1}{3} \sin 3\omega t + \frac{1}{5} \sin 5\omega t + \frac{1}{7} \sin 7\omega t \dots)$$

Визначимо напругу джерела живлення.

$$\sim U_{\pi} = \frac{\sqrt{2} \cdot 220 \cdot \pi}{4} = \frac{310 \cdot \pi}{4} = 245B$$

Амплітуда напруги першої гармоніки на виході інвертора

$$U_{H(1)} = \frac{4}{\pi} \cdot U_{\pi} = \sqrt{2} \cdot 220 = 311B$$

Амплітудне значення третьої гармоніки на виході інвертора одно

$$U_{\pi(3)} = \frac{4}{\pi} \cdot U_{\pi} \cdot \frac{1}{3} = \frac{4}{\pi} \cdot 245 \cdot \frac{1}{3} = 103B$$

і його треба знизити до навантаження.

$$U_{H(3)} = 0,1 \cdot U_{H(1)} = 0,1 \cdot 311 = 31B$$

Розрахуємо ємність C_2 з умови її резонансу з індуктивністю обмоток трансформатора (4.11) $X_{Ls} = 3,6$ Ом ($L_s = 11,46$ мГн) – послідовний резонанс $L_s - C_2$ (Рис. 4.24)

$$X_{Ls} = \frac{1}{\omega \cdot C_2}, \text{ отсюда } C_2 = \frac{1}{\omega \cdot X_{Ls}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3,6} = 884 \cdot \mu\text{кФ}.$$

Реактивний опір конденсатора C_2 :

$$X_{C_2} = \frac{1}{\omega \cdot C_2} = \frac{1}{314 \cdot 884 \cdot 10^{-6}} = 3,6 \text{ (Ом)}.$$

Струм, що протікає через C_2 :

$$I_{C_2} = \frac{U_H}{(-jX_{C_2})} = \frac{220}{-j3,6} = j61 = 61 \angle 90^\circ \text{ (A)}.$$

При $\cos \varphi = 0,8$ опір навантаження Z_H згідно (4.7) (рис. 4.24):

$$Z_H = R_H + jX_{LH} = 19,36 + j14,4 = 24 \angle 37^\circ \text{ (Ом)} \quad (4.15)$$

Струм, що протікає через навантаження I_2 :

$$I_2 = \frac{U_H}{Z_H} = \frac{220}{19,36 + j14,4} = 7,3 - j5,4 = 9,1 \angle -36,6 \text{ (А)}$$

, цей струм складається з активного струму 7,3А і індукційного струму, що залишається. $I_X = 5,4$ А. Струм на виході інвертора складається з активної складової 7,3 А та реактивної складової рівної $I_{C2} - iX_{IH} = 61 - 5,4 = 56$ А. Чинне значення струму на виході інвертора

$I_H = \sqrt{7,3^2 + 56^2} = 56,5 \text{ (А)}$. Падіння напруги на X_{Ls} : $U_{Ls} = I_H \cdot X_{Ls} = 56,5 \text{ А} \cdot 3,6 \text{ Ом} = 203 \text{ Ст.}$

З урахуванням падіння напруги на X_{Ls} , напруга на виході інвертора (до2) повинно бути $U_I = (U_H + U_{Ls}) = (220 + 203) = 423 \text{ В}$. Це вимагатиме коефіцієнт трансформації $K_{TV} = \frac{U_H}{U_{AB}} = \frac{423}{10} = 42,3$.

Характеристичний (або хвильовий) опір

$$\rho = \sqrt{\frac{L_S}{C_2}} = \sqrt{\frac{11,46 \cdot 10^{-3}}{884 \cdot 10^{-6}}} = 3,6 \text{ Ом},$$

" Умовна " добротність цього контуру

$$Q = \frac{R_H}{\rho} = \frac{19,36}{3,6} = 5,4,$$

Недоліком даного варіанту є велика ємність₂, велике падіння напруги U_{Ls} на X_{Ls} та великий коефіцієнт трансформації трансформатора $K_{TV} = 42,3$. Найменше значення C_2 можна отримати використовуючи паралельний резонансний контур C_2 та L_H .

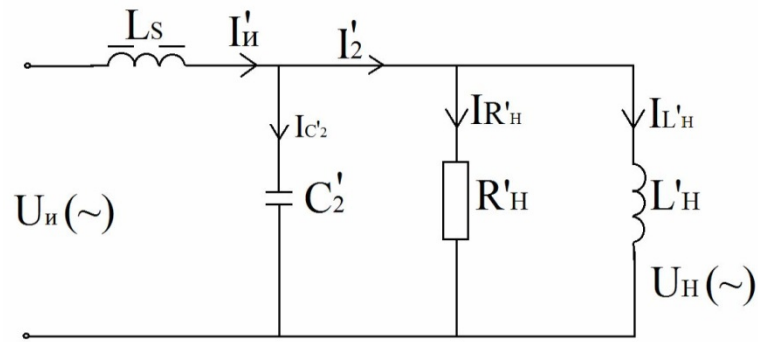


Рис. 4.15 Паралельний резонансний контур

На рис. 4.15 наведено схему вихідного каскаду з паралельним включенням R'_H і L'_H , що створюють $I'_2 = I_2 = 9$ (4.6) як при послідовному з'єднанні R_H і L_H з таким самим $\cos\varphi=0,8$ (рис. 4.14). Вибираємо C'_2 з умови резонансу з L'_H – паралельний резонансний контур. Розрахуємо струми та параметри ланцюгів для рис. 4.15.

$$I'_2 = \sqrt{I_{R'_H}^2 + I_{L'_H}^2}, \quad \cos \varphi = \frac{I_{R'_H}}{I_2} = 0,8$$

$$I_{R'_H} = \cos\varphi \cdot I'_2 = 0,8 \cdot 9 = 7,2A$$

$$I_{L'_H} = \sqrt{I_2'^2 - I_{R'_H}^2} = \sqrt{9^2 - 7,2^2} = 5,4A$$

$$R'_H = \frac{U_H}{I_{R'_H}} = \frac{220B}{7,2A} = 31Om$$

$$X_{L'_H} = \frac{U_H}{I_{L'_H}} = \frac{220B}{5,4A} = 40,7Om$$

$$L'_H = \frac{X_{L'_H}}{\omega} = \frac{40,7Om}{314} = 129 мГн$$

Провідність контуру навантаження

$$G_1 = \frac{1}{R'_H} + \frac{1}{(jX_{L'_H})}$$

Еквівалентний опір навантаження такий самий як (4.15) на рис 4.14

$$Z_{H1} = \frac{1}{G_1} = \frac{(jX_{L'_H})R'_H}{(jX_{L'_H}) + R'_H} = \frac{j40,7 \cdot 31}{j40,7 + 31} = 19 + j15 = 24 \angle 37^\circ \text{ Ом}$$

Розрахуємо конденсатор C'_2 у паралельному контурі за умови резонансу:

$$X_{L'_H} = \omega \cdot L'_H = X_{C'_2} = \frac{1}{\omega \cdot C'_2}$$

$$C'_2 = \frac{1}{\omega^2 \cdot L'_H} = \frac{1}{314^2 \cdot 130 \cdot 10^{-3}} = 78 \cdot 10^{-6} \text{ (мкФ)}$$

Реактивний опір C_2 :

$$X_{C'_2} = \frac{1}{\omega \cdot C'_2} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot 78 \cdot 10^{-6}} = 40 \text{ (Ом)}$$

Струм, що протікає через C'_2 :

$$I_{C'_2} = \frac{U_H}{(-jX_{C'_2})} = \frac{220}{-j40} = j5,5 = 5,5 \angle 90^\circ \text{ (А)}$$

Струм на виході інвертора $I_I = I_{RH} + I_{LH} - I_{CH} = 7,2 + j5,4 - j5,5 = 7,2 \text{ А}$.

Падіння напруги на X_{LS} :

$U_{LS} = \Gamma_{X_{LS}} = 7,2 \text{ А} \cdot 3,6 \text{ Ом} = 26 \text{ В}$. З урахуванням падіння напруги на X_{LS} , напруга на виході інвертора має бути $U_I = (U_H + U_{LS}) = (220 + 26) = 246 \text{ В}$.

Це потребує коефіцієнт трансформації $K_{TV} = \frac{U_{II}}{U_{AB}} = \frac{246}{10} = 24,6$.

Величина повної провідності паралельного коливального контуру: $j'' \text{ А 1}$

$$G = \sqrt{\left(\frac{1}{R'_H}\right)^2 + \left(\omega \cdot C'_2 - \frac{1}{\omega \cdot L'_H}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{1}{31}\right)^2 + \left(314 \cdot 78 \cdot 10^{-6} - \frac{1}{314 \cdot 130 \cdot 10^{-3}}\right)^2} = 0,032 \text{ (СИМ)}$$

Сумарний опір контуру:

$$Z_T = \frac{R'_H}{\sqrt{1 + R_H'^2 \left(\omega \cdot C'_2 - \frac{1}{\omega \cdot L'_H}\right)^2}} = 31 \text{ (Ом)}$$

Фазовий кут: $\tan \varphi = -R_{\text{пар}} \left(\omega \cdot C_2 - \frac{1}{\omega \cdot L'_H}\right) = 0$

На резонансній частоті (f_0) обидва реактивні опори X_{32} та X_{L_H} (рис 4.15) рівні за модулем:

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L'_H \cdot C'_2}} = \frac{1}{\sqrt{129 \cdot 10^{-3} \cdot 78 \cdot 10^{-6}}} = 315 \text{ (1/сек)}$$

$$f_0 = \frac{1}{2 \cdot \pi \sqrt{L'_H \cdot C'_2}} = \frac{1}{2\pi} \cdot \omega_0 = \frac{315}{2 \cdot \pi} = 50 \text{ (Гц)}$$

Резонансний опір паралельного коливального контуру:

$$R_{\text{рез}} = \frac{L'_H}{C'_2 \cdot R'_H} = \frac{129 \cdot 10^{-3}}{78 \cdot 10^{-6} \cdot 31} = 53,35 \text{ (Ом)}$$

Коефіцієнт втрат контуру d :

$$d = \frac{\omega_0 \cdot L'_H}{R_{рез}} = \frac{313 \cdot 129 \cdot 10^{-3}}{53,35} = 0,75$$

Добротність у паралельному коливальному контурі Q :

$$Q = \frac{1}{d} = \frac{1}{0,75} = 1,33$$

Ширина смуги пропускання паралельного коливального контуру

$$b = f_0 \cdot d = 50 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ Гц}$$

Смуга пропускання Δf :

$$\Delta f = Q \cdot f_0 = 1,33 \cdot 50 = 66,5 \text{ Гц}$$

У цьому розділі зроблено 2 варіанти розрахунку ємності $C_2(C'2)$. З умови резонансу при розрахунку конденсатора₂₃ LS у послідовному резонансному контурі (рис. 4.14) вийшло₂884 мкФ, коефіцієнт трансформації трансформатора $K_{TV} = 42,3$ та падіння напруги на X_{Ls} : $U_{Ls} = 203$ В. У паралельному резонансному контурі (рис. 4.15) вийшло $C'2 = 78$ мкФ, коефіцієнт трансформації трансформатора $K_{TV} = 24,6$ та падіння напруги на X_{Ls} : $U_{Ls} = 26$ В. Щоб не було великого падіння напруги на індуктивності розсіювання обмоток трансформатора X_{Ls} візьмемо $C'2 = 78$ мкФ та $K_{TV} = 24,6$ для подальшого моделювання ФЕУ.

Розроблено нову структуру фотоелектричної установки з перетворювачем, у якому вихідний конденсатор фільтра з індуктивністю навантаження утворює паралельний резонансний контур, що дозволяє виключити зі схеми послідовний дросель ланцюга змінного струму.

4.4 Моделювання інвертора з силовим трансформатором з урахуванням насичення сердечника

4.4.1 Моделювання ФЕУ з трансформатором, у якого обмотки розміщені на різних осердях

У програмі Simulink можна моделювати силовий трансформатор з урахуванням насичення сердечника рахунок використання моделі - Saturable Transformer у розділі SimPowerSystems [2, 21, 5]. У моделі Saturable Transformer враховується нелінійність характеристики намагнічування матеріалу осердя. При моделюванні спочатку треба задати розраховані параметри трансформатора розділ 4.3 (див. рис. 4.16).

На рис. 4.16 використані параметри:

1. Nominal power and frequency [Pn (VA) fn (Hz)]:

[Номінальна повна потужність (ВА) та номінальна частота (Гц)].

У цьому випадку [PTV = 2000 ВА , f = 50 Гц].

2. Winding 1 parameters [V1(Vrms) R1 (pu) L1 (pu)]:

[Параметри першої обмотки. Чинне значення напруги обмотки (В), активний опір (Ом) та індуктивність розсіювання обмотки (Гн)].

У даному випадку [U1=10 В, R1= 1,2 мОм, L1 = 0,019 мГн].

3. Winding 2 parameters [V2(Vrms) R2 (pu) L2 (pu)]:

[Параметри вторинної обмотки. Чинне значення напруги обмотки (В), активний опір (Ом) та індуктивність розсіювання обмотки (Гн)].

В даному випадку [U2 = 242В, R2 = 0,58 Ом, L2= 5,73мГн].

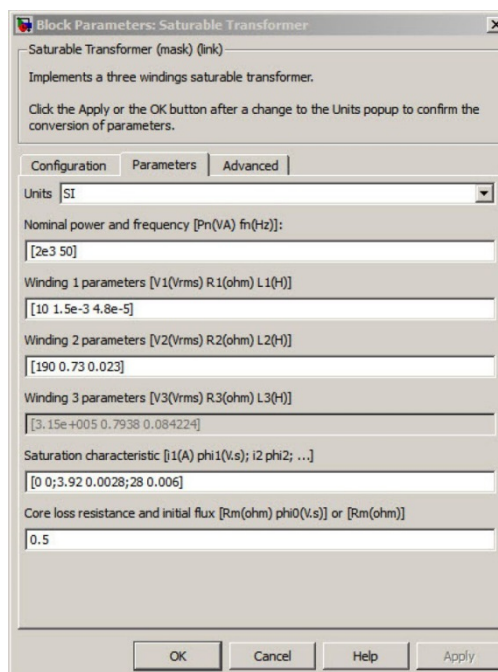


Рис. 4.16. Вікно завдання параметрів трансформатора

4. Три windings transformer:

[Трьохобмотувальний трансформатор].

У даному моделюванні ФЕУ використовується лише двообмотувальний трансформатор, тому не потрібні параметри для третьої обмотки.

5. Saturation characteristic [i_1 (pu) ϕ_1 (pu); i_2 ϕ_2 ;...]:

[Характеристика насичення сердечника].

Нелінійна індуктивність враховується насиченням осердя трансформатора. Нелінійна характеристика моделі задається як кусочно-линейная залежність між магнітним потоком сердечника Φ (В.с) та струмом намагнічування I_m (А). Для даного випадку з табл.4.1 нелінійна характеристика задається трьома точками [00; 3.92 0.0028; 28 0.006].

6. Core loss resistance and initial flux [R_m (pu) ϕ_0 (pu)] or [R_m (pu)] only:

[Опір ланцюга намагнічування]

В даному випадку $R_m = 0,36$ Ом згідно (4.8).

У табл.4.5 наведено результати моделювання інвертора з двома значеннями конденсатора $C2=800\text{мкФ}$ згідно (4.12) і $C2=78\text{мкФ}$ з двома значеннями індуктивності розсіювання трансформатора: розрахованими з пайових одиниць (задані параметри) і збільшеними.

Табл. 4.5 Результати моделювання та параметри трансформатора, що використовуються при моделюванні

Параметри трансформатора	Задані параметри		Збільшені параметри	
	R1 - опір первинної обмотки (МОм)	R1 = 1,2	R1 = 1,2	R1 = 1,2
R2 - опір вторинної обмотки (Ом)	R2=0,58	R2=0,58	R2 = 0,58	R2=0,73
L1-індуктивність розсіювання первинної обмотки (мГн)	L1 = 0,02	L1 = 0,02	L1 = 0,02	L1 = 0,048
L2 - індуктивність розсіювання вторинної обмотки (мГн)	L2 = 5,7	L2 = 5,7	L2 = 5,7	L2 = 23
$L_s = (L_2 + L_1') = (L_2 + (L_1 - K_2^2 L_1))$ - сумарна індуктивність трансформатора (мГн)	Ls = 11	Ls = 11	Ls = 11	Ls = 46,23
Характеристика насичення сердечника (A, B.C)	[0 0; 3.92 0.0028; 28 0.006]			
R_m - ОПІР ЛАНЦЮГА НАМАГНІЧУВАННЯ (Ом)	$R_m = 0,36$			
C2 - конденсатор, що фільтрує, на виході трансформатора (мкФ)	800	78	240	180
$K_G(U_H)$ - коефіцієнт гармонік вихідної напруги	5 (%)	50 (%)	10 (%)	6÷10(%)

Як показують результати моделювання (табл.4.5), отримано напругу на навантаженні $U_H = 220\text{В}$ з синусоїдальною формою напруги в межах коефіцієнта гармонік вихідної напруги менше 10% без використання

додаткових обмежуючих імпульсу струму дроселів. Індуктивність навантаження L_n та конденсатор C_2 забезпечують синусоїдальну форму напруги, оскільки утворюють паралельний резонансний контур.

При моделюванні згідно з рис. 4.14 (послідовний резонансний контур $LS - C_2$) отримано коефіцієнт нелінійних спотворень $K_T(U_H) = 5$ (%), але велике падіння напруга на $LS : U_{LS} = 203$ В. При паралельному резонансному контурі $C_2 - L_n$ (рис. 4.15), отриманий $K_T(U_H) = 50$ (%) це неприйнятне значення для використання у побутових приладах. Моделювання показало, що для зменшення коефіцієнта нелінійних спотворень від 50 % до 10%, довелося збільшити конденсатор C_2 від 78 мкФ до 240 мкФ, при цьому отримано $U_{LS} = I_{IXLS} = 13 \text{ А} \cdot 3,6 \text{ Ом} = 46 \text{ В}$. На рис.4.17 ÷ 4.18 наведено криві напруги на виході інвертора U_H (В), струму навантаження I_n і струму джерела живлення I_d .

Без додаткового дроселя з конденсатором $C_2 = 240$ мкФ вихідна напруга інвертора $U_H = 230 \text{ В}$, $K_T = 10\%$, струм навантаження $I_n = 8$ А, струм на вході інвертора! d , $\text{мак} = 282 \text{ А}$ (рис. 4.17).

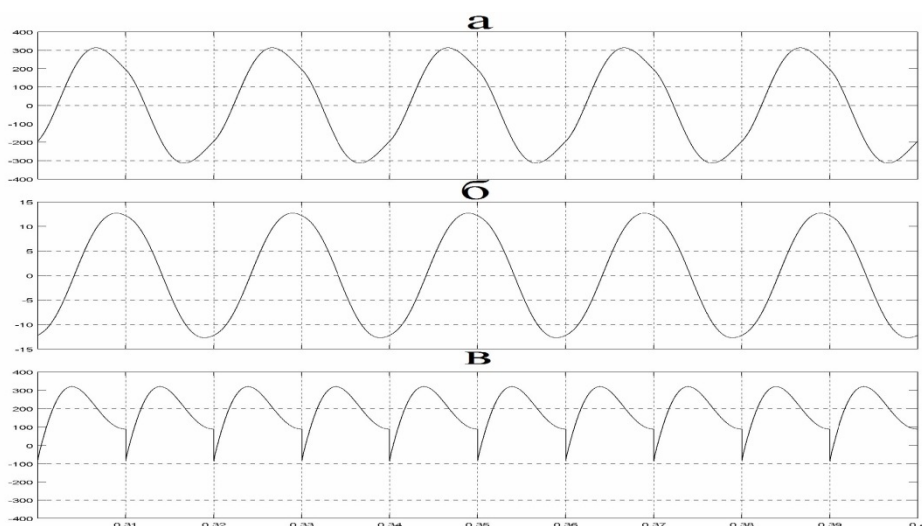


Рис. 4.17. а - вихідна напруга інвертора $U_K = 220 \text{ В}$, $K_T < 10$ %, б - струм навантаження $I_n = 9$ А, Струм на вході інвертора $I_{d(\text{max})} = 282 \text{ А}$.

На рис. 4.18 показано результати моделювання цієї ФЕУ. У цьому випадку навантаження підключено безпосередньо до вторинної обмотки W_2TV , тому осцилограма U_H збігається з напругою на W_2TV та на C_2 . Ці

результати показують можливість реалізації ФЕУ без додаткових дроселів з отриманням прийнятної форми та значення напруги. $U_H = 220\text{В}$.

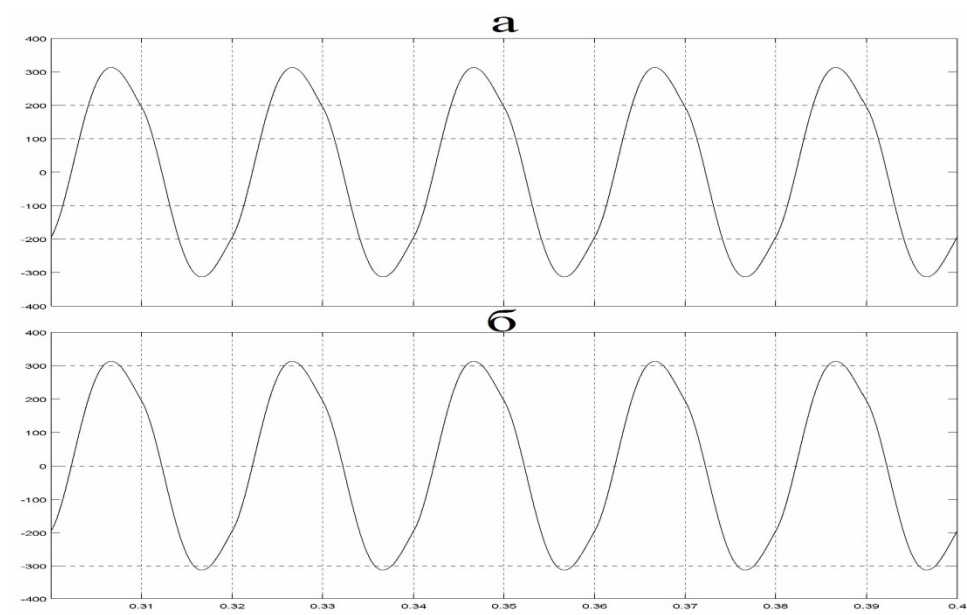


Рис. 4.18а-вихідна напруга після фільтра $C2:U_H= 220\text{У}, K_T<10\%$, б-
вихідний напруга до фільтра

У табл.4.5 розділ "Збільшені параметри" отримано $K_T(U_H)= 6\div 10(\%)$ рахунок збільшених конденсатора $C2 = 180\text{мкФ}$ і індуктивності розсіювання трансформатора LS вчетверо. І відповідно зі збільшеним опором вторинної обмотки R_2 у 4 рази, а також у 4 рази збільшеним опором первинної обмотки R_1 . Цей режим не використовується через падіння напруги на індуктивності трансформатора.

У наступному розділі проводиться моделювання ФЕУ з урахуванням гістерези сердечника трансформатора з цим вибраними параметрами.

4.4.2 Моделювання ФЕУ з урахуванням гістерезиса сердечника трансформатора

Для уточнення параметрів та енергетичних характеристик інвертора проведено моделювання ФЕУ з урахуванням гістерезиса сердечника. Для моделювання приймемо вище розраховані параметри сердечника $l_{cp}(m) = 0,56$ м і

$S_c = X^2 = 49 \cdot 10^{-4}$ м². Для моделювання візьмемо точку насичення $B = 1,2$ Т, починаючи з цієї точки, ми збільшуємо за описом Simulink значення H (табл. 4.6). Для струму з початковим значенням 28 А та початковим потоком 0,00588 В_s с кроком для струму

$[1 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 1.5 \cdot 1.3]$ і потоку $[1 \cdot 1.125 \cdot 1.1 \cdot 1.04 \cdot 1.01]$, розраховані значення $\Phi(B \cdot c)$.

Табл.4.6 Характеристика намагнічування

H (А/м)	500	1000	2000	3000	3900
(Т)	1.2	1.35	1.5	1.56	1.572
I (А)	28	56	112	168	218.4
Φ (В.с)	0.00588	0.00662	0.00735	0.00764	0.0077

Дані таблиці. 4.6 входять в опис Powergui у програмі Matlab для схеми ФЕУ на рис. 4.6. Matlab будуються петлі гістерезиса для $H < 500$ А/м з табл .4.6 наведені на рис. 4.19. У табл. 4.7 де: $\gamma(\%)$ - тривалість включення транзистора по відношенню до періоду. K_u - відношення U_H (при $U_{AB} = 14$ В) до U_H (при $U_{AB} = 12$ В). Результати моделювання показують, що зміна напруги і АБ пропорційно зміні вихідної напруги U_H та ефекту ферорезонансного стабілізатора не виникає. Досліджували моделювання сердечника трансформатором з урахуванням гістерезису та без урахування гістерезису.

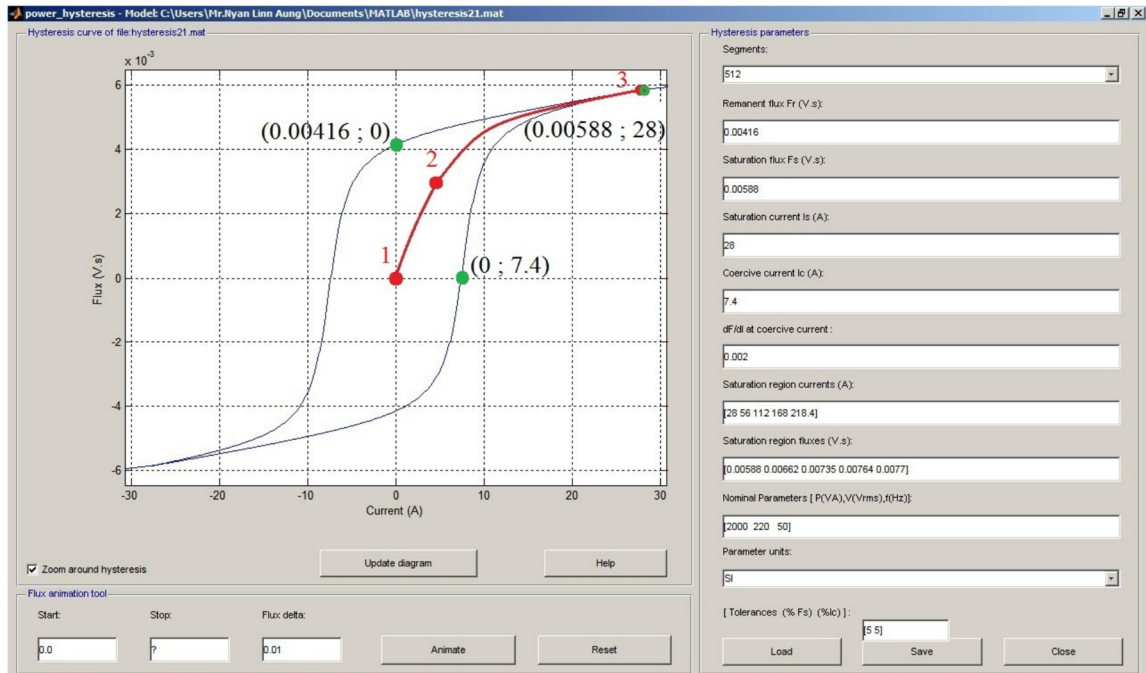


Рис. 4.19. Характеристики намагнічування та насичення трансформатора з урахуванням гістерезису

Табл. 4.7 Моделювання ФЕУ за схемою рис. 4.6

Назва файлу Simulink	Newcircuit1 і 'hysteresis21.mat'							
Характеристика намагнічування	[0 0; 3.92 0.0028; 28 0.006] (A, B.c)							
Досвіди	L1(мкГн)	C2(мкФ)	Uab(B)	Uh(B)	Kr(%)	Uu(B)	Ku	γ (%)
1.	60	180	10	220.6	3.51	±10	1.39	50
			14	307.8	3.51	±14		
2.	100	180	10	190.8	3.18	±13	1.39	50
			14	266.2	3.18	±18		
3.	200	180	10	129	3.05	±14	1.39	50
			14	180	3.05	±20		

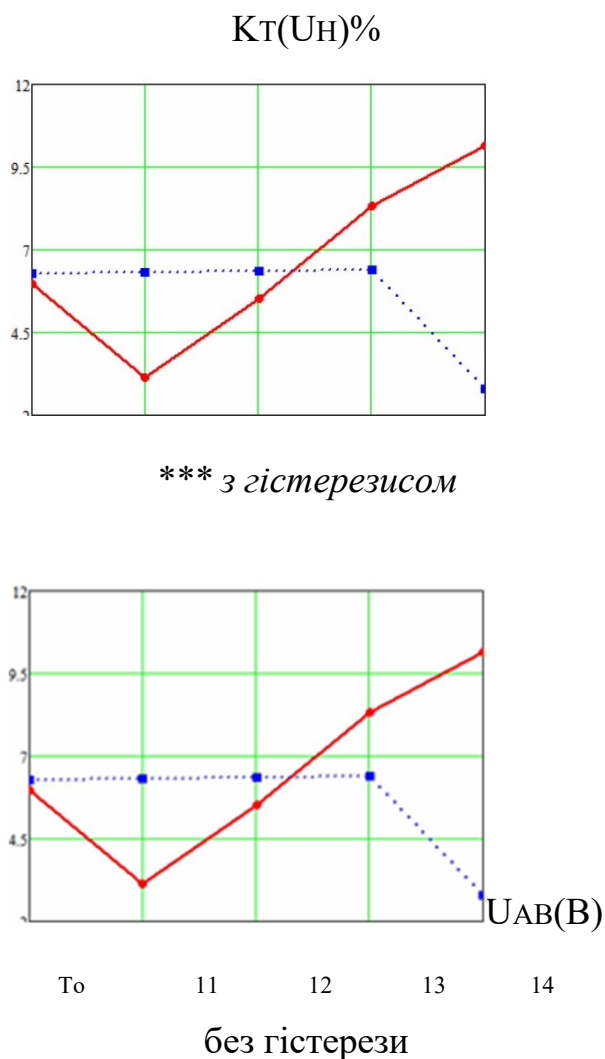


Рис. 4.20 Порівняння КГ вихідної напруги

Облік гістерези необхідний, оскільки при високій напрузі АБ при цьому коефіцієнт гармонік вихідної напруги в 3.2 рази погіршується (рис. 4.20).

4.6. Розрахунок силових елементів регулятора зарядного режиму АБ

Роздільний діод та транзистор обмежують зарядну напругу на акумуляторній батареї. Через діод VD на схемі (рис.4.1) протікають струм СБ рівні 123 А. Напруга на цьому діоді не перевищує напруги на АБ і досягає 14 В, в режимі обмеження зарядного струму АБ, коли відкритий транзистор VT через нього протікає струм крила СБ 123 А в режимі обмеження зарядного струму АБ. Напруга на транзисторі VT дорівнює напрузі АБ 14 У режимі

його заряду, коли закритий транзистор VT. З урахуванням подвійного запасу струму і напруги вибираємо діод VD і транзистор VT на струм > 246 А та напруга > 28 В. Вибираємо діоди Шоттки 122NQ030 (R) із додатка 3.

Розрахуємо кількість паралельних з'єднаних діодів n_{VD}

$$n_{VD} = \frac{I_{CB}}{I_{VD, np}} = \frac{123}{120} = 1,025$$

(Прийmemo 1 діода). Струм одного діода в робочому режимі

$$I_{VD, раб} = 110A.$$

Втрати потужності відкритого діода $\Delta P_{\text{відкритий}}$:

$$\Delta P_{\text{открыт}} = U_{VD, np} * I_{VD, раб} = 0,49V * 123A = 60,27 \text{ Вт}.$$

Температура ΔT перегріву через втрати ΔT :

$$\Delta T = R_{thCS} * \Delta P_{\text{открыт}} = 0,15^\circ C / \text{Вт} * 60,27 \text{ Вт} = 9^\circ C.$$

Потужність втрат у закритому стані $\Delta P_{VD, \text{закрит}}$ розрахуємо при $T_c = 125^\circ C$:

$$\Delta P_{VD, \text{закрит}} = U_H * I_{\text{обр}} = 14V * 560 \text{ мА} = 7840 \text{ мВт} = 7,8 \text{ Вт}.$$

Вибрано польові транзистори із програми 2.

Розрахуємо кількість паралельно з'єднаних транзисторів n_{VT} :

$$n_{VT} = \frac{I_{CB}}{I_{VT, \text{дон}}} = \frac{123A}{195} = 0,63$$

(Оскільки $I_{CB} < I_{VT}$ прийmemo 1 транзистор).

Підрахуємо падіння напруги на транзисторі у відкритому стані U_{VT} (відкритий)

$$U_{VT(\text{відкритий})} = I_{VT, раб} * R_{vt, \text{відкритий}} = 123A * 1,5 \text{ мОм} = 0,1845 \text{ В}.$$

Підрахуємо потужність втрат у відкритому стані $\Delta P_{\text{открыт}}$:

$$\Delta P_{\text{відкритий}} = I_{VT, раб} * U_{VT(\text{відкритий})} = 123A * 0,18455 = 23 \text{ Вт}.$$

Температура перегріву через втрату ΔT :

$$\Delta T = R_{6CS} * \Delta P_{\text{открыт}} = 0,5^\circ C / \text{Вт} * 23 \text{ Вт} = 11,5^\circ C.$$

У реальних регуляторах заряду, крім вище розрахованих, існують комутаційні динамічні втрати в моменти перемикання транзисторів. Абсолютне максимальне значення цих втрат досягає $\Delta P_k = \frac{U_H}{2} * \frac{I_{VD}}{2} = \frac{14}{2} * \frac{123}{2} = 430,5 \text{ Вт}$

Але через короткий час перемикання, що дорівнює $T_k = 0,1 \div 0,2$ мкс середнє значення цих втрат зневажливо мало при низькій частоті комутації 50 Гц. Середнє значення комутаційних втрат

$$\Delta P_{K,CP} = \Delta P_K * \frac{T_K}{T/2} = 430,5 * \frac{0,2 * 10^{-6}}{0,01} = 8,05 * 10^{-3} \text{ Вт}.$$

Цими втратами можна знехтувати, отже перегрів буде $11,5^\circ\text{C}$.

Використання високочастотної ШІМ на частоті 15 кГц в 300 разів збільшує комутаційні втрати, які на частоті 50 Гц становлять приблизно $E_{AR} = 200 \text{ мДж} * 50 \text{ Гц} = 10 \text{ Вт}$ згідно [36]. Це перевищує у 10 разів допустиму потужність $P_{AK} = E_{AR} * F$ (МДж.Гц). Максимальна розсіювальна потужність $P_C = 300 \text{ Вт}$. Розсіювана потужність при комутації $E_{RS} = 270 \text{ мДж}$. Допустима частота комутації f_D :

$$f_D = \frac{P_C}{E_{RS}} = \frac{300 \text{ Дж/с}}{270 \text{ мДж}} = 1,1 \text{ кГц}.$$

4.7 Дослідження інвертора при різних навантаженнях

Робота інвертора зі стабілізацією напруги методом ШІР на частоті 50 Гц. Досліджено інвертор ФЕУ при номінальному навантаженні за мостовою схемою (рис. 4.7) з урахуванням гістерези з регулюванням вихідної напруги. Змінювалося напруга АБ від 10 до 14 вольт ($K_{TV} = 19$) при цьому регулювалася тривалість імпульсів системи управління $\gamma = 50\% \div 25\%$. На виході інвертора отримано змінну синусоїдальну напругу, її діюче значення становить $220,9 \div 223,9$ і відповідно коефіцієнт гармонік напруги від 3.15% до 10.15%. Результати показані у табл. 4.8 та на (рис.4.21).

Табл. 4.8 Результати моделювання інвертора з урахуванням гістерези

$U_{AB}(B)$	10	11	12	13	14
γ (%)	50	37	32	28	25.5
$K_G(U_H)$ (%)	5.95	3.15	5.51	8.33	10.15
$U_H(B)$	223.9	221.3	221.5	219.8	220.9
$C2$ (мкФ)	180	180	180	180	180

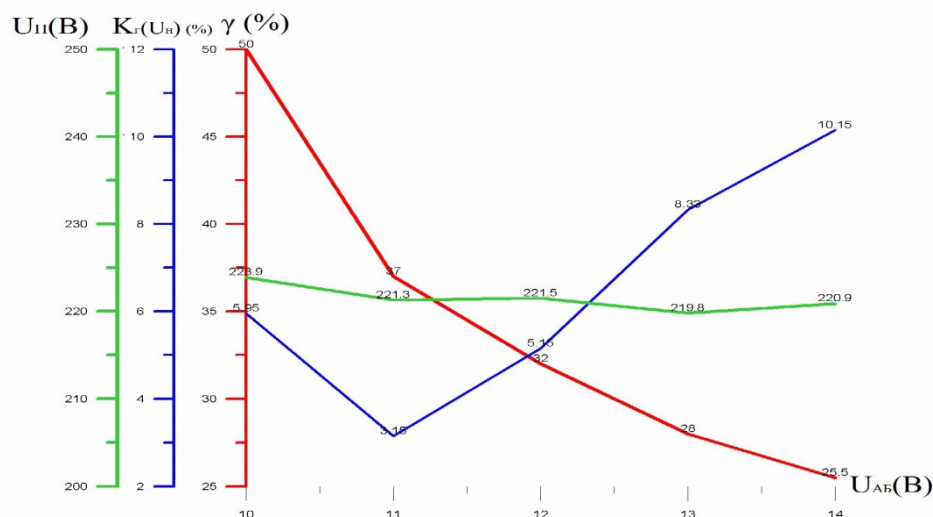


Рис. 4.21. Робочі характеристики інвертора з урахуванням гістерезису, де $U_H(B)$ - напруга виходу, $K_G(U_H)$ % - коефіцієнт гармонік вихідної напруги, γ (%) - тривалість включення транзистора стосовно періоду.

Додатково досліджено вплив зміни навантаження працювати ФЭУ. У табл. 4.9 наведено результати моделювання інвертора ФЭУ у разі зміни опору навантаження $R_H(\Omega)$ від номінального 25(Ом) до 1М (Ом) (практично до холостого ходу). Коефіцієнт гармонік вихідної напруги K_G (%) змінюється від 4,46% до 5,86%. Усі досліди зроблені при напрузі $U_{AB} = 14B$. Графічні результати подано на рис. 4.22.

Табл. 4.9 Характеристики інвертора ФЭУ при зміні навантаження

$R_H(\Omega)$	25	83.7	134.5	247	1*103	1*106
$U_H(B)$	217	222.7	220	217.5	223.5	224.2
γ (%)	50	24	22	21	20.5	20.3
$K_G(U_H)$ (%)	4.46	4.93	5.60	5.86	5.71	5.69

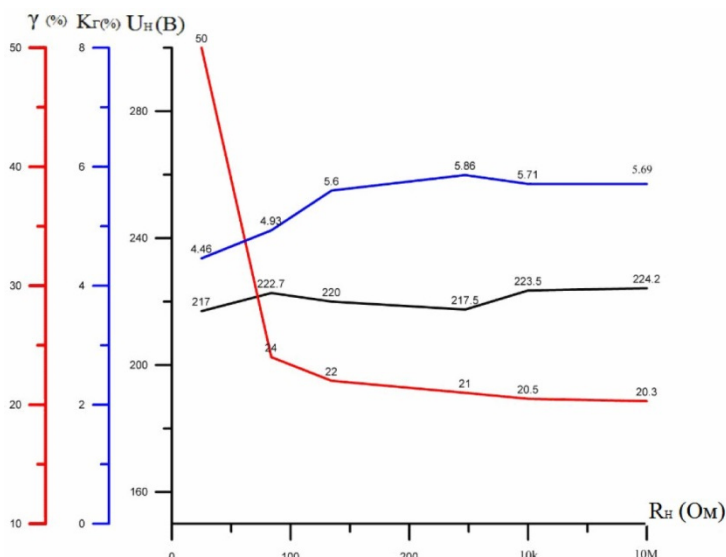


Рис. 4.22. Характеристики інвертора ФЕУ, де γ (%) - тривалість включення транзистора по відношенню до періоду, $K_g(U_n)$ % - коефіцієнт гармонік вихідної напруги, U_n (В) - значення вихідної напруги, що діє, R_n (Ом) - активний опір навантаження.

Дані досвіду показують, що коефіцієнт гармонік при номінальному навантаженні з $\cos = 0,8$ змінюється від 3,15% до 10,15%, при зміні напруги АБ, а при активному навантаженні від номінальної до холостого ходу - від 4,46% до 5,71%. Це означає, що представлений інвертор можна використовувати будь-яких побутових електроприладів.

4.8 Автоматична стабілізація вихідної напруги інвертор.

4.8.1. Дослідження стабільності вихідної напруги в однофазному інверторі за класичним алгоритмом регулювання (КАР)/

1. Напруга на вході інвертора змінюється $U_{AB} = 10 \div 14$ $K_u = 1,4$ - відношення максимального значення напруги до мінімального.
2. Мета дослідження:
3. 1. Стабілізувати вихідну напругу інвертора до значення $K_u = 1,1$ (242/220), яка відповідає вимогам ГОСТу, напруга повинна змінюватися від номінального значення на $\pm 10\%$.
4. 2. Дослідити алгоритм автоматичного регулювання, який забезпечуватиме мінімальний коефіцієнт гармонік вихідної напруги за найменших значень С - фільтра.
5. 3. З'ясувати співвідношення параметрів вимірювального блоку між постійною опорною напругою і генератором, що задає, пилкоподібної напруги.

6. 4. Розробити швидкодіючий регулятор за різних режимів: додаткового включення несиметричного імпульсного навантаження, включення навантаження $\cos \varphi 0,4 \div 1$.

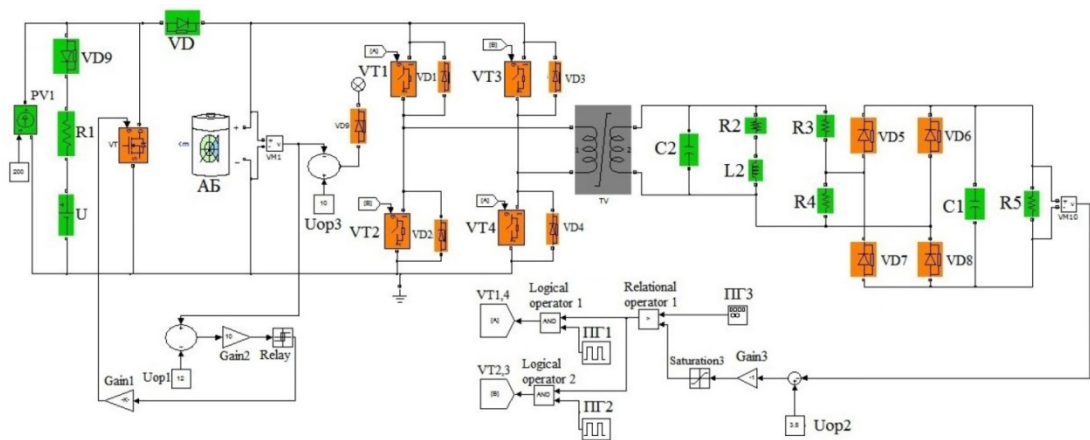


Рис. 4.23. Однофазна схема ФЕУ для 140гану140і140ня у
140гану140і Simulink

У табл.4.10 наведено параметри навантаження та вимірювального органу.

Табл.4.10 Параметри навантаження та вимірювального органу

Z_2	150	мкФ
R_2	19,36	Ом
L_2	46	мГн
R_3	26	кОм
R_4	0.45	кОм
C_1	100	мкФ
R_5	10	кОм

Моделювалася ФЕУ (рис.4.23) з використанням КАР вихідної напруги (рис. 4.24). Амплітуда розгортаючої напруги симетричної трикутної форми $U_p = 2$ В із частотою $f_p = 100$ Гц та опорною напругою $U_{Op2} = 3,5$ В.

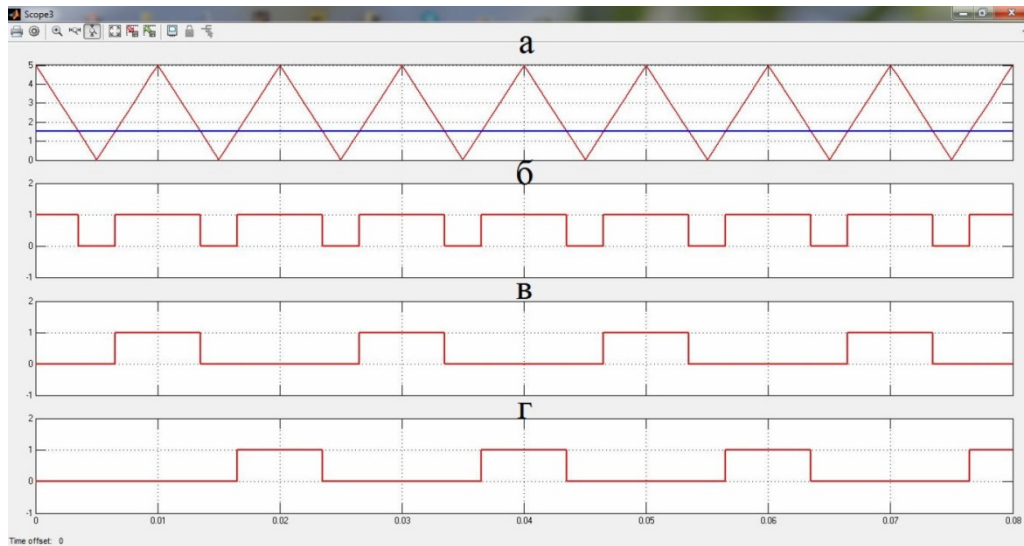


Рис. 4.24. Алгоритм керування для ключів, що регулюють U_H , а) порівняння опорної напруги з пилоподібним, б) сигнали після порівняння U_{op} і U_p , в) сигнали, що надходять VT 1,4, г) сигнали, що надходять VT 2,3

На рис.4.25 показано залежність U_H від U_{AB} у режимі регулювання та без регулювання. На рис.4.26 показано регулювальну характеристику U_H та K_T в залежності від $U_{AB} = 10 \div 14$.

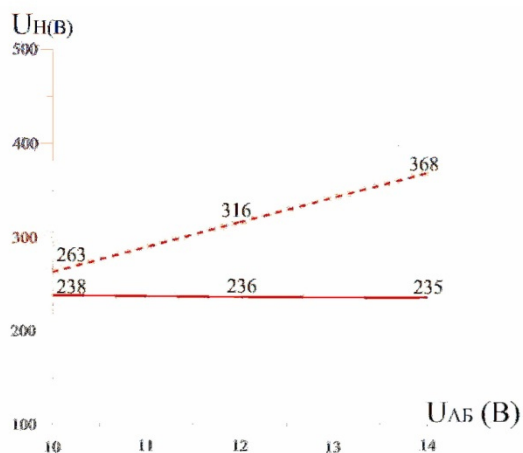


Рис.4.25. Характеристики інвертора з регулювання

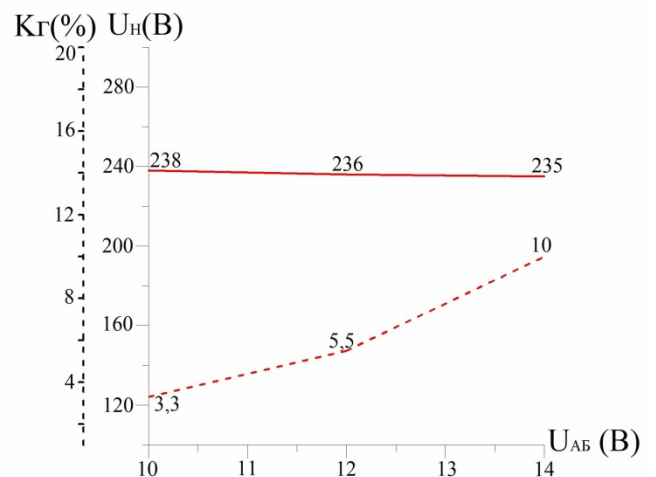


Рис.4.26 Характеристики регулювання

На рис. 4.27 показана навантажувальна характеристика інвертора при постійній напрузі акумулятора $U_{AB}=10$, яка знята при зміні навантаження від

номінального до холостого ходу На рис.4.28 показано зовнішню характеристику інвертора, яка знята при $U_{AB}=14$ без регулятора.

регулятором (суцільна лінія) та без регулятора (пунктир)

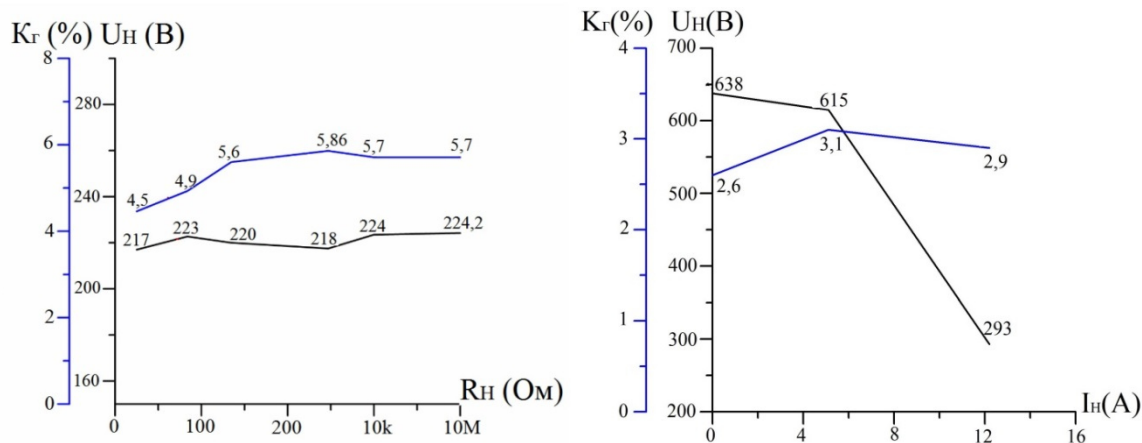


Рис. 4.27. Нагрузочная характеристика инвертора.

Рис.4.28. Внешняя характеристика инвертора.

Для забезпечення стабільності U_H в режимі КАР важливо визначити (вибрати) амплітуду напруги розгортання і значення опорної напруги. У табл.4.11 наведено результати і рис.4.29 наведено характеристики, якими видно, що у певною мірою K_γ збільшується. Якщо вибрати співвідношення параметрів між опорною напругою U_{op} і задаючим генератором U_p за критерієм прийнятного K_γ та стабільності U_H , то з табл. 4.11 видно, що $U_H = 235$ В та $K_\gamma = 10\%$, тому для даної схеми можна прийняти $U_{op} = 3,5$ і $U_p = 2$ (Рис.4.29).

Табл.4.11 Результати

U_{AB}	14			
$U_{op} + U_p$	5			
U_{op}	1,5	2,5	3,5	4,5
U_p	4	3	2	1
U_H	200	217	235	266
K_γ	14,7	12,8	10	7,4

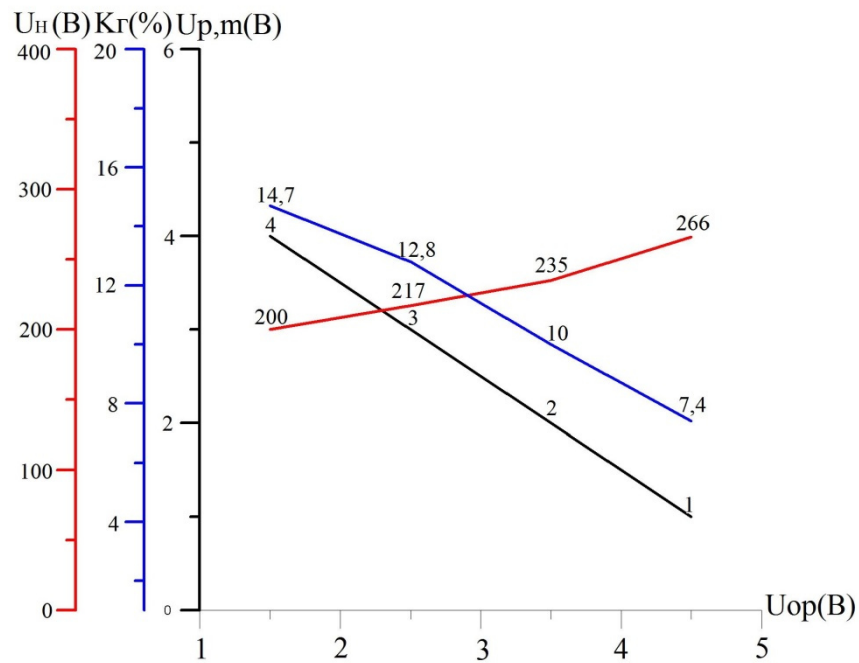


Рис.4.29. Характеристики інвертора в залежності від опорної напруги U_{op} та максимальної амплітуди розгортаючої напруги $U_{p,m}$.

Результати моделювання ФЕУ з використанням КАР вихідної напруги при вхідній напрузі $U_{AB} = 14$, показані на рис. 4.30.

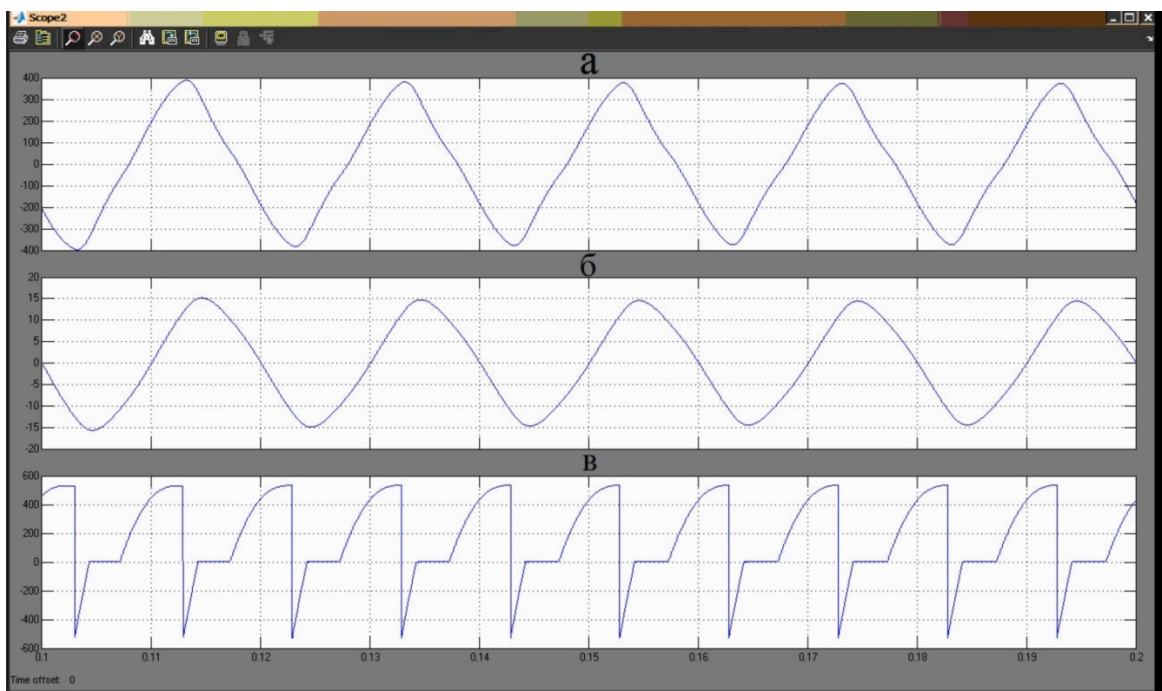


Рис. 4.30. Результати моделювання ФЕУ: а) вихідна напруга інвертора; б) струм, що протікає через навантаження; в) струм джерела живлення (на вході інвертора)

Дослідження показало, що КАР вихідної напруги на рис. 4.24 забезпечує необхідну точність рівня напруги $U_H = 220 (\pm 10\%)$ з прийнятним коефіцієнтом гармонік $K_H < 10\%$. Так як в основному на ринку пропонуються інвертори з низьким коефіцієнтом гармонік, хоча для побутового споживання достатньо $K_H < 10\%$, в наступному розділі проводиться додаткове дослідження, як отримати найменший коефіцієнт гармонік K_H простим способом регулювання.

У наступному варіанті також використовується схема, показана на рис.4.23, та фіксовані параметри з табл.4.10. Також зберігається принцип роботи регулювання як і в попередньому варіанті, змінюється тільки амплітуда розгортаючої напруги симетричної трикутної форми $U_p = 5$ В із частотою $f_p = 1$ кГц та опорна напруга $U_{op} = 3,5$ В. На рис.4.31 показано алгоритм управління регулятора.

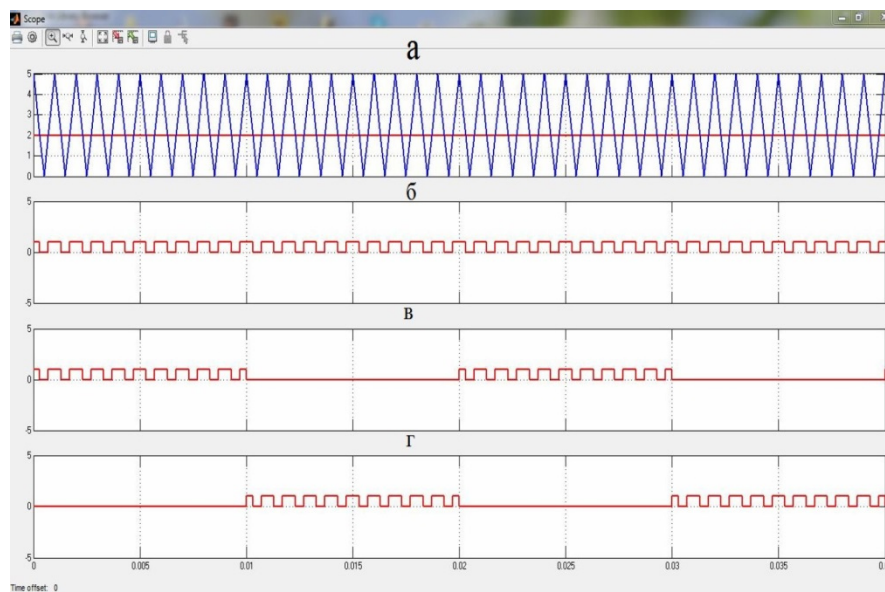


Рис. 4.31. Алгоритм управління для ключів, що регулюють U_H , а) порівняння опорної напруги з пилоподібним, б) сигнали після порівняння U_{op} і U_p , в) сигнали, що надходять VT 1,4, г) сигнали, що надходять VT 2,3

Результати моделювання інвертора при $U_{AB} = 14$ В, використовуючи КАР із частотою $f_p = 1$ кГц, у регульованому режимі показано на рис.4.32.

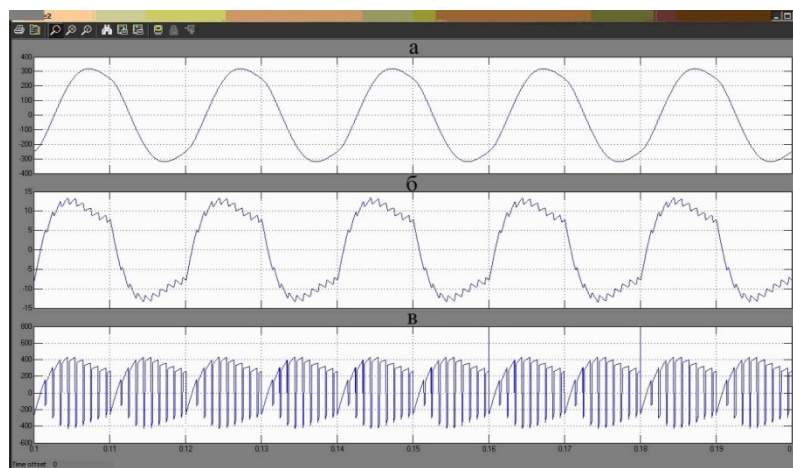


Рис. 4.32 Результати моделювання ФЕУ: а) вихідна напруга інвертора; б) струм, що протікає через навантаження; в) струм джерела живлення (на вході інвертора)

На рис.4.33 показані результати регулювання U_H КАР. Отримані характеристики під час використання $f_p=1$ кГц, стабільність U_H (суцільна синя лінія) та K_Γ (синя пунктирна лінія). Також при $f_p=100$ Гц, стабільність U_H (суцільна червона лінія) та K_Γ (червона пунктирна лінія).

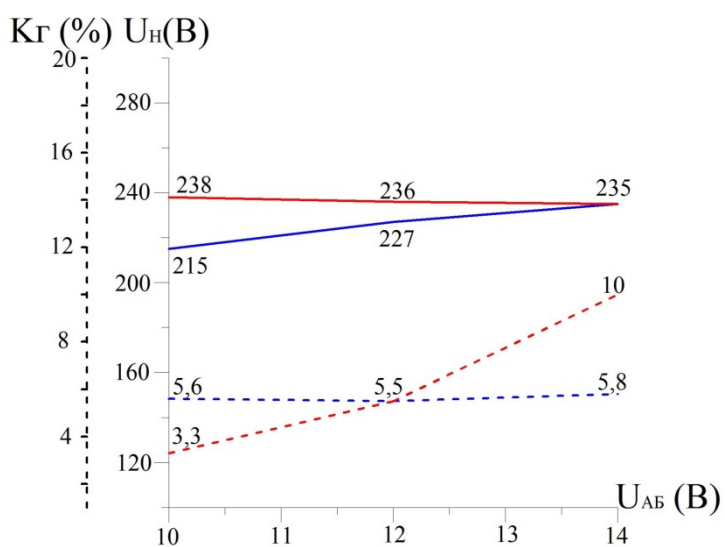


Рис. 4.33. Порівняння результатів регулювання U_H за класичним алгоритмом управління

На рис.4.34 показані залежності U_H та K_Γ від частоти f_p розгортаючої напруги симетричної трикутної форми (пилкоподібна напруга) для КАР.

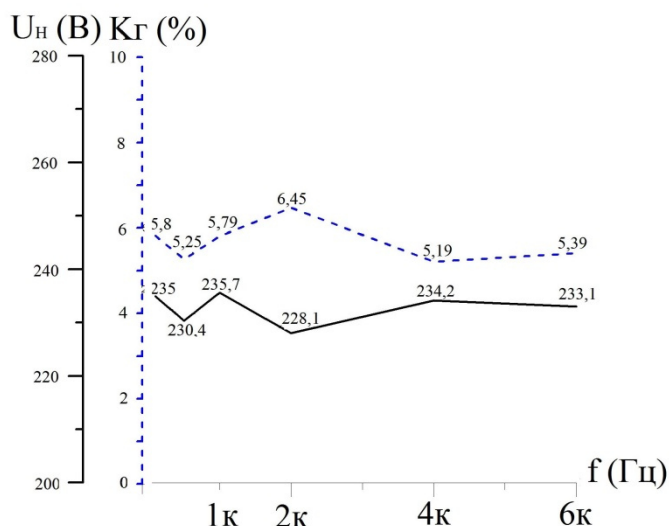


Рис.4.34. Чинне значення та коефіцієнт гармонік вихідного значення в залежності від частоти

Висновки: Дослідження показало, що алгоритм регулювання напруги на рис.4.31 забезпечує необхідну точність рівня напруги $U_n = 220 (\pm 10\%)$ з коефіцієнтом гармонік $K_g = 6\%$. Збільшення частоти розгортаючої напруги симетричної трикутної форми призводить до поліпшення форми вихідної напруги при тому самому значенні фільтра $C_2 = 150 \mu\text{кФ}$.

4.8.1. Релейний регулятор напруги

При зміні $U_{AB} = 10 \div 14$ на вході ВІН по бруківці (рис. 4.35), змінюється тривалість імпульсу включення транзисторів релейним регулятором, що забезпечує вихідну напругу постійним. Для виконання цієї функції знижена напруга інвертора $U_{нз}$ 220 до 7 В дільником на резисторах R_3 і R_4 , випрямляється діодами $VD_5 - VD_8$ баластовим навантаженням R_5 до U_{r5} порівнюється з постійною опорною напругою $U_{op} = 7$ В у блоці "Relay Regulator", виходи якого "VT 2,3 і VT 1,4" керують силовими транзисторами $VT_1 - VT_4$ і забезпечує номінальну напругу $U_n = 220$ В. Виходи блоку "Relay Regulator" $VT_2,3$ і $VT_1,4$ з'єднані з керуючим входами VT_2, VT_3 і VT_1, VT_4 відповідно. При перевищенні випрямленою напругою U_{r5} опорного значення 7, транзистори $VT_1 - VT_4$ закриваються, а при зменшенні нижче 7В знову відкриваються (рис. 4.36). Результати моделювання наведено у табл. 4.12 а осцилограми показані при $U_{AB} = 10$ на рис. 4.37, а за $U_{AB} = 14$ на рис. 4.38.

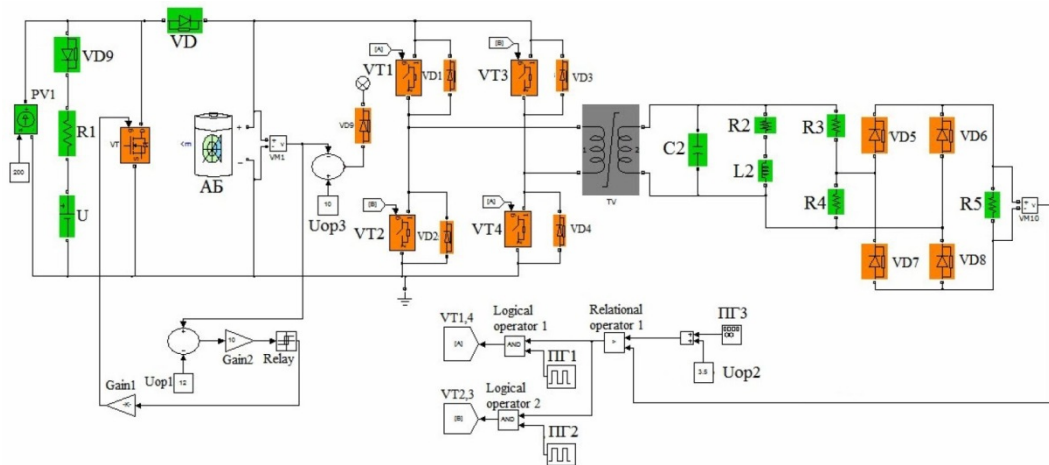


Рис. 4.35 Однофазний інвертор зі стабілізацією вихідної напруги у програмі Simulink



Рис. 4.36 а) Порівняння випрямленої напруги з опорним; б) Імпульси для транзисторів VT1 і VT4; в) Імпульси для транзисторів VT2 і VT3

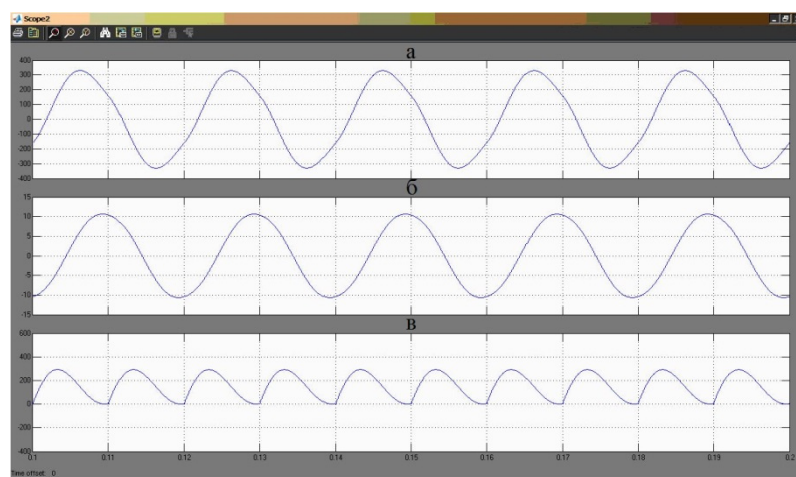


Рис. 4.37 Осцилограми моделювання при $U_{AB} = 10$ В: а) Напруга на виході інвертора. б) Струм навантаження. в) Струм джерела живлення

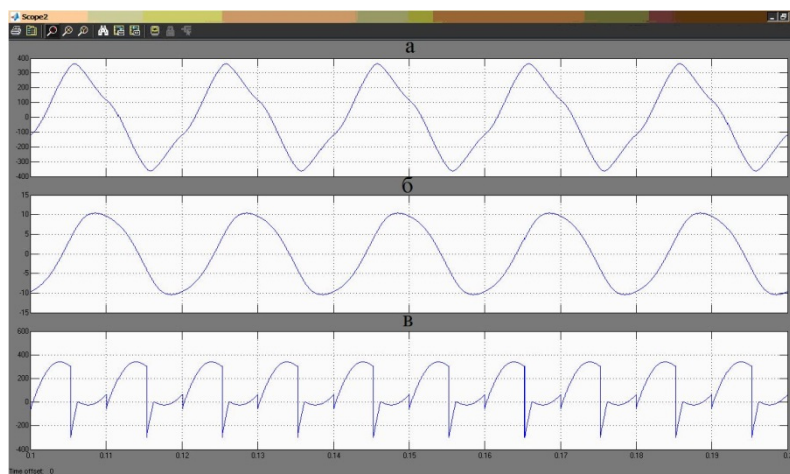


Рис. 4.38 Осцилограми моделювання при $U_{AB} = 14$ В: а) Напряга на виході інвертора. б) Струм навантаження. в) Струм джерела живлення

У табл.4.12 наведено залежності напруги на навантаженні U_{H1} та коефіцієнта нелінійних спотворень K_{Γ} від напруги U_{AB} .

Табл.4.12 Результати моделювання

Напряга АБ, $U_{AB}(V)$	Напряга на навантаженні, $U_{H1}(V)$	Коефіцієнт нелінійних спотворень K_{Γ} (U_{H1}) (%)
10	221,1	5,71
11	231,6	6,68
12	230,7	13,47
13	228	12,28
14	225,1	13,65

При зміні напруги АБ від 10 до 14 вольт, при релейному регулюванні вихідна напруга інвертора підтримується в межах $U_{H1} = 221,1 \div 231,6$ В, при цьому коефіцієнт гармонік становить $K_{\Gamma} (U_{H1}) = 5,71 \div 14\%$. В цілому цей спосіб регулювання швидко працює, схема проста, його використання для побутового споживання цілком допустиме.

4.8.3 Регулятор із широтно-імпульсною модуляцією

При регулюванні напруги на основі ШІМ (на рис 4.39 показано) порівнюється пилкоподібна опорна напруга з випрямленою мережевою напругою, зменшеним дільником напруги до значення опорної пилкоподібної напруги. Амплітуда пилкоподібної напруги 10 В при $= 10 \div 14$ В. Імпульси

пилкоподібної напруги при перевищенні випрямленої напруги мережі відкривають силові транзистори, які закриваються, коли випрямлена мережева напруга перевищує пилкоподібну напругу відповідно до рис 4.39.

Схема інвертора відповідає рис. 4.35, в якій модуль Relay Regulator містить імпульсний генератор опорної напруги амплітудою 10 з частотою 1000 Гц. Результати моделювання показано на рис. 4.40.

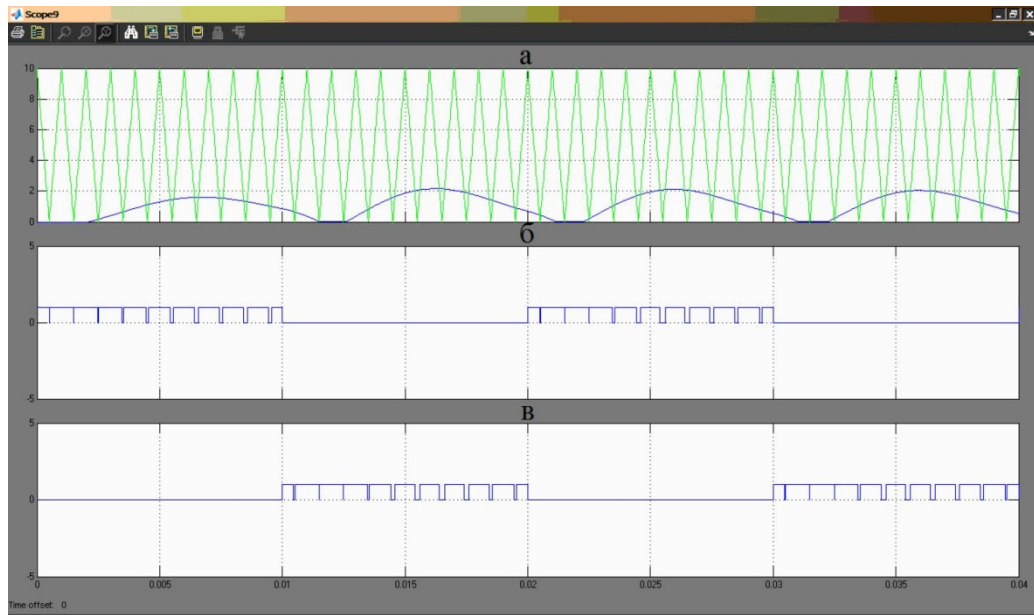


Рис. 4.39 а) Порівняння випрямленої напруги з опорним; б) Імпульси для транзисторів VT1 і VT4; в) Імпульси для транзисторів VT2 і VT3

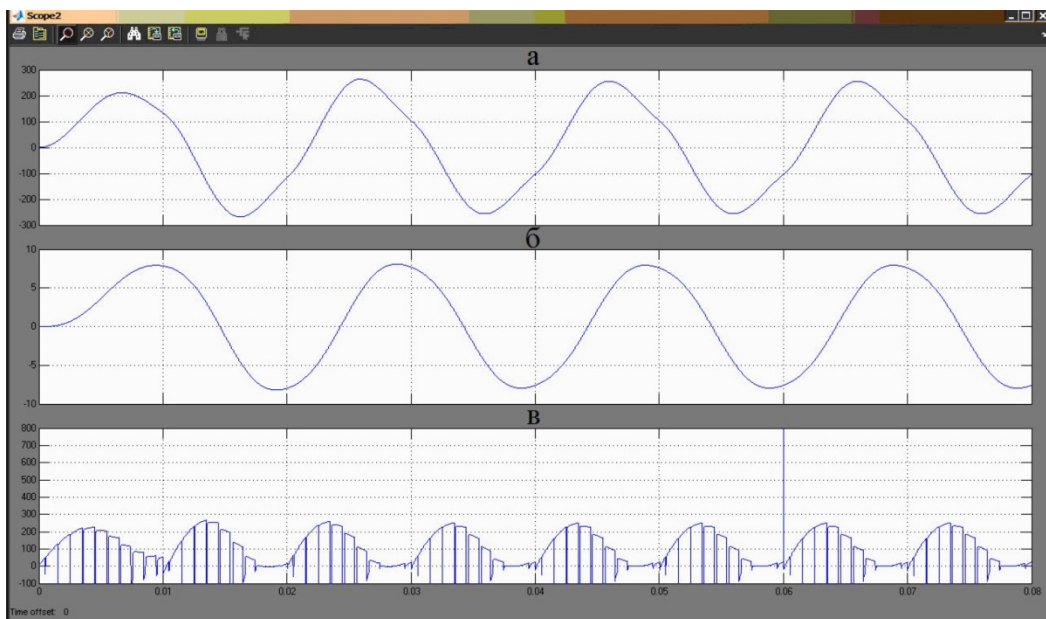


Рис. 4.40 Осцилограми моделювання при $U_{AB} = 14$ В: а) Напруга на виході інвертора. б) Струм навантаження. в) Струм джерела живлення

У табл.4.13 наведено залежності напруги на навантаженні U_H та коефіцієнта нелінійних спотворень K_{Γ} від напруги АБ - U_{AB} .

Табл.4.13 Результати моделювання

Напруга АБ, U_{AB} (В)	Напруга на навантаженні, U_{H2} (В)	Коефіцієнт нелінійних спотворень K_{Γ} (U_{H2})
10	221,3	4.03
11	237	4.23
12	251,3	4,47
13	265,9	4,51
14	277,1	4,82

У цій схемі здійснюється параметрична стабілізація напруги, але відсутня формування синусоїдальної ШІМ. З погляду форми напруги вийшла зворотна логіка, тривалість імпульсів з обох боків напівперіоду збільшується, крім того, стабільність вихідної напруги низька.

Дослідження показало, що при зміні напруги АБ на 40% - від 10 до 14 вольт - вихідна напруга змінюється на 25% - від 221,3 до 277,1 В. Необхідний діапазон зміни напруги $\pm 10\%$ цей метод не забезпечує, оскільки досягнутий діапазон $\pm 25\%$. Позитивною властивістю даного способу регулювання є низький і малозмінний коефіцієнт спотворень $(U_{H2})=4.03\pm 4,82\%$.

4.8.4 Біспосіб регулювання (БР) напруги інвертора

Запропоновано новий спосіб регулювання інвертора, що забезпечує швидкодіюче регулювання, що не містить інерційних елементів у ланцюгу зворотного зв'язку, в якому амплітуда вихідної напруги порівнюється із заданою опорною напругою, яка складається з двох частин: постійна опорна напруга і пилоподібна напруга високої частоти але меншої амплітуди (4кГц, накладена на постійну опорну напругу).

Пилоподібна напруга з високою частотою виконує функцію ШІМ - обмежувача вихідної напруги. Цей алгоритм регулювання може бути

названий регулювання напруги інвертора» або «Квазіпараметричний спосіб стабілізації вихідної напруги інвертора широтно-імпульсним способом з переходом у граничний режим при зниженому значенні цієї напруги». При зниженні амплітуди вихідної напруги інвертора рівня заданої постійної опорної напруги, регулятор перетворюється на релейний режим.

Регулювання напруги здійснюється у схемі рис 4.23 шляхом порівняння з випрямленою мережевою напругою U_{R5} постійної опорної напруги, яка має пилкоподібні пульсації (див. рис 4.41). Амплітуда пилкоподібної напруги 0,5 В та рівень постійної опорної напруги 2,7 В при $U_{AB} = 10 \div 14$ В. Імпульси пилкоподібної напруги при перевищенні випрямленої напруги мережі відкривають силові транзистори, які закриваються, коли випрямлена мережева напруга перевищує пилкоподібну напругу (рис. 4.41).

Схема інвертора відповідає рис. 4.35, в якій містить постійну опорну напругу $U_{op} = 2,7$ В та імпульсний генератор амплітудою 0,5 В з частотою 1000 Гц.

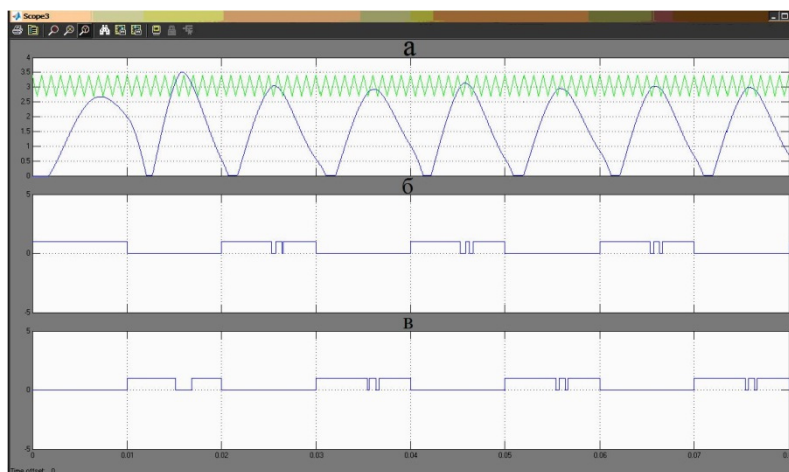


Рис. 4.41 а) Порівняння випрямленої напруги з опорним; б) Імпульси для транзисторів VT1 і VT4; в) Імпульси для транзисторів VT2 і VT3
Осцилограми наведено на рис. 4.42.

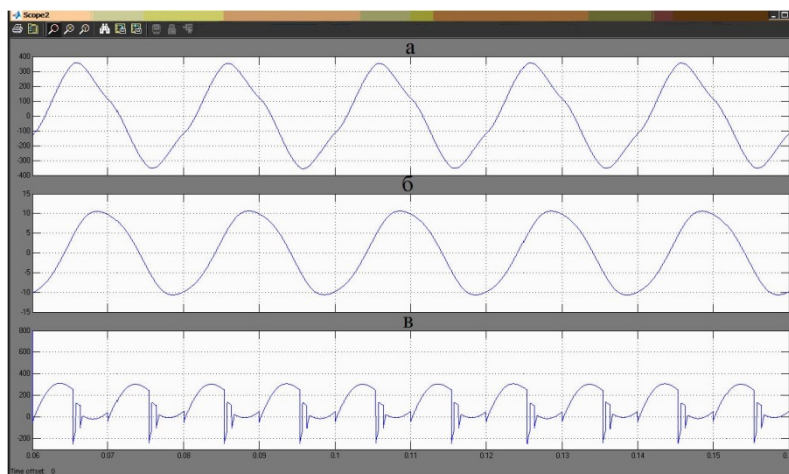


Рис. 4.42 Осцилограми моделювання при $U_{AB} = 14$ В: а) Напряга на виході інвертора. б) Струм навантаження. в) Струм джерела живлення

У табл.4.14 наведено залежності напруги на навантаженні $U_{нз}$ та коефіцієнта нелінійних спотворень K_{Γ} від напруги АБ - U_{AB} .

Табл.4.14 Результати моделювання

Напряга АБ, U_{AB} В)	Напряга на навантаженні, $U_{нз}$ (В) В	Коефіцієнт нелінійних спотворень $K_{\Gamma}(U_{нз})$
10	221	5,7%
11	229,5	6,43%
12	227	8,63%
13	231,3	10,08%
14	230	12,8%

Дослідження показало, що за зміни напруги АБ на 40 % - від 10 до 14 вольт - вихідна напруга $U_{нз}$ змінюється на 4% - від 221 до 231,3 В. Необхідний діапазон зміни напруги $\pm 10\%$ цей метод забезпечує. Позитивною властивістю цього способу регулювання є те, що система регулювання підтримує необхідний рівень напруги $U_{нз}$ малозмінним коефіцієнтом спотворень $K_{\Gamma}(U_{нз}) = 5,7 \pm 12,8\%$.

Розглянуто три методики автоматичної стабілізації вихідної напруги інвертора: релейний регулятор напруги, регулятор з широтно-імпульсною

модуляцією та новий регулятор з інтегрованим релейним та широтно-імпульсним модулятором. На рис. 4.43 показано підсумкові результати цих трьох методів регулювання напруги.

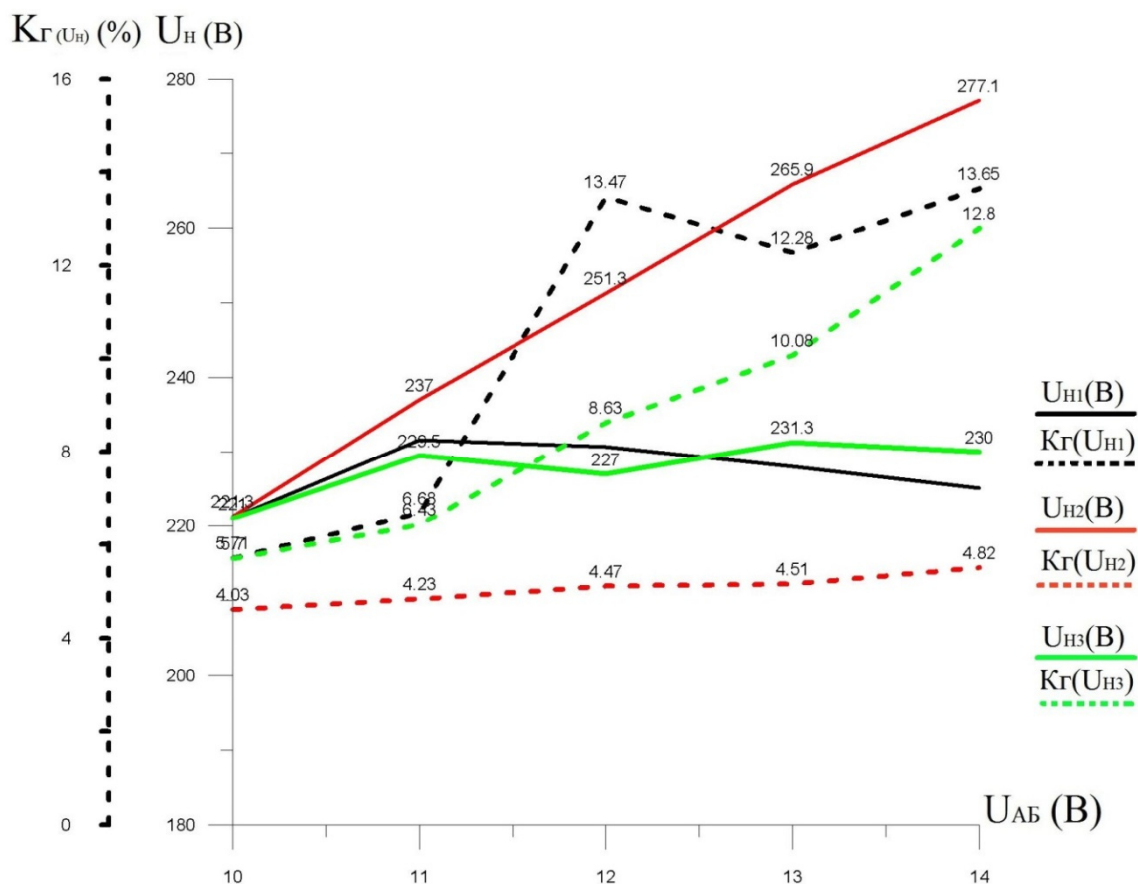


Рис. 4.43 Результати моделювання автоматичної стабілізації вихідної напруги інвертора

На рис. 4.43 видно, що релейний регулятор напруги підтримує необхідний рівень напруги, показаний чорним кольором, а коефіцієнт гармонік становить $K_G(U_{H1}) = 5,71 \div 14\%$, що показано чорною пунктирною лінією. Регулятор із широтно-імпульсною модуляцією не забезпечує необхідний рівень напруги, показаний червоним кольором, а коефіцієнт спотворень становить $K_G(U_{H2}) = 4,03 \div 4,82\%$, що показано червоною пунктирною лінією. Регулятор з інтегрованим релейним та широтно-імпульсним модулятором забезпечує високу точність стабілізації напруги 4 %, показаний зеленим кольором, що задовольняє необхідному діапазону зміни напруги $\pm 10\%$, у своїй коефіцієнт спотворень становить

$K\Gamma(U_{H3})=5,7\pm 12,8\%$, що зображено зеленою пунктирною лінією. Рекомендується використовувати третій спосіб регулювання, оскільки він підтримує рівень напруги та не дає високого коефіцієнта спотворень.

4.8.4.1. Дослідження роботи БР

Порівняння КАР (рис.4.44) із БР (рис.4.45). На рис. 4.44 видно, що КАР починає регулювати з 4-го періоду (0.08с). БР працює з першого періоду (0.02с) на рис.4.45.

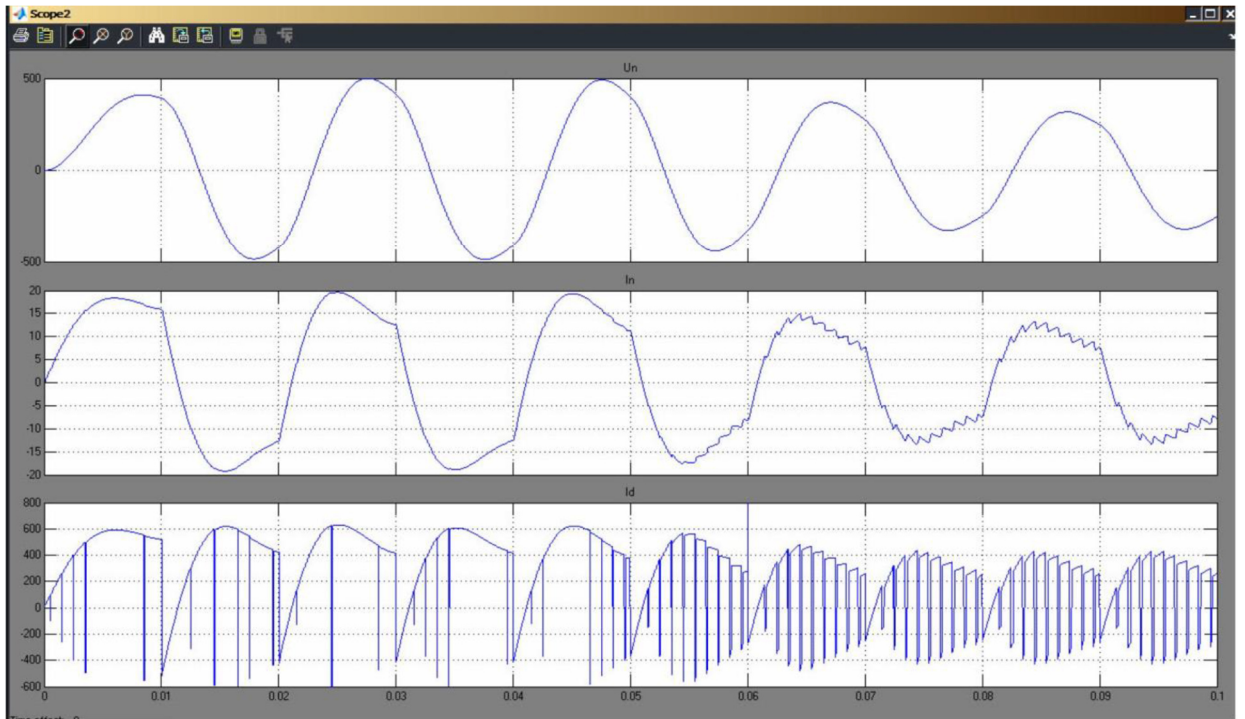


Рис. 4.44. Результати моделювання ФЕУ: а) вихідна напруга інвертора; б) струм, що протікає через навантаження; в) струм джерела живлення (на вході інвертора), зверху вниз.

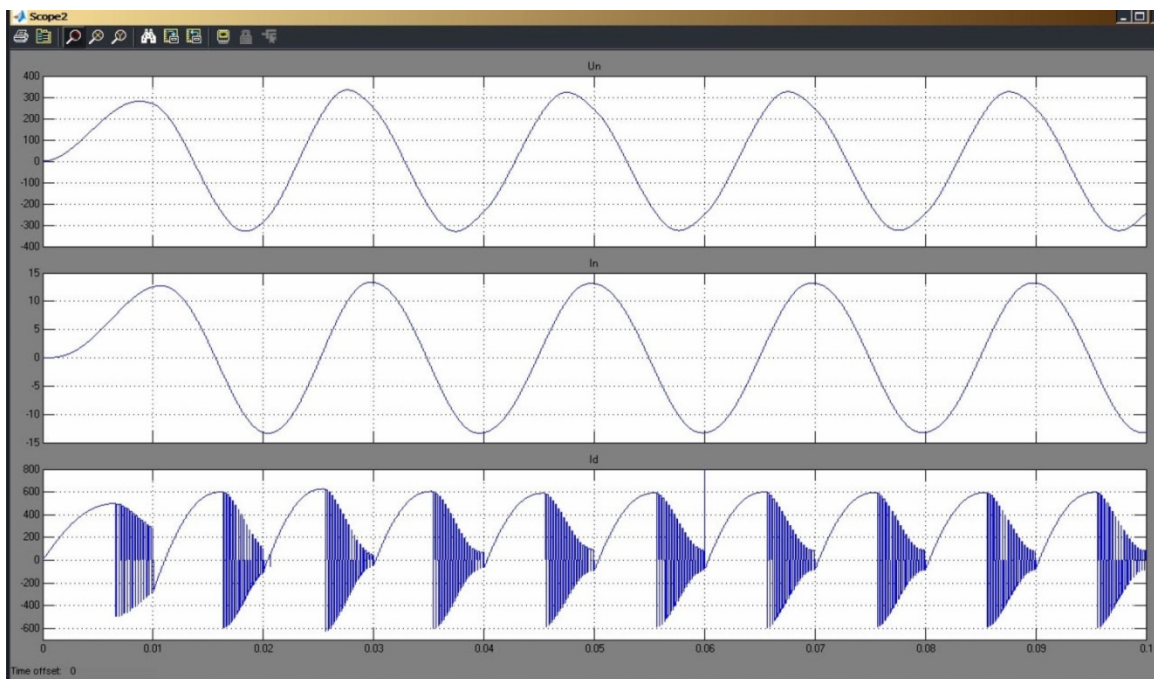


Рис. 4.45. Результати моделювання ФЕУ: а) вихідна напруга інвертора; б) струм, що протікає через навантаження; в) струм джерела живлення (на вході інвертора), зверху вниз.

Рис. 4.44 показує, що затримка з'являється у ланці вимірювального органу через фільтруючий конденсатор C_1 (Рис.4.23). Особливість БР (рис.4.45), в нього немає у вимірювальному органі реактивних елементів (рис.4.35), тільки працює з активними елементами, затримки немає.

Отже, проведено дослідження на основі надійності роботи інвертора при зміні $\cos \varphi = 0,4 \div 1$ з максимальною потужністю 2 кВт, оскільки в Україні розкид $\cos \varphi$ навантаження велике, через не якісні побутові споживачі. Зроблено випробування при включенні навантаження 2кВт із $\cos \varphi = 0,4$, в КАР з'являється модуляція УН і струм ІН не синусоїдальний (рис.4.46). А в швидкодіючого регулятора при одній тій же потужності і $\cos \varphi$ не з'являється модуляція вихідної напруги та струму навантаження (рис. 4.47).

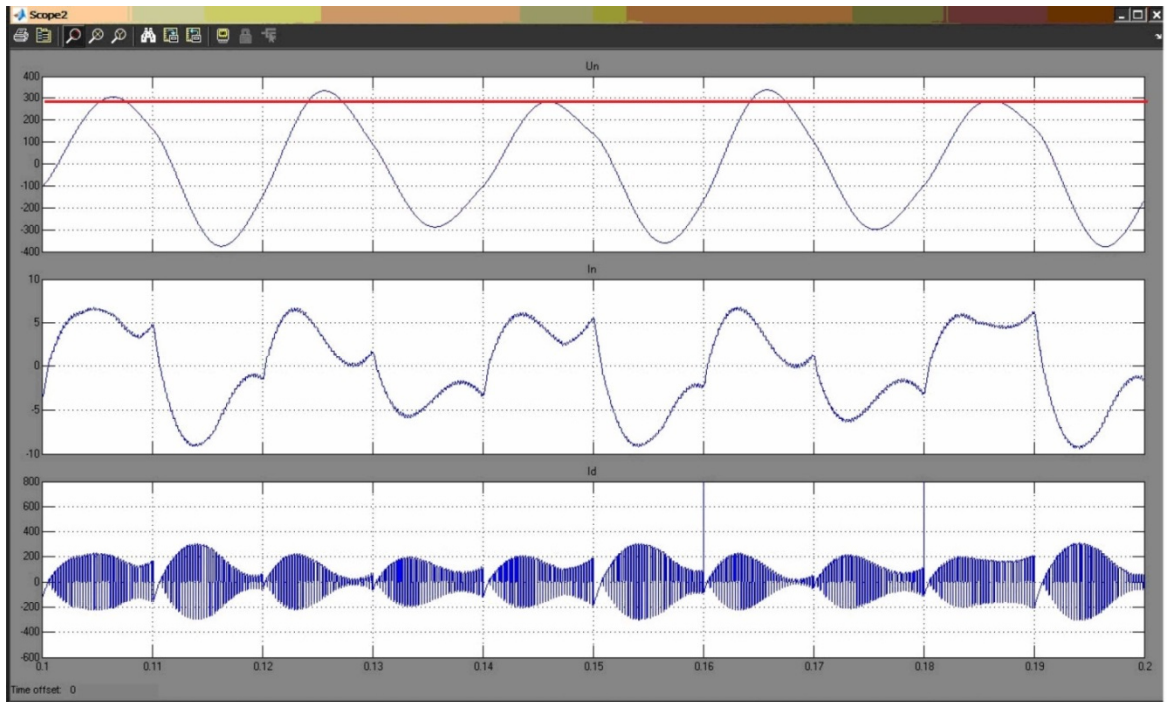


Рис. 4.46. Результати моделювання ФЕУ: а) вихідна напруга інвертора; б) струм, що протікає через навантаження; в) струм джерела живлення (на вході інвертора), зверху вниз.

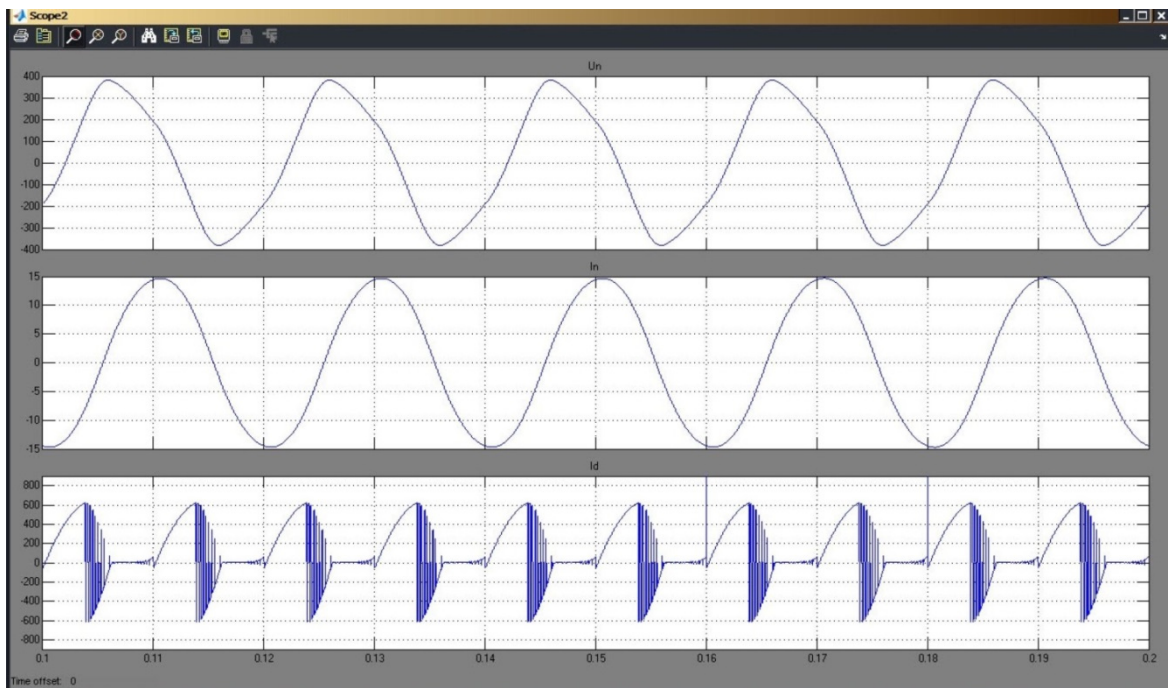


Рис. 4.47. Результати моделювання ФЕУ: а) вихідна напруга інвертора; б) струм, що протікає через навантаження; в) струм джерела живлення (на вході інвертора), зверху вниз.

Результати випробування БР при різних $\cos \phi$ показані на рис. 4.48.

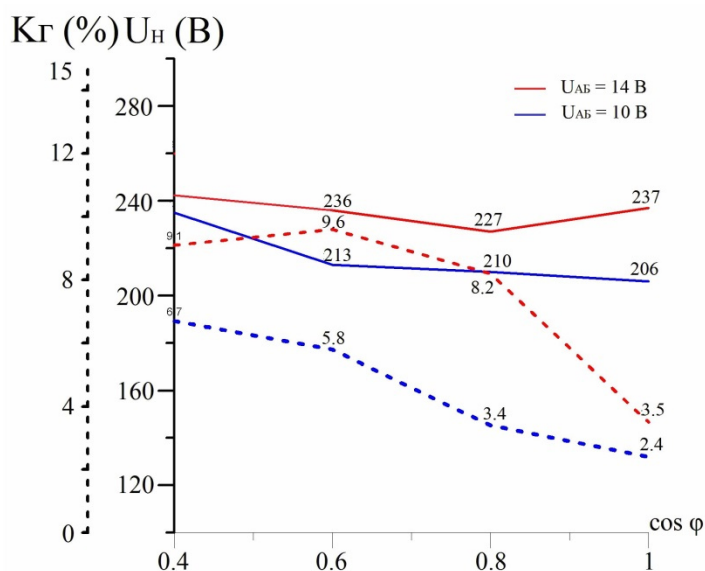


Рис. 4.48. Залежності U_H та K_{Γ} від $\cos \varphi$

Дослідження показало, що БР зберігає свою якісну роботу за різних $\cos \varphi = 0,4 \div 1$ із максимальною потужністю 2 кВт. БР забезпечує точність $U_H = 220 (\pm 10\%)$ та $K_{\Gamma} < 10\%$.

4.8.4.2 Дослідження впливу на роботу однофазного інвертора додаткового включення несиметричного імпульсного навантаження

На рис. 4.49 показано діаграму включення додаткового несиметричного імпульсного навантаження.

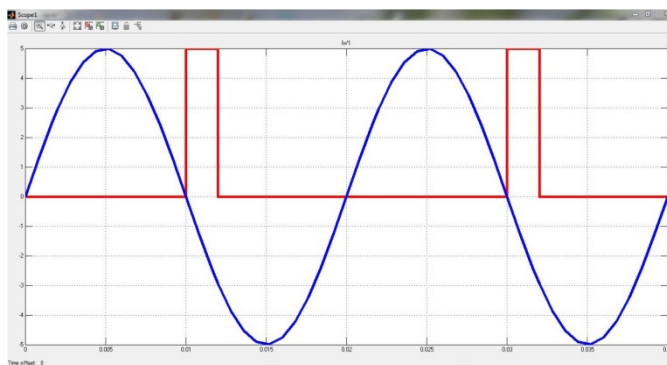


Рис. 4.49 Тимчасова діаграма включення додаткового імпульсного навантаження

На рис. 4.50 показані часові діаграми U_H, I_H та струм джерела живлення I_n , використаний КАР, показаний за схемою рис.4.23 Проводилося моделювання за двох режимів $U_{AB} = 10$ В, а також $U_{AB} = 14$ В. У КАР використано значення тактової частоти напруги розгортання $f_p = 1$ кГц з амплітудою $U_{p(\max)} = 5$ В. На рис. 23 видно, що з'являється модуляція U_H через

затримки у ланці вимірювального органу конденсатора, що фільтрує (Рис.4.50).

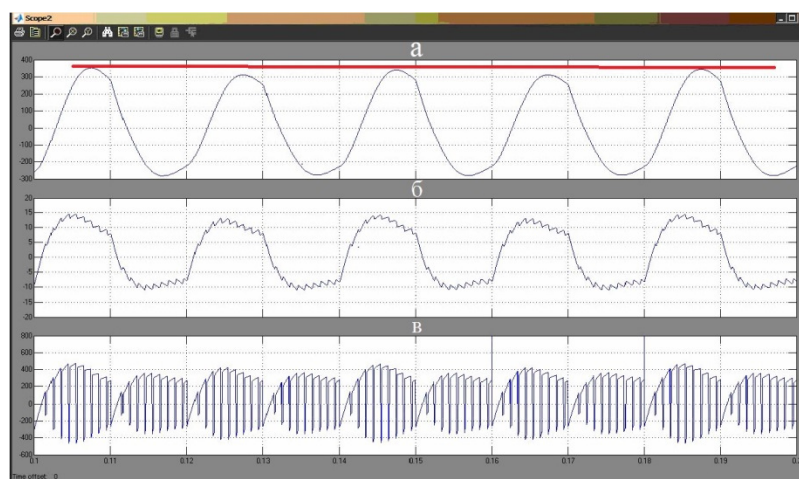


Рис. 4.50 Результати моделювання за схемою (рис.4.23), а) вихідна напруга інвертора, б) струм, що протікає через навантаження, в) струм джерела живлення (на вході інвертора)

На рис. 4.51 показані часові діаграми U_H, I_H, i_{Π} у моделюванні з швидкодіючим регулятором видно, що модуляція вихідної напруги повністю відсутня.

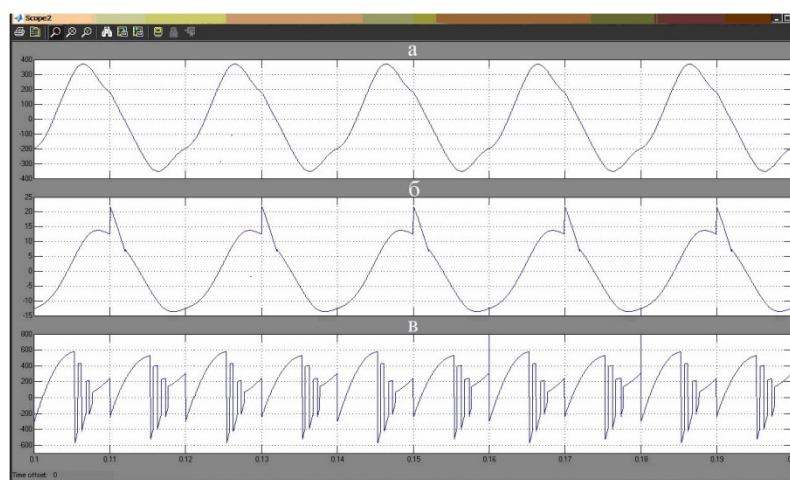


Рис. 4.51 Результати моделювання за схемою (рис.4.35), а) вихідна напруга інвертора, б) струм, що протікає через навантаження, в) струм джерела живлення (на вході інвертора)

На рис.4.52 показані результати на основі проведеного дослідження, зроблено порівняння БР та КАР при напругах $U_{AB} = 10 \text{ В}$ і 14 В з включенням додаткового несиметричного імпульсного навантаження. Синім кольором показані результати КАР (суцільна синя лінія – U_H) та (синя пунктирна лінія

– K_{Γ}). Також чорним кольором показані результати БР (суцільна чорна лінія – U_H) і (чорна пунктирна лінія – K_{Γ}).

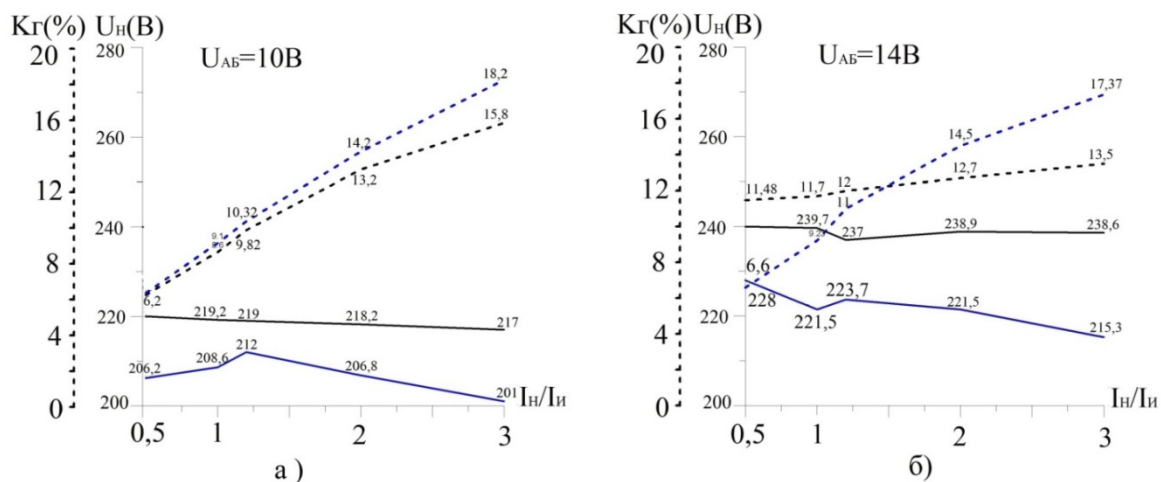


Рис. 4.52 Результати дослідження працювати інвертора при включенні додаткової імпульсного навантаження

Дослідження показало, що у КАР при $U_{AB} = 14 V$ із включенням додаткового імпульсного навантаження дає стабільність U_H ($K_u = 1,1$) і K_{Γ} змінюється від 6,6% до 18 % хоча забезпечив при номінальному навантаженні $K_{\Gamma} < 6\%$. А БР забезпечує стабільність U_H ($K_i = 1$) та K_{Γ} від 11.48% до 14%. БР забезпечує точність U_H краще ніж КАР та стабільність K_{Γ} .

4.8.5 Експериментальне дослідження сонячних характеристик батарей.

Поглинена тепла енергія сонячною батареєю.

$$P_{\text{ПОГЛ}} = P_{\text{УД}} \cdot S_{\text{СБ}} \cdot \varepsilon \quad (4.17)$$

де. $P_{\text{УД}}$ - Номінальна інтенсивність сонячного випромінювання.

$$P_{\text{УД}} = 1300 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

ε - коефіцієнт чорноти сонячної панелі

$S_{\text{СБ}}$ - площа сонячної батареї (м).

Охолодження СБ здійснюється шляхом конвекції повітря. Питомий розрахунковий коефіцієнт тепловіддачі a з використанням коефіцієнта теплопровідності повітря, кінематичної в'язкості повітря, коефіцієнта теплового розширення та критеріїв Прандтля, Релея, Нусельта знаходиться в межах $a = 5 \div 10$ (Вт/м²К).

Теплова потужність, що віддається нагрітій СБ, визначається рівністю;

$$P_{\text{ОХЛ}} = a \cdot \xi \cdot S_{\text{СБ}} \cdot (T_{\text{ЗБ}} - T_{\text{СРЕДИ}}), \quad (4.18)$$

де; $P_{\text{ОХЛ}}$ - потужність, що відбирається нагрітим повітрям у СБ, ξ - коефіцієнт охолодження СБ, $\xi = 1 \div 2$, залежно від конструкції СБ. Якщо охолодження здійснюється з двох сторін - $\xi = 2$. Якщо СБ щільно розміщена на даху, що є утеплювачем, то $\xi = 1$. З рівності $P_{\text{ПОГЛ}} = P_{\text{ОХЛ}}$ отримано вираз для температури СБ;

$$T_{\text{СБ}} = T_{\text{СРЕДИ}} + \frac{P_{\text{УД}} \cdot \varepsilon}{a \cdot \xi} \quad (4.19)$$

Розрахунок температури СБ, встановленої на даху конвекцією, що охолоджується, з одного боку, проводиться за формулою (4.19) для максимального освітлення і максимальної температури повітря:

Для $T_{\text{СРЕДИ}} = 40$ °С, $P_{\text{УД}} = 1100$ Вт/тл², $\varepsilon = 0.9$, $a = 10$ (Вт/тл² К), $\xi = 1$,

$$T_{CB} = T_{Среды} + \frac{P_{уд} \cdot \varepsilon}{a \cdot \xi} = 40 + \frac{1100 \cdot 0.9}{10 \cdot 1} = 40 + 99 = 139^{\circ}C$$

Експеримент показав, що при температурі СБ $T_{CB} = 140^{\circ}C$ тріскається захисне скло покриття СБ. У реальній конструкції СБ треба врахувати віддачу тепла конвективним способом та випромінюванням.

Розрахунок температури СБ, що охолоджується випромінюванням і конвекцією, проводиться з умови рівності енергії, що поглинається і випромінюється відповідно до 4.19.

$$P_{ПОГЛ} = P_{уд} \cdot S_{CB} \cdot \varepsilon = a \cdot \xi \cdot S_{CB} \cdot \Delta T + \sigma \cdot S_{CB} \cdot \xi \cdot \varepsilon \cdot \Delta T^4 \quad (4.20)$$

где, $\Delta T = T_{CB} - T_{Среды}$, $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \frac{Вт}{м^2 K^4}$, $T_{Среды} = 20^{\circ}C$, $\xi = 2$.

Графо-аналітичний метод розв'язування рівняння (4.20) четвертого ступеня щодо ΔT дає результат $\Delta T = 27^{\circ}C$ (рис. 4.53), при поглиненій потужності 11000 Вт для $S_{CB} = 12 \text{ м}^2$ та $\varepsilon = 0.9$, при $a = 5$ (Вт/м² К) - Питомий коефіцієнт конвективної тепловіддачі.



Рис. 4.53 Залежність потужності СБ, що віддається, від перегріву ΔT Це означає, що реальна температура СБ при $\xi = 2$ - двостороння конвекція з урахуванням випромінювання дасть температуру $T_{CB} = 47^{\circ}C$.

Порівняння з експериментом говорить про те, що причина руйнування (розтріскування) скла полягає в нерівномірному нагріванні СБ від локального джерела освітлення лампа $P_{лам} = 500 \text{ Вт}$.

У разі України при $T_{\text{Среда}} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$, температура СБ підвищуватиметься до

$\Delta T + T_{\text{Среда}} = 27 \text{ }^\circ\text{C} + 50 \text{ }^\circ\text{C} = 77 \text{ }^\circ\text{C}$. Більш детальне дослідження ВАХ СБ проведено експериментально.

Для порівняння наведемо розрахунок ТСБ, що охолоджується випромінюванням у космічному просторі. Розрахунок температури СБ, що охолоджується випромінюванням (у космічному просторі) здійснюється з рівності;

$$P_{\text{Погл}} = P_{\text{уд}} \cdot S_{\text{СБ}} \cdot \varepsilon = \sigma \cdot 2S_{\text{СБ}} \cdot \varepsilon \cdot T_{\text{СБ}}^4 \quad (4.21)$$

При цьому температура буде для $S_{\text{СБ}} = 12 \text{ м}^2$ $T_{\text{СБ}} = 327.8 \text{ К}$ або $T_{\text{СБ}} = 54 \text{ }^\circ\text{C}$.

Експеримент показав, що за температури $T_{\text{СБ}} = 140 \text{ }^\circ\text{C}$, через теплові деформації тріскається зашите скло стандартних СБ. Необхідно використовувати систему охолодження СБ: зокрема, відомі способи термоелектричних холодильних пристроїв, на яких розташовується СБ [26].

В експериментальних дослідженнях ВАХ СБ використовувався прилад для вимірювання освітленості "4IN1 Multi Function Environment Meter", який може вимірювати освітленість до 20000 Лк, а потужність сонячного освітлення 130000 Лк. Використовувалася лампа розжарювання з відбивачем, що фокусує. ВАХ знімалася при освітленості більше 20000 Лк, але менше 130000 Лк, а також при освітленості менше 20000 Лк.

Реальна освітленість більше 20000 Лк розраховувалася за формулою через температуру СБ, при $T_{\text{Среда}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $\varepsilon = 0.9$, $a = 10 \text{ (Вт/м}^2\text{К)}$, $\xi = 2$;

$$P_{\text{уд}} = \frac{(T_{\text{СБ}} - T_{\text{Среда}}) \cdot a \cdot \xi}{\varepsilon} \quad (4.22)$$

Результати розрахунку освітленості наведено у табл. 4.15, які показують, що:

1. Освітленість сильно впливає на температуру СБ, ВАХ СБ.
2. Напруга холостого ходу зменшується зі зростанням температури освітленості.
3. Струм короткого замикання збільшується зі зростанням температури.

Табл.4.15

Експериментальні результати

Відстань (см)	Температура СБ, $T_{сб}$ (°C)	Перегрів $\Delta T = T_{сб} - T_{серед}$ (°C)	Освітленість, R_l (Лк)	Питома потужність опромінення, $R_{уль}$ (Вт/м ²)	Напруга холостого ходу СБ, $U_{хх}$ (В)	Струм короткого замикання СБ, $I_{кз}$ (А)
17,5	45	25	55455	556	18,8	0,1
35,5	40	20	44434	445	20	0,3
57,5	30	10	22322	223	19,5	0,25
75	25	5	19980	200	19,6	0,18

4.9.1 Зняття реальних вольт-амперних характеристик СБ

Метою досвіду є зняття вольтамперних характеристик СБ, що описують основні принципи роботи даного джерела електроенергії. У цьому досвіді буде продемонстровано вплив освітленості та температури на характеристики СБ.

Для того, щоб продемонструвати вплив освітленості на роботу панелі, було обрано 5 позицій джерела світла по відношенню до сонячної батареї. Ці позиції знаходяться на відстані 25см, 50см, 75см, 95см, 115см. Освітленості в цих точках рівні відповідно 53455Лк, 44434Лк, 19980Лк (відповідає одному сонцю), 13800Лк і 8400Лк. Варто зазначити, що цей досвід проводився за стандартної температури 25 градусів поверхні СБ відповідно до паспортних даних. Таким чином на вольт-амперні характеристики впливало лише освітленість. При знятті характеристик знімалося значення струму КЗ, потім

напруга ХХ, далі проводилася робота при трьох опорах навантаження: 22 Ом, 44 Ом, 66 Ом. Результати досвіду представлені у табл. 4.16.

Табл.4.16 Чисельні значення вольтамперної характеристики

Відстань лампи від СБ, Л(см)	Освітленість, Рл (Лк)	Струм короткого замикання СБ, $I_{кз}(A)$	Напруга холостого ходу СБ, $U_{ХХ} (В)$	Активна навантаж ення, $R (Ом)$	Струм СБ, $I_{СБ}(A)$	Напруга СБ, $U_{СБ} (В)$
25	53455	0,28	21	22	0,25	5,3
				44	0,25	10,4
				66	0,19	11,3
50	44434	0,3	20,4	22	0,23	4,6
				44	0,16	7,1
				66	0,2	12,2
75	19980	0,18	19,6	22	0,16	3,36
				44	0,15	6,7
				66	0,15	9,9
95	13800	0,12	19	22	0,115	2,3
				44	0,11	4,5
				66	0,09	6,6
115	8400	0,1	18,5	22	0,09	1,75
				44	0,085	3,5
				66	0,07	5,4

На основі результатів досвіду побудовано вольтамперні характеристики (див. рис 4.54)

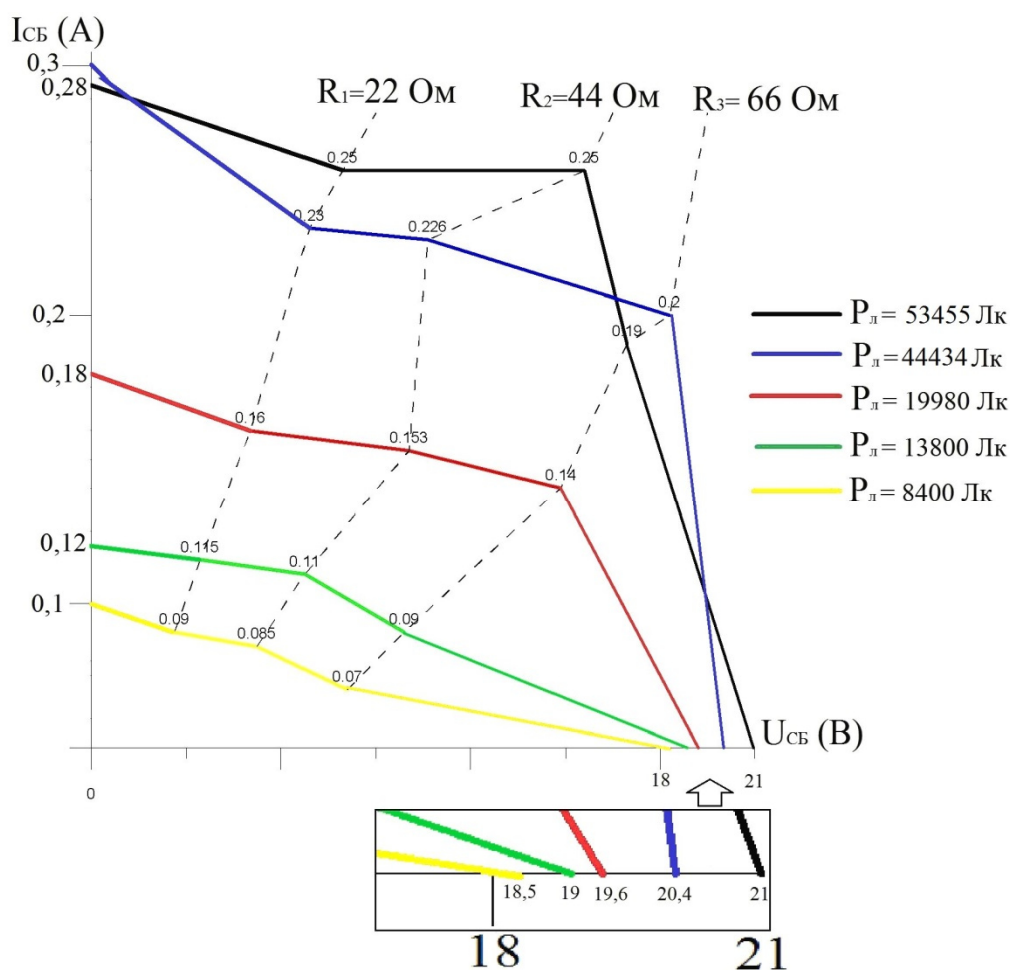


Рис. 4.54 Вольтамперні характеристики СБ

На малюнку чітко видно вплив освітленості на показники СБ. Зі збільшенням відстані між СБ та джерелом світла (зменшення освітленості) погіршуються вольтамперні характеристики.

Розрахунок та експеримент показують сильний вплив освітлення та умов охолодження СБ на ВАХ. Пряме сонячне освітлення може призводити до деформації конструкції СБ через нагрівання. Визначено граничні режими освітлення РБ, що обмежують можливість руйнування поверхні РБ.

Результати розрахунку освітленості через значення вимірної температури СБ показують автентичність експерименту та розрахунку.

4.10 Висновки до розділу 4

1. Досліджували 8 схем ФЕУ, що відрізняються напругою СБ, АБ і

включенням дроселя, що згладжує, на змінній шині і постійній шині. Це дослідження дозволило вибрати оптимальну схему: низьковольтну схему з однофазним інвертором напруги за бруківкою. Ця схема не має перенапруги на транзисторах і реверсивного струму АБ.

2 Аналіз властивостей ферорезонансного стабілізатора напруги показав безперспективність його використання в даній схемі, тому що не забезпечує потрібної точності стабілізації. Результати моделювання ферорезонансного стабілізатора показує, що при зміні напруги U_{AB} пропорційно змінюється вихідна напруга U_{H} та ефекту ферорезонансної стабілізації не виникає (див.табл.4,6). Це пояснює необхідність використання замість ферорезонансного стабілізатора напруги широтно-імпульсного регулятора (ШИР). З двох можливих типів ФЕУ: низьковольтної 12 і високовольтної 220 В, переважна низьковольтна схема 12 В через відсутність перенапруги на транзисторах.

3. Розроблено нову структуру фотоелектричної установки з перетворювачем, у якому вихідний конденсатор фільтра з індуктивністю навантаження утворює паралельний резонансний контур, що дозволяє виключити зі схеми послідовний дросель ланцюга змінного струму.

4. Моделювався сердечник трансформатора з урахуванням гістерези і без урахування гістерези. Облік гістерези необхідний, оскільки при високій напрузі АБ коефіцієнт гармонік вихідної напруги погіршується в 3.2 рази.

5. Досліджений вплив зміни навантаження на роботу ФЕУ показало, що коефіцієнт гармонік при $\cos = 0,8$ змінюється від 3,15% до 10,15%, при номінальному навантаженні та зміні напруги АБ. При активному навантаженні - від номінального до холостого ходу $K_{г}(U_{н})$ змінюється від 4,46% до 5,71%. Розроблений інвертор можна використовувати для будь-яких побутових приладів.

6. Розглянуто три способи автоматичної стабілізації вихідної напруги інвертора: релейний регулятор напруги, регулятор з широтно-імпульсною модуляцією та регулятор з інтегрованим релейним та широтно-

імпульсним модулятором. Релейний регулятор підтримує напругу в межах $U_{Н1} = 221,1 \div 231,6$ В, при цьому коефіцієнт гармонік становить $K_{г}(U_{Н1}) = 5,71 \div 14$ %. Регулятор із широтно-імпульсною модуляцією підтримує $U_{Н2} = 221,3 \div 277,1$ В, а коефіцієнт спотворень $K_{г}(U_{Н2}) = 4,03 \div 4,82$ %. Регулятор з інтегрованим релейним та широтно-імпульсним модулятором забезпечує напругу $U_{Н3} = 221 \div 231,3$ В, а коефіцієнтом спотворень $K_{г}(U_{Н3}) = 5,7 \div 2,8$ %. Рекомендується використовувати новий регулятор з інтегрованим релейним та широтно-імпульсним модулятором, оскільки він забезпечує точність і не має високого коефіцієнта спотворень.

7. Експериментально знімали реальні вольт-амперні характеристики СБ. Експерименти показують сильний вплив освітлення та умов охолодження СБ на ВАХ. Пряме сонячне освітлення може призводити до деформації конструкції СБ через нагрівання. В ході експерименту знімали характеристики СБ для 5 позицій джерела світла по відношенню до сонячної батареї, і проводилася робота при трьох опорах навантаження: 22 Ом, 44 Ом, 66 Ом. Експеримент показав, що за температури $T_{СБ} = 140^{\circ}\text{C}$, через теплові деформації тріскається захисне скло стандартних СБ.

8. Порівняли вартість ФЕУ з іншими джерелами енергії. Для мешканців

України питома вартість електроенергії за наявності високовольтної мережі (в/в мережу) дорівнює $\$0,05/\text{кВтг/год}$, При використанні дизель-генератора її вартість буде $\$0,5/\text{кВтг}$ при використанні вітрових електростанцій - $\$0,12/\text{кВтг}$, а при використанні ФЕУ – $\$0,25/\text{кВтг}$. З цього видно, що вартість електроенергії ФЕУ в 5 разів дорожча за мережеву електроенергію України, в 2 рази дешевше за електроенергію від дизель-генератора, але в 2 рази дорожче за вітрову електроенергію. Але в даний час мережне електропостачання України охоплює не всю країну і може забезпечити лише 30% населення. Використання вітрових електростанцій у Україні мало вивчене, а висока вартість електроенергії від дизель-генератора відповідає доходам жителів.

5. ЕКОНОМІЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ

5.1 Розрахунок надійності та вартості електроенергії автономної фотоелектричної установки

За наявності високовольтної мережі (в/в мережу) питома вартість електроенергії \$0,05/*kVtг*. Для електроживлення віддалених областей існує три основних варіанти: електроживлення від ФЕУ, від дизельного генератора (ДВС) або від вітротурбіни (ВЕС).

Для порівняння ми використовуємо портативну вітрову турбіну з потужністю 50 кВт. За середньої швидкості вітру 19 км/год, вона виробляє 12 кВт електроенергії. З урахуванням вартості машини, поряд із витратами з експлуатації, при 20-річному циклі при середній швидкості вітру 19 км/год, вартість електроенергії буде \$0.12 за кВт/год. При сильній швидкості вітру вартість електроенергії нижча на 3 центи за кВт/год, тобто \$0,09 за кВт/год [15].

Якщо використовувати дизель-генератор із потужністю 50 кВт для виробництва 12 кВт, то буде низька ефективність. Доцільно використати генератор на 15 кВт. Для отримання 12 кВт/год дизельний генератор витрачає паливо як мінімум 4 л на годину. Протягом 20 років він витратить 663 204 л. Дизельне паливо має високу енергоємність і крім того, воно є найдорожчим із невідновлюваних джерел та виробляє шкідливі викиди. Дизельна електростанція буде мати початкову вартість електрогенератора 20000, а паливо, що витрачається протягом 20 років буде коштувати \$1,000,000 без урахування витрат на транспортування та технічне обслуговування. Залежно від коефіцієнта навантаження та вартості палива дизель-генератор виробляє енергію з вартістю в діапазоні від \$0,5 до \$1 за кВт/год. при обмеженні максимальної потужності 15 кВт [18]. Розглянемо вартість електроенергії ФЕУ.

При максимальній потужності навантаження $P_{\max H} = 2 \text{ кВт}$ споживана енергія за день буде $E_{\text{за_день}} = 10 \text{ кВт/год}$. За питомої вартості інвертора $\xi_H = \$227/\text{kVt}$, поточна вартість інвертора буде

$$C_{\text{и}} = \frac{P_{\max, H}}{\xi_{\text{и}}} = \frac{2 \text{ кВт}}{\$227 / \text{kVt}} = 454 \$.$$

Питома вартість сонячної панелі $\xi_{CB} = \$6450/kВт$. Для споживаної енергії за день $E_{ЗА ДЕНЬ} = 10кВт/год$ за часу освітлення $T_C = 12$ годин розраховуємо: $C_{CB} = \frac{\mathcal{E}_{ЗА ДЕНЬ}}{T_C} * \xi_{CB} = \frac{10кВтч}{12ч} * \$6450/kВт = 5375\$$.

При питомій вартості акумулятора гелю $\xi_{AB} = \$220/kВт/год$ для забезпечення енергії за день 11 кВт/год, розраховуємо вартість АБ:

$$C_{AB} = 2 * E_{ЗА ДЕНЬ} * \xi_{AB} = 2 * 11кВтч * \$220 /кВт/год = 4840 \$.$$

Початкова вартість обладнання ФЕУ дорівнюватиме:

$K = C_i + C_{AB} + C_{CB} = 454 \$ + 4840 \$ + 5375 \$ = 10669 \$$. За 20 років треба замінити 4 комплекти АБ, вартість яких дорівнює: $C_{AB_20 РОКІВ} = 4 * C_{AB} = 4 * \$ = 19360 \$$.

Сумарна вартість ФЕУ з урахуванням заміни АБ 4 рази дорівнюватиме:

$$C_{СУМА_20 РОКІВ} = C_i + C_{CB} + C_{AB_20 РОКІВ} = 454\$ + 5375 \$ + 19360 \$ = 25189\$.$$

Споживана енергія за 20 років:

$E_{ЗА 20 РОКІВ} = 20 \text{років} * \text{кількість_днів_в_рік} * E_{ЗА ДЕНЬ} = 20 * 365 * 11кВт/год = 80300кВт/год$

Питома вартість енергії за час використання ФЕУ 20 років (\$) дорівнює:

$$C_{ЗА ЕДИНИЦЮ ЕНЕРГИИ 25 ЛЕТ} = \frac{C_{СУММА_20 ЛЕТ}}{\mathcal{E}_{ЗА 20 ЛЕТ}} = \frac{23429\$}{80300кВт} = 0,25 \frac{\$}{кВтч}$$

На рис. 5.1 наведено питому вартість електроенергії для ФЕУ, ДВС, ВЕС, в/в мережу.

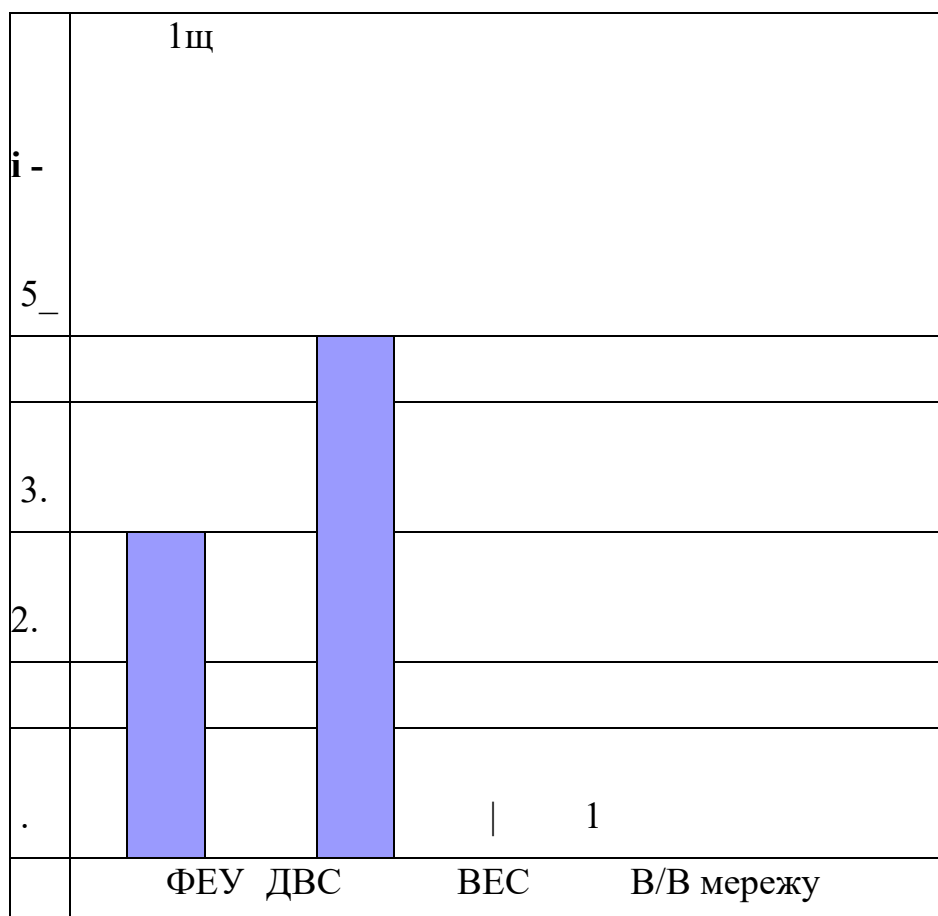


Рис. 5.1 Порівняння вартості ФЕУ з іншими джерелами енергії, де ФЕУ - фотоелектрична установка, ДВЗ - двигун внутрішнього згорання, дизель, ВЕС – вітрова електростанція, В/В мережа - високовольтна мережа.

З рис 4.34 випливає, що вартість питомої енергії ФЕУ вища, ніж у ВЕС і нижче, ніж у ДВС і може бути знижена заміною гелевих акумуляторів на дешевші акумулятори свинцеві.

5.2 Можливість безвідмовної роботи акумулятора

Для акумуляторної батареї, що містить m послідовно з'єднаних акумуляторів, ймовірність безвідмовної роботи протягом певного часу автономної роботи визначається наступною формулою:

$$P(t) = e^{-m \cdot \lambda \cdot t} = \frac{1}{e^{m \cdot \lambda \cdot t}}, \text{ где:} \quad (4.24)$$

$P(t)$ - ймовірність безвідмовної роботи, m – кількість послідовно з'єднаних акумуляторів, λ – інтенсивність (середня частота) відмов, t - час роботи – 3 роки. Для $\lambda = 10^{-6}$ /година- типове значення частоти відмов, для $t = 20$ років, для

$t = \text{кількість_років} \cdot \text{кількість_днів} \cdot \text{годин_в_день} = 3 \cdot 365 \cdot 24 = 26380$ год, для

$U_H = 220\text{В}$ кількість послідовно з'єднаних акумуляторів $m = 5$ розрахуємо ймовірність безвідмовної роботи

$$P(t) = \frac{1}{e^{5 \cdot 10^{-6} \cdot 26380}} = 0,9$$

Ця висока ймовірність безвідмовної роботи означає, що не потрібно розробляти спеціальні методи підвищення надійності акумуляторної батареї: цілократне або дроборазове резервування, заміна раніше, ніж через 3 роки, індивідуальний контроль акумулятора тощо, оскільки з 5 штук через 3 роки не виправлятиме акумуляторні батареї. батареї.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ НА ВИРОБНИЦТВІ

6.1 Загальні положення з охорони праці та техніки безпеки на виробництві

Підчас виробництва працівники повинні чітко дотримуватися правил техніки безпеки, незалежно від посади та обов'язків. Якщо кількість людей, які працюють в компанії перевищує 50, тоді підприємство зобов'язано мати відділ з охорони праці відповідно статті 15 Законодавства України «Про Охорону праці» [51]. Цей департамент буде підпорядковуватися роботодавцю.

Також, потрібно враховувати, що незалежно від форми та виду підприємства, якщо є наймані робітники, тоді підприємство повинно розробити та мати усі документи стосовно охорони праці відповідно до чинного законодавства, розкладу робіт та специфіки видів діяльності. До таких документів можна віднести наступні:

- нормативну документацію – це норми, закони, типові положення, правила, знаки, бланки, тощо;
- розпорядчу документацію – розпорядження, накази, інструкції, тощо;
- звітну документацію – форми офіційної статистичної звітності;
- облікову документацію, яка відображає усю діяльність підприємства відповідно до законів про охорону праці – це журнали, протоколи, графіки, схеми, тощо.

Уся документація повинна зберігатися в порядку, зручному для використання та у випадку перевірки, зручному для перевіряючих органів.

Також, кожен з робітників, перед початком робіт на підприємстві повинен пройти інструктаж з охорони праці Ї[52]. Ці інструктажі можна поділити на:

- вступний;

- первинний;
- повторний;
- позаплановий;
- цільовий.

Вступний або водний інструктаж проводиться один раз при прийнятті співробітника на роботу перед початком виконання робіт. Також, проводиться незалежно від професії, посади, стажу робіт та строку перебування на підприємстві. Цей інструктаж є обов'язковим для щойно найнятих робітників, для тимчасових робітників, робітників, які знаходяться на вашому підприємстві у відрядженні, для, студентів-практикантів, учнів шкіл, тощо.

Без проходження вступного інструктажу робітник не може допускатися до виконання робіт на підприємстві.

Цей інструктаж проводиться інженером з охорони праці, або лицем, який має повноваження відповідно до наказу роботодавця, по чіткому, узгодженому роботодавцем плану та програми.

Після проходження вступного інструктажу відбувається перевірка знань методом опитування. Після опитування у журналі проходження вступного інструктажу з охорони праці робиться запис з обов'язковим підписом особи, яка проходила інструктаж та особи, яка проводила інструктаж.

Первинний інструктаж повинен проводитися перед початком робіт керівником підрозділу, майстром, якому буде підпорядковуватися робітник. Цей інструктаж проводиться безпосередньо на робочу місці. Цей інструктаж проводиться з:

- робітниками підрозділу, які були щойно прийняті на роботу, а також працівниками, які виконують роботу на умовах трудового договору, укладеного до двох місяців або на період виконання сезонних робіт, у вільний від основної роботи час, а також вдома з використанням матеріалів,

інструментів і механізмів, що виділяються роботодавцем або придбаних за власні кошти;

- працівниками організацій, які були переведені в установленому порядку з іншого структурного підрозділу, та/або працівниками, яким було доручено виконання нової роботи з якою дані робітники не зіштовхувалися раніше;

- працівниками сторонніх організацій, які знаходяться у відрядженні на вашому підприємстві, особи, які навчаються в освітніх установах відповідних рівнів, які проходять виробничу практику на вашому підприємстві, та іншими особами, які беруть участь у виробничій діяльності підприємства.

Первинний інструктаж повинен проводитися за чітко розробленою та затвердженою роботодавцем програмою інструктажу на робочому місці з метою отримання конкретних, відповідних специфіки роботи знань, за для безпечного виконання виробничого завдання на робочому місці.

Програма первинного інструктажу передбачає:

- загальне ознайомлення з технологічним процесом на конкретній ділянці роботи;

- ознайомлення з обладнанням, з небезпечними зонами обладнання та огорожами для захисту від травмування;

- ознайомлення та демонстрація з порядком підготовки приладу або робочої зони до роботи. Наприклад – перевірка справності обладнання, приладу загалом, його пускових приладів, заземлюючих пристроїв, інструментів, тощо;

- порядок застосування запобіжних заходів та пристроїв;

- вимоги до спеціального одягу, спеціального взуття та інших ЗІЗ робітника при роботі на робочому місці, та при роботі з робочим обладнанням;

- випадки виробничого травматизму, їх причини та шляхи уникнення;

- вимоги безпеки до електроустаткування, освітлювальних приладів, приладів під напругою, тощо;
- правила безпеки під час спільного виконання робіт разом з іншим робітником, або робітниками;
- заходи надання першої допомоги за нещасних випадків, особисту гігієну робітника;
- ознайомлення з відповідальністю робітника за порушення правил техніки безпеки.

Первинний інструктаж з охорони праці на робочому місці проводиться з кожним працівником.

Після завершення первинного інструктажу на робочому місці інструктований робітник повинен зареєструватися в журналі та карті особи з підписом інструктора та інструктованого.

Знову прийнятий працівник повинен проходити стажування від 2 до 14 змін під ретельним наглядом керівника підрозділу або майстра, чи досвідченого працівника. Після цього, керівник підрозділу перевіряє роботу новоприйнятого працівника, засвоєння ним вимог норм техніки безпеки та отримує допуск до роботи шляхом ставлення підпису у журналі інструктажів.

Повторний інструктаж проводиться двічі на рік, тобто не рідше ніж раз на 6 місяців. Його проходять усі робітники, які проходили первинний інструктаж з техніки безпеки. Робітники, які обслуговують прилади підвищеної небезпеки проходять повторний інструктаж не рідше ніж раз на три місяці.

Повторний інструктаж здійснює керівник робіт, це може бути керівник підрозділу, майстер, інструктор виробничого навчання, тощо.

Повторний інструктаж відбувається за програмою, яка була розроблена для попереднього інструктажу. Метою повторного інструктажу є – перевірити та підвищити рівень знань інструкцій з охорони праці та ТБ.

Цей інструктаж може бути проведеним як індивідуально з кожним робітником, так і з групою працівників однієї професії.

Після завершення повторного інструктажу на робочому місці інструктований робітник повинен зареєструватися в журналі та карті особи з підписом інструктора та інструктованого.

Позаплановий інструктаж – це інструктаж, який повинен проводитися у випадку:

- введення в експлуатацію нових, або оновлених стандартів, правил, або інструкцій з охорони праці;

- при повному зміні технологічного процесу, модернізації обладнання та/або інструментів, вихідного продукту, використовуваних матеріалів та інших факторів, які впливають на безпеку робітників під час праці;

- при порушенні працівником або працівниками вимог, норм, інструкцій з охорони праці, особливо у випадку, якщо ці порушення створили або могли створити загрозу несприятливих та небажаних наслідків робітникам або підприємству. Наприклад – створення аварійної ситуації, небезпечне поводження з приладами, травмування робітників через необережність, тощо;

- на вимогу посадових осіб;

- при перервах у роботі: для робіт із шкідливими та/або небезпечними умовами праці понад 30 днів, а для решти робіт – понад 2 місяці;

- за рішенням роботодавця або уповноваженої роботодавцем особи.

Позаплановий інструктаж здійснюється безпосередньо керівник робіт, це може бути керівник підрозділу, майстер, інструктор з техніки безпеки, тощо.

ЗІЗ також можна поділити за групами захисту:

Перша група захисту – це ЗІЗ, які захищають робітників від механічних впливів робочого середовища, виробничих забруднень загального типу, від води, від речовин, які є нетоксичними та або їх розчинів, від пилю, який не є токсичним, від стирання, від порізів, від вібрації, від шуму, від можливості пошкодження різних частини тіла, від падання при роботі на висоті і засоби порятунку з висоти, від пилю, азбесту, дисперсного пилю, тощо.

До другої групи захисту відносять захист від хімічних факторів, наприклад від токсичних речовин, як кислоти, луги або різних органічних розчинів або розчинників, такі як лак та фарба на їх основі, нафти, нафтопродуктів, олій та жирів.

До неї входять підгрупи захисту від токсичних речовин, які мають твердий агрегатний стан, від різних концентрацій кислот та лугів, від органічних розчинників, ароматичних або не ароматичних речовин, хлорованих вуглеводнів, сирі нафти, продуктів легкої фракції, нафтових олій та продуктів важких фракцій, рослинних та тваринних олій та жирів .

Третя група захисту – від біологічних чинників. До неї входять підгрупи захисту від мікроорганізмів, комах та павукоподібних.

Четверта група захисту – від радіаційних чинників. До неї входять підгрупи захисту від забруднень радіоактивних або іонізуючих випромінювань.

П'ята група захисту – від високих або навпаки низьких температур, від можливих бризків нагрітого або розплавленого матеріалу. Включає підгрупи захисту від температурного випромінювання, полум'я, іскор, бризок і виплесків розплавленого матеріалу, захищає від контакту з поверхнями температура яких понад 45°C, від 40 до 100°C, від 100 до 400°C, від температури повітря яка є нижче від -20°C до -50°C, від контакту з дуже холодними або охолодженими поверхнями;

Шоста група захисту – це захист від електричної дуги, та наслідків ураження електричною дугою, від неіонізуючих випромінювань, уражень струмом, впливу статичної електрики, тощо. До неї відносяться підгрупи захисту від електричного ураження напругою до та понад 1000 В, електромагнітних полів.

Група захисту сім складається з одягу спеціальної сигнальної підвищеної видимості.

Восьма група захисту – це комплексні ЗІЗ.

Дев'ята група захисту включає в себе дерматологічні ЗІЗ. До цієї групи входять підгрупи захисту засобів гідрофільної, гідрофобної, комбінованої дії, від впливу низьких температур, високих температур, вітру, ультрафіолетового випромінювання діапазонів А, В, С, комах, мікроорганізмів, що очищають, регенерують, відновлюють засоби [53, 54].

6.2 Електробезпеки під час виконання робіт

Систем розумного будинку – це один з видів електроустаткування. Уся електронна частина потребує живлення, в особливості провідна система розумного будинку, де для забезпечення функціонування системи потрібне постійне електроживлення. Це, у свою чергу, викликає необхідність постійного ознайомлення та вивчення техніки безпеки та електробезпеки в цілому. Як під час виробництва так і під час користування потрібне невідхильне дотримання правил ТБ та поведження з електроустаткуванням.

В галузі електробезпеки повинне бути чітке ґрунтування на конкретній системі заходів, щодо забезпечення повного та точного виконання «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів» та «Правил техніки безпеки під час експлуатації електроустановок споживачів».

Особлива увага роботодавців та керівників повинна бути приділена невідхильному виконанню вимог зазначених норм стосовно утримування та експлуатації електричних приладів та систем.

Електроустановки у яких напруга до 1000 В і понад 1000 В поділяються на дві групи. Парадоксально, проте відповідно статистиці найбільша кількість електротравм частіше відбувається при роботі з електроустановками напруга яких не перевищує 1000 В.

Найбільшу увагу слід приділити порушенням таким як:

- доторкання до відкритих струмоведучих частин та дротів устаткування;
- доторкання до струмоведучих частин, у яких була пошкоджена або відсутня ізоляція;
- доторкання до металевих частин не заземленого устаткування, яке опинилося під напругою;
- доторкання до струмоведучих частин предметами із низькою ізоляційною здатністю;
- відсутності чи порушення заземлення;
- подання напруги під час ремонтних робіт або оглядів устаткування.
- ураження через дугу електричним струмом та ін.

Для наглядного прикладу впливу електричного струму на організм людини нижче наведено таблицю 6.1, де описано впливу на тіло людини електричного струму в залежності від його струму [55].

Таблиця 6.1 – Вплив електричного струму на тіло людини

Сила струму, мА	Змінний струм 50 — 60 Гц	Постійний струм
0,6 — 1,5	Легке тремтіння пальців рук	Не відчутно

2 — 3	Сильне тремтіння пальців рук	Не відчутно
5 — 7	Судороги в руках	Зуд. Відчуття нагріву
8 — 10	Руки важко, але ще можна відірвати від електродів. Сильні болі в руках, особливо в кистях та пальцях	Більш сильніше відчуття нагрівання
20 — 25	Руки паралізуються негайно, відірвати руки від електродів неможливо. Дуже сильний біль. Важке дихання	Ще більше посилення нагрівання, незначне скорочення м'язів рук
50 — 80	Параліч дихання. Початок тріпотіння шлуночків серця	Сильне відчуття нагрівання. Скорочення м'язів рук. Судоми. Утруднення дихання
90 — 100	Параліч дихання та серця при дії понад 0,1 с.	Параліч дихання

Окрім описаних вище впливів також можуть бути електричні опіки, знаки, або металізація шкіри.

Електричні опіки різного ступеня – результат короткого замикання електроустановок і постійної присутності тіла, зазвичай рук, у сфері світла ультрафіолетових та теплових інфрачервоних впливів електродуги, а також опіки третього та четвертого ступенів з важкими наслідками - при контакті людини прямо або через електродугу зі струмом напругою понад 100 В.

Електричні знаки відмітки струму є специфічними ураженнями, спричиненими механічними, хімічними або їх сполученими впливами. Уражена область шкіри майже безболісна, довкола неї немає запальних процесів. Згодом вона затвердіє, а поверхнева тканина відмирає. Електрознаки, зазвичай, швидко зцілюються.

Металізацією шкіри є - просочення шкіри дрібними паровими або плавними частинами металу під впливом механічних чи хімічних впливів

струмів. Уражені ділянки шкіри мають жорстку поверхню і характерне забарвлення. Металізація найчастіше виліковується, не залишивши слідів на шкірі.

У виробничих умовах ураження електричним струмом часто виникає через торкання людей до струмопровідних частин, що знаходяться під небезпечною напругою.

Розрізняють два види небезпечного доторкання людиною струмопровідних частин: небезпечне – це доторкання до однієї струмопровідної частини (рис. 6.2), та більш небезпечне – це доторкання до обох частин (рис. 6.3).

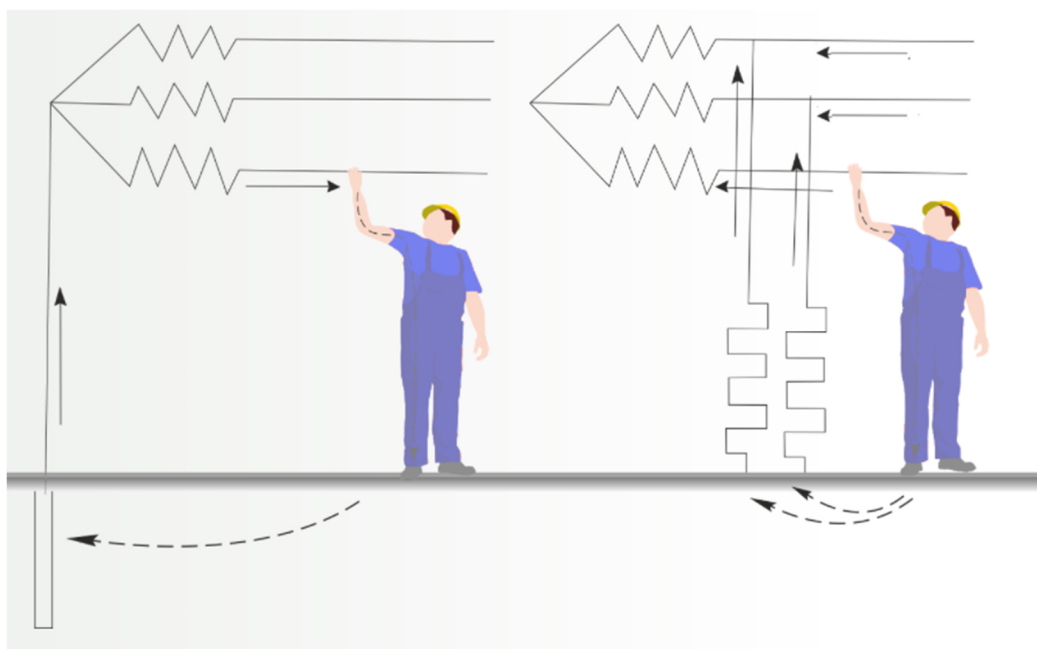


Рисунок 6.2 – Однофазне включення людини у ланцюг: а) з заземленням нейтралі; б) з ізолюваною нейтраллю [63]

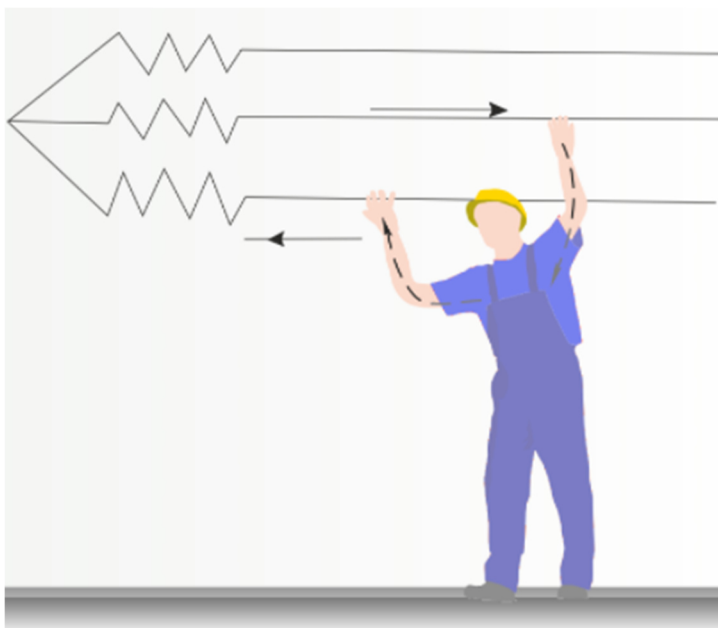


Рисунок 6.3 – Двофазне включення людини у ланцюг [63]

Можливе попередження ураження людей струмом на підприємстві можливе, якщо дотримуватися наступного:

- використовувати технічні рішення, які роблять можливість приєднання людей до ланцюга струму двох фаз або однієї фази і землі мінімальним. таким чином, струмоведуча частина, що нормально перебуває в напрузі, недоступна випадковому дотику;
- забезпечення надійної ізоляції, огорожі, розташування приладів на достатній відстані або під землю, або ін.;
- використання захисних заземлювальних пристроїв або автоматичних вимикачів, що забезпечують при пошкодженнях ізоляції обмежують напругу або вимикають несправну техніку;
- використання напруги електроустановок, безпечної для працівників, що буде відповідати умовам експлуатації;
- урахування при плануванні електробезпеки вологість, струмопровідний пил, їдкий пар і гази, що призводять до руйнування теплоізоляції, струмову підлогу та кількість достатньо велику саме

заземлюючих металевих обладнань, яке може навпаки призвести до підвищення небезпеки ураження.

Пропонуючи рішення щодо забезпечення безпечнішої експлуатації електрообладнання неможливо оминати такий метод, як заземлюючий пристрій. Так називають навмисні електричні з'єднання обладнання та землі заземлювачами. Це виконується задля зменшення напруги до безпечної. Відповідно до правил ТБ, опір захищеного заземлення повинен не перевищувати 4 Ом.

Головними умовами при будівництві заземлювального пристрою, є розмір заземлювального пристрою.

За матеріалами, такими як: куточки, смуги, круглі сталі, мінімальний розмір заземлювача повинен мати параметри не менші ніж:

- смуга 12x4 – 48 мм²;
- куточок 4x4;
- кругла сталь – 10 мм²;
- сталева труба – 3.5 мм.

Розмір арматури, мінімальний, задля для встановлення заземлювального пристрою зображено на рисунку 6.4

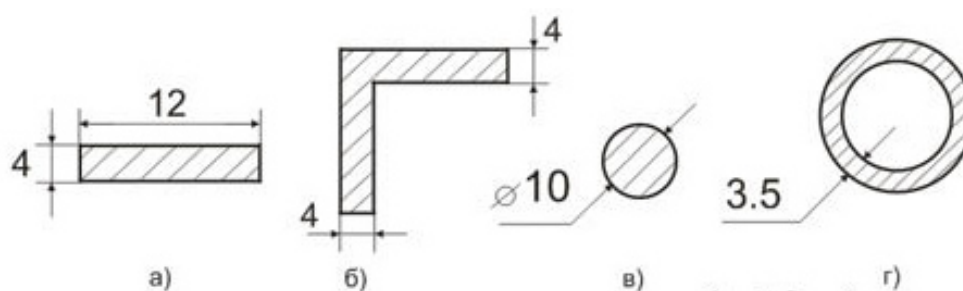


Рисунок 6.4 – Розмір арматури для заземлювального пристрою

Заземлюючий стержень відносно своєї довжини також має певні мінімальні обмеження, а саме – не менше ніж 1,5-2 м (рис. 6.5).

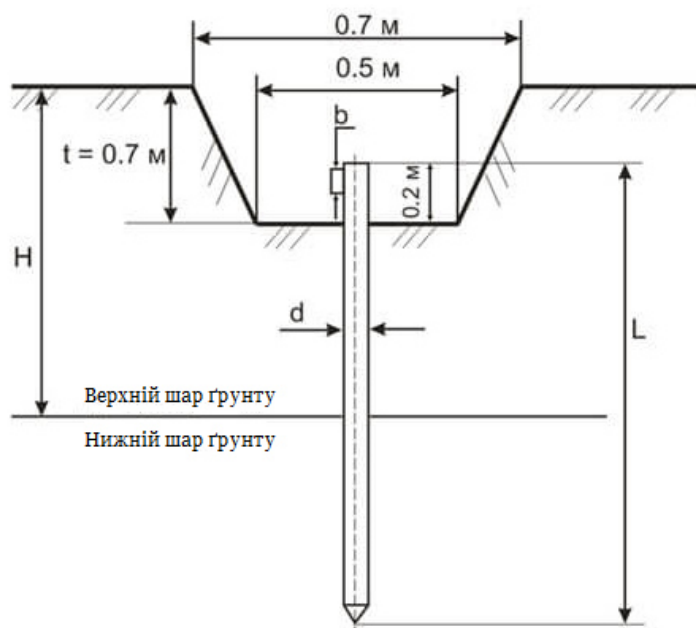


Рисунок 6.5 – Приклад заземлюючого пристрою

Остання складова заземлюючого пристрою, яка також має лімітовані та стандартизовані обмеження довжини – це відстань між стрижнями. Найчастіше, пропонується співвідношення довжини до стрижня наступне – $a = 1 \times L$; $a = 2 \times L$; $a = 3 \times L$. Проте, розміщення стрижнів може бути як трикутним, так і квадратним, або іншої геометричної фігури, яке буде запропоноване проектувальником. На рисунку 6.6 зображено креслення стрижнів.

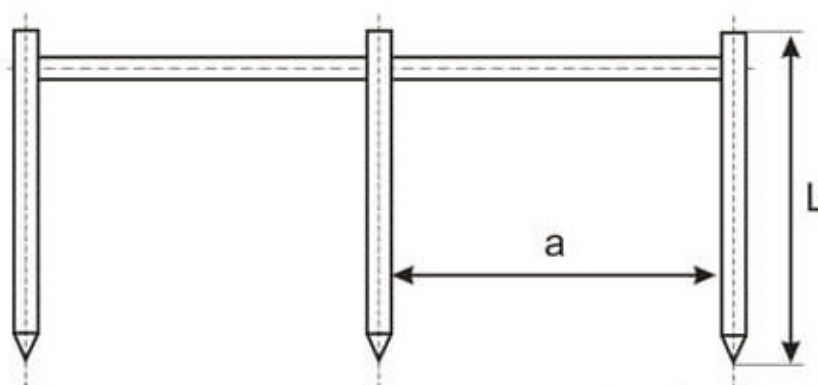


Рисунок 6.6 – Стрижні заземлюючого пристрою

6.3 Розрахунок заземлюючого пристрою

Розрахунок заземлюючого пристрою буде проведено за наступними вхідними даними, які представлено у таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Вхідні дані для розрахунку заземлюючого пристрою

Позначення	Найменування	Од. вим.	Значення
R	Нормований опір розтікання струму в землю	Ом	4.00
$1 \square$	Питомий опір верхнього слою піску	Ом·м	50
$2 \square$	Питомий опір нижнього слою піску	Ом·м	60
d	Діаметр стержня	мм	20.00
L	Довжина вертикального заземлювача	м	3.00
H	Товщина верхнього слою ґрунту	м	1.00
$t_{\text{полоси}}$	Глибина закладення горизонтального заземлювача	м	0.50
t	Відстань від	м	2.00

Позначення	Найменування	Од. вим.	Значення
	поверхні землі до середини заземлювача		
1k	Кліматичний коефіцієнт для вертикальних електродів	—	2
2 k	Кліматичний коефіцієнт для горизонтальних електродів	—	6
b	Ширина сталеві полоси	мм	50.00
ã l	Довжина горизонтального заземлювача	м	70.00

Питома розрахунковий коефіцієнт опору двошарового піску визначимо за формулою 6.1:

$$\rho = \frac{(\rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L)}{(\rho_1 \cdot (L - H + t_{\text{полоси}}) + \rho_2 \cdot (H - t_{\text{полоси}}))} \quad (6.1)$$

$$\rho = \frac{(50 \cdot 60 \cdot 3)}{(50 \cdot (3 - 1 + 0,5) + 60 \cdot (1 - 0,5))} = 58,06 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$$

Опір розтікання електрода вертикального положення визначається з використанням формули 6.2:

$$r_B = \frac{0.366 \cdot k_1 \cdot \rho}{L} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot L}{0.95 \cdot d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \right) \quad (6.2)$$

$$r_B = \frac{0.366 \cdot 2 \cdot 58,06}{3} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 20} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) \right) = 39,12 \text{ (Ом)}$$

Загальна кількість заземлювачів вертикального типу, яка потрібна для забезпечення безпеки визначається використовуючи формулу 6.3:

$$n_{i\delta} = \frac{r_a}{R_i \cdot \eta_a} \quad (6.3)$$

Де, η_a – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів (табл.6.3)

Таблиця 6.3 – Параметри вертикальних і горизонтальних заземлювачів

Позначення	Найменування	Од. вим.	Значення
η_a	Коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів	-	0,66
η_a	Коефіцієнт використання горизонтальних заземлювачів	-	0,36
h	Відстань між заземлювачами	м	5,83

З цього можна зробити висновок, що відповідно до формули 6.3 було отримано такі розрахунки:

$$n_{i\delta} = \frac{39,12}{4 \cdot 0,66} = 14,8 \approx 15 \text{ (шт)}$$

Кількість передбачених вертикальних заземлювачів = 15 шт виходячи з розрахунку.

Наступний розрахунок – опір горизонтального заземлювача , який буде визначено за формулою 6.4:

$$r_{\hat{a}} = \frac{0,366 \cdot k_2 \cdot \rho}{l_{\hat{a}} \cdot \eta_{\hat{a}}} \cdot \lg \left(\frac{2l_{\hat{a}}^2}{b \cdot t_{\text{полоси}}} \right) \quad (6.4)$$

$$r_{\hat{a}} = \frac{0,366 \cdot 6 \cdot 58,06}{70 \cdot 0,66} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 70^2 \cdot 1000}{50 \cdot 0,5} \right) = 15,43 \text{ (Ом)}$$

Вертикальних заземлювачів опір визначається за формулою 6.5:

$$R = \frac{R_f \cdot r_{\hat{a}}}{r_{\hat{a}} - R_f} \quad (.5)$$

$$R = \frac{4 \cdot 15,43}{15,43 - 4} = 5,39 \text{ (Ом)}$$

Якщо враховувати опір вертикальних заземлювачів повний, тоді уточнена кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням сполучної смуги буде визначатися відповідно формулі 6.6:

$$n_{i\delta} = \frac{r_{\hat{a}}}{R_f \cdot \eta_{\hat{a}}} \quad (6.6)$$

$$n_{i\delta} = \frac{39,12}{5,39 \cdot 0,66} = 10,99 \approx 11 \text{ (шт)}$$

Приймаються до установки 11 вертикальних заземлювачів, загальна довжина горизонтального заземлювача 70.00 м при середній відстані між вертикальними заземлювачами 5,83 м. Остаточна відстань між

вертикальними заземлювачами уздовж сполучної смуги зображується на плані заземлювального пристрою.

Монтажні параметри одиночного заземлювача в двошаровому ґрунті вказані на рисунку 6.7, а конструкція заземлюючого пристрою на рисунку 6.8.

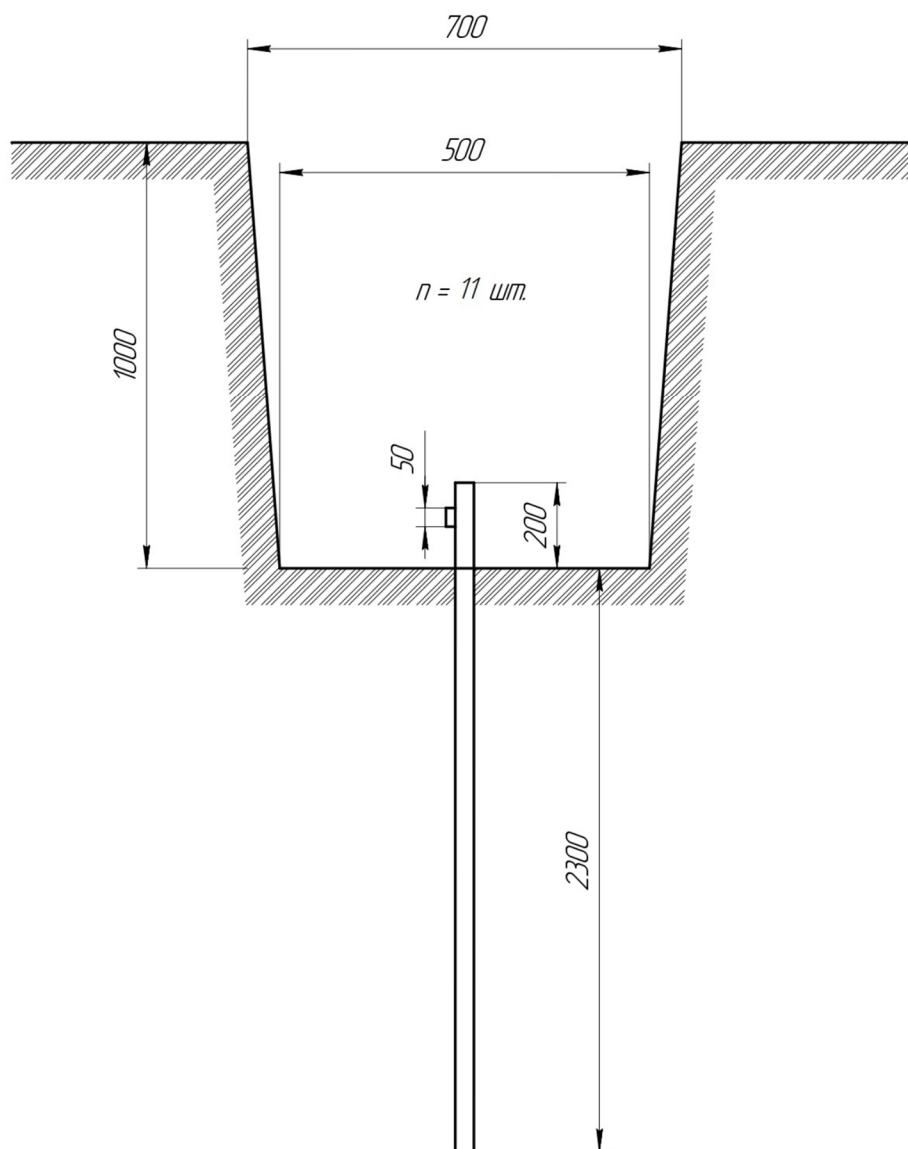


Рисунок 6.7 – Креслення заземлювача відповідно розрахункам

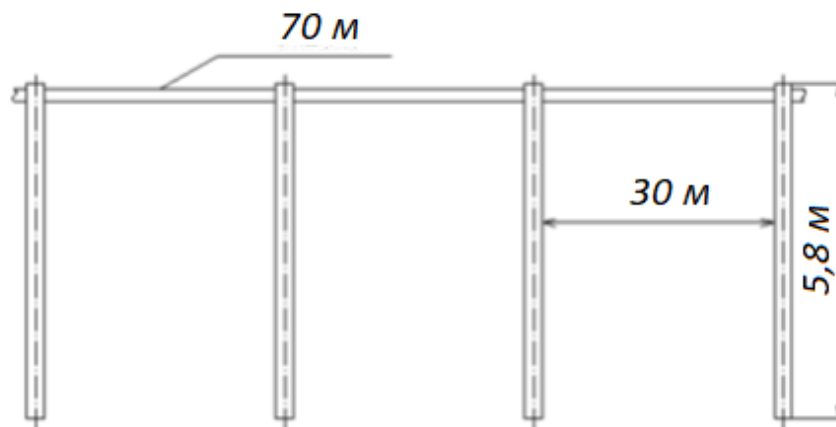


Рисунок 6.8 – Креслення стрижнів заземлювача відповідно розрахункам

Після проведення розрахунків було отримано заземлюючий пристрій, який відповідає вимогам техніки безпеки, електробезпеці та нормам охорони праці в цілому. Для безпечної та коректної роботи з електроустаткування рекомендувано використання даного заземлення.

Також, окрім встановлення заземлення рекомендувано працівникам та всім учасникам процесу дотримуватися правил та інструкцій з охорони праці, ТБ, та особливо електробезпеки, адже за даною специфікою роботи, саме можливе ураження струмом є найбільшою небезпекою при виконанні даних видів робіт. Для збільшення безпечних умов праці з електроустаткуванням рекомендувано використання ЗІЗ та ознайомлення з порядком дій при виникненні аварійної ситуації з ураженням струмом людини та правилами надання першої медичної допомоги постраждалому [56].

6.4 Рекомендації щодо застосування пристроїв захисного відключення

У [55] наведено рекомендації при проектуванні, монтажі, налагодженні та експлуатації електроустановок житлових, виробничих та громадських завдань із застосуванням пристроїв захисного відключення (ПЗВ).

ПЗВ застосовується для комплектації вступно-розподільчих пристроїв (ВРУ), розподільчих щитів (РЩ), групових щитків (квартирних та поверхових), що встановлюються у громадських будівлях - дитячих дошкільних закладах, школах, професійно-технічних, середніх, спеціальних та вищих навчальних закладах, готелях, санаторіях, мотелях, бібліотеках, критих спортивних та фізкультурно-оздоровчих закладах, басейнах, саунах, театрах, клубах, кінотеатрах, магазинах, підприємствах громадського харчування, підприємствах побутового обслуговування, торгових павільйонах, кіосках тощо, житлових будинках - індивідуальних та багатоквартирних, дачах, садових будиночках, гуртожитках, побутових приміщеннях тощо, в адміністративних будівлях, виробничих приміщеннях - цехах, майстернях, АЗС, автомийках, ангарах, гаражах, складських приміщеннях тощо, а також захисту окремих споживачів електроенергії.

До цього часу більша частина електроустановок в нашій країні працює з системою заземлення подібною до TN - C. У такій електроустановці, при пробі ізоляції на корпус електроприймача у випадку, якщо цей корпус не заземлений (наприклад, холодильник або пральна машина на ізолюючій основі), ПЗВ, включене в ланцюг живлення електроприймача, не спрацює, оскільки немає ланцюга протікання струму витоку - відсутня різницевий (диференціальний) струм. При цьому на корпусі електроприймача виявиться небезпечний потенціал щодо землі.

У цьому випадку при дотику людини до корпусу електроприймача і протіканні через його тіло струму на землю, що перевищує номінальний відключає диференціальний струм ПЗВ (струм уставки) $-I_{\Delta n}$, ПЗВ зреагує та відключить електроустановку від мережі, в результаті життя людини буде врятовано. Рекомендується використовувати ПЗВ описане в додатку 3 [55] у цій ФЕУ і включати на виході інвертора.

ВИСНОВОК

У рамках цієї роботи вирішені всі поставлені завдання, а проведені дослідження дозволяють зробити такі висновки:

1. Аналіз можливостей використання альтернативної енергії для вирішення проблем нестачі електроенергії в країнах, що розвиваються, таких, як Україна, показує, що сонячна енергетика в перспективі може відіграти велику роль у паливно-енергетичному комплексі України. Її географічне положення, з одного боку, та світовий розвиток технології у сфері сонячної енергетики, з іншого боку, створюють можливість для досить повного та швидкого вирішення проблеми недостатнього енергопостачання в країні.

2. Ідея роботи базується на ефективному використанні сучасних рішень у галузі фотоелектричних джерел енергії та силової перетворювальної техніки. Доведено доцільність та ефективність використання ФЕУ для автономного електроживлення в умовах України.

3. Автономна сонячна установка коштує дорого, 50% вартості посідає сонячні модулі, 45% вартості становлять інші елементи (акумулятор, інвертор, контроль заряду) і 5% - інші матеріали.

У цій кваліфікаційній роботі на основі технічних характеристик СБ та АБ було запропоновано найбільш ефективну в умовах України ФЕУ:

- АБ типу гелева як допускає максимальну глибину розряду до 80%;
- СБ - кристалічна, як має мінімальний температурний коефіцієнт напруги;
- підтверджено (на основі моделювання) можливість створення ФЕУ для тропічних умов з безпосереднім з'єднанням СБ та АБ, що забезпечує практично повне використання встановленої потужності СБ при змінній орієнтації щодо Сонця.

3. У відомих моделях СБ немає можливості враховувати вплив навколишнього середовища: сонячної радіації та температури. У цій дисертації для моделювання пропонуються дві оригінальні моделі СБ у

розділі SimPowerSystems, ВАХ яких проходить за трьома характерними точками: точка холостого ходу, точка короткого замикання, точка максимальної потужності та враховуються радіація та температури. У дисертації розроблено моделі та програму моделювання СБ та ФЕУ.

4. Були досліджені 8 схем ФЕУ, що відрізняються напругою СБ, АБ і включенням дроселя, що згладжує, в змінному або постійному ланцюгу. Це дослідження дозволило вибрати оптимальну схему низьковольтну з однофазним мостовим інвертором напруги, в якій відсутня перенапруга на транзисторах і реверсивний струм АБ. У розробленій структурі фотоелектричної установки вихідний конденсатор фільтра з індуктивністю навантаження утворює паралельний резонансний контур, що дозволило виключити із схеми дроселі в ланцюзі змінного та постійного струму.

Розглянуто три види опорної напруги у системі автоматичної стабілізації напруги інвертора. Рекомендується використовувати новий регулятор з інтегрованим релейним і широтно-імпульсним модулятором (Біздат регулювання напруги інвертора), оскільки він забезпечує точність і не дає високого коефіцієнта спотворень.

5. Експериментально знімалися реальні вольт-амперні характеристики кремнієвої кристалічної СБ із концентрованим випромінюванням. Експерименти показали сильний вплив освітлення та умов охолодження СБ на її ВАХ. Пряме сонячне освітлення може призводити до деформації конструкції СБ через нагрівання. Експеримент показав, що при температурі ТСБ=140 °С через теплову деформацію тріскається захисне скло стандартних СБ.

Проведено розрахунок вартості ФЕУ у порівнянні з іншими джерелами енергії. Вартість електроенергії ФЕУ в 5 разів дорожча за мережеву електроенергію України, в 2 рази дешевше за електроенергію від дизель-генератора, але в 2 рази дорожча за вітрову електроенергію. Представлена ФЕУ може вирішити проблему електропостачання населення у віддалених районах України.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1.Єрьоменко В.Г., Жирнова Н.Б., Нян Лінн Аунг.МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОСМІЧНОГО АПАРАТУ З АРСЕНІД-ГАЛЛІЄВОЮ СОНЯЧНОЮ БАТАРЕЄЮ. Практична силова електроніка, 2012р., № 1 (45). – 43 т 46 с.

2.Єрьоменко В.Г., Жирнова Н.Б., Нян Лінн Аунг.
РЕЗУЛЬТАТИ ПРОЕКТУВАННЯ СИТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОТЕЖ З СОНЯЧНОЇ БАТАРІВ. Практична силова електроніка. №1 (53)/2014р.- 12 т 16с.

3.Нян Лінн Аунг, В.Г. Єрьоменко, Н.Б. Жирнова.Сонячне фотоелектричне встановлення автономного електроживлення для побутових споживачів в індивідуальних господарствах. Науково-технічний журнал «Електроживлення». №3/2013р. 21 т 26 с.

4.Нян Лінн Аунг, асп.; рук. В.Г. Єрьоменко д.т.н., проф. (НДУ «МЕІ»). Вибір типу сонячної батареї для побутового електроживлення у тропічних умовах: XI Міжнародна щорічна конференція «Відновлювана та мала енергетика-2014». Москва. УДК 785.78, ББК 45.53 А-99, стор.68.

5.Нян Лінн Аунг, асп.; рук. В.Г. Єрьоменкод.т.н., проф. (НДУ «МЕІ»). ІНВЕРТОР НАПРУГИ СОНЯЧНОЇ БАТАРЕЇ ДЛЯ ТРОПІЧНИХ УМОВ: Двадцята Міжнар. наук.-техн. конф. студентів та аспіратів: Тез. доп. У 4 т. Т. 2.: Видавничий дім МЕІ, 2014. – 194с.

6.Нян Лінн Аунг, асп.; рук. В.Г. Єрьоменко, д.т.н., проф. (НДУ «МЕІ»).
МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОСМІЧНОГО АПАРАТУ З АРСЕНІД- ГАЛІЄВОЇ СОНЯЧНОЇ БАТАРЕЇ:
Аерокосмічні технології МНТК-2014. УДК 629.78, ББК 39.53 А-99, ISBN 978-57038-3976-8, стор. 41. Видавництво МДТУ ім. н.е. Баумана 2014 року.

7.Лін Аунг Тет, Малінін Н.К, Шестопалова Т.А. Дослідження інформаційного забезпечення геліоенергетичних розрахунків та ресурсів

сонячної енергії України // Вісник МЕІ. 2014 №1. 43-49с.

8.Геро Рютер, Андрій Турков. Світова сонячна енергетика: переломний рік [Електронний ресурс] / Геро Рютер, Андрій Турков.

економіка. - 2013. - Режим доступу: Бїр://е, ^е/р/^0г

9.Великий атлас світу "ГЛОБУС", АЗІЯ. – М.: ТОВ «Видавництво Світ книги», 2006. – 80с.

10.Йй Він. Дослідження ефективності використання сонячної енергії для систем автономного енергопостачання у Республіці Союзу Україна: дис. ...

канд. тех. наук: 05.14.08/ Йй Він. – М., 2013. – 155 с.

11.The The Han Yee, Su Su Win, і Nyein Nyein Soe. Solar Energy Potential and Applications in Myanmar [Електронний ресурс/The The Han Yee, Su Su Win, та Nyein Nyein Soe//International Science Index Vol.2, №6. – 2008. – Режим доступу: waset.org/Publication/12130

12.U Htun Lwin. Weather in Myanmar [Електронний ресурс]/U Htun Lwin // Department of meteorology Union of Myanmar - 2014. - Режим доступу:<http://www.climateandweather.com/weather-in-myanmar-burma>

13.Marcelo Gradella Villalva, Jonas RafАБІ Gazoli та Ernesto Ruppert Filho. Комплексний приклад до моделі та simulation Photovoltaic Arrays [Електронний ресурс] / Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, і Ernesto Ruppert Filho. Brazillian Journal of Power Electronics, vol. 14, no.1, pp. 35-45, 2009 - Режим доступу:

<http://www.researchgate.net/publication/224397300Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays>

14.Енергетичні режими джерел енергії космічних апаратів/навчальний посібник. - М: Видавничий будинок МЕІ, 1991. - 92 с.

15.Том Markvart & Luis Castaner. Практичний handbook of photovoltaics fundamentals and applications/ Том Markvart & Luis Castaner. - Oxford: Elsevier Ltd, 2003. - 1015с.

16.Aldo V. Da Rosa. Fundamentals of renewable energy processes/Aldo V. Da Rosa. London: Elsevier Inc, 2009. – 818 с.

- 17.Хрустальов, Д.А. Акумулятори: навчальний посібник для студентів середніх та вищих навчальних закладів/Д.А/Хрустальов. - М: Смарагд, 2003. - 224 с.
- 18.Wind Power vs Diesel Power vs Solar Power (Електронний ресурс)/ Uprise Energy, LLC. San Diego, CA, США. – 2012. - Режим доступу: <http://upriseenergy.com/blog/2012/9/15/wind-power-vs-diesel-power-vs-solar-power-comparison>
- 19.James P. Electricity production by country[Електронний ресурс]/James P.//CIA World Factbook/ Index mundi. - 2012 року. -Режим доступу: <http://www.indexmundi.com/g/r.aspx?t=100&v=79>
- 20.Їй Він, Віссаріонов В.І. Оптимізація параметрів системи енергопостачання з використанням сонячної енергії для автономного споживача у Україні/Ей Він, В.І. Віссаріонів. - М: Видавничий дім МЕІ / Вісник МЕІ. 2012, No 5, 42 ^ 49с.
- 21.Дияконів, В.П. Основи застосування MATLAB 6.5 SP1/7 + Simulink 5/6 (Серія "Бібліотека професіонала") / В.П. Дияконів. - М.: СОЛОН-Прес, 2005. - 800 с.
- 22.Roberto Восса, Arthur Hanna, Kunio Senga. New energy architecture:Myanmar[Електронний ресурс]/ Roberto Восса, Arthur Hanna, Kunio Senga// World economic forum. - June 2012 року. - Режим доступу:
<http://www.adb.org/sites/default/files/publication/30265/new-energy-architecture-mya.pdf>
- 23.Robert, LH The Geology of Burma (Міянмар): An Annotated Bibliography of Burma's Geology, Geography and Earth Science/ Robert Lee Hadden. – USA: Topographic Engineering Center, September 2008. – 312 с.
- 24.David Darice. Electricity Demand and Supply in Myanmar Electricity in Myanmar [Електронний ресурс]/David Darice//HARVARD Kennedy School. - December 2012. - Режим доступу:
<http://ash.harvard.edu/files/electricitydemand.pdf>

25. Аунг Він Мо, Віссаріонов В.І. Оцінка ресурсів сонячної енергії України. /Вісник МЕІ. 2010, №1. 32-34 с.

26. Віссаріонов, В.І., Малінін, Н.К., Дерюгіна, Г.В., Кузнєцова, В.А. Сонячна енергетика: навчальний посібник для вузів/В.І.Віссаріонов, Н.К.Малінін, Г.В. Дерюгіна, В.А.Кузнєцова. – М.: Видавничий дім МЕІ, 2008. – 276 с.

27. Зай Я Мінт. Дослідження енергетичних характеристик регіональної вітрової енергетики Республіка Союзу Україна: дис. ... канд. тех. наук: 05.14.08/ Зай Я Мінт. – М., 2013. – 214 с.

28. Розрахунок електромагнітних елементів джерел вторинного електроживлення: навчальний посібник для вузів/Горський, А.М., Русін, Ю.С., Іванов, Н.Р.- М.: Радіо та зв'язок, 1988. - 176 с.

29. Вибір та розрахунок сердечника трансформатора [Електронний ресурс] - 2003. - N 4. - Режим доступу: URL:<http://katod-anod.ru/articles/49>

30. Шмельов В.Є., Дюков О.М. Навчально-дослідницьке моделювання однофазного трансформатора з урахуванням насичення магнітного ланцюга та вихрових струмів у пластинах [Електронний ресурс] / В.Є.Шмельов., А.Н.Дюков. Володимирський державний університет, Володимир.-2010. - Режим доступу: <http://matlab.ru/upload/resources/EDU%20Conf/pp%20680-688%20Shmeliov.pdf>

31. Міхєєв, Г.М., Шевцов, В.М., Іванова, Т.Г. Методи визначення індуктивності розсіювання обмоток силового трансформатора [Електронний ресурс] / Журнал ВЕСТНИК ЧУВАСЬКОГО УНІВЕРСИТЕТУ, Випуск № 2/2009. - Режим доступу: <http://cyberleninka.ru/article/n/metody-opredeleniya-induktivnosti-rasseyaniya-obmotok-silovogo-transformatora/>

32. Копилов, І.П., Клоков, Б.К., Морозкін, В.П. Проектування електричних машин. - М.: Вища школа, 1993. - 464с.

33. Курзуков, Н.І. Стартерний акумулятор на автомобілі / Н. І. Курзуков. – К.: Ніккель, 2009. – 96 с.

34. Оптимізація механізмів автономної енергетики: збірник статей. –

Київ: Вид-во Наукова думка, 1978. – 167 с.

35.Хасаєв, О.І. Транзисторні перетворювачі напруги та частоти / О.І. Хасаєв. - М: Наука, 1966. - 175 с.

36.Основи перетворювальної техніки: підручник для вузів / Руденко В.С., Сенько В.І., Чиженко І.М.: – М.: Вища школа, 1974. – 422 с.

37.Пошукове проектування пристроїв силової електроніки (трансформаторно-напівпровідникові пристрої): навчальний посібник для вузів / Мицик, Г.С., Берілов, А.В, Міхеєв, В.В. – М.: Видавничий дім МЕІ, 2010. – 284 с.

38.Готтліб, І.М. Джерела живлення. Інвертори, конвертори, лінійні та імпульсні стабілізатори/І.М.Готтліб. – М.: Постмаркет, 2000. – 552 с.

39.Курзуков, Н.І, Ягнятинський, В.М. Стартерні акумуляторні батареї/Н.І.Курзуков., В.М.Ягнятинський. – К.: Ніккель, 2011. – 220 с.

40.Хімічні джерела: довідник. – М.: Видавничий дім МЕІ, 2003. – 740 с.

41.Попков, О.З. Фізичні основи електроніки (конспект лекцій): навчальний посібник/О.З.Попков. – М.: Видавничий дім МЕІ, 2009. – 100 с.

42.Кашкаров, А.П. Вітрогенератори, сонячні батареї та інші корисні конструкції/А.П.Кашкаров. – К.: ДМК Прес, 2011. – 144 с.

43.Нетрадиційні джерела та методи перетворення енергії: навчальний посібник для вузів / Баранов, Н.М. – К.: Видавничий дім МЕІ, 2012. – 383 с.

44.Нян Лінн Аунг, асп.; рук. В.Г. Єрмоєнко, д.т.н., проф. (НДУ «МЕІ»). Система електроживлення котеджу із сонячною батареєю. Радіоелектроніка, Електротехніка та Енергетика: Дев'ятнадцята Міжнар. наук.-техн. конф. студентів та аспірантів: Тез. доп. У 4 т. Т. 2.: Видавничий дім МЕІ, 2013. 195 с.

45.Нян Лінн Аунг, асп.; рук. В.Г. Єрмоєнко, д.т.н., проф. (НДУ «МЕІ»). Сонячна батарея та акумулятор для системи автономного електроживлення: Двадцять перша міжнародна науково-технічна конференція студентів та аспірантів: Тез. доп. У 4 т. Т. 2: Видавничий дім МЕІ, 2015, стор 153.

- 46.Кастров М.Ю. Однокаскадний знижувальний - інвертор, що підвищує. Практична силова електроніка №(32)/М.Ю. Кастрів. 2008. – 4-10с.
- 47.Малишков Г.М., Крючков В.В., Соловйов І.М., Карзов Б.М. Синус синусоїдальна широтно-імпульсна модуляція. Практична силова електроніка №(32)/Г.М. Малишков, В.В. Крючков, І.М. Соловйов, Б.М. Карзів. 2008. – 11-14с.
- 48.Шевцов Д.А., Манбеков Д.Р. Аналіз несиметричних режимів переманічування сердечника трансформатора в двотактних перетворювачах з дроселем змінного струму первинного ланцюга. Практична силова електроніка №(32) / Д.А. Шевцов, Д. Р. Манбеков. 2008. – 46-47с.
- 49.Бриліна О.Г. Багатозонні регулятори з різними законами широтно-і частотно-широтно-імпульсної модуляції. Практична силова електроніка №2 (54)/О.Г. Брилін. 2014. – 36-40с.
- 50.Чудесніков М.А. Методика вибору параметрів фільтра нижніх частот інвертора. Практична силова електроніка №30/М.А. Чудовиків. 2008. - 18-20с.
- 51.Буре І.Г., Буре А.Б., Хевсуріані І.М., Нурмеєва Д.Р. Оптимізація параметрів пасивних елементів гібридних силових фільтрів. Практична силова електроніка №43/І.Г. Буре, А.Б. Буре, І.М. Хевсуріані, Д.Р. Нурмеєва. 2011. - 1013с.
- 52.ГОСТ трансформаторне обладнання [Електронний ресурс]. ТОВ «Псковський Завод Силових Трансформаторів» - Режим доступу: URL:www.PZST.ru
- 53.Фоченков Едуард. Програми розрахунку моточних виробів імпульсних перетворювачах.
- 54.Білгородський інститут альтернативної енергетики [Електронний ресурс].- Режим доступу:<http://www.altenergo-nii.ru>
- 55.Душкін Н.Д., Монаков В.К., Старшинов В.А. Рекомендації щодо проектування, монтажу та експлуатації будівель при застосуванні

пристроїв захисного відключення/Н.Д. Душкін, В.К. Монаков, В.А Старшинов. - М: Видавництво МЕІ, 2001. 120с.

56.Prof. Devang Khakhar. Національний центр для Photovoltaic Research and Education\Jawaharlal Nehru Національний Solar Mission of the Government of India [Електронний ресурс]/Devang Khakhar//NCPRE. - December 2013. - Режим доступу: http://www.ncpre.iitb.ac.in/pages/current_activities_solar_pv_systems_modules.html

57. Попова В.Д. Методичні вказівки до виконання економічної й організаційної частини дипломної роботи – Запоріжжя, 2005,-36с.

58.Sendpulse «Что такое послепродажное обслуживание: выясняем» [Електронний ресурс] — Режим доступу: <https://sendpulse.ua/ru/support/glossary/after-sales-service>

59.Edison «Цикл разработки и его этапы» [Електронний ресурс] — Режим доступу: https://www.edsd.ru/ru/principy/cikl_razrabotki_po

60.Про охорону праці Закону України від 14.10.1992 № 2694-ХІІ (Редакція станом на 14.08.2021) [Електронний ресурс] — Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text>

61.Protrud «Охрана труда» [Електронний ресурс] — Режим доступу: <https://www.protrud.com/инструктажи-по-охране-труда/>

62.Protrud «Классификация средств индивидуальной защиты» [Електронний ресурс] — Режим доступу: <https://www.protrud.com/обучение/учебный-курс/классификация-средств-индивидуальной-защиты/>

63.Uteka «Охрана труда на предприятии: что нужно знать?» [Електронний ресурс] — Режим доступу: <https://uteka.ua/publication/news-14-ezhednevnyj-buxgalterskij-obzor-39-oxrana-truda-na-predpriyatii-что-nuzhno-znat>

64.Ot.kiev «Служба охраны труда» [Електронний ресурс] — Режим доступу: https://www.ot.kiev.ua/new_page_301.htm

65.Электрик в доме «Расчет защитного заземления» [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://electricvdome.ru/zazemlenie/raschet-zazemlenia.html>

Формат

Зона

Лист

Лист

Лист

Лист

Лист

Формат	Зона	Лист	Позначення	Найменування	Лист	Примітка
				<u>Документація</u>		
			ЕС М.1.2136400.00.00.00. Д1	Дослідження локальної сонячної енергосистеми на базі HJT-модулів Структурна схема одноступеневої ФЕУ		
			ЕС М.1.2136400.00.00.00. Д2	Дослідження локальної сонячної енергосистеми на базі HJT-модулів Схема включення "PV Solar cell3" в SimPowerSystem		
			ЕС М.1.2136400.00.00.00. Д3	Дослідження локальної сонячної енергосистеми на базі HJT-модулів Принципова схема інвертора		
			ЕС М.1.2136400.00.00.00. Д4	Дослідження локальної сонячної енергосистеми на базі HJT-модулів Габаритне креслення АБ марки DELTA (GX 12-200)		
			ЕС М.1.2136400.00.00.00. Д5	Дослідження локальної сонячної енергосистеми на базі HJT-модулів Схема моделювання ФЕУ в Simulink		
			ЕС М.1.2136400.00.00.00. Д6	Дослідження локальної сонячної енергосистеми на базі HJT-модулів Схема моделювання інвертора в Simulink		
			ЕС М.1.2136400.00.00.00. Д7	Дослідження локальної сонячної енергосистеми на базі HJT-модулів Заземлювальний пристрій		
			ЕС М.1.2136400.00.00.00. Д8	Дослідження локальної сонячної енергосистеми на базі HJT-модулів Схема електричної структури		

ЕС М.1.21364.00.00.00.00. Д1

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата
Розроб.		Камликов		5.8.22
Перевір.		Критська		
Н.контр.		Туришев		6.12.22
Затверд.		Критська		6.17.22

Дослідження локальної сонячної енергосистеми на базі HJT-модулів

Специфікація

Лист	Арк.	Аркцифр
		1

ІННІ ім Ю.М. Потебні ЗНУ
8.1710