МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Г. С. Бєлоха

ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ З ТРАНЗАКТИВНИМ КЕРУВАННЯМ

Монографія

Затверджено Вченою радою КПІ ім. Ігоря Сікорського

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2023

Рецензенти: *Жуйков В.Я.*, д.т.н., професор,
КПІ ім. Ігоря Сікорського

Юрченко О.М., д.т.н., професор,
Інститут електродинаміки НАН України

Відповідальний редактор *Дерев'янко. Д.Г.* к.т.н., доцент

Гриф надано Вченою радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
(протокол № 4 від 03.04.2023 р.)

У монографії розглянуті питання побудови та функціонування локальних систем електроживлення з транзактивним керуванням. Представлена оптимізація техніко-економічних показників. Розроблено алгоритм для оптимізації витрат, який виконує розрахунок розподілу потужностей паралельно з'єднаних генераторів, ці потужності відповідають мінімальному значенню витрат. Запропоновано забезпечення вимог щодо якості енергопостачання та електромагнітної сумісності в рамках транзактивного контролю, шляхом використання розроблених систем силової електроніки як інтерфейсу сонячних та вітро-генераторів. Розглянуті питання якості електричної енергії локальних систем, надійності та обмінних енергетичних процесів.

Обсяг 7,5 авт. арк.

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
проспект Перемоги, 37, м. Київ, 03056
https://kpi.ua

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів
і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 5354 від 25.05.2017 р.

© Г. С. Бєлоха
© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії
ВЕС – вітроелектростанція
ВЕУ – вітроенергетична установка
ДГ – дизель-генератор
ДРГ – джерела розосередженої генерації
ЕМС – електромагнітна сумісність
ТЕС – транзактивна енергетична система
ТЕ – транзактивна енергія
СМГ – синхронна мала генерація
СЕС – сонячна електростанція
ФЕС – фотоелектрична станція
THD – коефіцієнт гармонійних спотворень

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА 6
1 ТРАНЗАКТИВНІ ЛОКАЛЬНІ СИСТЕМИ 9
1.1 Структура локальних електроенергосистем 14
1.1.1 Дизель - генератор, як джерело гарантованого живлення 23
1.1.2 Вітрогенератор 28
1.1.3 Сонячні панелі 30
1.2 Трансактивна енергія: огляд, архітектура та аналіз ринку 31
1.2.1 Архитектура транзактивної системи 36
1.2.2 Локальні енергетичні ринки 39
1.2.3 Динамічне ціноутворення 40
1.3 Економічні витрати в локальних системах 43
1.4 Висновки до розділу 1 50
2 ОПТИМІЗАЦІЇ ЗА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ 52
2.1 Алгоритми оптимізації 54
2.1.1 Оптимізація лінійних функцій 54
2.1.2 Оптимізація нелінійних функцій 61
2.2 Оптимізація витрат первинного палива в локальній системі з дизель-генераторами 65
2.3 Оптимізація витрат первинного палива в локальній системі з дизель-генераторами та сонячними панелями 67
2.4 Оптимізація витрат первинного палива в локальній системі з дизель-генераторами, вітрогенераторами та сонячними панелями 69
2.5 Дослідження перехідних процесів в локальних системах електроживлення 71
2.5 Дослідження використання динамічної тарифікації 74
2.6 Висновки до розділу 2 76
3 УПРАВЛІННЯ ЯКОСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ТРАНЗАКТИВНИХ СИСТЕМАХ 79
3.1 Методи компенсації реактивної потужності 80
3.2 Системи силової електроніки для фотоелектричних генераторів 85
3.2.1 Моделювання при змінному інтенсивності освітлення 87
3.2.2 Моделювання при змінній температурі 88
3.2.3 Аналіз режимів роботи 91

3.3 Системи силової електроніки для вітрогенераторів 93
3.4 Аналіз обмінних процесів за допомогою потужності Фрізе 100
3.5 Надійність компонентів систем силової електроніки у складі локальних джерел 108
3.6 Висновки до розділу 3 110
ВИСНОВКИ 112
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 115

ПЕРЕДМОВА

Протягом останнього десятиліття відбувся швидкий розвиток локальних систем (Microgrid) з широким застосуванням джерел розосередженої генерації (ДРГ) з відновлювальними джерелами енергії (ВДЕ).

Директиви ЄС визначають обов'язкові для втілення на законодавчому та регуляторному рівні країнами-членами ЄС вимоги до організації їхніх внутрішніх ринків енергії та загальноєвропейського ринку енергії. Для нових малих учасників ринку ВДЕ створюють нові можливості. Маючи у своєму розпорядженні засоби накопичення електроенергії, власники малої генерації можуть не лише генерувати електроенергію в мережу, але й надавати інші послуги – накопичувати електроенергію в моменти надлишку та віддавати її в мережу в моменти пікового споживання, керувати власним споживанням.

Розробка та впровадження локальних систем для живлення вітчизняних військових об’єктів та цивільних об’єктів критичної інфраструктури допоможе досягати цілей, визначених законодавством і політикою для забезпечення стабільності та стійкості систем електропостачання при аварійних та планових відключеннях.

Локальні електроенергетичні системи (Microgrid) представляються окремими системами розподілу з декількома генераторами, акумуляторами та власним оператором. Для вирішення проблем понаднормових втрат електроенергії, низькою якості електропостачання та підвищення надійність енергосистеми, локальні системи повинні працювати разом із двома або більше джерелами у складі у так званій концепції гібридної системи. Гібридні систем на основі відновлюваної енергії є економічно ефективними та забезпечують високу надійність для відповідності вимогам навантаження.

Гібридна система може ефективно працювати, якщо оптимізована технічно (доступність джерел енергії, оптимальний тип та склад генераторів, наявність акумуляторних систем і розташування електричних навантажень) та економічно (включає надійність, гнучкість, ефективність і вартість) з використанням власних розроблених алгоритмів керування або комерційного програмного забезпечення. Використання різних типів відновлюваних і розосереджених джерел та різного навантаження підвищує ймовірність проблем з якістю електропостачання. Перед системою керування стоять задачі, що пов’язані з визначенням пріоритету використання енергії кожного генератора з врахуванням особливостей кожного з джерел енергії.

Зростання використання відновлюваних джерел енергії та технологій розподіленого керування енергією відкриває потенціал для значного підвищення ефективності енергетичних систем за допомогою транзактивної енергетики.

Системи транзактивної енергетики це механізм, за допомогою якого рішення на системному та технічному рівні приймаються через економічні операції між компонентами системи у поєднанні з традиційними засобами контролю або замість них. Мета такого керування полягає в забезпеченні оптимального використання основних ресурсів локальної системи.

Використання транзактивної енергії надає наступні переваги як для окремих користувачів, так і для систем у цілому:

- використання енергії відновлюваних джерел забезпечить досягнення екологічних цілей;

- використання Smart-лічильників та пристроїв накопичення допоможе знизити витрати, особливо в період пікових навантажень;

- використання сучасних систем силової електроніки як інтерфейсу вітрогенераторних та сонячних установок дозволить підвищить якість електроенергії, знизити вміст вищих гармонік і рівень реактивної потужності згідно стандартам на якість електропостачання;

- оптимізація витрат дозволить зменшити вартість електроенергії.

Оскільки локальні системи складаються з різних типів відновлювальних джерел, то вони потребують використання систем силової електроніки для взаємодії з електричною системою, для забезпечення вимог щодо якості електропостачання.

Використання концепції побудови транзактивних систем при аналізі та оптимізації енергопроцесів в ДРГ обумовила не тільки використання показників якості електроенергії та показників якості електропостачання, зокрема, показників безперервності та надійності, але й формування та застосування розширеної системи енергетичних показників ДРГ, які адекватно відображають енергообмін та втрати електроенергії.

Монографія присвячена актуальному питанню оптимізації техніко-економічних показників. Оптимальне проектування гібридними система є складним завданням, оскільки більшість відновлюваних джерел енергії залежать від погодних/кліматичних умов, тому є необхідним у складі мати джерело гарантованого живлення, для забезпечення безперебійного живлення кінцевих споживачів.

Дизель-генератори є джерелами гарантованого живлення, оскільки їх робота не залежить від кліматичних умов, прості в установці забезпечують надійне та безперебійне живлення. Одним з головних недоліків використання дизель-генераторів

є витрати первинного палива. Оптимізація витрат первинного палива є важливою в умовах використання їх як резервного джерела живлення.

Оптимізація не тільки зменшить вартість генеруємої електроенергії, а також зменшить обсяги використаного палива в умовах ускладненої доставки палива, що є актуальним для військових об’єктів. Використання локальної системи для живлення цілого комплексу об’єктів критичної інфраструктури більш надійне, чим живлення кожного об’єкта окремим дизель-генератором.

1 ТРАНЗАКТИВНІ ЛОКАЛЬНІ СИСТЕМИ

Протягом останнього десятиліття відбувся швидкий розвиток як локальних енергетичних систем Microgrid так і активних споживачів чи віртуальних електростанцій, при широкому застосуванні джерел розосередженої генерації (ДРГ) з відновлювальними джерелами енергії (ВДЕ). Якість функціонування Microgrid на сучасних локальних ринках вимагає комплексного врахування економічних та технічних факторів [1-5].

У 2019 році Європейський Союз затвердив Четвертий Енергетичний пакет із назвою «Чиста енергія для усіх європейців» («Clean energy for all Europeans package»). Пакет включає 8 документів (Директив, Регулювань ЄС), що визначають обов'язкові для втілення на законодавчому та регуляторному рівні країнами-членами ЄС вимоги до їх організації їхніх внутрішніх ринків енергії та загальноєвропейського ринку енергії.

Четвертий Енергетичний Пакет для нових малих учасників ринку ВДЕ, перш за все – розосередженої/децентралізованої генерації електроенергії з ВДЕ – створює нові можливості, адже значну кількість нових гравців на енергетичних ринках ЄС (та й України) становлять саме малі підприємства та домогосподарства, що здійснюють генерацію електроенергії із ВДЕ у малих масштабах порівняно з представниками великого бізнесу.

Маючи у своєму розпорядженні засоби накопичення електроенергії, власники малої генерації можуть не лише генерувати електроенергію в мережу, але й надавати інші послуги – накопичувати електроенергію в моменти надлишку та віддавати її в мережу в моменти пікового споживання, керувати власним споживанням. Малі учасники ринку, на сьогодні, займаються не лише виробництвом електроенергії з ВДЕ, але й іншими видами діяльності, зокрема: діяльністю, пов’язаною з накопиченням електроенергії; оперування малими мережами розподілу; агрегацією розосереджених енергетичних ресурсів; участю на ринку керування попитом. (DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (Директива (ЄС) 2018.2001 Європейського Парламенту та Ради від 11 грудня 2018 року стосовно просування використання енергії з ВДЕ) – «Директива про ВДЕ» [6], DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity (Директива (ЄС) 2019/944 Європейського Парламенту та Ради від 5 червня 2019 року стосовно спільних правил внутрішнього ринку електроенергії) – «Директива про правила ринку» [7].)

В Преамбулах та статтях директив сформульовані технологічні, економічні ідеологічні та інші підстави та пояснення для положень, що формулюються нижче. Положення, сформульовані в Преамбулі, не є юридично зобов'язуючими – на відміну від положень статей Директиви. Однак, вони є дуже важливими, оскільки, вони формулюють те, що становить «дух закону», якому не можуть заперечувати ті чи інші юридично зобов’язуючі положення статей Директив. Як наслідок, імплементуючи у своє законодавство положення статей Директив, країни-члени ЄС повинні брати до уваги положення Преамбул.

У Преамбулі до Директива про правила ринку вказано, що споживачі відіграють ключову роль у створенні гнучкості електроенергетичних систем, що стала необхідною в результаті появи та поширення слабко прогнозованої розосередженої генерації електроенергії [7]. Йдеться про те, що балансувати енергосистему можуть не лише гнучкі генеруючі потужності електростанцій, що можуть реагувати на команди диспетчерів, але й споживачі, які можуть збільшувати або зменшувати своє споживання відповідно до співвідношення виробництва електроенергії в конкретним момент часу. Такі можливості є ефективними, коли споживачі мають цінові сигнали від ринку, можуть автоматично регулювати своє споживання та у них є можливість брати участь в ринку електроенергії. Саме тому на думку розробників Директиви [7] потрібно розблоковувати технічні та регуляторні бар’єри, що заважали споживачам брати участь у ринках електроенергії.

Всі споживачі повинні мати можливість отримувати вигоди від участі в управлінні ринку через залучення до керованого попиту. Споживачі, що зменшують або збільшують своє споживання у відповідь на сигнали системи повинні отримувати матеріальні вигоди у вигляді менших цін на електроенергію або заохочувальних платежів. У цій Директиві вказується, що споживачі повинні мати право брати участь у всіх формах demand response (керування попитом) та бути проінформованими про вигоди долучення до механізмів керування попитом. При цьому, споживачі, що не бажають брати участь у керуванні попитом, не повинні наражатись на будь-які явні чи приховані штрафи [7-9].

Преамбула Директиви про ВДЕ зазначає важливу роль малих виробників електроенергії з відновлюваних джерел: «Малі установки можуть створювати великі вигоди у збільшенні громадського позитивного сприйняття ВДЕ та забезпечення розгортання ВДЕ-проєктів, особливо на місцевому рівні» [6]. Розробники Директиви зазначають, щоб забезпечити участь таких малих установок, певні специфічні умови (зокрема «зелені тарифи») можуть все ще бути потрібними. Саме тому європейські законодавці наголошують, що у законодавствах країн-членів має бути присутнім

визначення малих виробників та зазначають, що правила державної допомоги повинні містити визначення малих установок [6].

В Україні було прийнято низку нормативних документів та національних стратегій, які визначають майбутній напрямок розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні протягом цього та майбутніх десятиліть. Так, зокрема, Енергетична стратегія України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», передбачає можливість досягнення 25% частки ВДЕ від обсягів загального первинного постачання енергії до 2035 року, оскільки відповідно до тексту Енергетичної стратегії «ВДЕ розвиватимуться найбільш динамічними темпами порівняно з іншими видами генерації». Також Енергетична стратегія обґрунтовує необхідність розвитку розподіленої генерації з ВДЕ, зокрема розробки та початку реалізації плану впровадження «розумних» енергетичних мереж (Smart Grids) [10].

В умовах повномасштабної війни з російською федерацією, пріоритетної важливості щодо подальшого розвитку ВДЕ набули положення Плану відновлення України до 2032 року. Так, до 2032 року планується будівництво 5-7 ГВт нових сонячних та вітроелектростанцій для розширення експортної спроможності України, 30+ ГВт об’єктів з ВДЕ для виробництва відновлюваного водню та 3,5 ГВт гідроелектростанцій та насосних гідроелектростанцій. Додатково, протягом наступних 10 років Планом передбачено введення в експлуатацію 1,5-2 ГВт піковий потужностей, 0,7-1 ГВт акумуляторів та 15 ГВт електролізних потужностей. Обсяг майбутніх інвестицій у національну програму «Енергетична незалежність та зелений курс» наразі оцінюється у 130 млрд доларів.

Відповідно до цілей, встановлених у Плані RePowerEU, активного розвитку в Україні набуде сектор малої сонячної генерації, а саме встановлення фотоелектричних систем на дахах будівель та в домашніх господарствах.

Зважаючи на досвід країн-членів ЄС та Енергетичного Співтовариства, які мають вихід до Чорного моря та демонструють високі показники розвитку вітрової енергетики й скорочення викидів парникових газів, запуск ринку офшорної вітроенергетики в Україні є одним із кращих варіантів прискорення досягнення цілей Європейського Зеленого Курсу та RePowerEU.

В [11] відзначається, що в довгостроковій перспективі широкомасштабний розвиток «зеленої» генерації та створення нової моделі енергетичного сектору України буде можливим за умови:

1. Прийняття конкретних національних стратегій із розвитку ВДЕ, виробництва відновлюваного водню; перегляд Енергетичної стратегії до 2035 року, зокрема, прийняття Енергетичної стратегії України до 2050 року;

2. Впровадження нових ринкових механізмів стимулювання розвитку ВДЕ, включно з «зеленими» аукціонами, корпоративними договорами купівлі-продажу електричної енергії (корпоративні PPA) тощо, а також стимулювання національного виробництва обладнання та коплектуючих для об'єктів ВДЕ;

3. Розроблення відповідної законодавчої бази для будівництва гібридних електростанцій з ВДЕ;

4. Збільшення використання біомаси у генерації електро- та теплоенергії;

5. Забезпечення розвитку ринку відновлюваного водню, а саме:

- надати гарантії походження водню, переглянути вуглецевий податок та підвищити його;

- перевірити та технічно обґрунтувати можливість використання української ГТС, локалізувати проєкти з виробництва водню, приєднати їх до ГТС;

- забезпечити імплементацію національних водневих проєктів;

- розбудувати надійну інфраструктуру з виробництва, споживання та експорту відновлюваного водню;

- стимулювати наукові організації на дослідження в сфері водневих технологій;

6. Сприяння розвитку місцевих енергетичних ініціатив, зокрема, енергетичних кооперативів, малого та середнього підприємництва в енергетичній сфері, генерації та постачання електроенергії з урахуванням регіональних особливостей, розвитку розподіленої генерації;

7. Застосування кращих практик з охорони навколишнього природного середовища;

8. Розроблення законодавства в частині запровадження схеми торгівлі квотами на викидами парникових газів та інших ринкових та неринкових інструментів скорочення викидів парникових газів;

9. Збільшення частки встановлених автоматизованих систем обліку електричної енергії;

10. Забезпечення надійного функціонування енергетичної інфраструктури, проведення необхідних заходів із модернізації, зниження поломок та аварійності.

Локальні електроенергетичні системи (Microgrid) можуть виступати як резервна система живлення в місцях де є часті відключення, або самостійна система на територіях де немає централізованої електромережі. При тривалих відключеннях від мережі локальні системи електропостачання мають подвійне призначення, вони забезпечуватимуть електроенергією критично важливі цивільні та військові об'єкти.

Локальна електроенергетична система може ефективно працювати, якщо оптимізована технічно (доступність джерел енергії, оптимальний тип та склад генераторів, наявність акумуляторних систем і розташування електричних

навантажень) та економічно (включає надійність, гнучкість, ефективність і вартість) з використанням власних розроблених алгоритмів керування або комерційного програмного забезпечення. Використання різних типів джерел відновлюваних і розосереджених та різного навантаження підвищує ймовірність проблем з якістю електропостачання (вищі гармоніки, несинусоїдальність) у різних вузлах системи. Очевидно, що комбінація двох або більше відновлюваних джерел енергії більш ефективна, ніж система з одним джерелом з погляду ціни, ефективності й надійності. Така система називається гібридною системою і стає елементом ринку, що найбільш швидко розвивається в усьому світі [12-14].

Виходи різних джерел генерації гібридної енергетичної системи повинні координуватися й контролюватися для одержання максимальної кількості енергії.

Оскільки, джерела мають різні робочі характеристики; то важливо мати чітко визначену структуру та процедуру для їхнього з'єднання з метою створення гібридної системи де локальний кластер розподілених джерел енергії, накопичувачів енергії й навантажень інтегруються разом і здатні автономно працювати. Система керування Microgrid також повинна мати можливість реалізації технології «включив і працюй», відповідно до якої, елементи (джерела живлення, накопичувачі або активне навантаження), можуть бути додані в існуючу гібридну систему не вимагаючи реконфігурації системи для генерації потужності [15].

В [16] проведені порівняння гібридних систем, при додатковому введені систем відновлювальної електроенергії, відмічається зменшення вартості електроенергії. В [17] проведено огляд різних гібридних систем з різними типами джерел, вказано що найбільш широко використовувані системи ВЕУ-СЕУ з накопичувачем електроенергії і без нього складає з усіх гібридних систем 28%, ВЕУ-СЕУ-ДГ – 22%, і СЕУ-ДГ – 21%.

Можна відмітити наступні особливості гібридних систем, які роблять їх високоефективними:

– можливість вибору палива;

- надійність, яка обумовлена використанням технологій зберігання енергії;
- зменшення шкідливих викидів в порівнянні з традиційними технологіями, які використовують корисні копалини;
- за рахунок введення відновлювальних джерел;

– можливість одночасно забезпечувати підвищення якості і доступності електроенергії;

– можливість використовувати максимальну кількістьВДЕ

– досягнення бажаних характеристик при мінімальних витратах.

1.1 Структура локальних електроенергосистем

Гібридні системи можна розділити на автономні або сполучені з загальною енергосистемою; з використання лише розосереджених джерел живлення або без них; з використанням лише відновлених джерел, або з використанням традиційних джерел енергії. До систем електропостачання, які підключаються до мережі відносяться великі електростанції, що можуть працювати як у складі регіональних, так і об'єднаних енергосистемах. В свою чергу невеликі системи електропостачання можуть бути частково або повністю автономними.

Перелік джерел генерації та накопичувачів з їхніми перевагами та недоліками, наведено в таблиці 1.1 [18]. При виборі структури Microgrid керуються вимогами та особливостями конкретного проекту. Хоча це і не є обов'язковим, використання накопичувачів енергії забезпечить безперебійне живлення та надійність системи.

Різні поєднання джерел у складі локальних систем [15]:

- Вітро-сонячна енергетична система.

Гібридна вітро-сонячна енергетична система поєднує технології вітру та сонячної енергії для виробництва електроенергії. Така система має переваги у порівнянні з технологіями сонячної або вітрової енергії, що працюють окремо. Пікові часи роботи вітряних та сонячних систем припадає на різний час доби та року. Отже, гібридна вітро-сонячна енергетична система здатна виробляти більше енергії, ніж вітрова або сонячна енергетична система, що працює окремо.

- Вітро-соняно-дизельна енергетична система.

Гібридна вітрово-сонячно-дизельна енергетична система є привабливим варіантом, особливо коли система не підключена безпосередньо до розподільчої чи енергосистеми. Як резервне джерело електропостачання використовується дизель-генераторна установка, що працює на нетрадиційних видах палива. В основному для забезпечення безперервності електропостачання у схемі розгорнуто дизель-генеруючу систему. При додаванні дизель-генератора система стає складнішою. Проте сучасні контролери можуть керувати цими системами автоматично. Крім того, двигун-генератор допомагає зменшити розмір електронного силового перетворювача, необхідного для системи

- Вітро-сонячна енергетична система з накопичувачем енергії.

Недоліків кілька: дорожнеча, громіздкість, неекологічність, включення дизельного двигуна до структури гібридної системи. Замість дизельного генератора як резервний аварійний варіант можна використовувати акумуляторну енергетичну систему. Коли потужність, що виробляється відновлюваними джерелами енергії, перевищує потребу в енергії, надмірна енергія може зберігатися в акумуляторі. Згодом це допомагає знизити витрати на гібридну систему.

4) Вітро-дизельна енергетична система.

Гібридна вітрово-дизельна енергетична система є найкращою альтернативою для задоволення потреб у навантаженні, особливо для віддалених місць.

За задовільних вітрових умов гібридна вітро-дизельна система може забезпечити достатню кількість електроенергії для таких місць.

Кількість енергії вітру є вирішальним чинником під час проектування гібридної вітро-дизельної енергетичної системи. Коли виробництво вітрової енергії завжди менше, ніж навантаження, інші електростанції постійно залишаються в черзі, щоб контролювати частоту та напругу мережі.

5) Соняно- дизельна енергетична система.

Оскільки фотоелектрична система практично не має граничних витрат, вона має пріоритет у мережі. У цій схемі дизель-генераторна установка відповідає за постійне заповнення розриву між навантаженням і фактичною потужністю, що виробляється системою сонячної енергії. Оскільки генеруюча потужність дизельних генераторів обмежена певним діапазоном, а сонячна енергія коливається, завжди рекомендується включати акумуляторну батарею, щоб оптимізувати внесок сонячної енергії у генерацію гібридної системи.

6) Інші варіанти енергетичних систем.

Під час проектування гібридної енергетичної системи оператор має враховувати вартість гібридної технології та доступність природних ресурсів, при цьому можна комбінувати різні типи генераторів і працювати як гібридна система. Вітро-гідроенергетична система, сонячно-гідроенергетична система, сонячно-вітрово-геотермальна система є деякими прикладами цього гібридних енергетичних систем [19].

Недоліком ВДЕ є те, що виробництво електроенергії повністю залежить від кліматичних умов і рельєфу території заводу, а не від попиту на навантаження, на відміну від інших традиційних систем виробництва електроенергії.

Тому може виникнути проблема невідповідності потужності. Таким чином, система зберігання є важливою частиною, щоб підвищити її надійність із компромісом з вартістю системи. Крім того, електроенергія, вироблена ВДЕ, є нерегулярною, оскільки залежить від природних ресурсів, що збільшує нерівномірності в енергосистемі та погіршує якість електроенергії.

Таким чином, система зберігання є важливою для забезпечення резервного копіювання допоміжних пристроїв, які допомагають у покращенні якості електроенергії.

Таблиця 1.1 Переваги та недоліки джерел генерації та накопичувачів

Категорії	Вид	Переваги	Недоліки
Генерація	Дизель, Двигун внутрішнього згоряння з іскровим запалюванням	Відправляється Швидкий запуск Відстеження навантаження Можна використовувати для комбінованого виробництва тепла та електроенергії (CHP)	Викиди оксиду азоту та інших твердих частинок Наявність парникових газів Генерація шуму
	Мікротурбіни	Відправляється Кілька варіантів палива Низькі викиди Механічна простота Підтримує когенерацію	Викиди парникових газів
	Паливні елементи (включаючи твердий оксид, розплавлений карбонат, фосфорну кислоту, лужну меммбрану)	Відправляється Нульове забруднення на місці Підтримує когенерацію Доступний вищий ККД порівняно з мікротурбінами	Відносно дорого Обмежений термін служби
	Відновлювана генерація (сонячні фотоелементи, малі вітрові турбіни та міні-ГЕС)	Нульова вартість палива Нульові викиди	Без місця зберігання не відправляється Змінний і неконтрольований
Зберігання	Акумульторні батареї (включаючи свинцево-кислотні, натрієво-сірчані, літій-іонні та нікель-кадмієві)	Добре вивчені, мають відомі характеристики. Широко застосовуються.	Обмежена кількість циклів заряд-розряд, Проблема з утилізацією відходів
	Паливні елементи (цинк-бромна комірка, полісульфідбромідна комірка, окисно-відновний ванадієва комірка)	Відокремлення живлення та накопичення енергії Здатність підтримувати безперервну роботу при максимальному навантаженні та повному розрядженні без ризику пошкодження	Відносно ранній етап розгортання
	Водень від гідролізу	Екологічно чистий	Відносно низька наскрізна ефективність Завдання зберігати водень
	Накопичувачі кінетичної енергії (маховики)	Швидка зарядка Високі цикли заряду-розряду Висока ефективність	Обмежений час розряду Високі поточні втрати

Завдяки впровадженню систем накопичення у вітро-сонячні архітектури систем невизначеність відновлюваних ресурсів також може бути значно зменшена. Зокрема, вони надають допоміжні послуги: регулювання піків, зменшення коливань напруги та мерехтіння, зменшення гармонік, стабільність частоти, вирівнювання навантаження та стабільність перехідних процесів. Акумулятори та суперконденсатори є найбільш часто використовуваними компонентам.

На ринку можна знайти різні типи акумуляторів, наприклад свинцево-кислотні, нікель-кадмієві, літій-іонні та літій-полімерні. Конструкція акумулятиорних батареї залежить від деяких системних вимог, таких як напруга та сила струму, швидкість і тривалість заряджання-розряджання, робоча температура під час заряджання та розряджання, термін служби з точки зору кількості заряджань. і цикли розвантаження, а також обмеження вартості, розміру та ваги.

Конфігурація гібридної системи визначається виходячи з потреб користувача і можливостей управління режимами генерації. Обмеженням, в цьому плані, є керування вітро- та сонячними генераторами, оскільки, їх режими генерації залежать від погодних умов (рис.1.1).

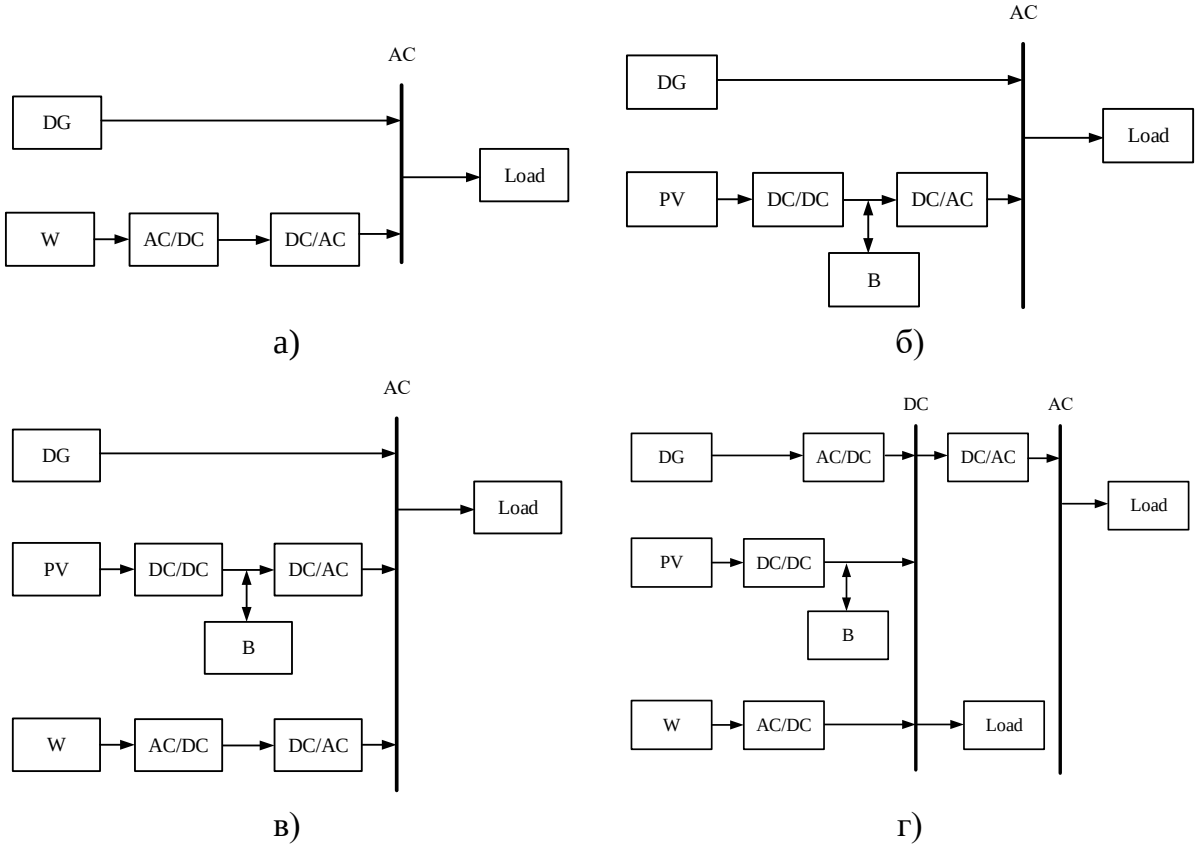


Рис. 1.1 Варіанти побудови локальних систем

Одним з видів класифікаціє систем є вид напруги у мережі: постійного, змінного струму або змішані.

У гібридній системі постійного струму всі компоненти з вироблення електроенергії пов’язані з лініями постійного струму, від яких заряджаються батареї. Батареї повинні мати спеціальний захист, організований сиситемою керування від перезарядження й повного розряду. Напруга від джерел змінного струму (вітро-гідротурбіни, дизель-генератор) перетвориться в постійну за допомогою перетворювачів. Напруга яка виробляється у відповідності до попиту подається на навантаження постійного струму. Навантаження змінного струму живляться через інвертор.

У гібридних системах змінного струму основні джерела напруги можуть бути зв’язані прямо з лінією змінного струму або ж через додаткові перетворювачі для забезпечення необхідних характеристик змінного струму (актуально у разі з’єднання системи із централізованою електромережею). В обох випадках двонаправлений інвертор контролює подачу енергії для зарядки акумуляторів, а також від акумуляторів на навантаження змінного струму .

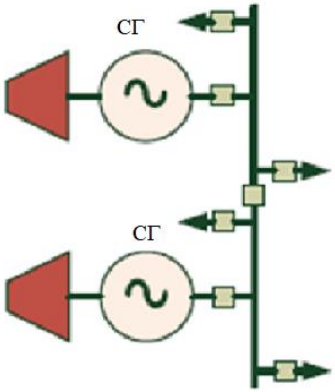
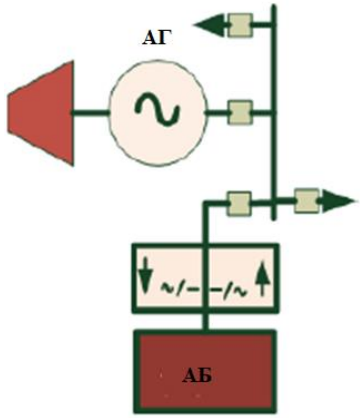
Елементи гібридної системи електроживлення можуть підключатися паралельно, послідовно, або паралельно-послідовно. При послідовному підключенні акумулюючі елементи заряджаються від сонячних панелей, або вітрових електричних установок. Далі, за допомогою інвертора енергія з передається на шину змінного струму. Така гібридна система може працювати в ручному або автоматичному режимі за наявності необхідних давачів. Дана схема широко застосовується для «малих» гібридних системи, у зв’язку зі своєю простотою. Недоліком схеми є часті перезарядження акамуляторної батареї, що негативно впливають на терміну служби, збільшення ємності для зменшення глибини розряду. Також, слабким місцем є інвертор, вихід з ладу якого призводить до повного відключення системи від мережі.

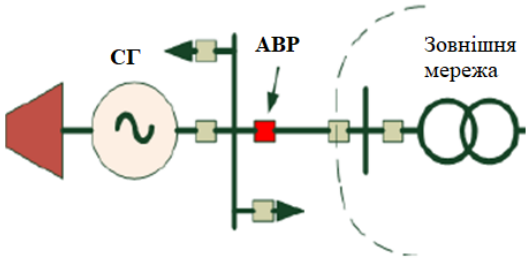
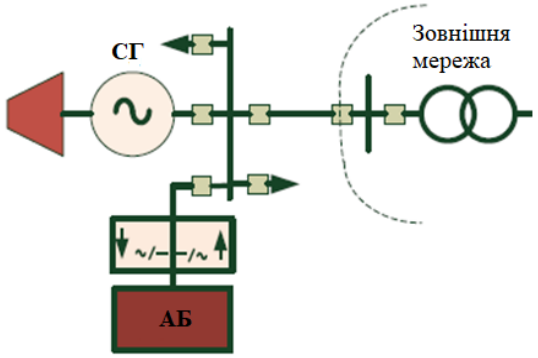
При паралельному підключенні, подача енергії споживачу може здійснюватися незалежно кожним джерелом енергії, що входять в склад гібридної системи, або всіма разом при пікових навантаженнях. До переваг такої системи можна віднести більшу надійність енергозабезпечення, можливість підключити кілька різних видів відновлювальних та розосереджених джерел енергії. Проте, для ефективної роботи такої системи необхідна складна система управління.

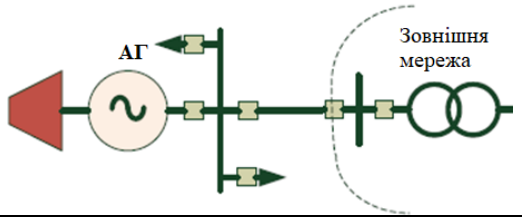
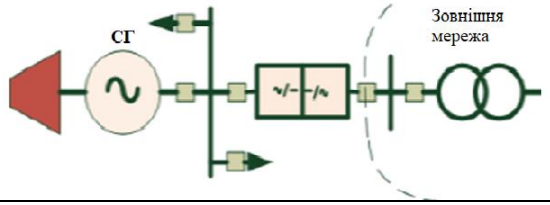
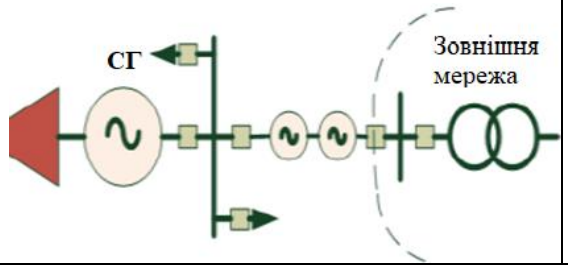
Враховуючи багаторічний досвід багатьох країн, насамперед США, щодо розвитку розподіленої генерації в електричних мережах, слід звернутися до успішно застосовуваних вимог до джерел малої генерації, що включається до електричних мереж, встановлених стандартом IEEE 1547—2018 [20]

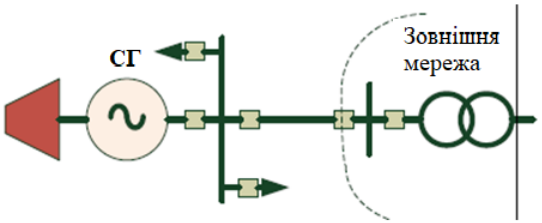
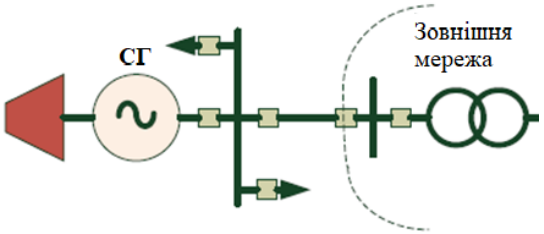
У якості прикладу представлені технічні рішення, що забезпечують режим паралельної роботи джерел малої генерації, що об'єднуються в локальні системи і в мережі електроенергетичної системи великої потужності (табл.1.2).

Таблиця 1.2 – Технічні рішення для автономної та паралельної роботи генераторів

№	Технічне рішення	Опис	Переваги	Недоліки
1	Робота локальної системи на базі синхронної малої генерації (СМГ) в острівному режимі 	- Джерелами є енергоблоки із синхронними генераторами. - За критерієм надійності (n – 1) необхідний додатковий генератор, а з урахуванням ремонтних робіт 2 генератори. - Для запуску станції з нуля потрібний резервний дизель генератор.	- Незалежність	- Високі витрати на надійність. - Необхідність регулювання режиму та протиаварійного керування в повному обсязі. - Низьке використання встановлених потужностей.
2	Робота локальної системи на базі СМГ з накопичувачем та перетворювачем 	- Для вирівнювання графіка навантаження, регулювання напруги, короткочасного резервування використовується 2 накопичувач енергії (акумуляторна батарея) з перетворювачем	- Незалежність. - Короткочасне резервування батареї. - Можливість використання генератора на постійних магнітах та асинхронного генератора. Можливість високого використання потужності генераторів.	- Високі витрати на батарею та перетворювач. - Необхідність регулювання режиму повному обсязі. - Спотворення форми синусоїди (поява вищих гармонік у власній мережі). - Додаткові втрати при накопиченні та перетворенні енергії.энергии.

№	Технічне рішення	Опис	Переваги	Недоліки
3	Робота локальних систем на базі СМГ у острівному режимі з автоматичним введенням резерву від мережі при погашенні станції.  	Паралельна робота електростанції із зовнішньою мережею не передбачається. Надійність електропостачання споживачів забезпечується АВР від зовнішньої мережі.	- Забезпечена надійність за наявності мережевого резерву у необхідному обсязі.	Необхідність регулювання режиму та протиаварійного керування в повному обсязі. Низьке використання встановлених потужностей.
4	Приєднання до електричної мережі з асинхронним генератором та накопичувачем енергії.  	Використання асинхронних генераторів в енергоблоках станції у поєднанні з накопичувачами та перетворювачами та.	-Забезпечена надійність електропостачання споживачів. - Можливість високого використання потужності генераторів. - Найменша по відношенню до 2 потреба в мережевому резерві.	Високі витрати на батарею та перетворювач. • Спотворення форми синусоїди, в т.ч. поява гармонік у зовнішній мережі. • Підживлення коротких замикань струмами від зовнішньої мережі. • Додаткові втрати при накопиченні та перевагах/енергії.

№	Технічне рішення	Опис	Переваги	Недоліки
5	Приєднання до електричної мережі локальних систем з асинхронним генератором. 	Використання асинхронних генераторів у енергоблоках станції.	- Можливість видачі надлишків потужності та енергії в мережу.	• Надійність та якість ЕЕ визначаються зовнішньою мережею • Підживлення коротких замикань струмами від зовнішньої мережі • Неможливість автономної роботи при порушеннях зовнішньої мережі або зв'язку з нею.
6	Приєднання до електричної мережі ЛСЕ на базі СМГ через вставку постійного струму 	Використання несинхронного зв'язку з урахуванням вставки постійного струму.	- Забезпечена надійність електропостачання споживачів та роботи електростанції. - Можливість видачі надлишків потужності та енергії у мережу	• Високі витрати на перетворювальну вставку. • Спотворення форми синусоїди. • Додаткові втрати потужності та енергії.
7	Приєднання до електричної мережі ЛСЕ на базі СМГ через електромеханічну вставку. 	Використання несинхронного зв'язку на базі асинхронізованого електромеханічного перетворювача частоти.	- Забезпечена надійність електропостачання споживачів та роботи електростанції. - Можливість видачі надлишків потужності та енергії в мережу.	Високі витрати на перетворювальну вставку. Додаткові втрати потужності та енергії.

№	Технічне рішення	Опис	Переваги	Недоліки
8	Приєднання до електричної мережі ЛСЕ на базі СМГ із використанням звичайної протиаварійної автоматики 	Використання традиційного комплексу автоматики для забезпечення безпечної та надійної роботи енерговузла з електростанцією у складі енергосистеми.	- Забезпечена надійність електропостачання споживачів та роботи електростанції. - Можливість видачі надлишків потужності та енергії у мережу. - Підвищення якості ЕЕ у районі приєднання станції до мережі з допомогою АРВ генератора.	- Зростання струмів КЗ, що відключаються, в мережі АСЕ і зовнішньої мережі. - Можливість порушення синхронності паралельної роботи. - Можливість виникнення неприпустимих ударних моментів на валах СМГ із пошкодженням енергоблоків. - Взаємний вплив АСЕ та зовнішньої мережі на роботу РЗА та необхідність їх узгодження. - Необхідність інтеграції системи управління АСЕ в систему ОДУ зовнішньої мережі. - Додаткові витрати на оснащення автоматики керування режимом паралельної роботи.
9	Приєднання до електричної мережі ЛСЕ на базі СМГ з використанням автоматики випереджального збалансованого поділу мережі та автооператора. 	Використання автоматики випереджального збалансованого поділу мережі при порушеннях нормального режиму та автооператора для автоматичного відновлення нормального режиму, та здійснення режимного управління..	- Забезпечена надійність електропостачання споживачів та роботи електростанції. - Можливість видачі надлишків потужності та енергії у мережу. - Підвищення якості ЕЕ у районі приєднання станції до мережі за рахунок АРВ генератора	- Додаткові витрати на оснащення автоматики АОСД.

1.1.1 Дизель - генератор, як джерело гарантованого живлення

Електропостачання за допомогою дизель-генераторів (ДГ) можливо організувати в будь-яких кліматичних умовах і в місцях з повною відсутньою інфраструктурою, та при не доцільному використанні відновлювальних джерел.

За даними агентства P&S Intelligence, у 2019 році обсяг світового ринку дизель-генераторів становив $13,773 млрд, а до 2030-го він досягне $21,93 млрд за середньорічного зростання 6%. Основним фактором розвитку названо швидке поширення цифрових технологій, таких як безпілотний транспорт, Інтернет речей, хмарні обчислення та цифрова валюта. Все це стимулює будівництво дата-центрів, які, у свою чергу, потребують дизель-генераторів для безперебійного живлення.

Компанії, що поставляють ДГ в Україну, зазвичай не тільки займаються їх продажем, але й забезпечують встановлення, гарантійне обслуговування та ремонт обладнання. Деякі проекти являють собою просто постачання генератора або серії однотипних пристроїв, інші включають АВР або інше додаткове обладнання (наприклад, розподільні щити, які компанії можуть виготовляти самостійно). Найскладніші проекти на основі потужних електростанцій є індивідуальними комплексними рішеннями, для яких самі ДГ закуповуються спеціально, можуть монтуватися в нестандартних кожухах і комплектуватися додатковим обладнанням, аж до виготовленого на замовлення.

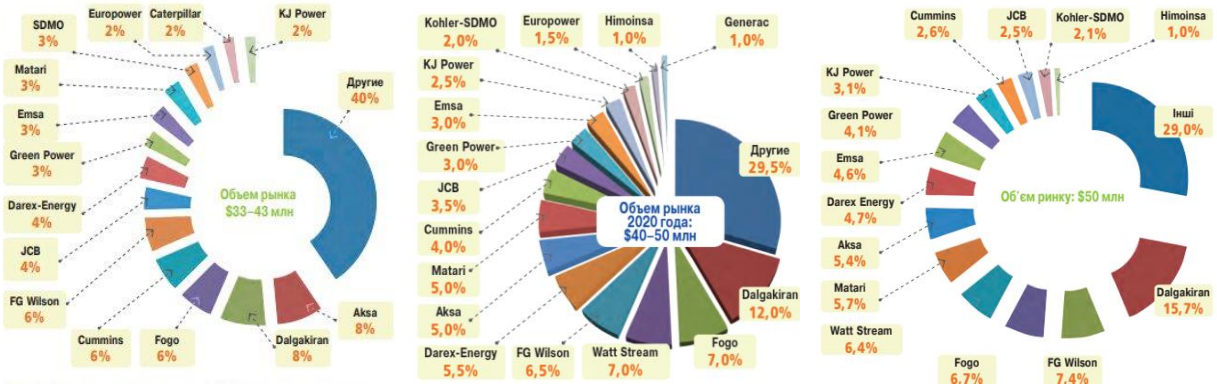
На рис. 1.2 представлено співвідношення продажів різних торгових марок ДГ, складене за оцінками учасників ринку, яких було опитано згідно аналізу представлених для 2018, 2020, 2021 в [21-23]. На першому місці Dalgakiran (15,7%) лідирує з 2018-2021 рік, склад наступної трійки теж не змінився, але компанії помінялися місцями: другий FG Wilson (7,4%), далі Fogo (6,7%) і WattStream (6,4%).

На діаграмах представлені усі виробники, які, на думку опитаних компаній, займають більш-менш вагоме місце на ринку (від 1% і більше). Загалом, як видається, ринок за 2021 рік істотно зріс у кількісному обрахунку, приблизно на третину. У грошовому обрахунку об’єм довоєнного ринку оцінюється в межах $50 млн.

Поділ на сегменти залишається таким самим, як і в попередніх роках. Найнижчий, до 32 кВА, є і найбільш масовим, він включає в себе портативні генератори, пристрої для дому та дачі, дизельні зварювальні апарати освітлювальні вишки тощо. Це обладнання масового ринку, продається в будівельних супермаркетах, хоча постачальними нерідко мають замовлення партій таких генераторів, наприклад, для поливальних машин. Найнижчий сегмент традиційно не оцінюємо через велику кількість представлених брендів і недостатню інформацію про їхні продажі, але за наявними даними він зріс на третину, а ключовими гравцями тут називають Matari і

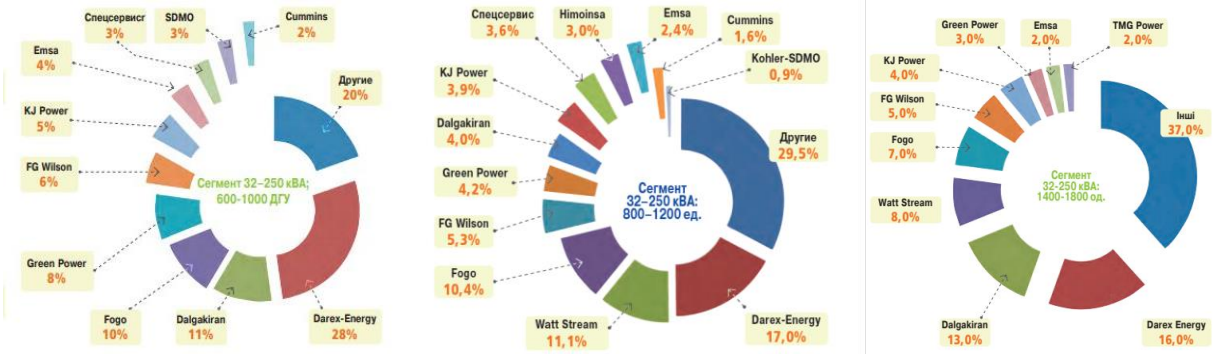
Darex Energy. В умовно «нижньому» сегменті середньої потужності 32– 250 кВА зафіксовано найбільше зростання — на рівні 80%, відповідно його об'єм оцінюється у 1400–1800 одиниць продукції. Розподіл долей торгових марок у цьому сегменті представлено на рис. 1.3, на перших місцях Darex Energy, Dalgakiran, WattStream і Fogo.

У «верхньому» сегменті середньої потужності 250–550 кВА (рис. 1.4) зростання склало 37%. Тут перші місця посідають Dalgakiran, FG Wilson, Fogo і TMJ Power.



а) б) в)

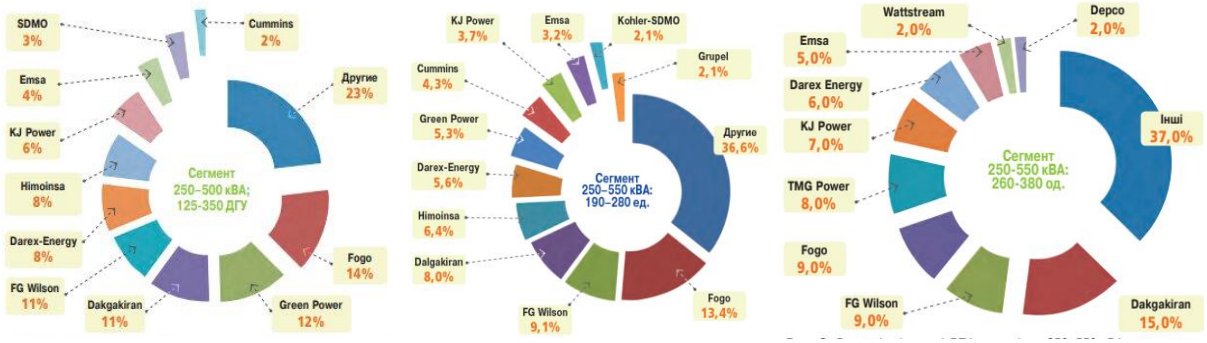
Рис. 1.2 Структура українського ринку 2018 (а), 2020 (б), 2021 (в)



а) б) в)

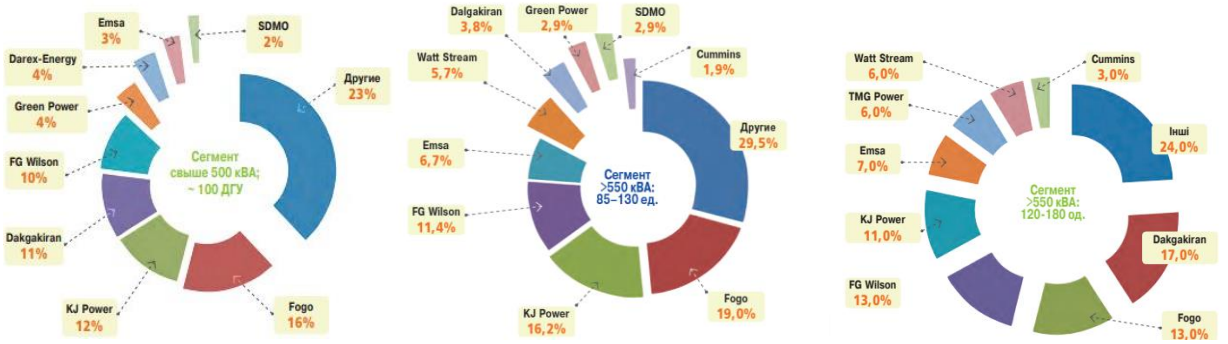
Рис. 1.3 Структура сегменту 32-250 кВА 2018 (а), 2020 (б), 2021 (в)

Сегмент великої потужності (понад 550 кВА) є найбільш волатильним, і на його динаміку можуть впливати буквально один-два великих проєкти. Втім, минулого року цей сегмент теж зріс на 38% і склав 120–180 одиниць (рис. 1.5). Тут на перших місцях ті ж компанії, але в іншому порядку: Dalgakiran, Fogo, FG Wilson і KJ Power. Також варто додати, що такі проєкти зазвичай далеко не зводяться до продажу генераторів, а включають в себе додаткове обладнання, яке може закуповуватись індивідуально або й виготовлятись на замовлення (зокрема, у деяких випадках і самі генератори), нестандартні кожухи тощо. Фактично можна констатувати, що у передвоєнний рік ринок набув навіть більшої динаміки, ніж до пандемії коронавірусу.



а) б) в)

Рис. 1.4 Структура сегменту 250-500 кВА 2018 (а), 2020 (б), 2021 (в)



а) б) в)

Рис. 1.5 Структура сегменту >500 кВА 2018 (а), 2020 (б), 2021 (в)

До війни на українському ринку можна було зустріти десятки марок ДГ. Звісно, свою роль зіграла пандемія коронавірусу, проте її вплив виявився меншим, ніж можна було очікувати. Фінансування резервного енергозабезпечення лікарень створили додатковий попит.

З початком війни, змінились і споживачі дизель-генераторів. Усі опитані компанії говорять про постачання для потреб ЗСУ, а також волонтерам. Також є поставки лікарням і у сферу ЖКГ. Багато генераторів купують приватні особи. При віжключеннях електроенергії був «колосальний» попит на портативні генератори.

З погляду зручності експлуатації, очевидно перевага використання однієї чи кількох однакових ДГ: спрощується замовлення запасних частин, проведення ремонтних робіт, взаємодія персоналу з однотипним устаткуванням. Крім того, спрощується система управління у разі багатоагрегатного виконання. З іншого боку, техніко-економічне обґрунтування лише окремо може показати оптимальність побудови електростанції з однієї чи кількох однакових ДГ.

В автономних енергоустановках, що працюють незалежно від мережі централізованого електропостачання, досить часто використовуються два і більше

дизель-генератора. Крім підвищення надійності системи електропостачання, такі системи дозволяють включати в роботу необхідну кількість дизель-генераторів відповідно до поточного графіка навантаження. Це дозволяє оптимізувати завантаження агрегатів і покращувати техніко-економічні характеристики ДЕС в цілому.

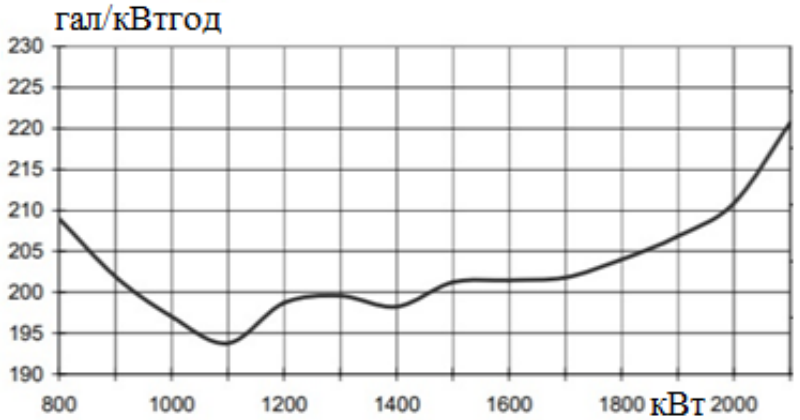
Однак відомий принцип побудови багатоагрегатного ДЕС не вирішує проблему максимального зниження витрати палива в дизельних електростанціях, оскільки автоматичні зупинка або пуск конкретного дизель-генератора здійснюються за поточним значенням споживаної потужності, виходячи з умови мінімізації витрат палива. Так як режими роботи споживачів постійно змінюються, може виникнути ситуація, при якій ДЕС працює на межі або в межах обраної умови, при цьому дизель-генератори будуть працювати в важких умовах пуск-зупинка, що скорочує термін їх служби і збільшує витрату палива.

Кожен виробник в паспорті або каталозі на обладнання надає цифри, скільки буде споживати ДГ при навантаженні в 50%, 75% і 100%. Перед установкою, попередньо проводять розрахунки по необхідної потужності генератора і додають невеликий відсоток запасу по потужності для того, щоб в моменти пікового навантаження генератор впорався зі своїм завданням і довше прослужив.

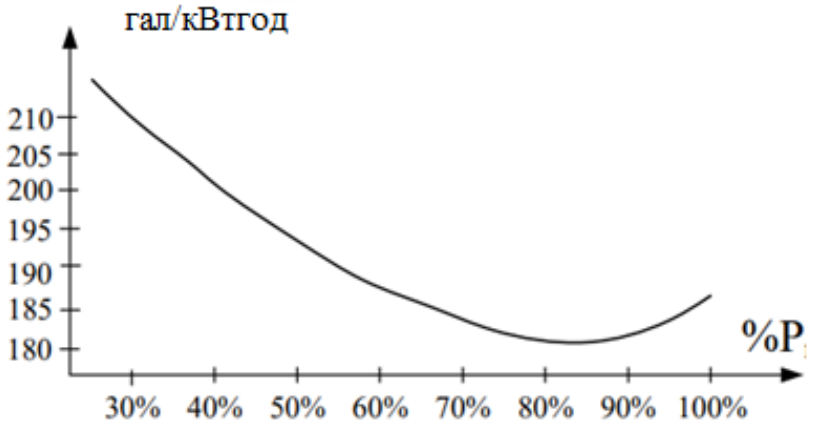
Найбільш рекомендоване навантаження є в 75%, воно дозволяє працювати двигуну з номінальним навантаженням, але не піковим, при якому відбудеться підвищений знос двигуна.

Виробники не рекомендують використовувати ДГУ при навантаженні нижче 30-40%, це майже вхолосту, так як може відбуватися перегрів генератора. Витрата палива на холостому ходу дизель-генератора тягне за собою економічну неефективність, адже вартість 1 кВт електроенергії буде досить високим.

Невірно розрахована потужність споживання може стати причиною того, що дизель-агрегат буде працювати або з перевантаженням (виробники дизельних машин, як правило, обумовлюють допустимі короткочасні перевантаження в межах 110% протягом 1 години), або залишатися недовантаженим. У першому випадку поряд зі зниженням економічності (до 20%) скорочується ресурс роботи двигуна. У другому - дизельний генератор працює в неоптимальних режимах, його основні вузли швидко зношуються. [24]. Експериментальна характеристика питомих витрат палива показана на рисунку 1.6 а, та варіант побудови для іншого генератора за каталожними даними .



а)



б)

Рис. 1.6 Залежність питомих витрат палива від потужності навантаження генераторів експериментальна (а) та побудована за даними каталогу(б)

Виробники представляють таблиці витрат палива дизель генераторів, або калькулятори для розрахування витрат.

На основі даних, наданих додатком [24] була виконана побудова залежності середньої витрати палива $\bar{B}$, (л/год) від потужності ДГ P, (кВт) для чотирьох значень середнього навантаження на генератор у % – 25%, 50%, 75%, 100%, час роботи генератора становить 1год.

Результати можуть відрізнятися від дійсних, так як вони залежать від ККД і технічного стану дизельного двигуна, температури, палива і навколишнього середовища, це можна побачити проаналізувавши рис. 1.6 а, є ділянки з нерівномірними питомими витратами.

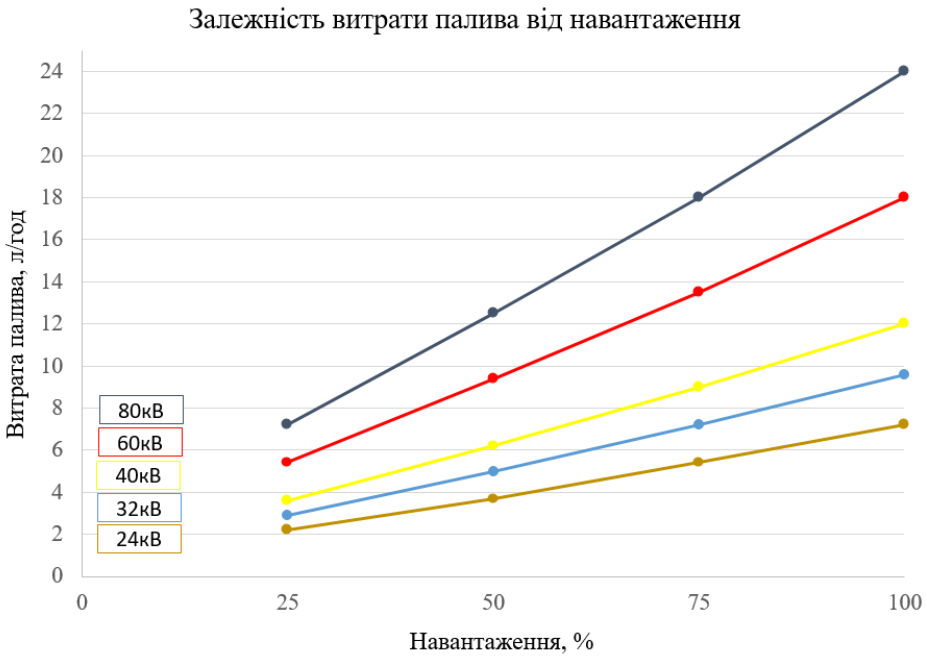


Рис. 1.7 Залежність витрат палива від навантаження

1.1.2 Вітрогенератор

Для зон децентралізованого електропостачання надзвичайний інтерес становлять комбіновані або гібридні установки, що поєднують в собі ВЕС з дизельними електростанціями, які покривають нестачу енергії, що виробляється в безвітряні проміжки часу. Малі вітроенергетичні установки (ВЕУ) (потужністю до 100 кВт) знаходять широке застосування автономного живлення споживачів, так як вони конструктивно прості, а необхідна вітрова енергія є у багатьох районах автономного електропостачання. Швидкість вітру та навантаження споживання є випадковими величинами, що у поєднанні із сумірністю потужностей основного енергетичного обладнання потребує узгодження у реальному часі режимів виробництва та споживання електроенергії. Частково проблему узгодження можна вирішити, використовуючи в енергетичній системі акумуляторні батареї.

Вітро-дизельний електротехнічний комплекс досягає найбільшої енергоефективності лише за умови максимального використання електроенергії, що виробляється вітрогенератором. Складність полягає в точності регулюванні завантаження дизель-генератора в залежності від вироблюваної потужності вітрогенераторів в умовах змінного електричного навантаження споживачів.

Однією з проблем моделювання є необхідність використання технічних даних по конкретній установці при визначенні потужності, що розвивається, залежно від вітрових умов, що не завжди можливо і виправдано на початковому етапі проектування.

Вітрова енергія в реальному часі має стохастичний характер через зміну швидкість вітру та може бути змодельована і представлена різними функціями.

Потужність вітроустановки у будь-який час $P_w(t)$ протягом року розраховується виходячи з місцевих погодних умов і залежить від швидкості вітру [25-26]:

$$P_w(t) = \begin{cases} 0 & v_w(t) < v_{wmin} \\ P_{Rw}\left(\frac{(v_w(t)-v_{ci})}{v_r-v_{ci}}\right) & v_{ci} \le v_w(t) < v_r \\ P_{Rw} & v_r \le v_w(t) < v_{co} \\ 0 & v_w(t) \ge v_{co} \end{cases} \quad (1.1)$$

де P_{Rw} – номінальна потужність вітрової турбіни, кВт;

$v_w(t)$ – поточне значення швидкості вітру, м/с,

v_{wmin} – мінімальне значення вітру, м/с;

v_{ci} – швидкість включення вітрової турбіни, м/с;

v_r – номінальна швидкість вітрогенератора, м/с;

v_{co} – швидкість відсікання вітрової турбіни, м/с.

Миттєва потужність вітрогенератора з горизонтальною віссю обертання (на прикладі ідеального вітроколеса) може бути визначена за виразом

$$P_{Rw} = \frac{\eta K \rho^3 \pi v_w(t) D^2}{8} \quad (1.2)$$

де η – ККД генератора,

K – коефіцієнт використання енергії вітру,

ρ – щільність повітря, кг/м^3,

D – діаметр вітроколеса, м.

Для отримання максимальної потужність із вітру, швидкість ротора турбіни повинна бути змінена пропорційно швидкості вітру. Це вимагає роботи зі змінною швидкістю. Вітрові турбіни з регульованою швидкістю мають багато переваг у порівнянні з тими які працюють з фіксованою, такі як підвищене захоплення енергії, робота на максимальній потужності, підвищена ефективність і якість електроенергії. Застосування вітряних трибун з фіксованою швидкістю зазвичай не є кращим рішенням через їх низькі характеристики .

Сучасні ВЕУ можуть мати два основних робочих режиму це робота з постійною або змінною швидкістю обертання ротора вітроколеса, при цьому принципи управління ВЕУ залежать від того, в якій зоні вони працюють. Виділяють три основні зони роботи ВЕУ. Ці зони відзначені на енергетичній характеристиці (рис.1.8) [27].

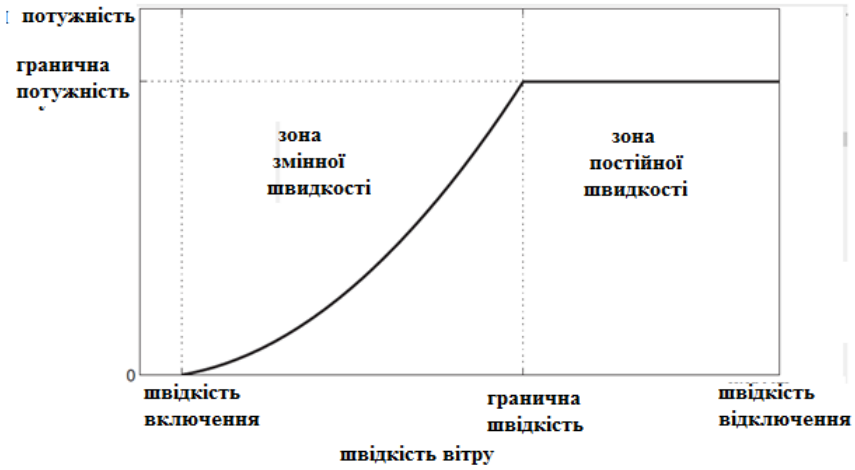


Рис. 1.8 Енергетична характеристика ВЕУ

ВЕУ працюють від швидкості включення до швидкості відключення, як показано на рисунку. Уловлювання енергії збільшується в області змінної швидкості до тих пір, поки не буде досягнута робоча межа, потім кривизна згладжується під дією приводу кроку лопатей, і система працює з постійною швидкістю. Така система управління дозволяє виробляти максимально можливу потужність ВЕУ в режимі робочих вітрів і номінальну – в режимі обмежень, захищаючи генератор від перевантаження.

1.1.3 Сонячні панелі

У фотоелектричній системі найбільш вагомою частиною системи є фотоелектричні панелі.

Фотоелектричні елементи перетворюють сонячну енергію в електричну на основі фотоелектричного ефекту, тому ефективність і надійність фотоелектричних елементів дуже важливі для захоплення якомога більшої сонячної енергії. Однак перетворювачі потужності, які обумовлюють потужність і передають її в навантаження, є не менш важливими.

Для прогнозування потужності СЕС використовуються різноманітні джерела даних, такі як: традиційні погодні дані; дані з діючих СЕС; аерокосмічні спостереження за атмосферою; різні аналітичні методі і моделі прогнозу погоди. Ефективність цих засобів залежить від періоду прогнозування, періоду року, території, для якої проводиться прогнозування.

Потужність сонячної панелі розраховується за виразом:

$$P_{PV} = f_{PV}\eta_{PV}I_{sc}U_{oc}, \text{ кВт} \quad (1.3)$$

де I_{sc} – струм короткого замикання, кА;

U_{oc}– напруга холостого замикання сонячної панелі, В;

f_{PV} – коефіцієнт зниження потужності,

η_{PV} – коефіцієнт корисної дії сонячної панелі.

У деяких ситуаціях високе проникнення сонячної енергії може спричинити нестабільність мережі. Щоб подолати потенційні проблеми нестабільності, нещодавні дослідження почали зосереджуватися на тому, щоб зробити фотоелектричну систему більш інтелектуальним пристроєм. Це включає в себе моніторинг фотоелектричних систем, щоб визначити, коли виникають проблеми, і здатність їх ідентифікувати конкретна проблема, і це не лише генеруючі установки. Методи моніторингу можуть бути включені в інтелектуальні інверторні системи, як обговорювалося в попередніх розділах. Оскільки енергомережа стає більш досконалою, джерела електроенергії та навантаження повинні будуть адаптивно реагувати на потреби навколишньої системи. Одним з важливих аспектів створення більш вдосконаленої електромережі є здатність фотоелектричних систем контролювати власний стан і надавати діагностичну інформацію, особливо коли виникають проблеми або несправності. У фотоелектричних системах часткове затінення панелей, відключення панелей, дугові збої, збої в конверторі та збої в електромережі можуть негативно вплинути на фотоелектричну та мережеву систему [28].

1.2 Транзактивна енергія: огляд, архітектура та аналіз ринку

Для управління енергією в Microgrid можуть бути реалізовані різні підходи, які можна класифікувати як пасивне, активне та транзактивне управління енергією. Деталі різних механізмів керування енергією показано на рисунку 1.9 [29].

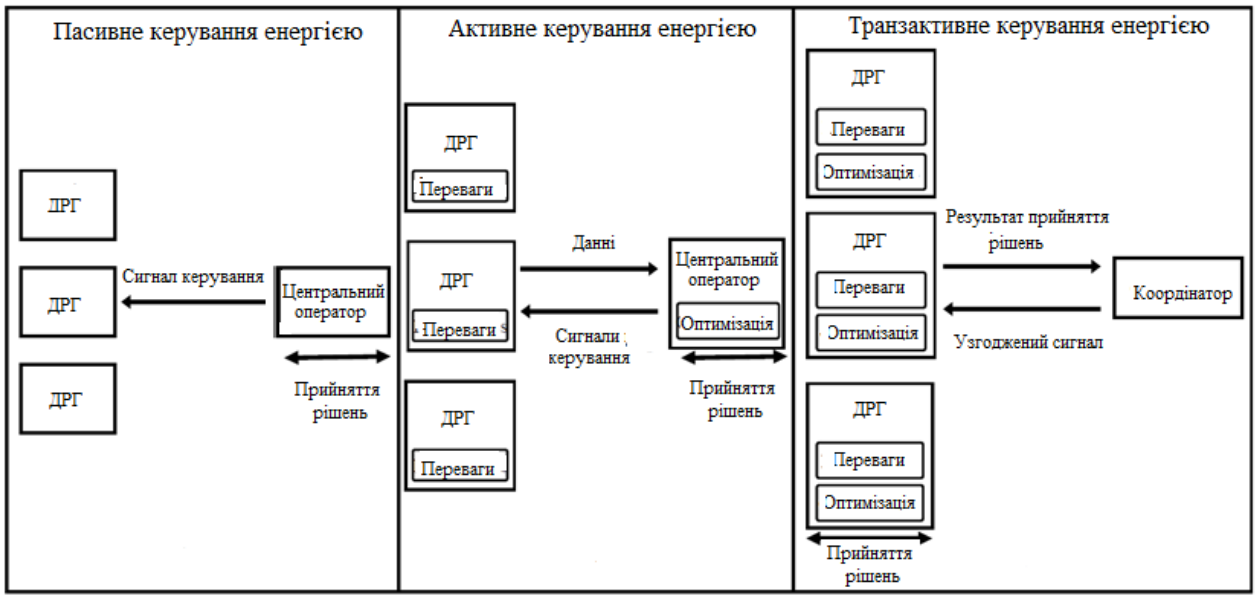


Рис.1.9 Механізми керування енергією

У пасивному управлінні енергією центральний оператор керує всіма пасивними ДРГ. Програма прямого контролю навантаження є прикладом пасивного управління енергією, де навантаження споживачів і гнучкість безпосередньо контролюються центральним оператором. Пасивне управління енергією не враховує переваги ДРГ, і всі рішення приймаються централізовано. Отже, комунікація в пасивному управлінні є однонаправленою від центрального оператора до пасивних споживачів.

В активному управлінні енергією система оптимізації перевіряє всі навантаження, щоб визначити найкраще рішення для системи, беручи до уваги дані ДРГ, щоб включити їхні переваги в централізовану оптимізацію. Отже, для обміну інформацією необхідний двонаправлений зв'язок, що викликає занепокоєння щодо конфіденційності приватних даних ДРГ кінцевого використання [30].

Як у пасивному, так і в активному підходах до управління енергією, центральний оператор приймає рішення для всієї системи. Третій підхід до енергоменеджменту — трансактивне енергетичне управління, яке дозволяє як попиту, так і пропозиції активно вести переговори щодо обміну енергією.

Транзактивна енергія визначається GridWise Architecture Council як «система економічних і контрольних механізмів, яка дозволяє динамічно балансувати попит і пропозицію в усій електричній інфраструктурі, використовуючи значення як ключовий робочий параметр [31]».

Транзактивна енергія заохочує динамічну енергетичну діяльність з боку попиту на основі економічних стимулів і гарантує, що економічні сигнали відповідають робочим цілям для забезпечення надійності системи, не вдаючись до додаткового контролю [32].

У транрактивному енергоменеджменті, прийняття рішень переходить до ДЕР. Завдяки розподіленому процесу прийняття рішень усі ДЕР можуть приймати рішення щодо своїх дій у сфері управління енергією, не розкриваючи свою особисту інформацію.

Управління транрактивною енергією потребує нової ринкової основи для ДЕР для впровадження сигналів на основі цінностей, щоб розблокувати більше цінностей для ДЕР та сприяти більш ефективному використанню активів і зниженню витрат енергосистеми на шляху до глибокої декарбонізації [33].

ТЕС є такою новою структурою, яка вводить кілька переваг в інтеграції ДЕР та мікромереж в енергосистеми. ТЕС надає можливість малим і середнім споживачам або виробникам енергії обмінюватися енергією та іншими послугами в розподільчій мережі за ринковими правилами. Якщо постачальники та споживачі енергії можуть домовитися про вартість послуги в певний момент часу та в певному місці, то виробник і споживач можуть прийняти рішення, чи хочуть вони продовжити операцію за цією

ціною. Однак впровадження ТЕС потребує шляху проектування, щоб керувати його додатковою складністю таким чином, щоб забезпечити прозорість, вибір і легкість використання для клієнтів. Щоб розробити ТЕС як структуру, у якій можна оптимізувати та компенсувати значення маломасштабних ДЕР, необхідно прийняти кілька принципів проектування, зокрема пов’язаних із властивостями агентів, механізмами ціноутворення та сценаріями внутрішнього та зовнішнього ринку [34].

Збільшення обсягів використання відновлюваних джерел енергії та технологій розподіленого керування енергією реалізує наявний потенціал для значного підвищення ефективності енергетичних систем за допомогою транзактивної енергетики . Транзактивна енергетика – це комплексний механізм взаємодії технічних та економічних складових локальних електроенергетичних систем, який дозволяє успішно реалізувати потенціал ВДЕ [35].

Поняття транзактивної енергії та відповідно й транзактивних систем була запропонована для сучасних енергосистем як системи економічних та контрольних механізмів, що дозволяють забезпечити динамічний баланс попиту та пропозиції у всій електричній інфраструктурі з використанням вартості як ключового показника. Це не тільки гарантує рентабельну інтеграцію ВДЕ, але також створює стимули для інвестицій та інноваційного оновлення локальних енергетичних систем, що дозволяють керувати як попитом, так і пропозицією електроенергії, що може стати основою системної оптимізації процесів та структури таких систем [36].

У дослідженні [37] відмічається, що транзактивне керування енергією – це комплексна структура, яка сприяє розвитку попиту на основі розподілу між споживачами за допомогою економічних сигналів, які відповідають оптимальним цілям для забезпечення стійкості та надійності системи. Ця структура оптимізує продуктивність системи, забезпечуючи динамічне узгодження між місцевими цілями та використовуючи різні підходи до визначення витрат. У роботі [38] детально розглянуті вимоги до розробки ефективного механізму для транзактивного керування, в якому обговорюються транзактивні властивості споживачів, ринкові сценарії та механізми ціноутвореннь, продемонстрована реальна реалізація механізму транзактивної енергії. Отримані результати статті [39] підкреслюють важливість наявності управління для розробки ефективної основи трансактивної енергії.

Транзактивний контроль – це стратегія моніторингу зворотного зв'язку, що забезпечується через економічні контракти для стимулювання та забезпечення гнучкого споживання. Реалізуються механізми, за допомогою яких рішення на системному та технічному рівні приймаються через економічні операції між компонентами системи у поєднанні з традиційними засобами контролю або замість

них. Ціль такого керування полягає в тому, щоб забезпечити оптимальне використання основних ресурсів [40].

Транзактивна енергетика, як новий підхід і стійка технологія, надають локальним енергетичним системам (Microgrid) виключну можливість обмінюватися енергією для отримання більшої вигоди [41]. Microgrid в загальному випадку складається з системи генерації, акумулювання та споживачів. Власне генератори є керованими, споживачі можуть бути як керовані так і некеровані, у споживачів передбачається можливість застосування механізмів керування попитом.

Для максимальної інтеграції ВДЕ та збільшення прибутковості, необхідна гнучкість кінцевих користувачів. Послугу гнучкого електроживлення можна визначити як регулювання потужності з певного місця мережі в даний момент заданого періоду [42].

В інтелектуальних мережах, незважаючи на споживачів енергії та розподілене виробництво енергії або споживання, прогнозується, що оптимальне використання місцевих ресурсів та їх переваги через їхню фізичну близькість до навантаження можуть бути суттєвим фактором для забезпечення успіху взаємодії місцевих заінтересованих сторін через місцевий енергетичний ринок [43]. У цьому випадку транзакційний контроль – це спосіб керування обсягами енергоспоживання та генеруючими ресурсами на стороні попиту та пропозицій за допомогою успішного функціонування локальних ринків електроенергії. При цьому інтерактивні вузли визначаються як точки з'єднання між різними частинами мережі передачі електроенергії, де можливі двосторонні потоки енергії [44]. Кожен вузол є фізичною точкою в електричній мережі Microgrid, що представляє споживачів або просюмерів, підстанції та генератори електроенергії. Ці вузли децентралізовано та постійно обмінюються інформацією для прийняття рішень на місцевому рівні.

Балансуючий ринок у рамках транзактивної енергії відповідає енергетичним коригуванням в «останню хвилину» [45,46]. Окремі типи виробників електроенергії мають брати участь у функціонуванні ринку, щоб покрити відхилення від моделі виробництва, встановленої в пулі. На цьому ринку баланс між виробництвом і попитом забезпечується шляхом коригування енергетичних дисбалансів. Ці дисбаланси можуть бути як позитивними, так і негативними. Позитивне відхилення виникає, коли виробництво вище або споживання нижче, ніж планування. Негативне відхилення виникає, коли виробництво нижче або споживання вище планування. Отже, виробники повинні продавати надлишкову енергію або купувати дефіцитну енергію на основі ціни дисбалансу, забезпечуючи поточний енергобаланс. Забезпеченню поточного енергобалансу в поточному режимі (при розгляді інтервалів часу на рівні хвилин чи

частки хвилини) й сприяє формування транзактивних систем та розробки відповідних алгоритмів їх оптимального функціонування.

На рисунку 1.10 представлена загальна схема системи на основі транзактивної енергії (ТЕ) [47].

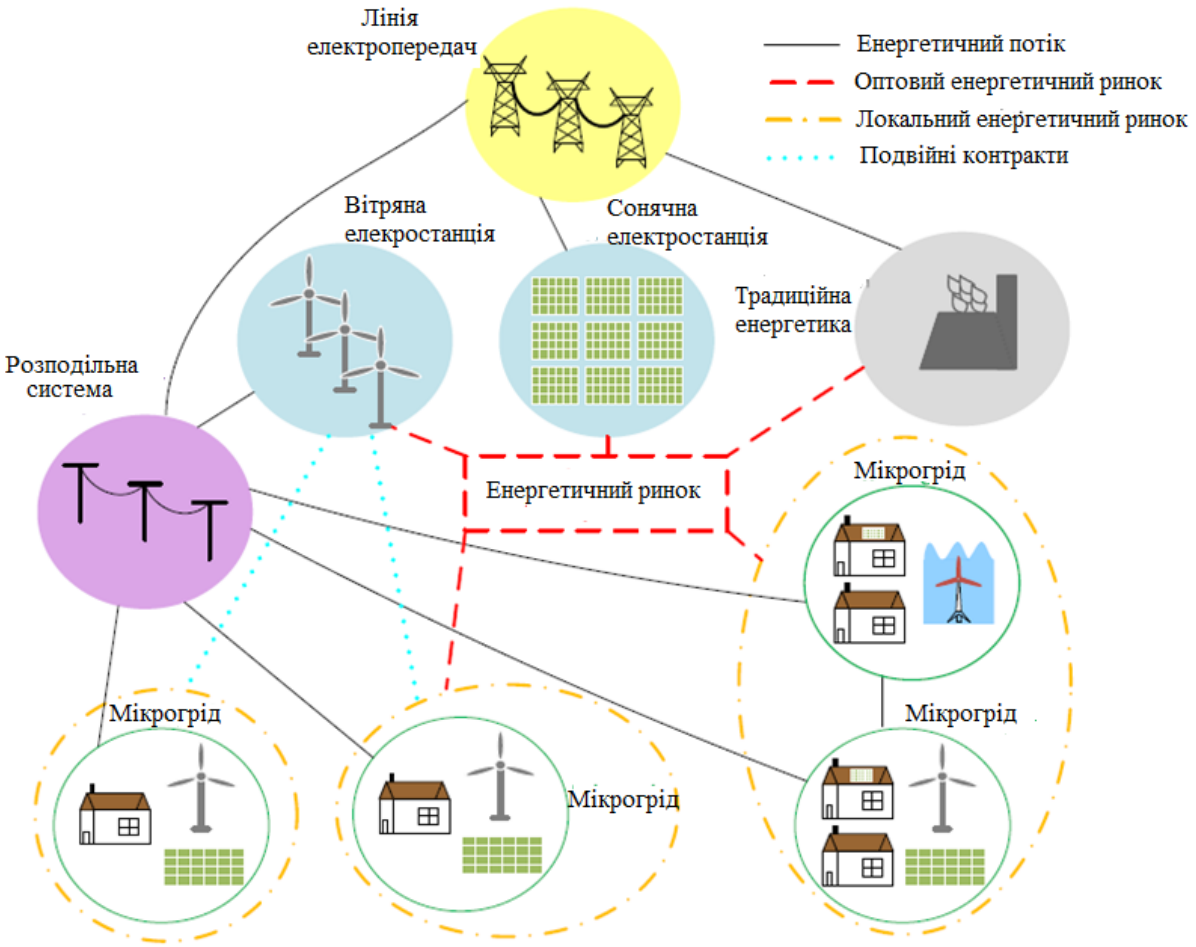


Рис. 1.10 Транзактивна система

Локальні ринки — це платформа, яка допомагає приватним і комерційним споживачам брати участь і торгувати своєю енергією, маючи при цьому грошову винагороду. Участь цих малих споживачів у локальних ринках зрештою допоможе в реалізації енергосистеми на основі ТЕ. У цій системі виробники електроенергії та локальні ринки здійснюють операції з енергією на основі цінових сигналів, визначених оптовими ринками енергії. Оптовий енергетичний ринок збирає заявки та пропозиції всіх учасників. Він також отримує сигнали вартості для використання системи передачі та розподілу для обміну електроенергією для визначення [47,48].

Великі локальні системи також можуть мати довгострокові та короткострокові двосторонні контракти з виробниками електроенергії, і вони представлені пунктирною синьою лінією. Малі локальні системи можуть також віддавати перевагу купівлі та

продажу енергії за фіксованою ціною на енергію або за ціною на час використання замість участі в оптових ринках енергії. Локальні енергетичні ринки може працювати лише з одним локальні системи, а також групою Microgrid спільноти. Отже, оптові та місцеві енергетичні ринки відіграють важливу роль у досягненні ефективної транзактивної енергетичної системи (ТЕС) у перспективі розумної мережі. Крім того, малі споживачі є важливими суб'єктами для успішної реалізації системи транзактивної електроенергії, чого можна досягти шляхом інтеграції цих споживачів у систему Microgrid на основі транзактивної енергії.

1.2.1 Архітектура транзактивної системи

ТЕС має різні функції та операції в енергетиці механізм транзакцій.

Транзактивна система спрямована на досягнення конкретних економічних і операційних цілей, пов'язаних зі скоординованою інтеграцією споживачів, виробників електроенергії та відновлювальних джерел. Усі виробники електроенергії, оператор мережі, споживачі та активні споживачі діляться енергетичними заявками та пропозиціями через транзактивну торгову платформу на основі динамічної тарифікації. Операційними цілями можуть бути взаємна економічна вигода, зниження вартості енергії, стійкість навколишнього середовища, а також ефективність і надійність системи серед інших. Особливістю транзактивних систем є гнучкість для вводу нових учасників.

Трирівнева архітектура була запропонована в [49], вона складається з агрегатора, комунікаційного рівня і рівня користувача. Енергетичні транзакції виконуються на рівні користувача, де користувачі можуть вказати свої цілі. Комунікаційний рівень займається зв'язком учасників. На рівні агрегатора аналізуються дані для віртуального обміну енергією. Однак він не включає визначення ціни на енергію чи регулювання рівнів електромережі та має спрощений підхід для транзактивної енергетики.

П'ятирівнева архітектура був запропонована у [50], вона містить комунікаційний рівень, ринковий рівень, рівень регулювання, рівень управління енергією та рівень користувача. На рівні користувача технологія розподіленої книги та комунікаційні пристрої використовуються учасниками для надсилання своїх заявок і пропозицій, які використовуються для початку енергетичних транзакцій.

Рівень енергоменеджменту має справу з операційними та економічними цілями системи, та забезпечує динамічний баланс попиту та пропозиції, надійність тощо. Рівень ринку ініціює енергетичні транзакції, розглядаючи енергетичні пропозиції, щоб знайти локальну оптимальну мінімальну ціну. Комунікаційний рівень необхідний для полегшення обміну інформацією за допомогою комунікаційних платформ. Регулювання та управління роботою здійснюється рівнем регулювання, необхідним

для прозорих енергетичних транзакцій. Недоліком такої системи є відсутність рівня електромережі, який необхідний для врахування втрат і перевантаження ліній передачі та розподілу.

В [51] представлена система, яка розділена на сім функціональних рівнів.

Рис. 1.11 Архітектура транзактивної системи

Ці рівні класифікуються як рівень споживача, рівень мережі, рівень системного оператора, рівень ринку, рівень розподіленої мережі, комунікаційний рівень і рівень регулювання відповідно.

Рівень користувача складається з учасників Microgrid та їхніх апаратних платформ, які обмінюються даними з іншими учасниками. Усі учасники повинні мати чітку мету своєї торгівлі енергією, яку зазвичай обирають клієнти на основі своїх уподобань. Крім того, мають бути визначені конкретні вимоги, яким повинні задовольняти нові учасники для входу та інтеграції в існуючу транзактивну систему.

Рівень системного оператора відповідає за зберігання та аналіз даних для моніторингу роботи системи електроенергії під час енергетичних транзакцій. Для інтелектуальної мережі цей рівень може бути представлений оператором передачі або незалежною системою для зберігання даних, аналізу даних та аналізу якості напруги та частоти в енергосистемі. Він також виконує статистичний аналіз агрегованих даних учасників, щоб заохотити більше клієнтів до інтеграції та участі в процесі торгівлі енергією.

Споживачі можуть мати різні цілі, часто такі цілі суперечливі, такі як зменшення викидів, надійність, безпека, стабільність, якість електроенергії та стійкість. Клієнти можуть поставити за мету використовувати більше зеленої енергії, максимізувати дохід або мінімізувати витрати на енергію. Система гарантує, що учасники отримують необхідне енергопостачання та одночасно досягають своїх цілей.

Рівень ринку також є важливим рівнем у транзактивних енергетичних системах, оскільки він визначає для енергетичних операцій між учасниками. Ринок збирає всі пропозиції та пропозиції учасників. Крім того, він також збирає інформацію про перевантаженість мережі і вартість використання від системного оператора. Він об'єднує всі ставки та пропозиції для визначення оптимальної стратегії призначення ставок. Необхідно, щоб оператор ринку мав доступ до облікових записів учасників для збору даних заявок і пропозицій.

Рівень розподільної мережі найважливіший рівень транзактивних систем для реалізації децентралізованої роботи. Надається кожному учаснику цифрову платформу для обміну інформацією між собою для підтвердження як енергетичних, так і економічних операцій.

Дані не зберігаються централізовано, але розподіляються та записуються між кількома учасниками одночасно.

Основними частинами є реєстри, розумні контракти та консенсусні протоколи. Книга використовується для запису ключової інформації та даних учасників. Розумні контракти визначають переваги користувачів і забезпечують реалізацію узгоджених умов між двома або більше сторонами. Для перевірки транзакцій використовуються протоколи консенсусу.

Комунікаційний рівень зв'язку забезпечує швидкий, безпечний і надійний зв'язок для обміну інформацією між учасників.

Вибір комунікаційних технологій також важливий для контролю роботи та моніторингу даних про виробництво та споживання енергії за допомогою розумних лічильників.

Система зв'язку в ТЕС повинна відповідати певним вимогам, заснованим на пропускній здатності, зоні покриття, надійності, вартості розгортання, безпеці та затримці.

Однак вибір системи зв'язку є складним у додатках Microgrid-ТЕС та інтелектуальних мережах через різні вимоги до сумісності між різними компонентами.

Тим не менш, деякі статті обговорювали характеристики та вимоги до трафіку різних комунікаційних технологій.

Рівень регулювання важливий для практичної фізичної реалізації. Для успішної еволюції від традиційної до децентралізованої енергосистеми необхідно визначити

політику регулювання. Законодавчі норми та нормативна політика необхідні для створення основи для проектування локальних енергетичних ринків та його інтеграції з іншими ринками електроенергії та електричної мережі. Крім того, для транзактивних енергетичних систем також необхідно визначити політику щодо податків і зборів. Уряд може також запроваджувати такі схеми стимулювання, які підвищують готовність споживачів до участі та використання місцевих ВДЕ для зменшення викидів парникових газів.

1.2.2 Локальні енергетичні ринки

Локальні ринки електроенергії надають платформу для торгівлі електроенергією. Ці ринки надають своїм учасникам економічні вигоди, оскільки ціни зазвичай нижчі, ніж ціна на енергію від централізованої мережі, що також заохочує учасників до активної участі.

Однак, якщо соціальним та екологічних цілям надається більше значення, ніж економічній вигоді, наприклад мінімізації викидів парникових газів, у таких випадках ціна на локальних ринках може бути вища, ніж від централізованої мережі.

Локальні енергоринки можна використовувати для підвищення суспільного визнання нових проектів інфраструктури електропостачання, розширення прав та можливостей спільноти та створення місцевих балансів електроенергії. Як і будь-яка нова ринкова концепція, локальні ринки потребують чіткої ціннісної пропозиції, щоб стати стійкими та успішними у довгостроковій перспективі.

Локальні ринки слідують необхідності локалізації існуючої енергетичної системи, забезпечуючи місцеві та регіональні баланси електроенергії за допомогою місцевої торгівлі. Локальні ринки можуть набувати форми віртуального ринку поверх будь-якої системи виробництва та розподілу. [52,53].

Економічні вартісні пропозиції зосереджені на зниженні поточних витрат або на збільшення прибутку для учасників локальних ринків. З технологічної точки зору скорочення втрат при передачі та перерозподіл, а в довгостроковій перспективі розширення мережі відкривають можливості для покращення електропостачання. З соціальної точки зору розвиток та посилення локальних енергетичних систем дозволяє встановити часткову або повну незалежність від постачальників енергії. Нарешті, екологічна цінність визначається посиленням стимулів до виробництва ВДЕ.

Фізичними активами учасника ринку керує система енергоменеджменту, яка оптимізує видобуток і генерацію на місці, прогнозує дефіцит або надлишок енергії на наступний день і керує енергопотоком між ринком.

Кожен система енергоменеджменту має торговельного агента на основі програмного забезпечення, який відповідає за зв’язок із місцевою енергетичною

платформою. Базуючись на меті торгового агента та враховуючи фізичні можливості базових активів, ринкові деталі повністю параметризуються агентом і передаються на платформу місцевого енергетичного ринку.

Спричинена збільшенням коливань відновлюваних джерел енергії, Європейська комісія заявила про необхідність інтегрованих короткострокових енергетичних ринків (наприклад, внутрішньоденних) і визнала сприятливу роль, яку можуть відігравати місцеві енергетичні спільноти. Очікується, що мікромережі та енергетичні спільноти відіграватимуть вирішальну роль у забезпеченні балансу між виробництвом та споживанням на місцевому рівні.

Місцеві енергетичні ринки розширюють можливості дрібних гравців і є сходинкою на шляху до повністю транзактивних енергетичних систем. Ми оцінюємо таку повністю інтегровану транзактивну систему шляхом, по-перше, моделювання проблеми управління енергетичними ресурсами мікромережі в умовах невизначеності з урахуванням гнучкості навантаження та участі на ринку (вирішується за допомогою двоетапного стохастичного програмування), по-друге, моделювання оптового ринку та місцевого ринку, і, по-третє, поєднання цих елементів в інтегровану симуляцію транзактивної енергії.

Результати реалістичного дослідження (різні ціни та конкурентоспроможність місцевих ринків) показують ефективність транзактивної системи, що призводить до зниження до 75% очікуваних витрат, якщо враховувати місцеві ринки та гнучкість. Це ілюструє, як місцеві ринки можуть сприяти торгівлі енергією, тим самим підвищуючи допустиме проникнення відновлюваних ресурсів і сприяючи енергетичному переходу [52, 53].

1.2.3 Динамічне ціноутворення

Зниження ціни, яку сплачують споживачі за електроенергію, незмінно є першою причиною введення конкурентних ринків електроенергії. Витрати на виробництво електроенергії залежать виключно від типу технологій та палива, що використовується для виробництва електроенергії. На короткостроковому ринку електроенергії на ціну електроенергії впливає структура витрат.

Граничні витрати – це переважно витрати на паливо. Що стосується ВДЕ, поточні витрати на придбання енергії відносно нижчі, оскільки ніякі витрати на паливо та експлуатаційні витрати не пов'язані з капітальними витратами на придбання вітрогенератора чи фотомодуля. На конкурентних короткотермінових ринках ціни встановлюються короткостроковими граничними витратами.

У тарифі на генерацію електроенергії також враховується інвестиційна складова, зокрема, амортизаційні та накладні витрати.

США та Європа активно проводять дослідження в області динамічного ціноутворення, хоча є відмінності в принципах реалізації. США більше зосереджуються на дерегуляції, що дозволяє розвивати ринкову базу, в той час як європейські країни приділяють більше уваги встановленню Smart-лічильників для легкого контролю споживання електроенергії. Динамічне ціноутворення на електроенергію може впливати на поведінку споживачів щодо зміни споживання електроенергії. Динамічне ціноутворення стало можливим завдяки розвитку ефективних оптових ринків та наявності даних Smart лічильників.

Споживачі можуть бути зацікавлені в динамічному ціноутворенні, якщо вони добре проінформовані і якщо схеми розроблені у простий для використання спосіб, щоб дозволити їм заощадити на своїх рахунках.

На рівні локальних систем с ДРГ динамічна тарифікація обов'язково повинна базуватися на динамічних моделях, які враховуватимуть характер генерації та регулювання споживання електроенергії в системі та стимулювання відповідних бажаних дій з боку споживача [54].

Суть динамічного ціноутворення полягає в тому, щоб запропонувати грошову вигоду споживачам (під керівництвом агрегаторів) за перерозподіл їх споживання навантаження та балансування попиту в електричній мережі [55,56].

Агрегатор повинен гарантувати зниження загальної вартості споживання за рахунок усунення навантаження споживачів з урахуванням переваг споживачів, при цьому виробник електроенергії несе відповідальність за те, щоб заздалегідь вирішити, яку ціну стягувати зі споживачів протягом кожної години дня, щоб будь-яке відхилення від схеми навантаження не призвело до великого надлишку або дефіциту доходів виробника (постачальника).

Динамічне ціноутворення може бути корисним клієнтам з точки зору грошової економії. Постачальники можуть вважати це корисним завдяки зменшенню інвестицій у пікові потужності, кращому плануванню операцій і цінам, що відображають витрати. Динамічне ціноутворення може допомогти виробникам відкласти інвестиційні рішення, перемістивши пікове навантаження з пікових на непікові години.

Технологічні проблеми можна вирішити за сучасного стану технологічного розвитку. Однак також необхідно ознайомити ринки з перевагами цієї концепції. Крім того, для успішного впровадження необхідно визначити сегменти ринку разом із відповідними схемами ціноутворення та допоміжними програмами.

Прийняття ринком динамічного ціноутворення може бути досягнуто лише в тому випадку, якщо можна довести його переваги для кожної зацікавленої сторони.

Це вимагає все більше і більше добре спланованих пілотних проектів і вивчення різних аспектів, пов'язаних з цією сферою.

Пілотні впровадження показують, що динамічне ціноутворення може викликати реакцію клієнтів і допомогти зменшити вартість рахунку. Використання відновлюваної енергії демонструє подальше зниження вартості рахунку приблизно на 35%. Проте еластичність попиту на електроенергію низька. Декілька демографічних і екологічних факторів можуть покращити реакцію на попит у поєднанні з належним чином розробленими динамічними цінами.

Допоміжні технології корисні для впровадження динамічних цін і виявляються корисними для покращення реагування на попит.

Структури тарифів можуть:

1. Статичне ціноутворення – день розбивається на великі блоки по кілька годин, де ціна кожного блоку визначається заздалегідь і залишається незмінною.

2. Сезонні тарифи: у цих схемах застосовуються різні тарифи в різні сезони, щоб відповідати різним рівням попиту між сезонами. Під час сезонів високого попиту енергія стягується за вищим тарифом, а під час сезонів низького попиту ціна знижується.

3. Фіксовані тарифи: ціна залишається незмінною, навіть якщо попит на електроенергію змінюється. Споживачі за такої схеми не стикаються зі зміною витрат на енергопостачання зі зміною сукупного попиту. Таким чином, споживачі не мають фінансового стимулу перепланувати споживання енергії. Вони не стикаються з ризиком отримання великих рахунків за електроенергію за будь-яке неминуче або незаплановане споживання електроенергії.

2. Динамічне ціноутворення в реальному часі – ціни встановлюються близько до споживання електроенергії в реальному часі та базуються на оптових цінах на електроенергію. Ціни на електроенергію розраховуються на основі погодинного вимірювання споживання або з ще більшою деталізацією (наприклад, 15 хвилин) [54].

3. Змінна пікова ціна– комбінація статичного та динамічного ціноутворення – різні періоди ціноутворення визначені заздалегідь, але ціна, встановлена для періоду максимального навантаження, залежить від ринкових умов.

4. Критичні пікові ціни – комбінація статичного та динамічного ціноутворення, при якій ціни на електроенергію значно зростають протягом кількох днів на рік, зазвичай у періоди, коли оптові ціни найвищі.

Динамічні тарифи, які запроваджують в невеликих локальних енергосистемах, дозволяють реагувати на попит, вони стимулюють регулювання навантаження, як вручну, так і автоматично, що дозволяє споживачам заощадити на електроенергії.

У [56] документі пропонується методологія динамічного визначення оптимізованих тарифних структур з метою визначення найкращого тарифу, який буде застосований до певного набору споживачів, попередньо охарактеризованих і

виходячи з процесу виявлення знань, що містяться в базах даних з попередніх досліджень. Методологія враховує не лише типовий профіль споживачів, а й значення ринкової ціни електроенергії та генерацію з відновлюваних джерел енергії. Таким чином можна визначити розумні та динамічні тарифи, які сприятимуть зменшенню піків споживання, збільшенню використання відновлюваної енергії та відображатимуть оптові ринкові ціни на кінцевому споживачі.

В [57] визначено вплив динамічного ціноутворення на функції Microgrid з врахуванням факторів, які впливають на попит на електроенергію та залежать від режимів роботи генератора та навантаження, зокрема, з виділенням «еталонного тарифу». еталонний (ідеальний) тариф для формування квазіоптимального тарифного плану. Покладемо, що «еталонний тариф» – поточний, змінний у часі тариф на електроенергію з врахуванням реальних умов поточних витрат, зокрема, первинного палива і зміни в реальному часі характеристик роботи системи генерації та навантажень, безперервної зміни обсягів всіх складових поточних витрат, використання палива на генерацію електроенергію, втрат електроенергії в елементах системи при генерації, передачі та розподілу електроенергії. Поряд з еталонним тарифом можуть бути запропоновані до використання еталонні профілі генерації та споживання електроенергії.

Ціноутворення в реальному час використовується на короткострокових ринках, таких як ринки реального часу або ринки дисбалансу. Ціни на енергію оновлюються дуже швидко, зазвичай кожні 5 або 15 хвилин. Це оптимальне реагування на потреби системи. З одного боку, високі ціни можуть бути сигналом, що в системі закінчуються ресурси, тоді зниження споживання — ідеальний спосіб відреагувати, щоб уникнути можливих критичних подій. З іншого боку, дуже низькі ціни або навіть негативні ціни є сигналом того, що системі буде краще, якщо споживання збільшиться. Однак остаточні ціни на ринках у режимі реального часу зазвичай відомі після фактичного періоду відправлення, тому споживачі не можуть знати фактичну ціну до ухвалення рішення про споживання.

Споживачі завжди ризикують пропустити потрібний сигнал. Цей ризик можна знизити або навіть повністю уникнути, якщо споживачі дозволять агрегатору допомогти їм змінити чи скоротити їхнє споживання

1.3 Економічні витрати в локальних системах

Для забезпечення максимальної ефективності усієї системи, одночасно сприяючи максимальному скороченню викидів у навколишнє середовище, і в той же час мінімізуючи витрати на виробництво енергії, необхідно використовувати методи

багатокритериальної оптимізації й керування для визначення структури системи й оптимального розподілу одержуваної енергії з різних джерел.

Критерії, за якими оптимізується, в основному поділяються на дві категорії: економічні та надійності. Розробник системи вирішує, яким критеріям надати пріоритет, і вибрати рівень допуску для кожного критерію. Економічні критерії в основному стосуються вартості системи або, в деяких випадках, розміру системи, тоді як критерії надійності віддають пріоритет продовженню живлення навантаження. Незважаючи на те, що перспективи використання гібридних локальних систем, як «чисте» та «зелене» джерело енергії з дуже низькими витратами на технічне обслуговування та експлуатацію, початкові інвестиції, необхідні для встановлення таких систем, є дуже високими, що робить вартість енергії (COE) і час окупності також високими. Тому оптимізація його вартості стає основним критерієм для системного планування, особливо для країн, що розвиваються. Встановлення високої потужності відновлюваних генеруючих одиниць для пікового навантаження (яке може бути короткочасним) спричиняє значне збільшення вартості системи, оскільки потужність генеруючих одиниць збільшується, а також збільшується потужність системи зберігання.

Цільовою функцією є мінімізація загальних річних витрат на систему Microgrid, що підтримує безперервність енергопостачання та задовольняє обмеженням. Оцінити доходність проекту можливо при аналізу лише його витрат. З цією метою як узагальнений критеріальний показник використовують собівартість електроенергії.

Економічні методи визначення вартості виробленого кВт залежить від багатьох критеріїв. Для оцінки поточної собівартості електроенергії необхідно мати інформацію щодо розподілу інвестицій, вкладених в проект перед початком його реалізації, між періодами реалізації проекту.

В [58-60] оцінюються різні підходи до визначення витрат. Ці витрати залежать від складу Microgrid.

Розглянемо складові вартості електроенергії, які залежать від багатьох критеріїв [57, 60]. Ціна за 1 кВт·год енергії дизель-генератора $C_{ДГ}(t)$ складається з поточних витрат, які є постійними витратами на обслуговування і процент від ціни за дизельну установку, та змінних витрат які пов’язані з витратами первинного палива та нелінійно залежать від генеруємої потужності. Також на витрати палива впливають перехідні процеси, які виникають при зміненні потужності навантаження:

$$C_{ДГ}(t) = C_{зм}(B(P_{ДГ}(t))) + \Delta C + C_{пот}, \qquad (1.4)$$

де $C_{пот}$ – поточні витрати,

$C_{зм}(B(P_{ДГ}(t)))$ – функція змінних витрат первинного палива від генерованої потужності,

ΔC – функція витрат палива у перехідних режимах роботи.

Графік залежності витрат первинного палива ДГ $B(P_{ДГ})$ має нелінійний характер. У загальному випадку такий графік може бути побудований шляхом використання нормативних (усереднених) значень або експериментально, та представлений поліномом третього порядку.

Графік витрат палива $C(P_{ДГ})$ має подібний вид, як і витрати первинного палива $B(P_{ДГ})$, оскільки ціна за паливо є найбільш впливовою складовою на загальну вартість, ніж інші складові ціни.

Вартість сонячної генерації складається з витрат на експлуатацію та технічне обслуговування ($C_{обс}$), процент від ціни за сонячну установку (C_{IPV}), а також змінних витрат які залежать від генерованої потужності ($C(P_{PV}(t))$):

$$C_{PV}(t) = C_{IPV} + C_{обс} + C(P_{PV}(t)), \tag{1.5}$$

При паралельній роботі кількох генераторів зі своїми залежностями потужності від часу вартість генерації 1 кВт·год визначається як сума вартості генерації кожного:

$$C_{Г\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^{n} C_{ДГi}(t) + \sum_{i=1}^{m} C_{PVi}(t), \tag{1.6}$$

де n – кількість дизель-генераторів,

m – кількість сонячних генераторів.

Середньозважена вартість 1 кВт·год електроенергії в гібридній системі визначається із співвідношення:

$$C_{Г.ср}(\mathrm{t}) = \sum_{i=1}^{N} P_{Гi}(\mathrm{t}) C_{Гi}(\mathrm{t}) / \sum_{i=1}^{N} P_{Гi}(\mathrm{t}), \tag{1.7}$$

де $P_{Гi}(t)$ – потужність i-го генератора,

$C_{Гi}(t)$ – вартість споживання потужності i-го генератора,

N – кількість генераторів.

Розглянемо сукупність цих підходів для більш детального аналізу і врахуванню різних складових витрат.

Система складається з дизель-генераторів, вітроенергетичної системи, сонячної фотоелектричної системи, акумуляторної батареї (АБ) та інверторів.

Загальні витрати складаються з загальних річних витрат C_T системи та змінних поточних витратах $C_{змін}$:

$$C = C_T + C_{змін} \tag{1.8}$$

Загальні річні витрати системи Microgrid є сумою річних капітальних витрат, річних витрат на експлуатацію та технічне обслуговування типу кожного генератора, який входить до Microgrid:

$$C_T = C_W + C_{PV} + C_b + C_{dg} + C_i \tag{1.9}$$

де C_W – річні витрати вітрогенераторів,

C_{PV} – річні витрати сонячних фотоелектричних модулів,

C_b – річні витрати акумуляторів,

C_{dg} – річні витрати дизель-генераторів,

C_i – річні витрати інверторів.

Витрати по кожному типу генераторів, акумуляторної батареї:

$$\begin{gathered} C_w = C_{U_w} N_W f_{cr} + C_{КП_W} N_W + C_{\exp w} N_W \\ C_{pv} = C_{U_{PV}} N_{PV} f_{cr} + C_{КП_{PV}} N_{PV} + C_{\exp PV} N_{PV} \\ C_b = C_{Ub} N_b f_{cr} + C_{КП_b} N_b + C_{\exp b} N_W \\ C_{dg} = C_{U_{dg}} N_{dg} f_{cr} + C_{_{КПdg}} N_{dg} + C_{\exp dg} N_{dg} \\ C_i = C_{C_i} f_{cr} + C_{КП_i} \end{gathered} \tag{1.10}$$

де C_U – вартість однієї одиниці кожного виду джерел,

N – кількість одиниці кожного виду джерел,

$C_{КП}$ – капітальні витрати на поставку, монтаж та налагодження відповідних генераторів та інверторів,

$C_{\exp b}$ – експлуатаційні витрати на відповідно ДГ, ВЕС, СЕС, заміну АБ та інвертори.

Поточні витрати є змінними втратами $C_{змін}$, і є залежностями від потужностей споживачів. Для дизель генераторів залежності витрат палива від потужності, витрат на закупівлю і доставку палива. Для вітрогенераторних та сонячних установок витрати пов’язані з непостійністю їх потенціалів.

В [61] представлені моделі оптимізації складу та структури, а також питання мінімізовані загальних річних витрат (TAC) протягом 20-річного терміну та мінімізовані річні викиди в еквіваленті CO_2.

В цьому дослідженні був застосований метод багатокритеріальної оптимізації на основі обмеженого епсилону для пошуку компромісу між двома суперечливими цілями проектування.

Цільова функція загальних річних витрат (TAC) визначена виразом (1.11). У доповненні до енергетичних технологій також враховуються капітальні витрати та витрати на експлуатацію та технічне обслуговування:

$$TAC = CAPEX + FG + MC + GC \tag{1.11}$$

де *CAPEX* – капітальні витрати на спорудження (енергетичні технології),

FC – вартість палива,

MC – витрати на технічне обслуговування,

GC – витрати на мережу.

CAPEX враховує інвестиції в енергетичні пристрої, енергетичні мережі, та витрати на спорудження.

Окремо можна знайти капітальні витрати на спорудження:

$$CAPEX = C_{КПpv} + C_{КПw} + C_{КПdg} + C_{КПi}. \tag{1.12}$$

Розглянемо окремо капітальні витрати на кожний вид генераторів.

Капітальні витрати на постачання, монтаж та налагодження дизель генераторів складаються з вартості дизель-генераторів, а також вартості її доставки, монтажу та пусконалагоджувальних робіт. Якщо такі дані частково відсутні, то допускається користуватися відомими значеннями вартості та коефіцієнтом:

$$C_{КПdg} = 1{,}5 \cdot \sum_{i=1}^{n} C_{dg_i}. \tag{1.13}$$

Вартість ДГ доцільно представити через функцію від номінальної потужності. Вихідними даними при цьому виступають прайс-листи постачальників ДГ.

Аналогічним чином розраховуються капітальні витрати на постачання, монтаж та налагодження СЕС, ВЕС та інверторів, при цьому підвищуючий коефіцієнт для ВЕС та ФЕС аналогічно прийнятий рівним 1,5, а для АБ та інверторів підвищуючий коефіцієнт прийнятий рівним 1,25.

Приведена вартість вартості експлуатації та обслуговування є вартістю обслуговування протягом усього терміну служби проекту для всіх компонентів на момент встановлення. Це сума всіх запланованих на рік витрат на експлуатацію та технічне обслуговування.

Витрати включають такі статті, як заробітна плата оператора, огляди, страхування і все планове технічне обслуговування:

$$OPEX = C_{\exp dg} + C_{\exp w} + C_{\exp pv} + C_{\exp c} + C_{\exp i,} \quad (1.14)$$

Експлуатаційні витрати на АБ складаються із витрат на утримання АБ, прийнятих рівними 1% від капітальних витрат на поставку, монтаж та налагодження, а також витрат на заміну АБ у результаті досягнення максимального терміну служби або максимальної кількості еквівалентних повних циклів.

Чиста наведена вартість Microgrid, яка виступає як цільова функція для подальшої оптимізації, визначається за формулою:

$$NPC = CAPEX + \sum_{T=1}^{25} OPEX \cdot (1+r)^T, \quad (1.15)$$

де T – рік,

r – ставка дисконтування, %.

Тривалість життєвого циклу прийнято рівною 25 рокам. Зазвичай цей термін вибирається з терміну служби енергоустановок на базі відновлювальних джерел (20–25 років).

Нормована собівартість електроенергії (LCOE) та термін окупності який визначається щодо базового варіанту електропостачання. LCOE пропорційний NPC, проте зручніший для інтерпретації [61].

Нормована собівартість електроенергії (LCOE) визначається за формулою:

$$LCOE = \frac{LCC \cdot (1+r)^t}{\sum MWh \cdot (1+r)^t}, \quad (1.15)$$

Отримані вирази є основою для динамічної тарифікації та можуть бути використані для подальшої оптимізації.

Відповідно до попиту на навантаження, розташування та типу джерел, можна зробити компроміс між вибраними економічними критеріями та критеріями надійності.

У таблиці 1.3 наведено короткий опис економічних критеріїв і контекст, у якому критерії слід оцінювати та оптимізувати систему [62].

Таблиця 1.3 Критерії оптимізації

Критерій оптимізації	**Застосування**
ACS	- вказує на щорічну вартість системи з урахуванням її технічного обслуговування, вартості встановлення та терміну служби - найкраще підходить для великомасштабних локальних систем, де початкові інвестиції високі та більшість їх фінансується
LCE/COE	- показує вартість кожної одиниці енергії (кВт-год), виробленої локальної системи. - найкраще підходить для середніх і малих, підключених до мережі, щоб оцінити кількість енергії, яку потрібно запозичити від комунального підприємства, щоб зменшити розміри компонентів системи локальної системи, тим самим зменшуючи вартість системи та COE
NPC (чиста приведена вартість)	- вказує на чисту вартість гібридної системи після закінчення належного терміну служби, що включає витрати на технічне обслуговування та експлуатацію, витрати, збережені шляхом продажу компонентів системи, а також вартість заміни компонентів системи протягом терміну служби. - підходить для всіх локальних систем Це допомагає системному планувальнику визначити, чи можна відшкодувати вартість системи для певного навантаження, якщо ні, якою буде кінцева вартість системи після продажу системних компонентів після закінчення терміну служби системи
LLCB (вартість терміну служби батареї)	- оцінює вартість акумуляторної системи накопичення включно з початковими інвестиціями та витратами на заміну батарей протягом терміну служби системи. - найкраще підходить для середніх і великих локальних систем, оскільки розмір і рейтинг одиниць зберігання є високими. Це також допомагає порівняти вартість акумуляторної системи накопичення з іншими варіантами зберіганн, і прийняти зважене рішення щодо вибору правильного типу пристрою зберігання для локальної системи

1.4 Висновки до розділу 1

Локальні системи на основі відновлювальних та розосереджених джерел живлення є сучасним варіантом заміни централізованої мережі. При виборі структури локальних систем керуються вимогами та особливостями конкретного проекту.

Гібридні локальні системи мають у своєму складі різні відновлювальні джерела. Хоча це і не є обов'язковим, використання накопичувачів енергії та гарантованих джерел живлення забезпечить безперебійне живлення споживача та надійність системи.

В якості гарантованих джерел живлення доцільно використовувати дизель-генератори, які можливо установити в будь-яких кліматичних умовах і в місцях з відсутньою інфраструктурою, та при не доцільному використанні відновлювальних джерел. Особливістю роботи дизель-генераторів є залежність питомих витрат первинного палива від потужності навантаження.

Для управління енергією та ринковими операціями в локальних системах можуть бути реалізовані різні підходи. Одним з таких підходів є транзактивні енергетичні системи.

Транзактивна система спрямована на досягнення конкретних економічних і операційних цілей, пов'язаних зі скоординованою інтеграцією споживачів, виробників електроенергії та відновлювальних джерел. Усі виробники електроенергії, оператор мережі, споживачі та активні споживачі діляться енергетичними заявками та пропозиціями через транзактивну торгову платформу на основі динамічної тарифікації. Операційними цілями можуть бути взаємна економічна вигода, зниження вартості енергії, а також ефективність і надійність системи серед інших.

Транзактивні системи охоплюють всі сторони функціонування локальних систем: споживачі, джерела енергії, локальні ринки, агрегатори.

Для забезпечення максимальної ефективності локальної системи електроживлення при максимальному скороченню викидів у навколишнє середовище і мінімізуючи витрати на виробництво енергії, необхідно використовувати методи багатокритеріальної оптимізації й керування для визначення структури системи й оптимального розподілу одержуваної енергії з різних джерел.

Основною цільовою функцією транзактивних систем є мінімізація загальних річних витрат на локальну систему, що підтримує безперервність енергопостачання. Для оцінки поточної собівартості електроенергії необхідно мати інформацію щодо розподілу інвестицій, вкладених в проект перед початком його реалізації, між періодами реалізації проекту. Розглянуті критерії оптимізації, використання яких залежить від конкретних цілей.

Виконання економічних операцій між споживачем та постачальником відбувається на локальних ринках електроенергії. Огляд тарифів показав, що динамічні тарифи дозволяють реагувати на попит, вони стимулюють регулювання навантаження, як вручну, так і автоматично, що дозволяє споживачам заощадити на електроенергії.

2 ОПТИМІЗАЦІЇ ЗА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИМИ ПОКАЗНИКАМИ

Перед системою керування локальних систем електропостачання стоять задачі, що пов’язані з визначенням пріоритету використання енергії кожного генератора, ефективним використанням електричного обладнання, а також з генерацією електроенергії відповідно до графіка навантаження з врахуванням особливостей кожного з джерел енергії.

При вирішенні задачі оптимізації одним із визначальних факторів є електричне навантаження споживачів. В якості вхідних даних про електричне навантаження, у більшості випадків, при оптимізації виступають усереднені на годинних інтервалах графіки електричного навантаження для кожного місяця року. Краще використовувати добові або фактично виміряні погодинно або кожні 15-30 хвилин дані про зміну активної потужності, це наддасть більше інформації про швидкість зміни електричного навантаження та дозволить виявити пікові викиди.

При проектуванні гібридних систем використовуються різні методи та різні математичні моделі, такі як методи лінійної та нелінійної оптимізації, генетичні алгоритми, нечіткі алгоритми, штучна нейронна мережа та інші [64–69].

В [64] метод оптимізації ґрунтується на лінійному програмуванні, який мінімізує експлуатаційні витрати (економія витрат близько 19%) з урахуванням накладених обмежень.

Задля вирішення задачі апроксимації серед численних методів оптимізації можуть бути застосовані елементи теорії ігор. В [70] запропоновано процедуру оптимізації моделі синтезованої системи у вигляді формалізованої гри на основі використання механізмів динамічної тарифікації як елементу програм керування попитом, котра дає змогу знайти найоптимальніше серед інших оптимальних рішень поставленої ігрової задачі знаходженням рівноважних за Нешем стратегій гравців.

В [71] розроблений алгоритм розрахунку ціни первинного палива в залежності від нерівномірності споживання активної потужності протягом певного періоду часу дозволяє використовувати динамічну тарифікацію при зміні режимів роботи генераторів Microgrid, забезпечуючи при цьому адекватну ціну для споживачів і виробників як первинного палива, так і відпущеної та спожитої електроенергії. З використанням модифікації потужності Фризе в розробленому алгоритмі передбачено розрахунок оптимального значення активної потужності, яке відповідає рівномірному споживанню електроенергії та характеризується мінімальним використанням первинного палива.

В [72] чисельні результати демонструють, що інтеграція турбін приливного потоку для морських платформ та батареї з дизель-генераторами, а також застосування

стратегії зміни попиту на платформах нафтових бурових установок зменшує їхню загальну потребу в паливі, зменшуючи викиди парникових газів.

У [73] при дослідженні використовується програмне забезпечення HOMER для визначення розмірів основних енергетичних компонентів, проведення економічного аналізу та оцінки викидів парникових газів.

При електроспоживанні морських бурильних установок оптимальне планування генерації наявних генераторів для мінімізації загального споживання палива, одночасно задовольняючи попит на навантаження та експлуатаційні обмеження, відіграє важливу роль у покращенні питомої потужності та ефективності нафтової вишки.

Забезпечення електроенергією відбувається за допомогою локальних систем на основі дизель-генераторів. Локальна система є багатоцільовою системою, яка займається технічними, економічними та екологічними питаннями. Основними цілями систем керування Microgrid є оптимізація роботи, планування енергопостачання та надійність системи

Морське судноплавство є джерелом 3% світових викидів парникових газів і значною мірою залежить від викопного палива. Морський сектор, на який припадає понад 90 % світового товарообігу, вважається основою світової економіки. Очікується, що в міру розширення бізнесу викиди зростуть ще більше. Якщо галузь судноплавства хоче рухатися по шляху до нульових викидів, необхідні термінові дії, скоординовані та всеохоплюючі. Декарбонізація цього сектора потребує спільного підходу із залученням глобальної індустрії судноплавства, урядів і міжнародних організацій.

Основним джерелом електроенергії на морських установках є дизель генератор. Питома витрата палива суднових двигунів коливається від 155 до 200 г/кВт-год при оптимальних налаштуваннях навантаження, які зазвичай становлять близько 85% максимального постійного навантаження (MCR). Питома витрата палива різко зростає при підході на малій потужності (30% Pmax) і особливо на холостому ходу (7% Pmax).

Виробники не рекомендують використовувати ДГУ при навантаженні нижче 30-40%, тобто фактично вхолосту, так як може відбуватися перегрів генератора. Витрата палива на холостому ходу дизель-генератора тягне за собою економічну неефективність, адже вартість 1 кВт електроенергії буде досить високим.

Невірно розрахована потужність споживання може стати причиною того, що дизель-агрегат буде працювати або з перевантаженням (виробники дизельних машин, як правило, обумовлюють допустимі короткочасні перевантаження в межах 110% протягом 1 години), або залишатися недовантаженим. У першому випадку поряд зі зниженням економічності (до 20%) скорочується ресурс роботи двигуна. У другому -

дизельний генератор працює в неоптимальних режимах, його основні вузли швидко зношуються.

Загальна кількість палива, споживаного локальною системою забезпечення морського судноплавства на основі дизель генераторів , має бути зведена до мінімуму в якості основної цільової функція. Отримання балансу потужностей навантаження і виробництва електроенергії э задачою нелінійної оптимізації.

Точне моделювання питомої витрати палива є актуальним завданням при оптимальному плануванні роботи генераторів, де функцією що оптимізується є витрата палива.

2.1 Алгоритми оптимізації

Для оптимізації за техніко-економічними показниками в концепції транзактивної енергії розроблено алгоритм на базі методів нелінійного програмування [74,75].

Цільовою функцією є мінімізація загальних витрат C_{min} на локальну енергосистему систему, що підтримує безперервність енергопостачання:

$$C_{min} = f(P) \tag{2.1}$$

На кожному інтервалі доби локальна система Microgrid повинна перебувати в енергетичному балансі. Загальна потужність яка виробляється генераторами $P_Г$ повинна дорівнювати загальній необхідній потужності споживачів $P_н$:

$$\sum_{j=1}^{n} P_{Гj}(\mathrm{t}) = \sum_{i=1}^{m} P_{нi}(\mathrm{t}) \tag{2.2}$$

Розглянемо структуру локальної системи Microgrid, яка складається з множин $\{Г_1, Г_2,\ldots,Г_n\}$ та множин навантажень $\{Н_1, Н_2,\ldots, Н_n\}$ з однією точкою підключення для лінійних та нелінійних функцій.

2.1.1 Оптимізація лінійних функцій

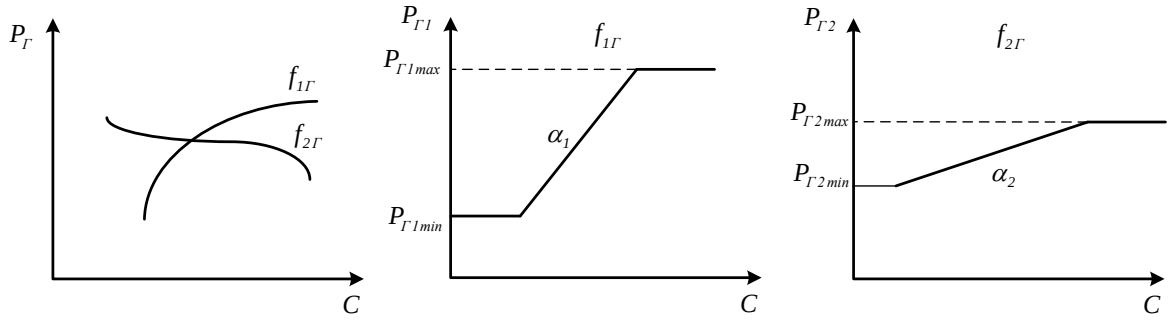
Функції залежностей потужності генераторів можуть бути представлені як безперервні функції $f_{1Г}$ $f_{2Г}$ (див. рис. 2.1 *а*) або кусочно-лінійні (див. рис. 2.1 *б,в*) (лінійні з коефіцієнтом нахилу α_1, α_2) або лінійні [74].

При техніко-економічному аналізі та оптимізації прийняті наступні припущення:

1. Втрати в лініях та елементах систем відсутні.
2. Розглядається тільки споживання активної потужності (реактивна потужність та вищі гармоніки відсутні).

3. Графіки потужностей генераторів лінійні.

4. Враховується, що при $P_{\Gamma}(t) < P_{н\max}(t)$ відбувається відключення навантаження, а при $P_{\Gamma\max}(t) > P_{н}(t)$ – відключення генераторів.



а) б) в)

Рис. 2.1 Графіки функцій

Варіант 1. Розглянемо на прикладі роботу за умови $\alpha_1 > \alpha_2$, $P_{\Gamma 1min} > P_{\Gamma 2min}$, $P_{\Gamma 1max} > P_{\Gamma 2max}$ (рис.2.2).

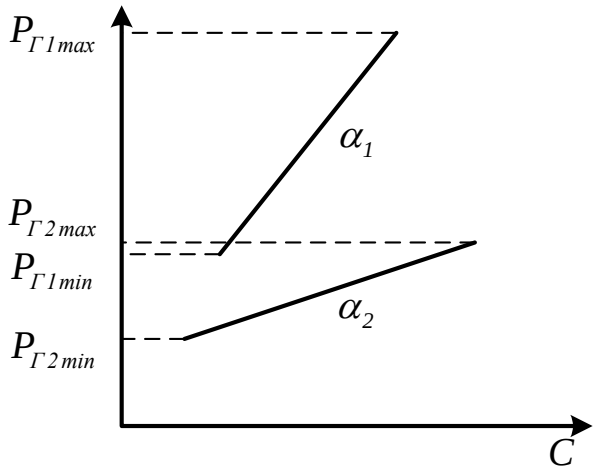


Рис. 2.2 Графіки залежностей потужностей генератора

Спочатку, для забезпечення потужності навантаження $P_{H\,min} = P_{\Gamma 2min}$ вмикається генератор 2 та генерує потужність в діапазоне $P_{\Gamma 2min}$ - $P_{\Gamma 1min}$. Далі вмикається генератор 1, а генератор 2 вимикається. При досягнені $P_H = P_{\Gamma 1max}$ та подальшій зміні навантаження $\Delta P_н$ потужність першого генератора змінюється $P_1 = P_{\Gamma 1max} - \Delta P_H$ на вмикається другий генератор з потужністю $P_2 = P_{\Gamma 2min}$ (якщо $\Delta P_н \le P_{\Gamma 2min}$) або $P_2 = \Delta P_н$ (якщо $\Delta P_н \le P_{\Gamma 2min}$), для цього потужність першого. Генератори працюють паралельно до потужності $P_{\Gamma max} = P_{\Gamma 2max} + P_{\Gamma 1max}$ ..

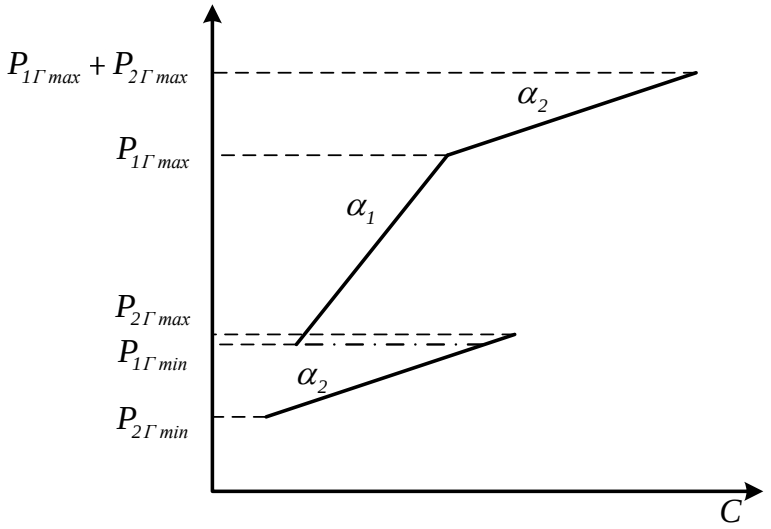


Рис. 2.3 Загальна потужність генераторів

Варіант 2. При аналізі покладемо, що функції $P_{Г1}, P_{Г2}, P_{Г3}$ є лінійними з нахилом $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$.

Представлені зворотні графіки функцій залежностей потужності від витрат палива для трьох генераторів $P_{Г1} = f(B)$ $P_{Г2} = f(B)$, $P_{Г3} = f(B)$ з різними потужностями $P_{Г1,min}, P_{Г2,min}, P_{Г3,min}$ та $P_{Г1,max}, P_{Г2,max}, P_{Г3,max}$, при чому $\alpha_1 > \alpha_2 > a_3$, $P_{Г3min} > P_{Г1min} > P_{Г2min}$, $P_{Г1max} > P_{Г3max} > P_{Г2max}$ (рис.2.4).

Діапазон зміни потужності генерації кожного генератора від $P_{Гmin}$ до $P_{Гmax}$

Загальне навантаження представлено потужністю P_H. Змінення потужності якого відбувається у діапазоні від $P_{Hmin} = P_{Г2min}$ до $P_{Hmax} = P_{Г1max} + P_{Г2max} + P_{Г3max}$.

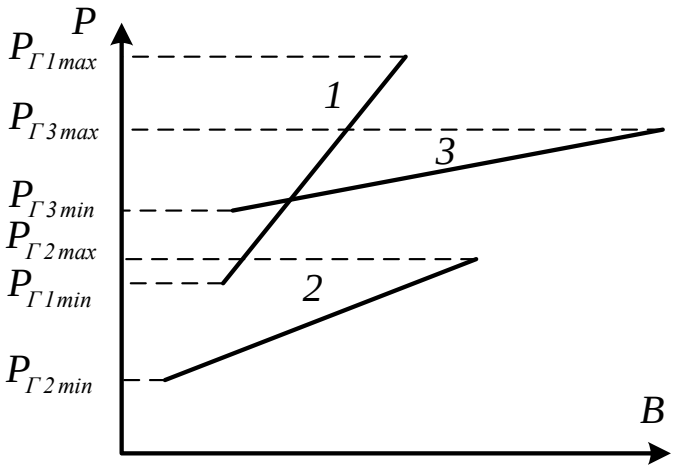


Рис. 2.4 Графіки залежностей $P_{Г1} = f(B)$ $P_{Г2} = f(B)$, $P_{Г3} = f(B)$

Розглянемо розподіл потужностей по генераторам за умови мінімальних витрат, потужність навантаження зростає від $P_{H\,min}$ до $P_{H\,max}$. Для забезпечення потужності навантаження $P_{H\,min}$ вмикається генератор *2* та генерує потужність в діапазоне від $P_{Г2\,min}$ до $P_{Г1\,min}$. Далі вмикається генератор *1*, а генератор *2* вимикається. При досягнені $P_H = P_{Г3\,min}$ вимикається *3* генератор до потужності $P_{Г3}$, яка відповідає однаковості витрат палива $B(P_{Г3}) = B(P_{Г2})$, після вмикається перший генератор оскільки кут нахилу $\alpha_1 > \alpha_3$, а третій вимикається. При досягнені $P_H = P_{Г1\,max}$ вмикається генератор *2*, генератори працюють паралельно до потужності $P_{Г2\,max} + P_{Г1\,max}$, далі вмикається третій генератор і вони працюють до потужності $P_{H\,max} = P_{Г\,max} = P_{Г1\,max} + P_{Г2\,max} + P_{Г3\,max}$ (рис.2.5).

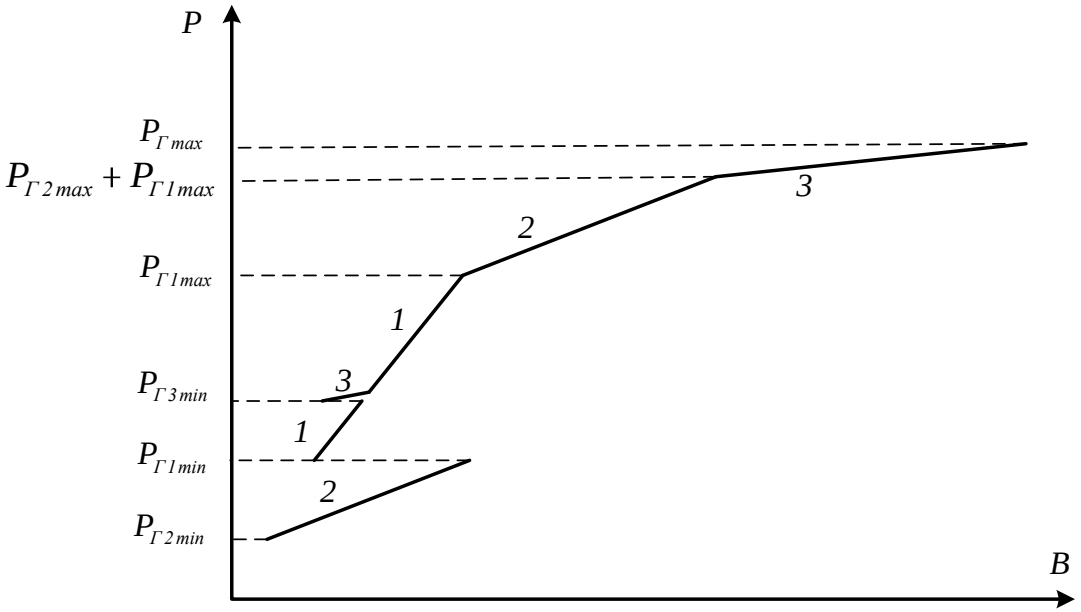


Рис. 2.5 Витрати палива

На рис. 2.6 представлена блок-схема розробленого алгоритму оптимального функціонування локальної системи електроживлення (Microgrid) який складається з трьох контурів. Тристадійний (триконтурний) процес оптимізації з виділенням відповідних цільових функцій [73]:

$Ц_{ф1}$ – технічний (енергетичний контур);

$Ц_{ф2}$ – техніко-економічний (фінансовий) контур;

$Ц_{ф3}$ – екологічно-соціальний контур.

Зазначимо, що $Ц_{ф2}$ включає $Ц_{ф1}$; $Ц_{ф3}$ включає $Ц_{ф1}, Ц_{ф2}$.

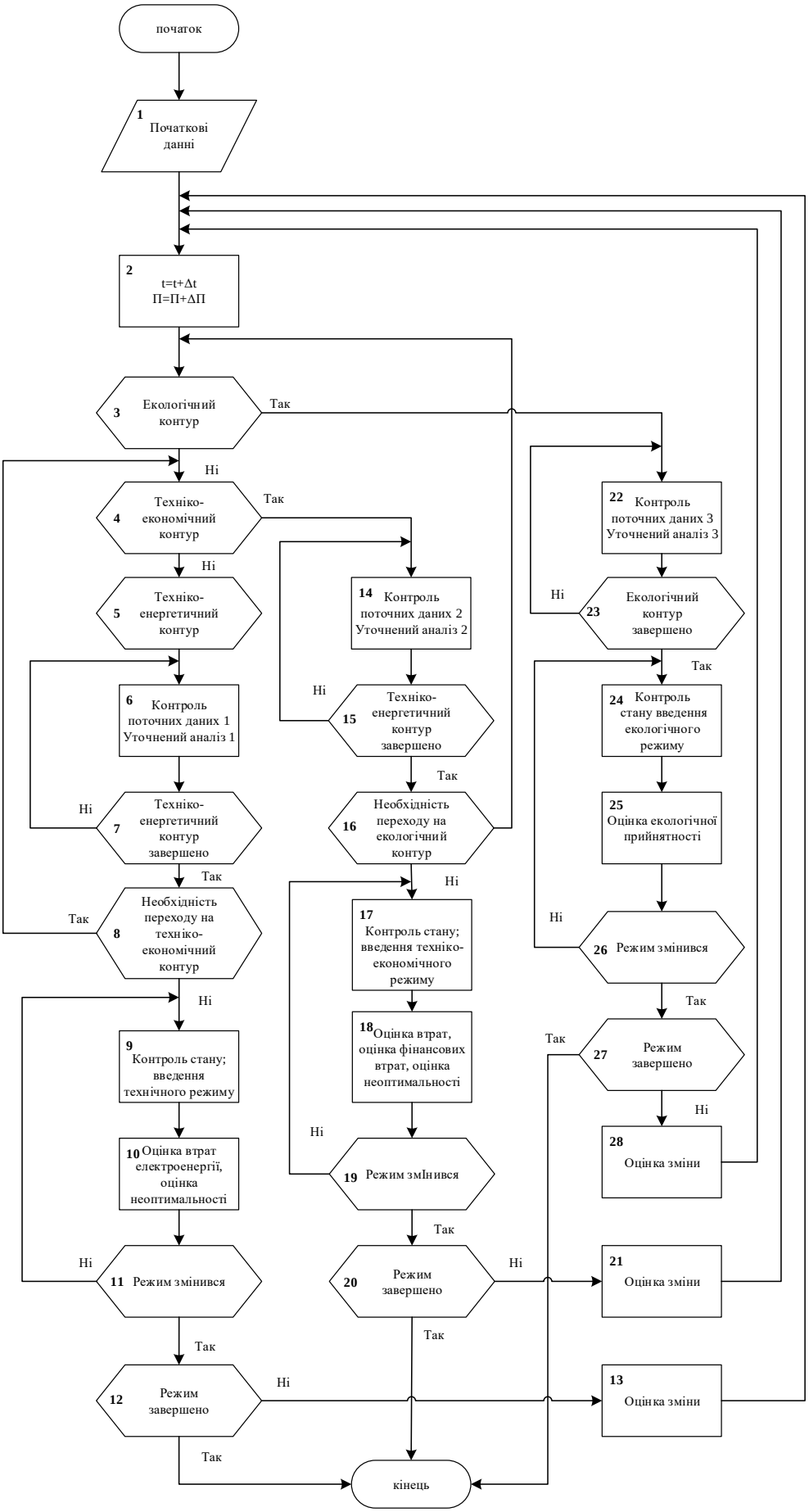


Рис. 2.6 Блок-схема

Формуються базові профілі генераторів та споживачів електроенергії та застосування динамічної тарифікації за станом. Будемо розглядати оптимізаційну процедури за трьома контурами:

1) технічний (енергетичний контур);

2) техніко-економічний (фінансовий) контур;

3) екологічно-соціальний контур $Ц_{ф3}$.

Блок 1 – Завдання початкових даних.

Блок 2 – Початок поточного розрахунку.

Блок 3 – Перевірка необхідності введення екологічного контуру. Якщо **Так,** то переходимо на Блок 22, Якщо **Ні,** то переходемо на Блок 4.

Блок 4 – Перевірка необхідності введення Техніко-економічний (фінансовий) контуру. Якщо **Так,** то переходимо на **Блок 14**, Якщо **Ні**, то переходимо на **Блок 5.**

Блок 5 – Перевірка необхідності введення Техніко-енергетичного контуру. Якщо **Так,** то переходимо на **Блок 6**, Якщо **Ні,** то переходимо на **Блок 14.**

Виконання техніко-енергетичного контуру (Блок 5-13)

Задача цього контуру знайти рівновагу приросту потужності генератора $\Delta P_Г$ та потужності навантаження $\Delta P_Н$ змінюючи як генерацію, так і споживання $P_Г(t) \approx P_Н(t)$

Як критерій використовується реактивна потужність Фризе [76] $Q_ф$ – квадратична нев'язка по відношенню середньої (поточної) величини $P_{0Г} \equiv P_{0Н}$

$$P_{0,Г(н)} = \frac{1}{T_T}\int_0^{T_T} P(t)dt\,. \qquad (2.3)$$

При $P_Г(t) \neq P_Н(t)$ для виконання $P_{0Г} \equiv P_{0Н}$ необхідно балансування, зокрема з акумуляторами.

Можливі три стратегії оптимізації:

1) Режим задають генератори

$P_Г(t) \to P_Н(t) = P_Г(t) + \Delta P_Н(t)_{кер.}$;

2) Режим задають навантаження

$P_Н(t) \to P_Г(t) = P_Н(t) + \Delta P_Г(t)_{кер.}$;

3) Режим оптимізується з двох сторін (генерації та споживання).

Досягнення квазіоптимального рівня роботи системи при одночасному керуванні генерацією та споживання:

$$P_Г(t) + \Delta P_Н(t)_{кер.} = P_Н(t) + \Delta P_Н(t)_{кер.} \qquad (2.3)$$

Для зміни генерації та зміни навантаження у поточному режимі доцільно застосовувати похідну зміни *P(C).* Тут можливим є здійснення поточного регулювання в темпі реального процесу.

Для виконання оцінки необхідні наступні дані: $P_{\Gamma}\ t\ ,\ P_{H}\ t\ ,\ P_{opt}\ t\ .$

Побудова виразів для реактивної потужності Фризе генератора та навантаження:

$$Q_{\Delta\Gamma} = \sqrt{\frac{1}{T_T}\int_0^{T_T} P_{\Gamma}\ t\ - P_{opt}\ t\ \ ^2 dt}\ ; \tag{2.4}$$

$$Q_{\Delta H} = \sqrt{\frac{1}{T_T}\int_0^{T_T} P_{H}\ t\ - P_{opt}\ t\ \ ^2 dt}\ ; \tag{2.5}$$

При розгляді співвідношень $i_{\Gamma}\ t\ - i_{opt}\ t\ \ ^2$ та $i_{H}\ t\ - i_{opt}\ t\ \ ^2$ всі можливі відхилення враховуються, а не взаємокомпенсуються.

За результати співставлення $Q_{\Delta\Gamma}$ та $Q_{\Delta H}$ вводимо технічний режим.

Блок 6 – Контроль поточних даних та аналіз їх.

Блок 7 – Завершення техніко-енергетичного контуру, Якщо **Так**, то перехід на **Блок 8**, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 6.**

Блок 8 – Перевірка необхідності переходу на техніко-економічний контур**.** Якщо **Так**, то перехід на **Блок 4**, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 9.**

Блок 9 – Проведення контролю стану та введення технічного режиму.

Блок 10 – Оцінка втрат електроенергії, оцінка неоптимальності.

Блок 11 – Перевірка змінення режиму. Якщо **Так**, то перехід на Блок 9, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 12.**

Блок 12 – Завершення техніко-енергетичного контуру, Якщо **Так**, то режим завершено, якщо **Ні**, то перехід на **Блок 13.**

Блок 13 – Оцінка змінення режиму, перехід на **Блок 2.**

Виконання техніко-економічного контуру (Блок 14-21)

В цьому контурі виконується техніко-економічний аналіз, який описаний вище.

Блок 14 – Контроль поточних даних та аналіз їх.

Блок 15 – Завершення техніко-економічного контуру. Якщо **Так**, то режим завершено, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 14.**

Блок 16 – Перевірка необхідності переходу на екологічний контур**.** Якщо **Так**, то перехід на **Блок 4**, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 17.**

Блок 17 – Проведення контролю стану та введення економічного режиму.

Блок 18 – Оцінка фінансових втрат, оцінка неоптимальності.

Блок 19 – Перевірка змінення режиму. Якщо **Так**, то перехід на **Блок 20**, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 17.**

Блок 20 – Завершення економічного режиму. Якщо **Так**, то режим завершено, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 21.**

Блок 21 – Оцінка змінення режиму, при необхідності перехід на **Блок 2.**

Виконання екологічного контуру (Блок 22-28)

На цьому етапі може виконуватися вибір більш екологічних джерел, оскільки Microgrid складається з різних типів джерел з різним впливом на екологію, наприклад, викиди CO_2 при роботі, зокрема, дизель-генераторів.

У загальному випадку можна сформулювати цільову функцію

$$ЦФ = F_{сист} \quad P_Г, C_{\sum Г}, C_{екол/соц.} \quad . \tag{2.6}$$

Для алгоритмів випадкового пошуку при оптимізації.

$$ЦФ = F_{сист} = \quad \alpha_р P_Г + \alpha_{\sum Г} C_{\sum Г} + \alpha_{екол/соц.} \quad \Rightarrow min \, . \tag{2.7}$$

Блок 22 Контроль поточних даних та аналіз їх.

Блок 23 Завершення екологічного контуру. Якщо **Так**, то режим завершено, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 14.**

Блок 24 Проведення контролю стану та введення екологічного режиму.

Блок 25 Оцінка екологічної прийнятності.

Блок 26 Перевірка змінення режиму. Якщо **Так,** то перехід на **Блок 27**, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 24.**

Блок 27 Завершення екологічного режиму. Якщо **Так**, то режим завершено, якщо **Ні,** то перехід на **Блок 21.**

Блок 28 Оцінка змінення режиму, при необхідності перехід на **Блок 2.**

Запропонований алгоритм можна використовувати для: побудови моделей для локальних енергетичних співтовариств – власників ВДЕ; розгляду систем, де генератори та навантаження є розосередженими; можливості надання економічної оцінки технічної системи з врахуванням екологічних і соціальних обмежень; здійснення проектної оцінки (проектний аналіз).

2.1.2 Оптимізація нелінійних функцій

При нелінійних функціях та при зміненні навантаження стрибкоподібно задача оптимізації витрат палива є більш складною і потребує використання нелінійного програмування для пошуку оптимального розподілення потужностей по генераторам для забезпечення мінімальних витрат первинного палива дизель-генераторів.

Розроблено алгоритм оптимізації згідно якого пропонується на кожному інтервалі з урахуванням попередніх значень потужностей генераторів для забезпечення поточного значення потужності навантаження $P_н$ розраховуються необхідні величини потужностей ДГ, які відповідають мінімальним витратам палива. При цьому мінімально змінюються потужності ДГ відносно попереднього значення, що призводить до зменшення тривалості перехідних процесів при зміненні потужностей генераторів [74-76].

При оптимізації процесів представимо систему Microgrid паралельно з'єднаних дизель-генераторів ДГ1-ДГn з навантаженням Н (рис.2.7).

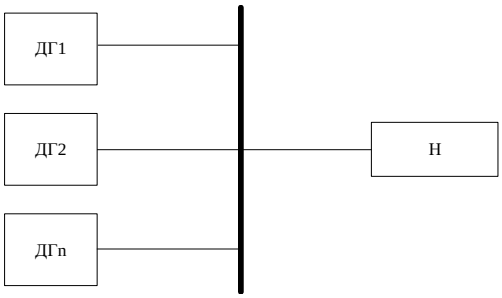


Рис. 2.7 – Систему Microgrid

Блок схема розробленого алгоритму оптимізації поточних витрат первинного палива в системах Microgrid представлена на рисунку 2.8.

Блок 1. Завдання початкових умов:

- криві витрат первинного палива B від потужності P для кожного генератора окремо $B_1(P)$, $B_2(P)$ та $B_n(P)$ (n-кількість генераторів у складі системи) у вигляді неприривних функції;
- початкові значення потужності кожного генератора P_{10}, P_{20} , $P_{n0.}$

Блок 2. Завдання поточного значення потужності навантаження $P_{нi}$ i-го інтервалу. Значення потужності отримується або з графіка навантажень відомого заздалегідь, або виміряно у реальному часі (кожні 5-15 хвилин).

Блок 3. Розрахунок необхідного значення змінення потужності навантаження відносно попереднього:

$$\Delta P_i = P_{нi} - (P_{1(i-1)} + P_{2i-1} + P_{ni-1}). \quad (2.8)$$

Блок 4. Перевірка умови:

$$\Delta P_i = 0, \quad (2.9)$$

якщо **Так**, то розрахунок переходить на **крок 2**., якщо **Ні** то розрахунок виконується далі.

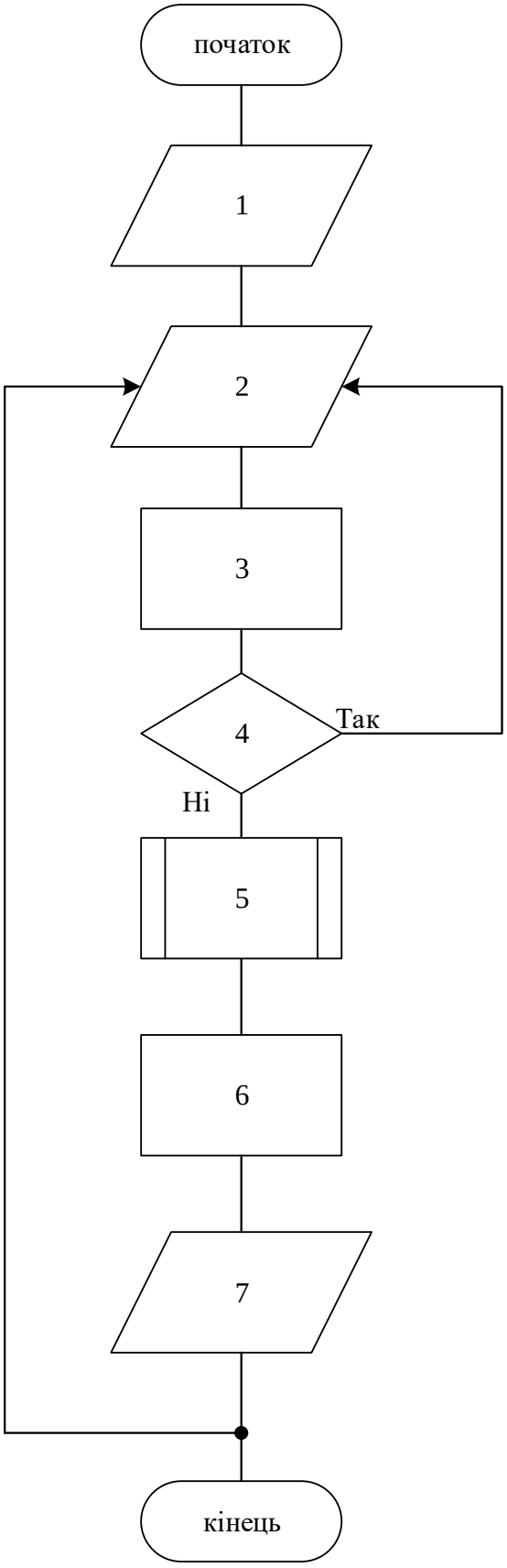


Рис. 2.8 – Блок-схема алгоритму

Блок 5. Виклик підпрограми знаходження мінімуму значення витрат первинного палива. Ця функція представляє собою суму витрат первинного палива генераторів від потужності:

$$B_i(P_i) = B_1(P_{1(i-1)} + \Delta p_{1i}) + B_2(P_{2(i-1)} + \Delta p_{2i}) + ... + B_n(P_{n(i-1)} + \Delta p_{ni}) \quad (2.10)$$

Залежності витрат палива є нелінійними залежностями, тому пощук оптимального розподілу потужностей при мінімальних поточних витратах є задачею нелінійного програмування

Функція пошуку мінімуму розраховує потужності $\Delta p_{1i}, \Delta p_{2i}, \Delta p_{ni}$ на які треба змінити (збільшити або зменшити) потужність кожного генератора.

Функція розраховується при наступних обмеженнях:

- сума потужностей на які змінюється потужності генераторів повинна дорівнювати зміненню навантаження, розрахованого на кроці 2.

$$\Delta p_{1i} + \Delta p_{2i} + ... + \Delta p_{ni} = \Delta P_i \quad (2.11)$$

- змінення потужності кожного генератора повинна лежати в наступних межах

$$\begin{aligned} -\Delta P_i \le \Delta p_{1i} \le \Delta P_i \\ -\Delta P_i \le \Delta p_{2i} \le \Delta P_i \\ -\Delta P_i \le \Delta p_{ni} \le \Delta P_i \end{aligned} \quad (2.12)$$

- потужність генератора не повинна бути більшої ніж максимальна потужність

$$\begin{aligned} (\Delta p_{1i} + P_{1(i-1)}) \le P_{1\max} \\ (\Delta p_{2i} + P_{2(i-1)}) \le P_{2\max} \\ (\Delta p_{ni} + P_{n(i-1)}) \le P_{n\max} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Блок 6. Розрахунок потужностей, які необхідно встановити для отримання мінімальних витрат:

$$\begin{aligned} P_{1i} = P_{1(i-1)} + \Delta p_{1i}, \\ P_{2i} = P_{2(i-1)} + \Delta p_{2i}, \\ P_{ni} = P_{n(i-1)} + \Delta p_{ni}. \end{aligned} \quad (2.14)$$

Блок 7. Завдання початкових умов для наступного розрахунку. Отримані значення потужностей є початковими умовами для розрахунку на наступному інтервалі.

Розрахунок повторюється з **блоку 2.**

2.2 Оптимізація витрат первинного палива в локальній системі з дизель-генераторами

Розглянемо приклад розрахунку згідно розробленого алгоритму мінімальних витрат палива при паралельному з'єднані дизель-генераторів (рис. 2.6) [77,78]. Потужність споживача (навантаження) представлена у вигляді ступінчатого добового графіку електричних навантажень (рис. 2.9) для 48 інтервалів часу (кожні пів-години).

При аналізу обрані дизель-генератори ДГ1, ДГ2, ДГ3 з різною максимальною потужністю P_1=65 кВт, P_2=75 кВт, P_3=100 кВт які мають індивідуальні графіки витрат *C1(P), C2(P), C3(P).*

Графіки представлені поліномами третього порядку наближені до реальних (рис. 2.9).

при $C_{пот}$=const, ΔC =0 у відносних одиницях від максимально значення C_{max}.

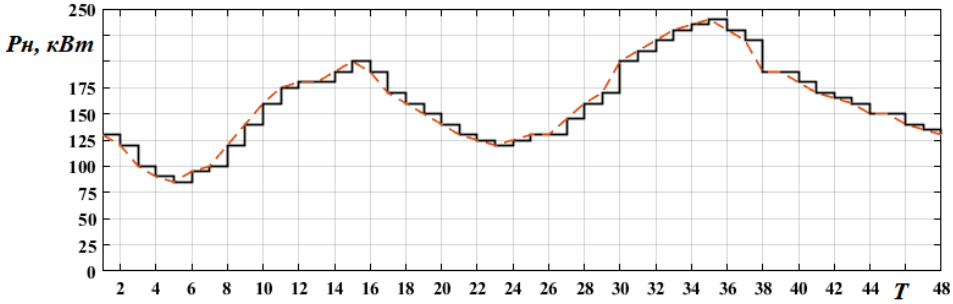


Рис. 2.9 – Добовий графік навантаження

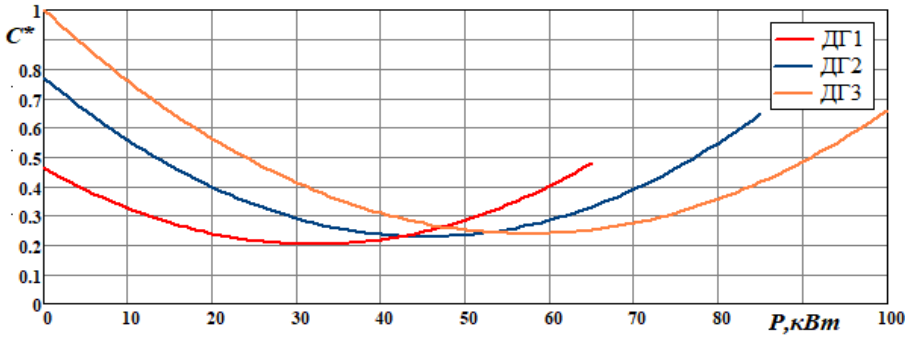


Рис. 2.10 – Залежності витрат первинного палива

Для представленого графіка (рис. 2.9) електричних навантажень програмно проведено пошук оптимального розподілу потужностей по трем генераторам (рис. 2.11) та розрахунок мінімального значень сумарних витрат $C_{опт}$ (рис. 2.13).

Для порівняння отриманих результатів зображено графік сумарних витрат $C_{равн.}$ при рівномірному розподілу потужності по генераторам, як це роблять за відсутності

інформації про індивідуальні залежності палива від потужності, який розраховується за виразом для кожного інтервалу:

$$C_{равн.i} = C_{1i}\left(\frac{P_{ні}}{3}\right) + C_{2i}\left(\frac{P_{ні}}{3}\right) + C_{3i}\left(\frac{P_{ні}}{3}\right). \quad (2.15)$$

Для аналізу кривих розраховано середнє значення ціни $C_{сер}$ $C_{сер.равн}$ на всьому інтервалі, процент змінення ціни відносно рівномірного розподілу потужностей $C_{пр}$ та $C_{Г.ср}$ (табл. 1). В середньому при оптимальному розподіленні зменшення витрат склало 9,7%. Витрати палива для кожного генератора окремо представлені на рис. 2.12. [77].

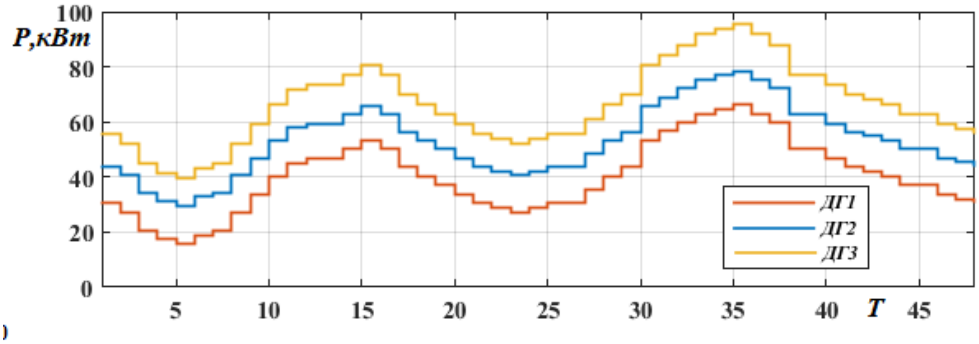


Рис.2.11 – Розподіл потужностей по генераторам

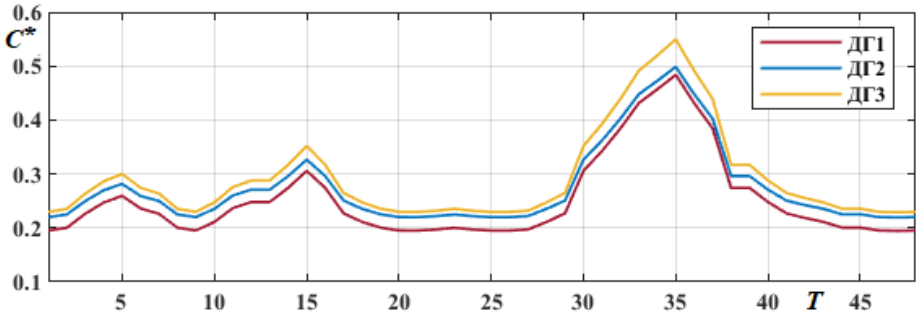


Рис. 2.12 Витрати кожного генератора

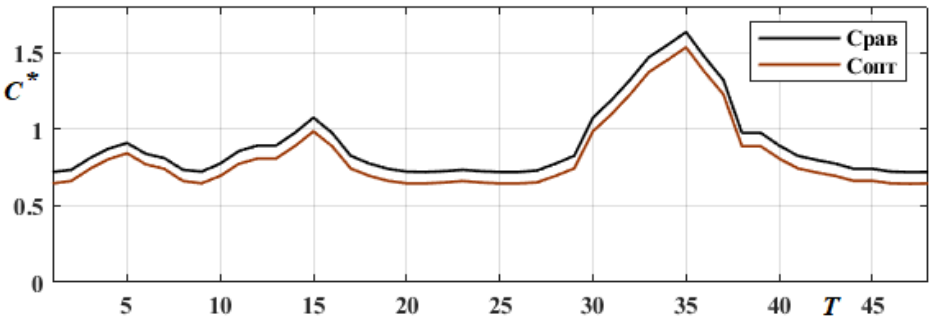


Рис. 2.13 Сумарні витрати

2.3 Оптимізація витрат первинного палива в локальній системі з дизель-генераторами та сонячними панелями

Незважаючи на низьку вартість ДГ, простоту резервування та експлуатації, використання ДГ в локальних системах має низьку недоліків:

- висока собівартість електроенергії,
- негативний вплив на екологію,
- доставка палива.

Введення в локальну систему відновлювальних джерел енергії призводить до економії дизельного палива, проте збільшує встановлену потужність та вартість енергетичного обладнання гібридної системи, а також впливає на надійність та режими роботи складових енергетичного комплексу.

Для зниження вартості енергії та зменшення викидів парникових газів локальна система складається з сонячної енергетичної установки PV з перетворювачем постійної напруги DC-DC, інвертором DC-AC, та акумуляторною батарею АБ (рис. 2.14) та двох дизель-генераторів [77].

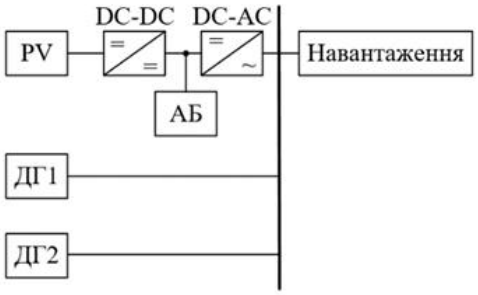


Рис. 2.14 – Гібридна система

При аналізі крива залежності витрат на поставку енергії та обслуговування сонячної системи представлена у вигляді лінійної функції. Прийнято припущення, що потужність сонячною панелі постійна у часі, таке допущення справедливе при наявності акумуляторної батареї. За базову ціну сонячної електроенергії за 1 кВт взята середня ціна у 2020 році 0,04 $/кВт·год [79].

На рис. 2.15 представлені графіки роботи гібридної системи при заміни ДГ3 з максимального потужністю 100 кВт на СЕУ. Графік навантаження залишився незмінним (рис. 2.9). По відношенню з базовою системою з трьома ДГ ціна за кВт·год зменшилась на 20,6%. (табл. 1) Також проведений аналіз заміни ДГ2 на СЕУ з потужністю 75 кВт, та заміна ДГ1 на СЕУ з потужністю 65 кВт (табл. 1) [77].

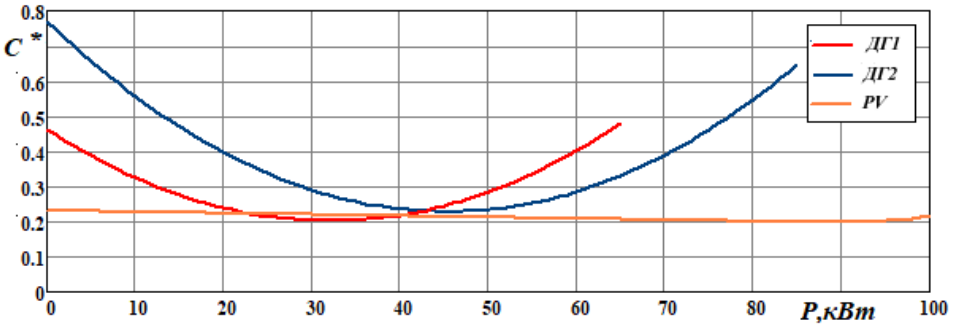


Рис. 2.15 Витрати первинного палива

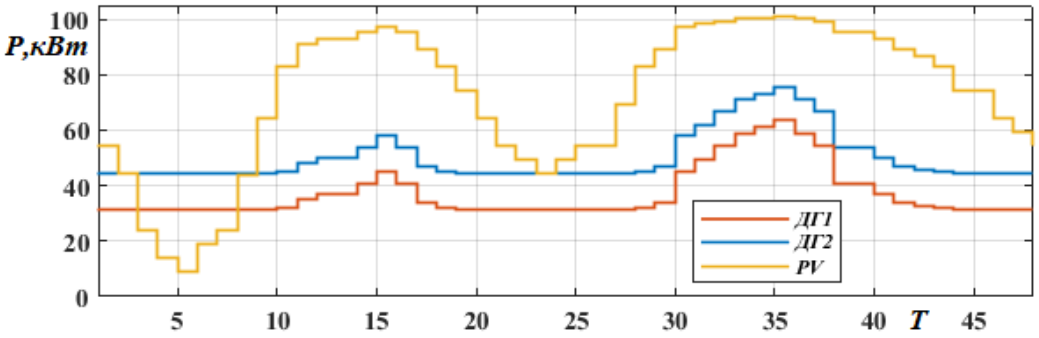


Рис.2.16 Розподіл потужностей по генераторам

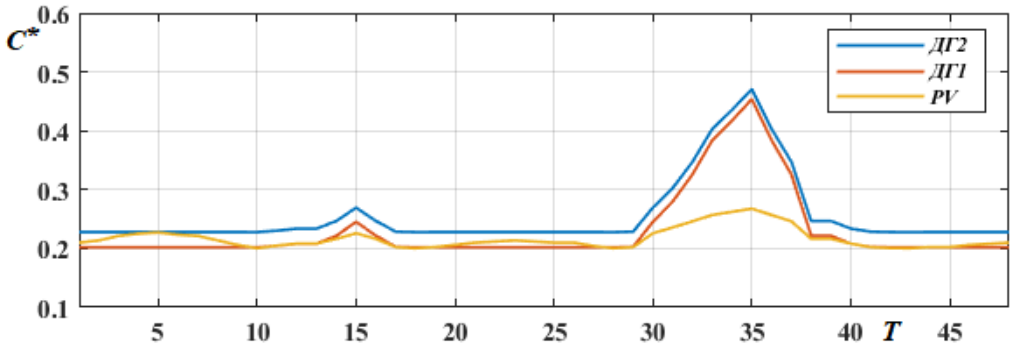


Рис. 2.17 Витрати кожного генератора

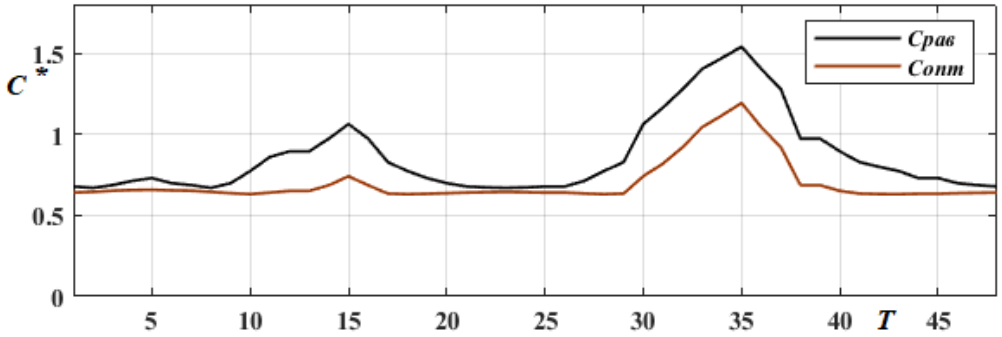


Рис.2.18 Сумарні витрати

В порівнянні з рівномірним розподілом потужності навантаження використання оптимального алгоритму в локальних системах дозволяє знизити ціну в середньому від 9 до 20 % за рахунок перерозподілу вироблення електроенергії серед генераторів.

Таблиця 2.1 Результати досліджень

Склад системи	$C_{сер}$	$C_{равн.сер}$	$C_{пр}$ %	$C_{пр.баз\%}$	$C_{Г.ср}$
ДГ1,ДГ2,ДГ3 (базова)	0,84	0,94	9,7	-	0,89
PV,ДГ2,ДГ3	0,707	0,78	10	19,5	0,718
ДГ1, PV, ДГ3	0,705	0,85	20,6	19,95	0,724
ДГ1,ДГ2,PV	0,702	0,86	23	20,6	0,726

2.4 Оптимізація витрат первинного палива в локальній системі з дизель-генераторами, вітрогенераторами та сонячними панелями

Проведено дослідження локальної гібридної системи з вітрогенератором, сонячною панеллю та дизель-генератором у складі.

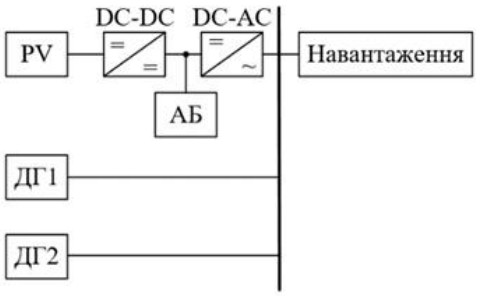


Рис. 2.19 – Гібридна система з вітрогенератором у складі

Згідно з моделям розглянутим в п.1.2 побудовані добові графіки залежностей потужності сонячного генератора та вітрогенератора (рис. 2.20) від часу доби (для побудови моделей інтервал часу доби *T* обраний 10 хвилин).

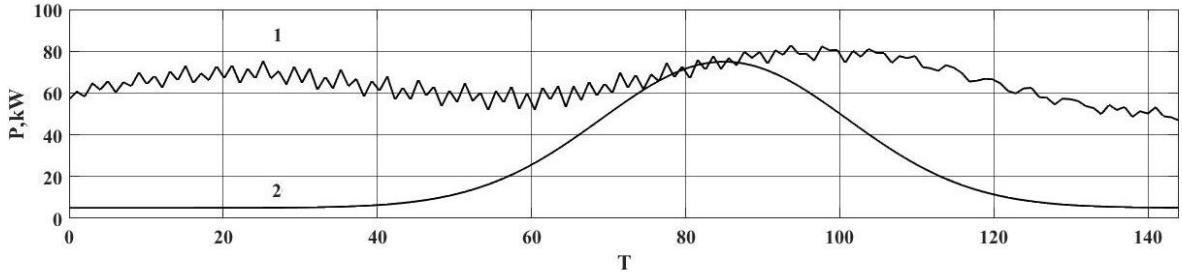


Рис.2.20 Залежності потужностей відновлювальних джерел від часу:
1 – вітрогенератора, 2 – сонячний генератор

Сумарний добовий графік споживачів, в якості прикладу, у вигляді ступінчатої функції представлений на рисунку 2.21. Він представлений на T=144 інтервалів по 10 хв. кожний.

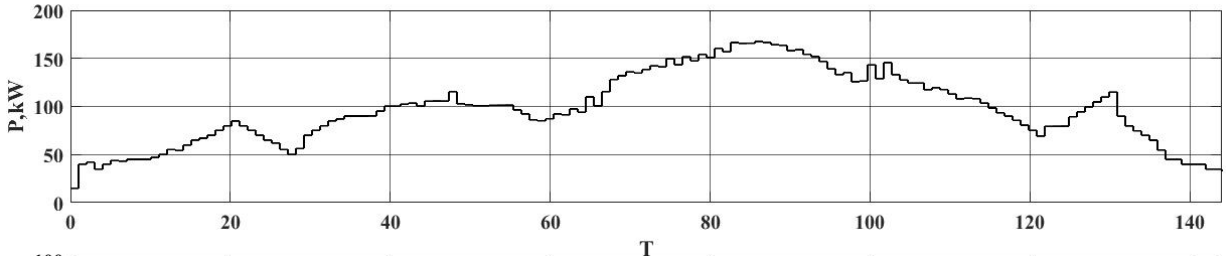


Рис.2.21 Добовий графік навантаження

Згідно розробленого алгоритму [75] який об'єднує технічну та економічну складову транзактивної енергії проведено оптимізацію, розподілено потужності по генератором на кожному інтервалі часу (рис.2.22) та графік витрат у відносних одиницях C^*(в.о.) від C_{max} (рис.2.23) для усталеного режиму роботи.

Аналіз отриманих результатів (рис.2.23) показує що на інтервалі часу 44-56 та на інтервалі 127-132 підвищене значення витрат, оскільки йде максимальний відбір енергії вітру для забезпечення навантаження, при цьому мінімальне споживання сонячної енергії, інвертор сонячного генератора недонавантажений, низьке ККД. Максимальний відбір потужності навантаження припадає на максимальне використання сонячної енергії.

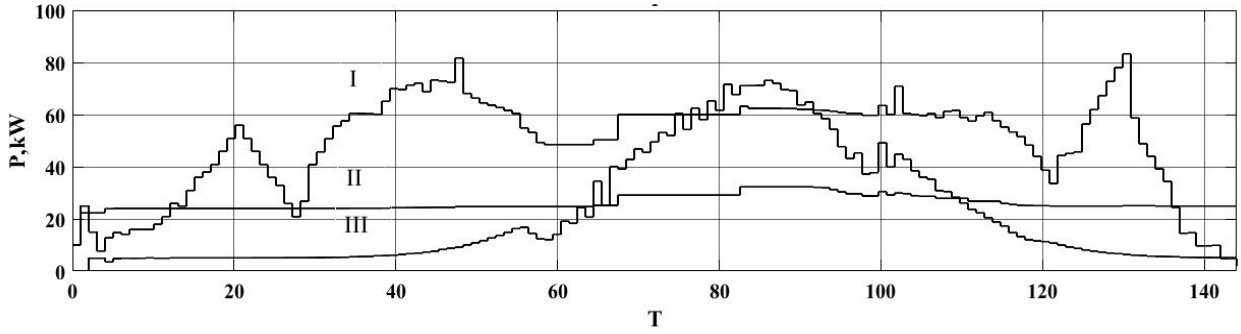


Рис. 2.22 – Розподіл потужностей по генераторам

I-вітрогенератор, II – джерело гарантованого живлення, III- сонячний генератор

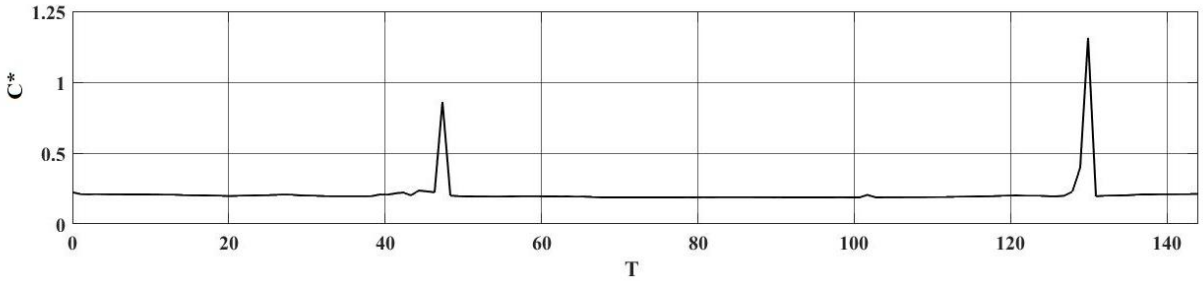


Рис. 2.23 Витрати C^*

Середнє значення витрат за добу складає $\mathrm{C} = 0.263\mathrm{C}_{max}$. При зміненні профілів навантаження розподіл добових витрат відрізняється, але є оптимальним з технічної та економічної складової для цього складу гібридної локальної системи.

Для порівняння було проаналізовані витрати при рівномірному розподіленні потужності по трьом генераторам. При цьому потужність сонячного генератора дорівнювала P_{PVmax}, якщо менше третини потужності навантаження. Середнє значення витрат за добу склали $\mathrm{C} = 0.41\mathrm{C}_{max}$, що на 14,7% більше ніж при оптимальному, це обумовлено необхідність джерела гарантованого живлення генерувати потужність більше номінальної, що призводить до більших витрат палива.

2.5 Дослідження перехідних процесів в локальних системах електроживлення

Гібридні системи можуть переходити з одного стану до іншого при впливі на них перехідних процесів, що виникають при перемиканні навантаження. Зокрема, вони можуть перейти у стан, коли вони відчувають збурення, які зменшують їх межі стійкості, але не впливають на їх роботу.

Локальну систему електроживлення можна охарактеризувати стійкою, якщо вона здатна нормально функціонувати (тобто обслуговувати загальний попит на електроенергію) в умовах діючих на неї збурень, які спричиняються переходами між перемиканням навантаженням в нормальних режимах роботи.

Серйозні перешкоди можуть призвести до того, що локальні електроенергосистеми перейдуть в аварійний стан, коли вони будуть працювати на границях своїх можливості на максимальних потужностях. В залежності від дій, які можуть бути зроблені, можливі різні варіанти розвитку подій: аварійне відключення від навантаження оскільки забезпечити його вони не можуть, підключення додаткового генератора, відключення навантаження.

Локальні системи можна охарактеризувати як стійкі, коли вони можуть повернутися до нормального стану з аварійного або екстремального стану протягом деякого часу.

Графік навантаження представлений на 5 ділянках (рис.2.24), при перемиканні навантаженя виникають перехідні процеси, які описуються типовими динамічними ланками:

- аперіодичною ланкою першого порядку

$$P_1(t) = P_1 - (P_1 - P_{01}) \cdot e^{(-0,2\cdot(t-t_{01}))} \quad (2.16)$$

$$p_3(t) = P_3 + (P_{03} - P_3) \cdot e^{(-0,2\cdot(t-t_{03}))} \quad (2.17)$$

- коливальна ланка другого порядку

$$p_2(t) = P_2 + A \cdot e^{(-0.12\cdot(t-t_{20}))} \sin(0.4 \cdot (t - t_{20}) - 0,712\pi) \quad (2.18)$$

$$p_5(t) = P_5 - C \cdot e^{(-0.16\cdot(t-t_{05}))} \sin(0.8 \cdot (t - t_{05}) + 0.5 \cdot \pi) \quad (2.19)$$

- реально-інтегруюча ланка

$$p_4(t) = P_4 + B \cdot ((t - t_{05}) - 1/0,005 + 1/0,005 \cdot e^{(-0,005\cdot(t-t_{05}))}) \quad (2.20)$$

де $t_{01}, t_{02}, t_{03}, t_{04}, t_{05}$ – час початку перехідного процесу на відповідних інтервалах,

A, B, C – постійні інтегрування, знаходяться з початкових умов;

P_1, P_2, P_3, P_4, P_5 – значення потужностей після закінчення перехідного процесу на відповідних ділянках.

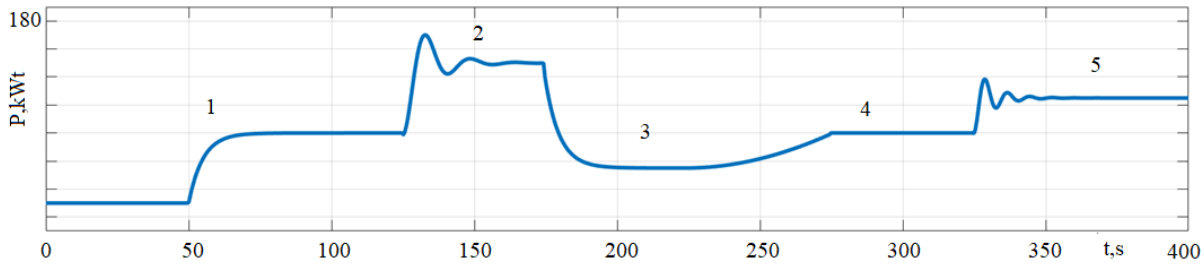


Рис. 2.24 Графік навантажень

Були розраховані витрати первинного палива в умовних одиницях для двох варіантів керування з оптимальним розподіленням потужності та рівномірним, при якому потужність розподіляється порівну на обидва генератори (рис. 2.25, синя крива – оптимальний розподіл, червона крива – рівномірний).

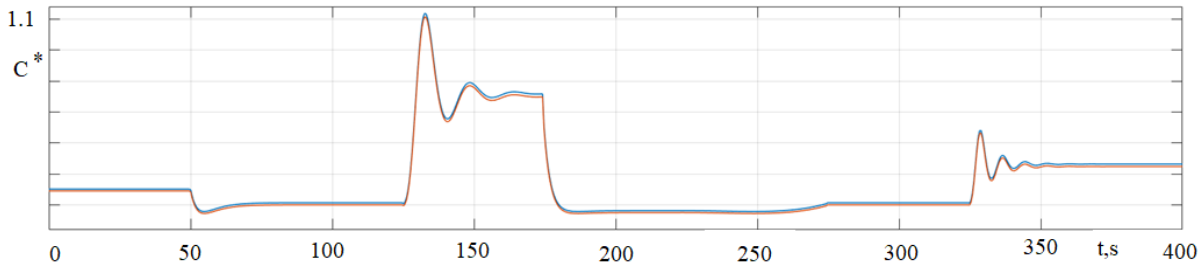


Рис. 2.25 Витрати первинного палива

Аналіз графіка показує, що на першій ділянці перехідного процесу витрати зменшились відносно початкових витрат, це пов'язано з тим що графік витрат нелінійний, і менші значення витрат при потужностях близьких до номінальних.

На другій ділянці значення перерегулювання по потужності склало 13%, а перерегулювання по витратам первинного палива склало 47%. При досліджені вводилось припущення, що система з дизель-генераторами безінерційна.

При апроксимації цієї ділянки ступінчатою функцією, без врахування перехідного процесу витрати палива менші на 2,7% порівняно з урахуванням перехідного процесу.

Перехідні процеси навантаження на другій, третій та четвертій ділянці не викликали коливальних перехідних процесів витрат первинного палива.

На п'ятій ділянці перегулювання по потужності склало 11%, а перегулювання по витратам первинного палива склало 33%.

При оптимальному керуванні витрати знизились у середньому на 2,2% в порівнянні від рівномірного.

Для дослідження перехідних процесів представимо графік електричних навантажень у вигляді неперервної функції. При перемиканні навантаження в ньому відбуваються перехідні процеси, які спричиняють підвищенні витрати.

У якості прикладу представлено графік навантаження з 4 ділянками, які представлені різними видами перехідних функцій (рис.2.26).

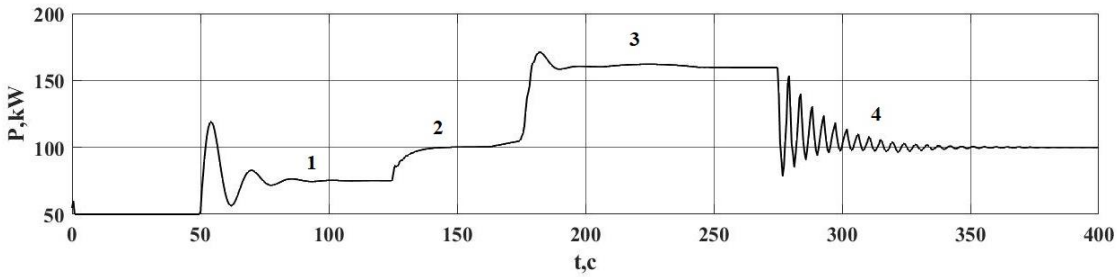


Рис. 2.26 Графік навантажень

На ділянці *1* при перемиканні навантажень виник перехідний процес з перегулюванням на 58%, при розрахунку оптимального режиму роботи перехідний процес виник лише у джерела гарантованого живлення, сонячна та вітряна генерації залишились без змін (рис.2.27) , проте на *4* ділянці коливальний перехідний процес викликав коливання в розподілу потужностей в усіх генераторах, система опиналась на межі стійкості. Реакція системи залежить від початкових умов як навантаження так і генераторів. Перехідні процеси на ділянках *2* та *3* визвали незначні коливання потужностей генераторів.

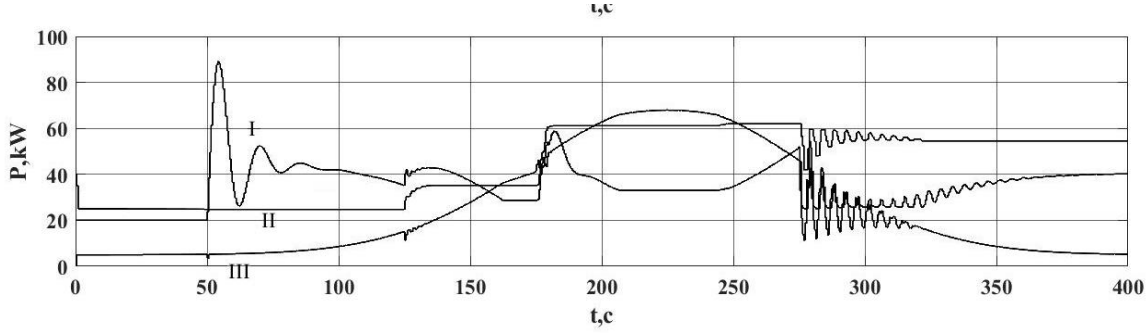


Рис. 2.27 – Розподіл потужностей по генераторам:
I-вітрогенератор, II – джерело гарантованого живлення, III- сонячний генератор

Значення витрат на кожному інтервалі представлено на рис.2.28. При дії перехідних процесів зростають сумарні витрати генераторів. При аналізі також було розраховано витрати при зміні навантаження стрибком.

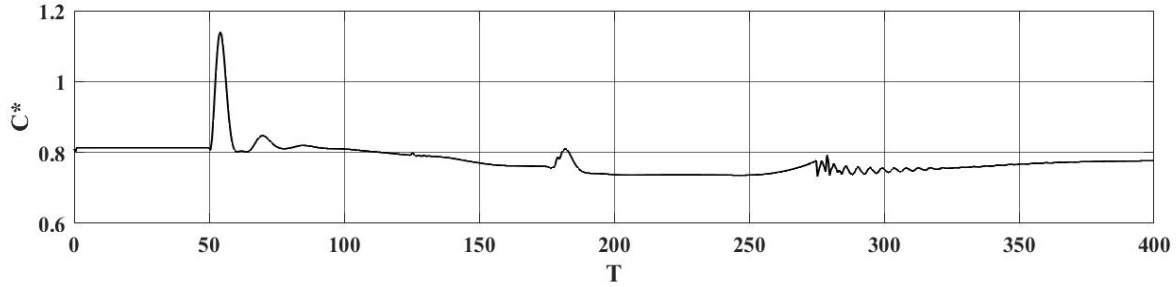


Рис. 2.28 – Витрати C^*

2.6 Дослідження використання динамічної тарифікації

Розглянемо систему динамічної тарифікації, ціни якої встановлюються близькими до споживання електроенергії в реальному часі для системи яка складається з трьох генераторів різного типу: сонячного генератора, вітрогенератора та дизель-генератора. Добовий графік навантаження для 10 хвилинних інтервалів та розподіл потужностей між паралельно з'єднаними генераторами представлено на рисунку 2.29 [55].

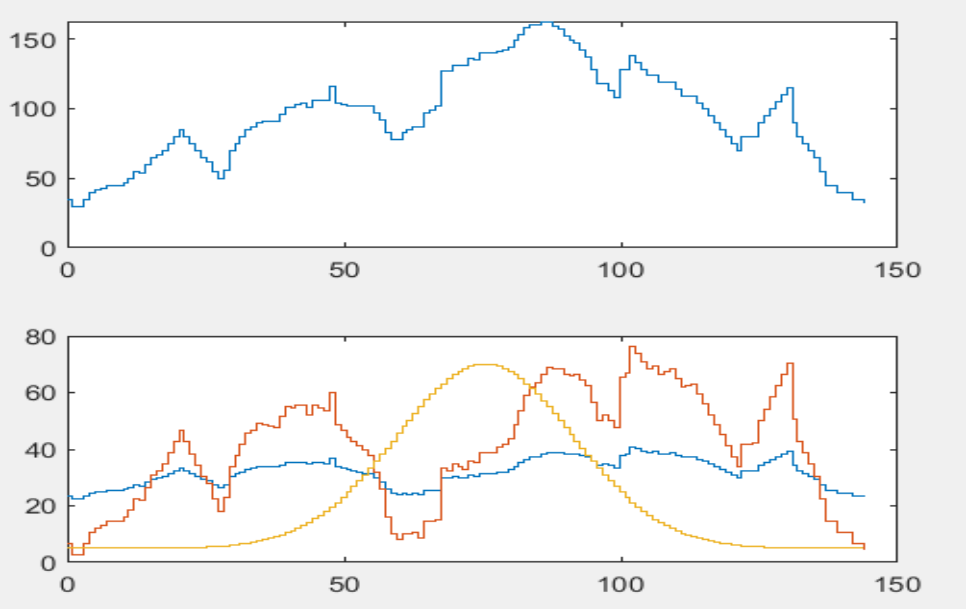


Рис. 2.29 Розподід потужностей по джерелам живлення

Оцінка вартості електроенергії для локальної системи з тарифікацією кожні 10, 20 та 60 хвилин (рис. 2.30-2.32) відбувається на основі виразів отриманих в п.1.4.

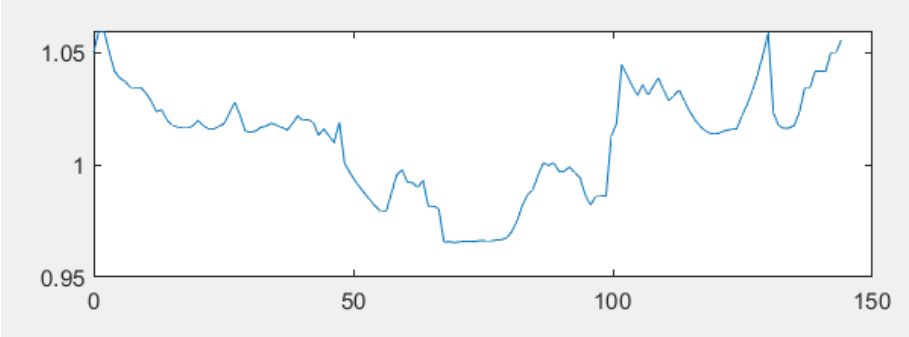


Рис. 2.30 Графік витрат, виміряних кожні 20 хв.

Аналіз отриманих результатів показує, що на інтервалах з низьким генерування енергії сонця витрати більше, оскільки дизель-генератори мають найбільш ціну за кВт, частина енергії вітру йде в акумуляторні батареї. Найменші витрати в період відбору максимальної потужності сонячної енергії.

На рис. 2.31 представлено графік витрат для вимірювання кожні 20 хв., на рис. 2.32 кожну годину.

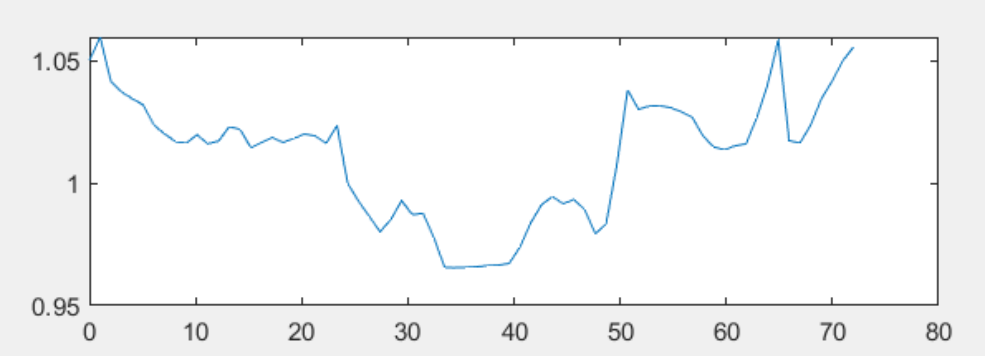


Рис. 2.31 Графік витрат, виміряних кожні 20 хв.

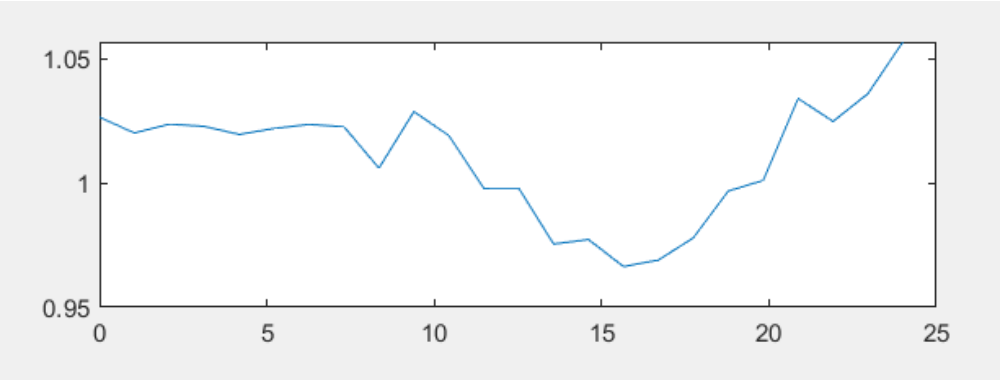


Рис. 2.32 Графік витрат, виміряних кожні 60 хв.

Отримані графіки витрат є основою для формування динамічного тарифу.

Середнє значення розрахованих витрат за добу на 6,4% вище при погодинному вимірюванні, чим при десятихвилинному. Також годинний графік витрат не врахував підвищенні витрати на початку добового графіку та наприкінці його, що призведе до низького тарифу, і збитків постачальнику. Також є ділянки на яких підвищене значення витрат і відповідно більший тариф, чим на десятихвилинному графіку, що призведе до підвищеної плати споживачем.

2.7 Висновки до розділу 2

Перед системою керування локальних систем електропостачання стоять задачі, що пов’язані з визначенням пріоритету використання енергії кожного генератора, ефективним використанням електричного обладнання, а також з генерацією електроенергії відповідно до графіка навантаження з врахуванням особливостей кожного з джерел енергії.

При нелінійних функціях та при зміненні навантаження стрибкоподібно задача оптимізації витрат палива є більш складною і потребує використання нелінійного

програмування для пошуку оптимального розподілення потужностей по генераторам для забезпечення мінімальних витрат первинного палива дизель-генераторів.

Для оптимізації за техніко-економічними показниками в концепції транзактивної енергії, розроблено алгоритм на базі методів нелінійного програмування. Цільовою функцією є мінімізація загальних витрат на локальну систему електроживлення.

Згідно алогритму пропонується на кожному інтервалі з урахуванням попередніх значень потужностей генераторів для забезпечення поточного значення потужності навантаження Рн розраховуються необхідні величини потужностей ДГ, які відповідають мінімальним витратам палива. При цьому мінімально змінюються потужності ДГ відносно попереднього значення, що призводить до зменшення тривалості перехідних процесів при зміненні потужностей генераторів

Проведено аналіз роботи трьох різних локальних систем з різним складом. Проведено порівняно витрат кожної системи при оптимальному функціонуванні так і при рівномірному розподілу потужностей. В порівнянні з рівномірним розподілом, використання оптимального алгоритму дозволяє знизити ціну в середньому 20 % .

Введення сонячної установки з акумуляторною батареєю дозволило підвищити енергоефективність та зменшити вартість.

Окрім усталених режимів роботи. Локальні системи можуть переходити з одного стану до іншого при впливі на них перехідних процесів, що виникають при перемиканні навантаження.

Аналіз перехідних процесів показує, що система є стійкою, при тривалих перехідних процесів збільшуються витрати до 2% відносно змінення навантаження стрибком.

Використання динамічної тарифікації, показало що при погодинному вимірюванні для досліджуємого графіка збільшуються витрати, чим при десятихвилинному. при цьому не враховується підвищенні витрати на ділянках добового графіку, що призведе до низького тарифу, і збитків постачальнику.

Також є ділянки на яких підвищене значення витрат і відповідно більший тариф, чим на десятихвилинному графіку, що призведе до підвищеної плати споживачем.

Використання розроблених алгоритмів допоможе:

- знизити собівартість електроенергії вже існуючих систем при керуванні з оптимальним перерозподілом потужності по генераторам;
- аналізувати вплив споживачем добових графіків потужностей споживаної електроенергії на зміну вартісних показників системи, що при динамічному ціноутворенні дозволить споживачу економити, за рахунок перерозподілу своєї потужності протягом дня;

- провести попередній розрахунок витрат для різних дизель-генераторів в системі для заданих графіків потужностей навантажень, і якщо це потрібно заміна існуючих генераторів в локальній системі на генератори з меншими витратами первинного палива або заміна комплектуючих.
- досліджувати вплив перехідних процесів при перемиканні навантаження споживачів на генератори для подальшої оптимізації, вибору систему керування, джерел живлення та їх складу в гібридних електроенергосистемах.

3 УПРАВЛІННЯ ЯКОСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ТРАНЗАКТИВНИХ СИСТЕМАХ

При інтеграції відновлювальних джерел в локальні системи стає питання в управлінні якістю електроенергії в транзактивних системах.

Практичні вимоги керування локальними системами для ефективної та стабільної роботи можна сформулювати наступні [80]:

- контроль напруги і частоти;
- баланс активної та реактивної потужності (P-Q);
- електромагнітна сумісність;
- оптимізація вартості обслуговування локальних систем;
- Контроль перетоку електроенергії між елементами локальної системи.

Використання силової електроніки є високоефективним рішенням для перетворення енергії відновлюваних джерел при передачі її в мережу, споживачу або в елементи зберігання з подальшою передачею її споживачеві. Використання силових перетворювачів впливає на надійність всієї системи. Більшість силових перетворювачів не мають запасів за потужністю та напругою, а також резервних кіл. Будь-яка несправність компонентів чи підсистем системи призведе до відключення системи загалом. Ці незаплановані відключення збільшують вартість експлуатації системи, наприклад, для фотоелектричної системи генерації вартість відмови складається з вартості енергії, яка генеруватиметься споживачеві з мережі, доки система не працює, а також сюди входить вартість ремонту та заміни деталей [81].

Силовий перетворювач необхідно вибирати таким чином, щоб його вартість і втрати були мінімальними, тобто його номінальна потужність повинна дорівнювати потужності джерел, щоб забезпечити високий ККД перетворення при нормальній роботі.

З метою зниження вартості перетворювач часто вибирають із меншою потужністю ніж номінальна. Він працює на максимальних параметрах, що призводить до більш високої частоти відмов. Додаткові пристрої захисту інвертора також потрібні при перевищенні номінальної потужності. Якщо вибрати перетворювач з потужністю вище потужності вітрогенераторів або сонячних модулів, що використовуються, тоді немає необхідності в додаткових схемах захисту, але це збільшує вартість.

Проблема якості електроенергії тісно пов'язана із надійністю. Відповідно до вимог до якості електроенергії, всі показники якості повинні відповідати стандартам [82-84].

За наявності вищих гармонік відбувається збільшення активного опору кабелю, виникають додаткові втрати, пов'язані зі збільшенням втрат в діелектрику ізоляції кабелю.

Гармоніки напруги і струму в системах з вітрогенераторами призводять до появи додаткових втрат в обмотках ротора, ланцюгах статора, що призводить до підвищення загальної температури генератора і до місцевих перегрівів. Все це впливає на надійності та довговічності генератора.

У трансформаторах гармоніки напруги викликають збільшення втрат на гістерезис, втрат, пов'язаних з вихровими струмами в сталі і втрат в обмотках. З іншого боку, скорочується термін служби ізоляції.

До основних показників якості електроенергії відносять коефіцієнт гармонійних складових THD, коефіцієнт потужності $cos\phi$. Коефіцієнт потужності повинен бути близьким до 1, що досягається шляхом зменшення до нуля реактивної потужності.

Вимоги підключення до мережі є основними настановами щодо проектування, управління та експлуатації сонячних фотоелектричних систем, вітрогенераторних систем, які слід виконувати під час введення в експлуатацію. Ці вимоги зазначені стандартами на якість електропостачання ДСТУ EN 50160-2014 [83]. Допустиме значення THD, а також коефіцієнтів окремих гармонік залежить від співвідношення потужності системи та навантаження. Одна з вимог це якість струму. Загальний рівень гармонічних спотворень (THD) повинен бути меншим за 5%. Крім того, окремі гармоніки не можуть перевищувати значення, що встановленні стандартом. Рис. 3.1 демонструє максимально допустимі рівні гармонік IEC 61727 [84].

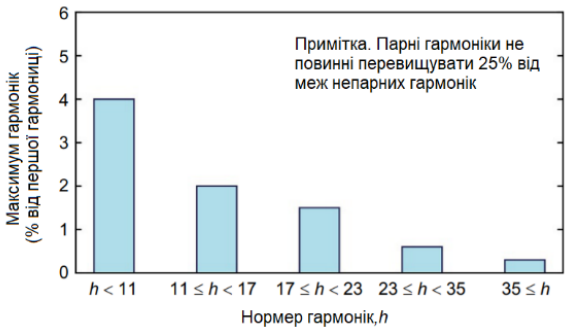


Рис. 3.1 Максимально допустимі рівні гармонік

3.1 Методи компенсації реактивної потужності

Методи компенсації реактивної потужності для локальних систем із відновлюваними джерелами:

- пасивні фільтри,
- активні фільтри гармонік,

- перетворювачі із спеціальною системою управління.

Для зниження гармонік частоти перемикання транзисторів використовуються пасивні фільтри LCL. Це рішення дозволяє знизити вартість, а також розмір фільтра та навантаження порівняно із звичайним L-фільтром [85,86].

Принцип роботи активних фільтрів компенсація гармонік заснований на аналізі гармонік струму нелінійного навантаження і генерації таких гармонік струму в розподільчій мережі, але з протифазою струму навантаження. В результаті в точці підключення активного фільтра нейтралізуються найвищі гармонійні складові струму. Це означає, що вони не поширюються від нелінійного навантаження на мережу. Активний фільтр здатний одночасно компенсувати коефіцієнт потужності та гармоніки струму. Коли немає енергії від джерела, активний фільтр все ще може працювати для підвищення якості електроенергії з мережі [87-89].

Серйозним обмеженням використання активних фільтрів є те, що встановлена потужність має бути порівнянною з потужністю нелінійного навантаження. Отже, фільтри матимуть високу вартість.

Більше економічним шляхом вирішення проблеми є використання пасивних фільтрів у поєднанні з активними, але меншою потужністю. Гібридні фільтри є компромісним технічним рішенням, що поєднує переваги традиційних пасивних та активних фільтрів порівняно малої потужності.

Ще один варіант покращення електромагнітної сумісності використання перетворювачів з активним формуванням струмів мережі та корекцією коефіцієнта потужності [90]. Такий варіант є кращим. При цьому спрощується силова частина системи.

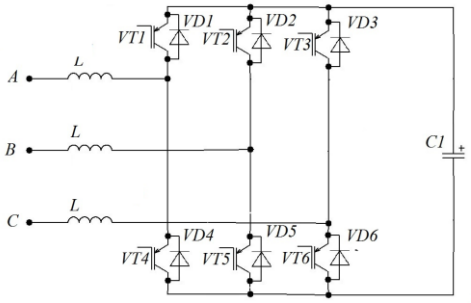
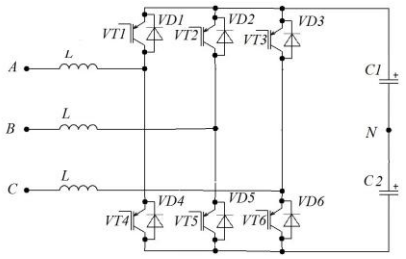
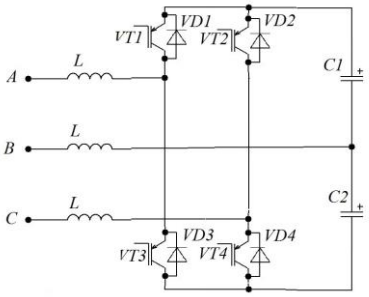
Перетворювач для відновлювальних систем складаються із двох перетворювачів зі ланкою постійного струму. Така схемотехніка дозволяє здійснювати роздільне та незалежне управління процесами генерації струму (напруги) відновлюваного джерела та якістю потужності, що видається [91].

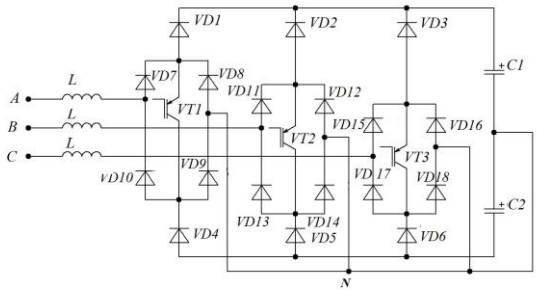
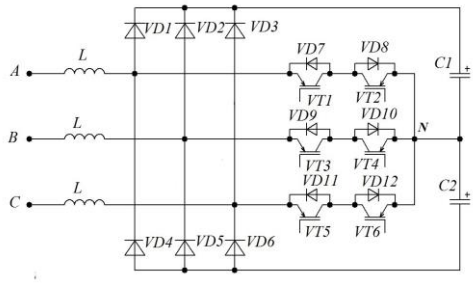
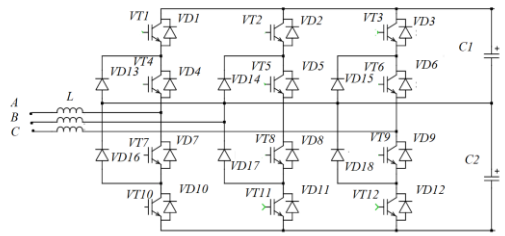
Незалежно від типу відновлюваного джерела до складу перетворювача входить інвертор . Схемотехника сучасних перетворювачів приведена в таб.3.1. [92].

Схеми складаються з ємнісного фільтра C1, C2 (або C1-схема 1), який забезпечує постійну напругу Udc, встановленого на виході інвертора. L – індуктивність фази.

У таблиці 3.1 наведені дворівневі інвертори та трирівневі. Дворівневий перетворювач на 27% дешевше трирівневого. Різниця пов'язана з вартістю діодів, які не потрібні в дворівневому перетворювачі [93].

Таблиця 3.1 – Активні перетворювачі

Перетворювач	Параметри, переваги, недоліки
Двурівневий перетворювач	
1  	*Інвертор або випрямляч* *Мережа:* трифазна трипровідна *Напруга постійного струму:* $U_{dc}>1{,}1\sqrt{3}\,U_m$ *переваги:* - проста схемотехніка - низька частота перемикань - двостороння передача електроенергії - наявність модулів для збірки *недоліки:* - фазові перешкоди - наявність «мертвого часу»
2  	*Інвертор або випрямляч* *Мережа:* трифазна трипровідна *Напруга постійного струму:* $U_{dc}>2{,}2\,U_m$ *переваги:* - простий дизайн - низька частота перемикань - двостороння передача електроенергії *недоліки:* - фазові перешкоди - наявність «мертвого часу»
3  	*Інвертор або випрямляч* *Мережа:* трифазна трипровідна *Напруга постійного струму:* $U_{dc}>2.2\sqrt{3}\,U_m$ *переваги:* - найпростіша конструкція і система управління - найвища постійна напруга - контроль струму в два етапи - двостороння передача електроенергії *недоліки:* - висока частота перемикань (втричі більше ніж в інших схемах)

Перетворювач	Параметри, переваги, недоліки
Трирівневий перетворювач	
4  	*Випрямляч* *Мережа:* трифазна трипровідна *Напруга постійного струму:* $U_{dc}>2.2U_m$ *переваги:* - низька частота перемикань *недоліки:* - одностороння передача електроенергії - складна конструкція - втрати провідності при послідовному з'єднанні діодів
5  	*Випрямляч* *Мережа:* трифазна трипровідна *Напруга постійного струму:* $U_{dc}>2,2U_m$ *переваги:* - низька частота перемикань - низькі втрати в транзисторах *недоліки:* - складна конструкція - одностороння передача електроенергії
6  	*Інвертор або випрямляч* *Мережа:* трифазна трипровідна *Напруга постійного струму:* $U_{dc}>2,2U_m$ *переваги:* - низька частота перемикань - двостороння передача електроенергії *недоліки:* - складна конструкція - висока ціна

Для надійності та електромагнітної сумісності система управління перетворювачами повинна забезпечувати:

- синусоїдальний струм мережі в режимах споживання та віддачі енергії за рахунок релейного або широтно-імпульсного методів управління із застосуванням

замкнутих систем автоматичного регулювання з датчиками зворотних зв'язків по напрузі і току мережі.

- зниження потужності при перетворенні енергії за рахунок оптимізації алгоритмів управління.

- можливість регулювання не тільки коефіцієнта виявленого потоку мережі, але й коефіцієнта зрушення, що забезпечує його повне управління в широких межах коефіцієнта потужності по входу напівпровідникового перетворювача з реалізацією єдиного, індуктивного або ємнісного його значення.

У [94] представлений огляд сучасних методів управління ШІМ-випрямлячами. Розглядається три види: лінійне управління, релейне управління та інтелектуальне управління. Дається позитивна оцінка релейного управління. Переваги цього методу полягають у простоті, високій точності, великій швидкодії, які обмежуються тільки постійним часом навантаження. До недоліків відносять змінність частоти комутації, але при цьому вказують на можливість її стабілізації. Зазначається, що складність релейної системи значно нижча, ніж у цифрових системах управління. Релейне управління погано сумісне із цифровим, так як його миттєва реакція погіршується з допомогою застосування АЦП. Рекомендують релейне управління для точних і швидкодіючих систем.

У роботі [95] розглядається застосування релейного управління, вказується на його переваги: швидкодія, точність, відсутність помилки стеження, нечутливість до змін параметрів навантаження. реалізація здійснюється мінімумом апаратних засобів. Однак частота комутації змінюється в широких межах протягом основного періоду. розглядаються майже постійну частоту перемикання.

У роботі [90] наведено огляд трифазних коректорів коефіцієнта потужності. Наводиться опис їх функціональних можливостей. наводяться вимоги, що пред'являються до активних випрямлячів:

- синусоїдальний струм, $THD_i<5\%$;

- $\cos\varphi>0,99$;

- Можливість роботи при обриві однієї з фаз.

Вказується також, що ефективність систем досягається завдяки відмінній провідності і високій частоті сучасних силових напівпровідникових приладів і тому немає необхідності в м'якому перемиканні, що спрощує систему управління.

Огляд методів управління активними випрямлячами на постійній та змінній частоті наведено в [96]. Тут також відзначені переваги релейного принципу управління: простота, надійність, хороша динаміка. Недолік – залежність частоти перемикання від параметрів навантаження та мережі. Прості області застосування релейного управління це активні фільтри і активні випрямлячі.

Оскільки саме релейний принцип управління дозволяє забезпечити практично миттєву реакцію на відхилення від завдання, запропоновано покращувати якість електроенергії не шляхом компенсації гармонік, а примусовим, з максимально можливою точністю, наближенням дійсного струму до величини та формі струму завдання. Точність відтворення (відстеження) сигналу завдання визначатиметься шириною петлі гістерезису релейних регуляторів, тобто. реалізується стежить система з релейним управлінням [97].

І тут досягається істотне спрощення системи управління, так як відсутня потреба у зазначених вище операціях. Тут проводиться тільки обчислення необхідної амплітуди споживаного струму, що забезпечує баланс потужності, що споживається з мережі та потужності навантаження.

Примусове формування споживаного з мережі струму синусоїдальної форми за відсутності зсуву фаз між напругою і струмом ($\varphi=0$, $\cos\varphi=1$) покладається на активний випрямляч з ємнісним накопичувачем на його виході (вирішується проблема електромагнітної сумісності (ЕМС) з мережею).

3.2 Системи силової електроніки для фотоелектричних генераторів

Сонячна енергія перетворюється на електричну енергію постійного струму за допомогою фотоелектричних модулів.

Системи генерації поділяються на автономні та мережеві Автономні системи підходять для забезпечення потужності навантаження, але й для збереження енергії, що виробляється. В періоди відключення від навантаження потрібен акумулятор. Автономні системи мають наступні недоліки: низький коефіцієнт потужності, висока вартість батареї і обмежена ємність для зберігання [98].

Основна перевага систем, що підключені до мережі, полягає в тому, що вони не залежать від ВДЕ для задоволення потреб споживача електроенергії. Ці системи гарантують, що будь-яка додаткова необхідна електроенергія автоматично подаватиметься з мережі в потрібний час. Енергія при відключеному споживачі може віддаватися до мережі. Отже, системи, що підключаються до мережі, є кращим рішенням, якщо локальна система складається лише з систем сонячної генерації.

Для локальних систем із сонячними батареями першою ланкою перетворення енергії є DC/DC перетворювачі. Залежно від рівнів напруги, які необхідно узгоджувати, використовуються різні типи перетворювачів.

У [99] проведено огляд перетворювачів постійного струму, показано що підвищуючий перетворювач постійного струму має перевагу за рахунок кращих динамічних характеристик і недорогої реалізації.

Схема перетворювача представлена рис. 3.2. Перетворювач складається з двох частин: перетворювача постійного струму, який використовується як перший ступінь перетворення енергії, використовується для узгодження рівнів напруги, і інвертор, який є другим ступенем перетворення енергії (перетворює постійний струм на змінний) [100].

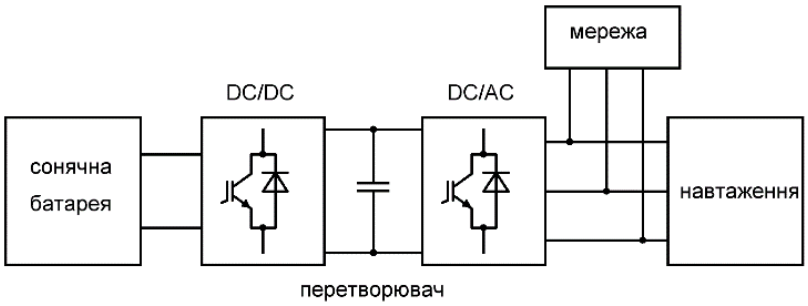


Рис. 3.2 Загальна схема перетворення енергії

Схема перетворювача постійного струму, що підвищує, складається з силового ключа, діода, котушки індуктивності, конденсатора (рис.3.3).

Система керування – замкнена система по напрузі U_{PV}. Транзисторна система управління забезпечує формування напруги фотоелектричного модуля для підвищення вхідної напруги до необхідного значення вихідної напруги. Коли транзистор VT увімкнено, діод буде включений зворотньо і електрична енергія буде накопичуватися в індуктивності L. Коли транзистор VT вимкнено, електрична енергія, накопичена в котушці індуктивності, буде передана конденсатору та інвертору [101].

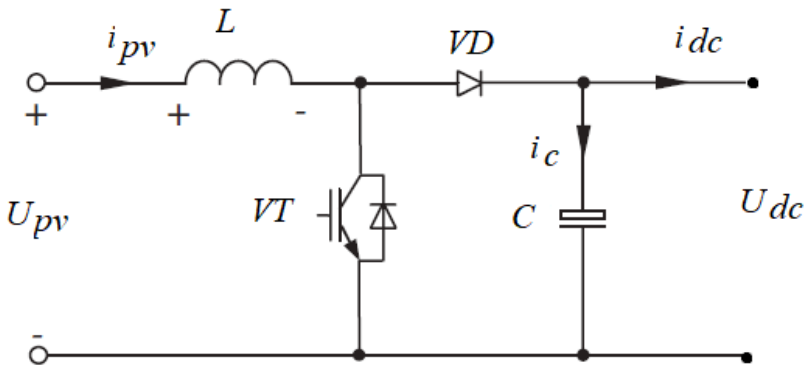


Рис. 3.3 Схема підвищуючого перетворювача

В якості інвертора DC/AC обрана схема 2 з таблиці 3.1.

Для дослідження система представленою на рис. 3.2 побудована цифрова модель в Matlab. Параметри для моделювання наступні: C_{dc1}= C_{dc2} = 2000 мкФ,. L=5 мГн, a=0,2 А, β=1В, U_{dc}=800 В [18].

Фотоелектричний модуль, який використовується в моделюванні, це TSM-250PA05.08 (20 послідовно зєднаних модулів).

Дослідження проводились для двох характерних випадків: змінення освітлення при постійній температурі та другий варіант – змінення температури при постійному значенні освітлення.

3.2.1 Моделювання при змінному інтенсивності освітлення

Вольт-амперні (I-V) та вольт-ватні (P-V) характеристики зображені на рис. 3.4 при T=const. Характеристики отримані на цифрових моделях У цьому дослідженні температуру підтримують на рівні T = 25°C. Інтенсивність освітлення встановлюється спочатку G = 100 Вт/м^2, потім регулюється на G = 500 Вт/м^2 і G = 1000 Вт/м^2.

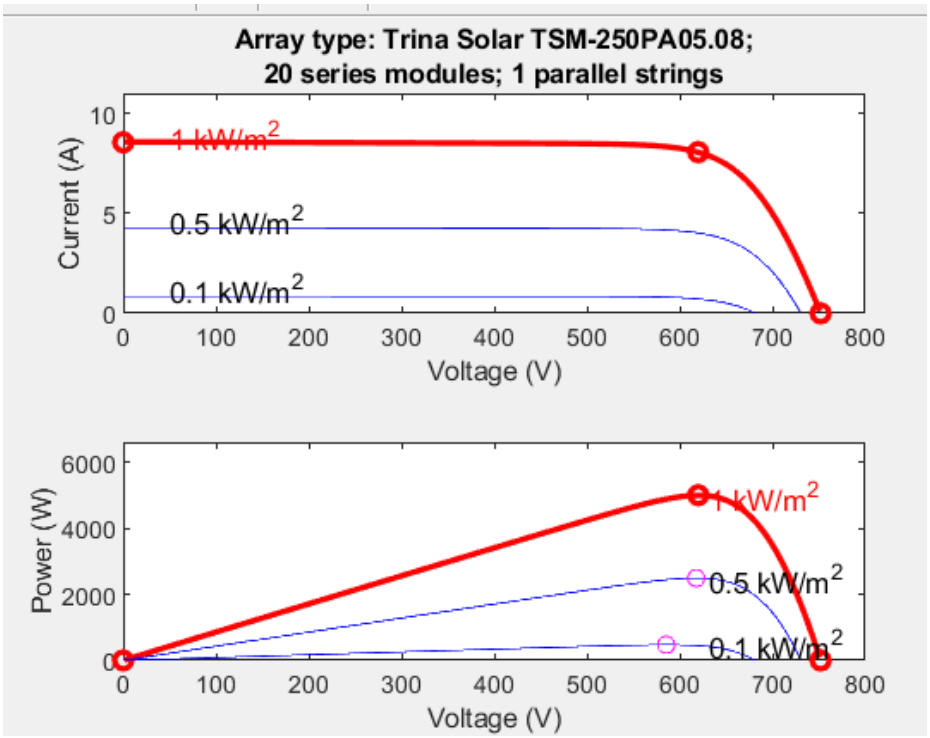


Рис.3.4 I-V та P-V характеристики фотоелектричного модуля (постійна температура, T=25°C)

На рисунку 3.5 зображені результати моделювання. Слід зауважити що система керування інвертором організована таким чином, що напруга підтримується така, при якій максимальна потужність відбору від сонячної панелі.

Що стосується споживаних струмів, то вони зберігають синусоїдну форму. Після зміни опромінення встановлюється нове значення струму для відновлення балансу потужності. Напруга ланцюга постійного струму Uc залишається постійною. Коефіцієнт потужності дорівнює 1.

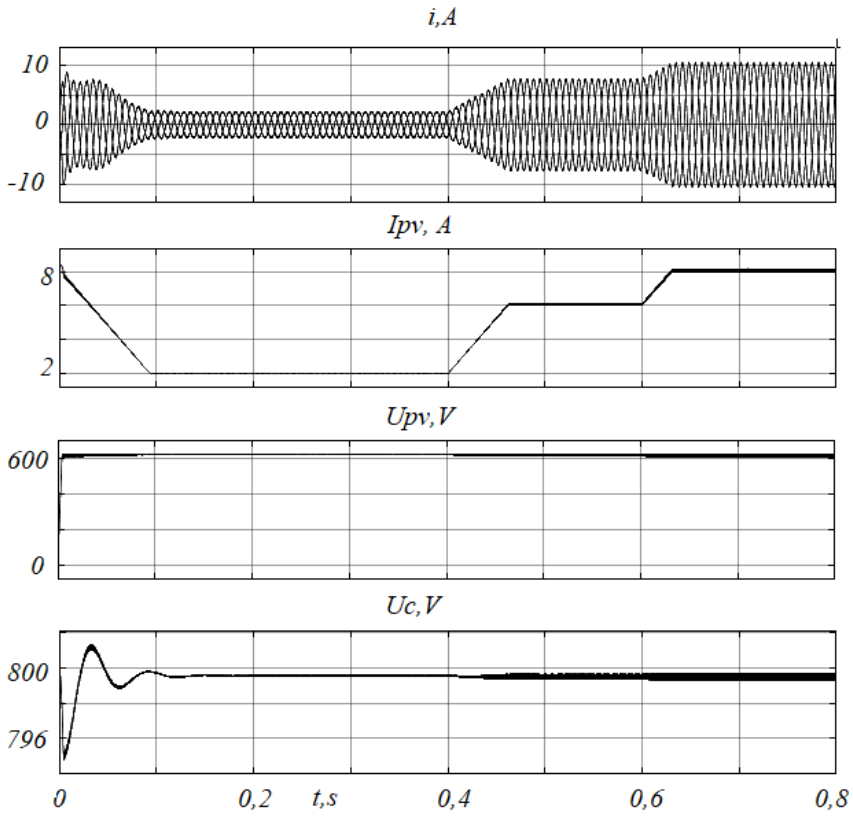


Рис. 3.5 Осцилограми роботи перетворювача (постійна температура, T=25°C)

3.2.2 Моделювання при змінній температурі

Отримані характеристики фотоектричного модуля: струм-напруга I-V і потужність-напруга P-V (рис. 6) при різних значеннях температури.

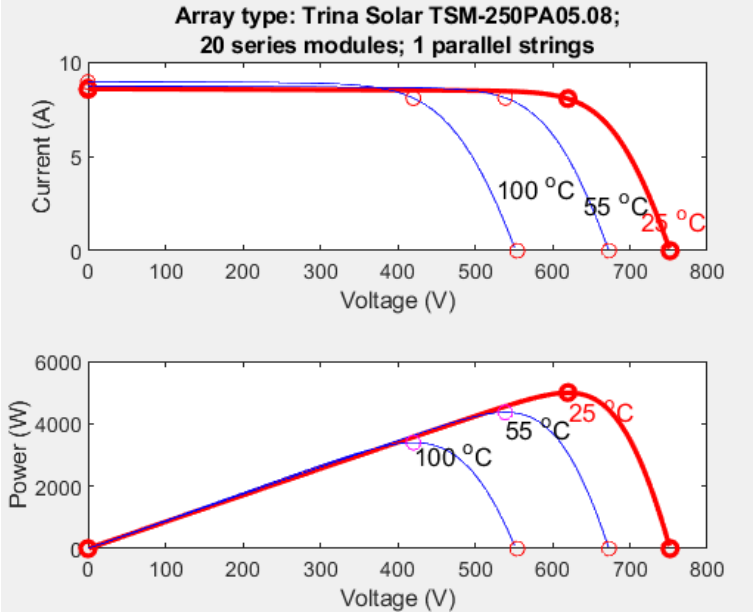


Рис.3.6 I-V та P-V характеристики фотоелектричного модуля (постійна інтенсивність освітлення)

На рисунку 3.7 показано зміну температури при 25C, 40C і 55C. Представлено напругу *Upv*, струм *Ipv*, потужність *Ppv* PV-модуля та струм мережі.

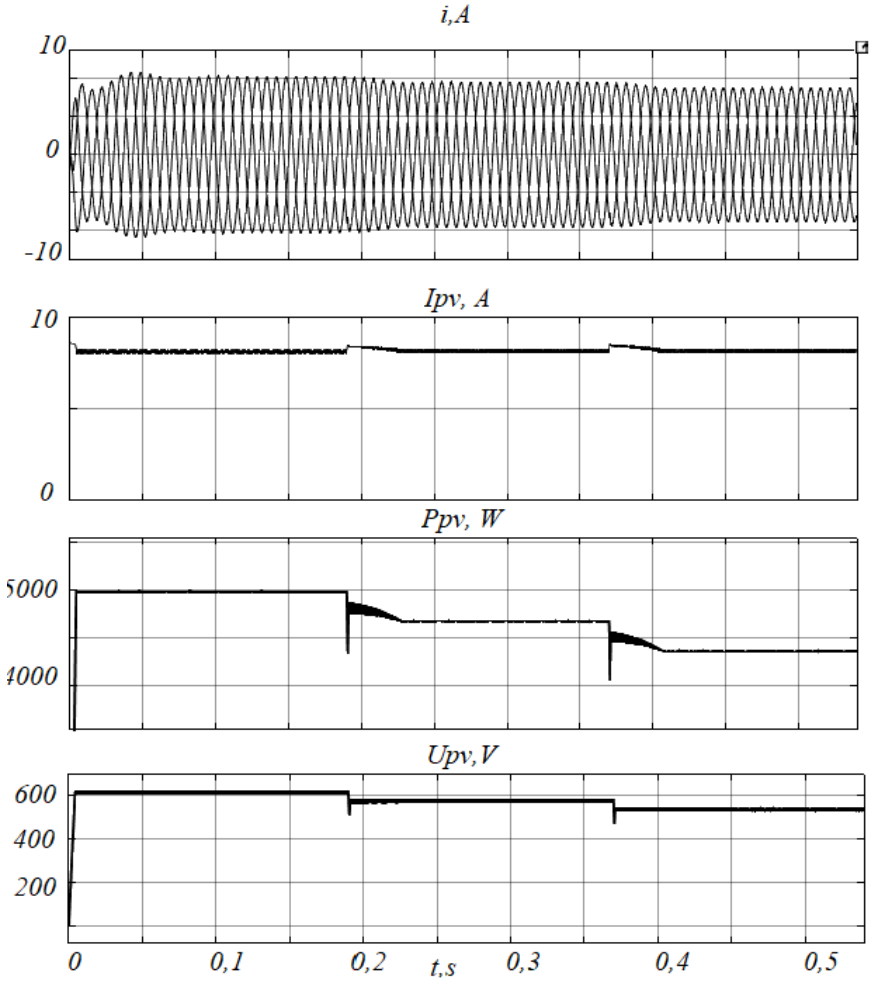


Рис. 3.7 Результати моделювання

Використовуючи вольт-амперну характеристику розглянутого модуля, бачимо, що потужність відповідає максимальній. У моменти зміни температури виникають деякі коливання, пов'язані з перехідним процесом.

Струм, який генерується в мережу, має синусоїдальну форму. ККД η даного перетворювача визначається:

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} 100 = \frac{P_{DC} - \Delta P}{P_{DC}} 100\,,\ \% \qquad (3.1)$$

де P_{DC} – потужність сонячної панелі,

P_{AC} – потужність інвертора,

ΔP – втрати потужності.

Втрати потужності складаються з двох окремих частин:

- постійна (живлення для живлення системи управління та додаткових частин),

- змінні (втрати на комутацію на силових ключах, омічні втрати в підвищувальному DC/DC-перетворювачі та інверторі).

Ефективність перетворювача оцінена коефіцієнтом корисної дії ККД. Графік залежності ККД від потужності навантаження показаний на рисунку 3.8. Ефективність перетворення фотоелектричного перетворювача є функцією навантаження, при роботі в номінальних режимах ККД найбільша [97].

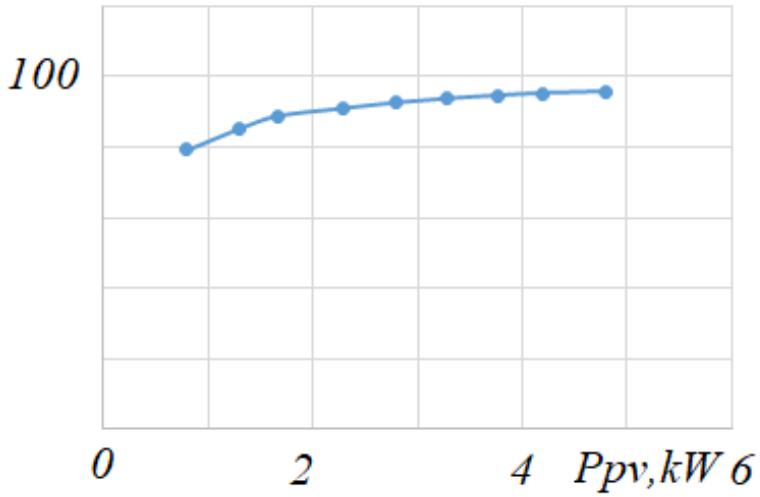


Рис. 3.8 Залежність ККД від потужності

Якість вхідного струму виражається повним гармонійним спотворенням (THD) інвертора струмів. На рис. 3.9 показано змодельовані спектри гармонійних спотворень (аналіз FFT). Розрахунок проводився для 40 гармонік. Залежність коефіцієнта від опроміненості представлена в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 THD

Irradiance	**THD, %** **(трипровідна)**	**THD, %** **(чотирипровідна)**
200	5,173	4,914
300	3,109	2,977
400	2,48	2,134
500	1,723	1,649
600	1,415	1,351
700	1,197	1,14
800	1,048	0,9945
900	0,9359	0,8899
1000	0,8369	0,7977

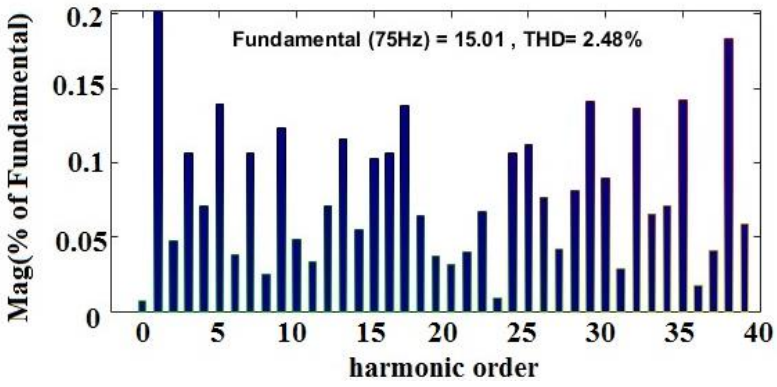


Рис. 3.9. Склад гармоник

THD становив менше 5% у всьому діапазоні досліджень. Інверторні схеми, підключені до чотирипровідної мережі, забезпечували кращі результати якості струму, ніж трипровідні (табл.3.1). Це пов'язано з тим, що в трипровідних мережах є взаємовплив фаз.

Усі гармоніки значно нижчі за межі Стандарту [82]. Рівень THD з урахуванням вищих гармонік становить 2,48%.

3.2.3 Аналіз режимів роботи

Розглянемо режими роботи при підключенні до мережі системи без акумулювання [100].

На рис. 3.10 а представлено результати моделювання режиму роботи системи, коли потужність P_{PV} більша ніж потужність, яка необхідна навантаженню $P_н$.

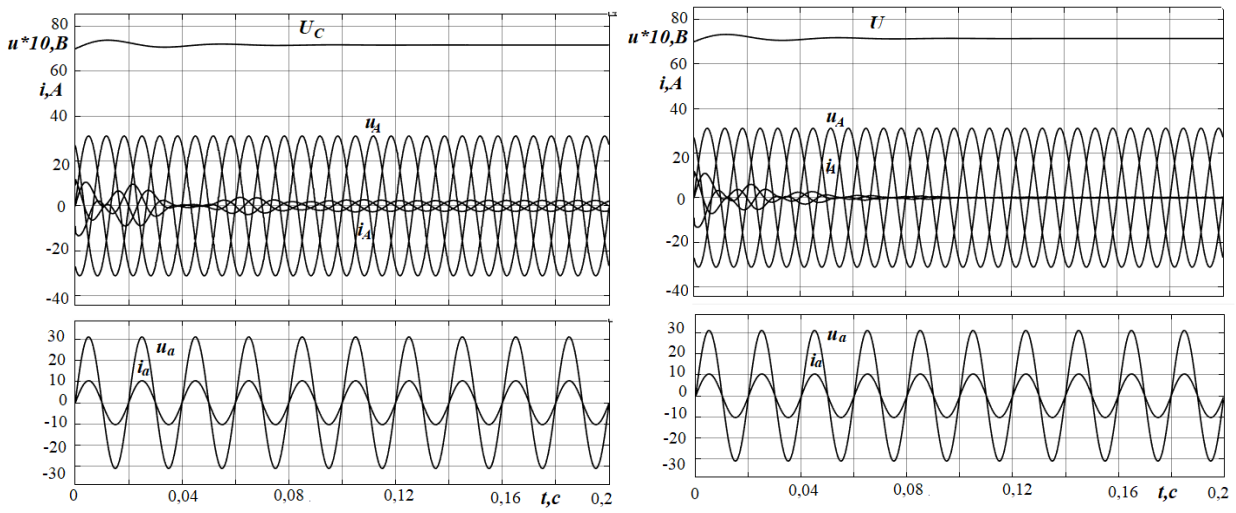
У цьому режимі залишок енергії віддається в мережу $P_м = P_{pv} – P_н$. Струм навантаження синусоїдний, синфазний напрузі. Струм споживаний з мережі i_A синусоїдний в протифазі напрузі мережі u_A, що підтверджує режиму генерування енергії до мережі.

При включенні системи присутній незначний перехідний процес, обумовлений встановленням балансу потужності.

На рис. 3.10 б представлено режим роботи коли $P_{PV}=P_н$, При цьому режимі роботи струм споживаний з мережі відсутній. Навантаження живиться лише від сонячної панелі, при цьому генерування енергії у мережу відсутнє.

Третій режим роботи, це режим при якому $P_{PV}<P_н$ (рисунок 3.11а). В цьому режимі потужність навантаження складається з потужності мережі та фотоелектричних модулей. При цьому струм з мережі синфазний напрузі мережі.

Четвертий режим роботи коли навантаження відсутнє $P_н=0$, то $P_м=P_{pv}$ В цьому режимі вся енергія віддається в мережу (3.11 б). У цьому режимі також струм синусоїдний.

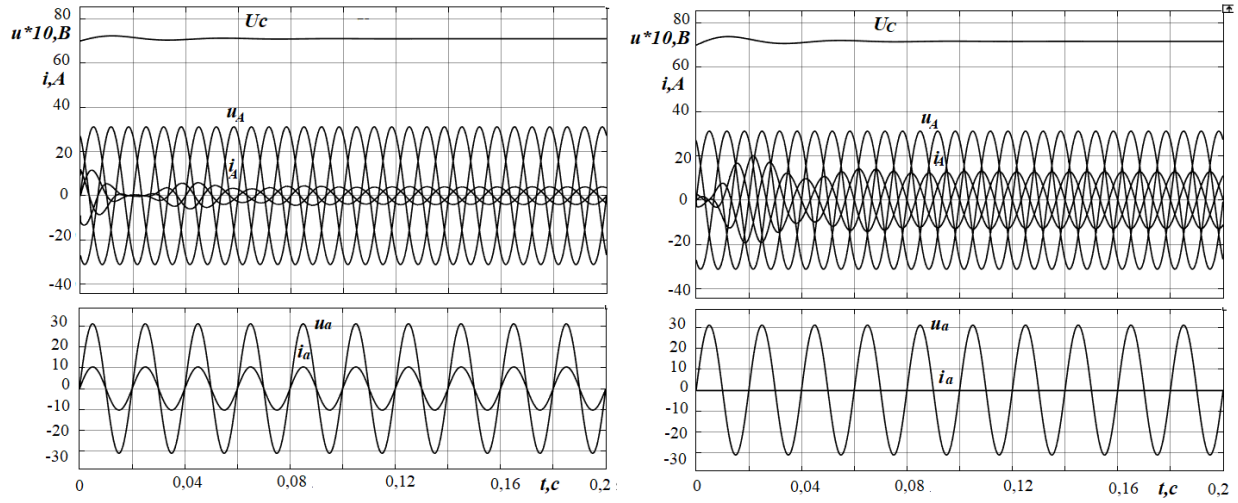


а) б)

Рис.3.10 Осцилограми режимів роботи при $P_{PV}>P_н$ *(а)* та при $P_{PV}=P_н$ *(б)*

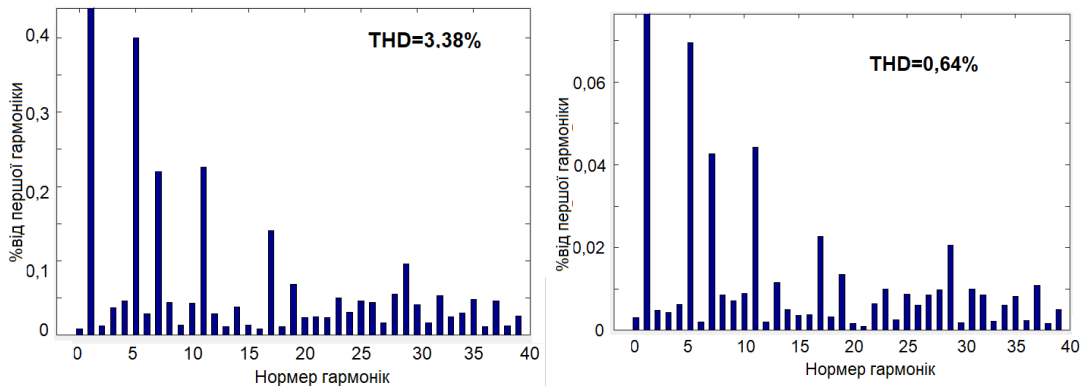
Проведено також аналіз струму на склад гармонік.

Склад гармонік струму мережі при режимі $P_{PV}<P_н$ представлено на рис. 3.12 а. THD 3,41%, таке значення задовольняє стандартам на якість споживаного струму. Окремі гармоніки не перевищують максимально допустимих значень. На рис. 3.12 б представлено склад гармонік при максимальному струмі в режимі $P_н$=0. THD дорівнює



а) б)

Рис. 3.11 – Осцилограми режимів роботи при $P_{PV}<P_н$ *(а)* та при $P_н=0$ *(б)*



а) б)

Рис. 3.12 Гармонійний склад струму

3.3 Системи силової електроніки для вітрогенераторів

Електромеханічна система вітроенергетичної установки (ВЕУ) складається з вітроколеса (ротора), редуктора, що узгоджує частоту обертання вітроколеса і генератора, перетворювача, який забезпечує узгодження параметрів генерації генератором електроенергії до вимог електросистеми споживача [27,102-107].

Основні завдання управління ВЕУ:

- включення ВЕУ при швидкостях старту і відключення при граничних швидкостях;

- передача електричної енергії в мережу із заданою величиною потужності для широкого інтервалу швидкостей вітру;

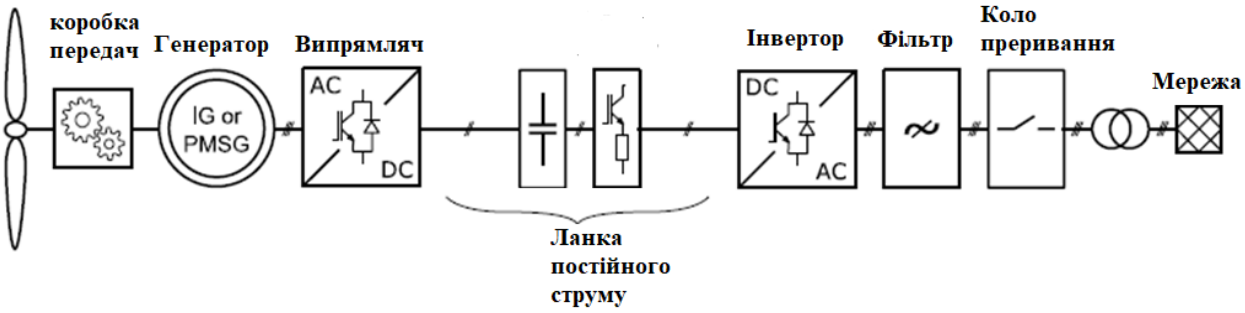
- дотримання стандартів на якість електричної енергії (сучасні міжнародні стандарти на якість містять норми по гармонікам споживаного струму).

Складність перетворювача залежить від типу застосовуваного генератора, потужності, рівня напруги і вимоги до електромагнітної сумісності з мережею живлення.

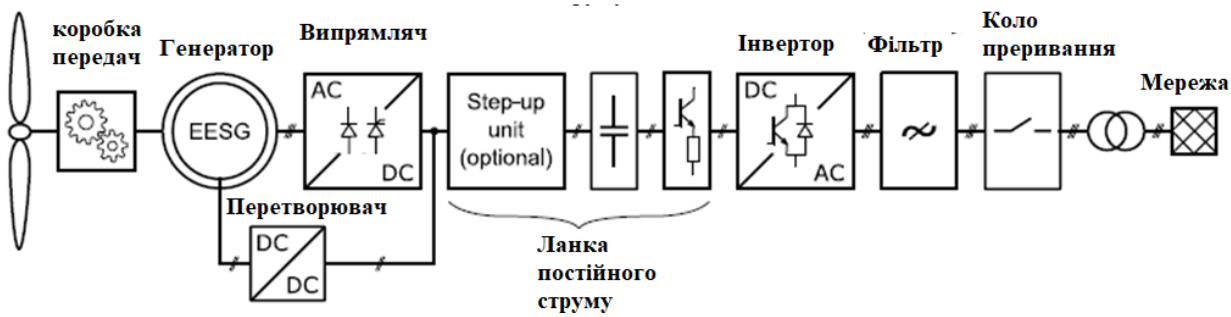
Перетворювачі застосовуються двох типів: перетворювачі частоти з ланкою постійного струму (складаються з вхідного випрямляча як керованого так і ні, й вихідного інвертора, частота на виході якого може бути будь-якою) та безпосередні перетворювачі частоти (циклоконвертор, який перетворює енергію змінного струму в змінний з вихідною частотою менше вхідної; або матричний перетворювач, який може управляти середньоквадратичним значенням напруги навантаження і може видавати будь-яку вихідну частоту) [27].

Перетворювачі для вітроенергетики є перетворювачами частоти і складаються з випрямляча та інвертора. Складність перетворювача залежить від типу генератора, що застосовується, потужності, рівня напруги і вимоги до електромагнітної сумісності з мережею живлення.

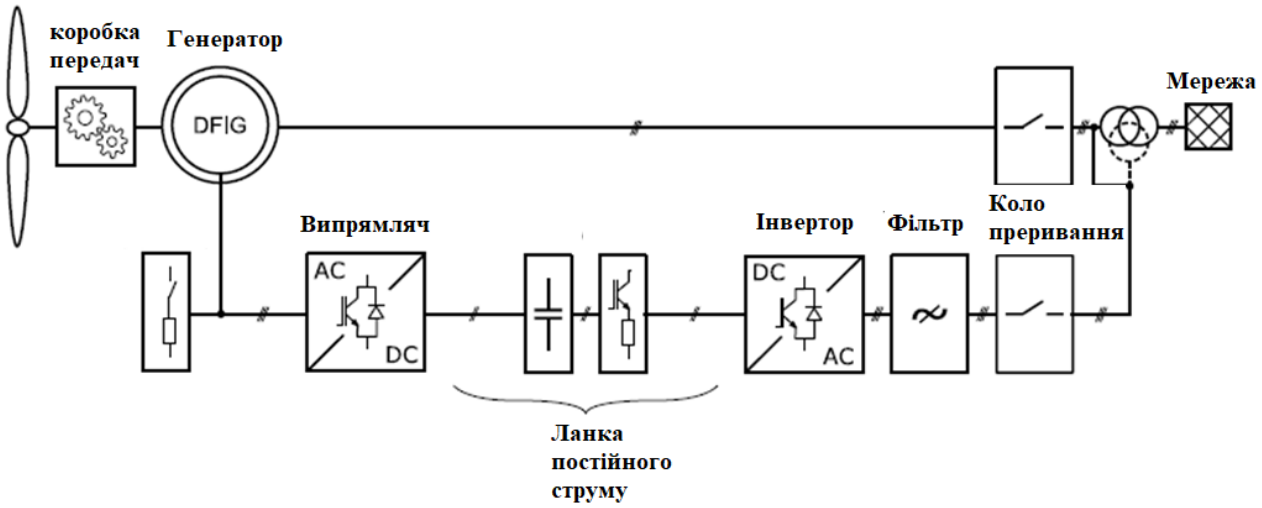
Електрична підсистема складається з генератора, перетворювача потужності (випрямляч – ланка постійного струму – інвертор), фільтрів. У генераторі механічна енергія перетворюється в електричну. Для вітроенергетики пропонується безліч типів генераторів, найбільш поширені асинхронний генератор подвійного живленням (DFIG), синхронний генератор з постійними магнітами (PMSG) або індукційний генератор з короткозамкненим ротором (SCIG) [103].



а)



б)



в)

Рис.3.13 Типи генераторів:

а) синхронний генератор з постійними магнітами (PMSG) або індукційний генератор з короткозамкненим ротором (IG), б) синхронний генератор з електричним збудженням (EESG), в) асинхронний генератор подвійного живленням [98]

Аналіз публікацій показує що найбільш переважними для невеликих потужностей є перетворювачі частоти з ланкою постійного струму, матричні для великої потужності. Для вибору перетворювача необхідно визначити робочі режими установок.

Найбільш часто використовуємим трифазним силовим перетворювачем в системах генерування електричної енергії для вітроенергетичних установок є дворівневий інвертор напруги з широтно-імпульсною модуляцією. ШІМ-управління забезпечує постійну частоту перемикання вентилів, але має суттєвий недолік складність розрахунку та налаштування регуляторів.

У цьому дослідженні пропонується перетворювач частоти з релейним керуванням. Релейний принцип управління дозволяє забезпечити практично миттєву реакцію на відхилення від завдання. Точність відтворення (відстеження) сигналу завдання буде визначатися шириною петлі гістерезису релейних регуляторів. У цьому випадку досягається істотне спрощення системи управління в порівнянні з ШІМ-управлінням.

Структурна схема системи вітроенергетики з запропонованим перетворювачем частоти наведена на рисунку 3.14. Механічна енергія вітра через редуктор передається на генератор, генератор через перетворювач AC-DC-AC під'єднаний до мережі, якщо він генерує енергію в неї, або під'єднаний до підключеного навантаження. Система управління таким перетворювачем складна, для ефективної роботи, управління кожним контуром здійснюється окремо і залежить від завдань покладених на них [27].

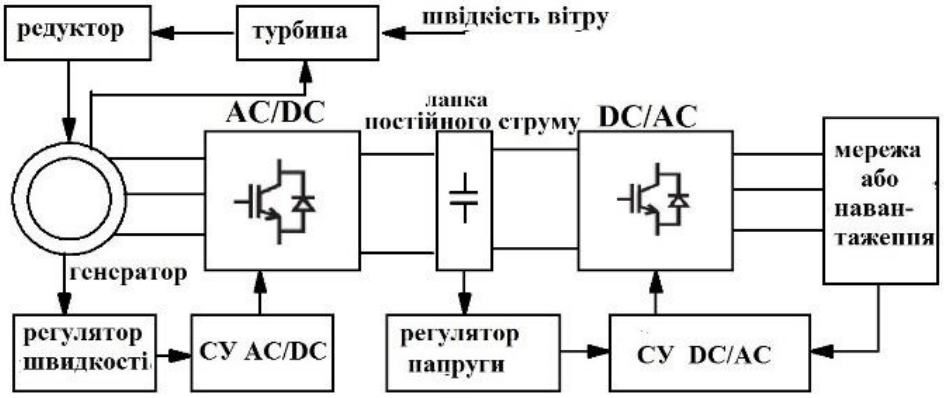


Рис. 3.14 Блок схема енергетичної системи

Призначення регулятора напруги у ланці постійного струму полягає у збереженні напруги в його еталонному значенні для збереження працездатності перетворювача в цілому, якщо напруга зменшиться нижче ніж лінійна напруга фаз генератора, або мережі, порушиться його робота.

Перетворювач складається з двох контурів: AC/DC перетворювача, система управління якого та регулятор швидкості генератора забезпечують оптимальну передачу енергії від вітрогенератора, і вихідного DC/AC перетворювача, виконаного на базі активного випрямляча для забезпечення електромагнітної сумісності. Між вхідним інвертором і активним випрямлячем знаходиться ланка постійної напруги (конденсатор). На виході перетворювача необхідно встановлювати дроселі, для формування необхідних струмів мережі.

Перетворювач складається з двох контурів: AC/DC перетворювача, система управління якого та регулятор швидкості генератора забезпечують оптимальну передачу енергії від вітрогенератора, і вихідного DC/AC перетворювача, виконаного на базі активного випрямляча для забезпечення електромагнітної сумісності. Між вхідним інвертором і активним випрямлячем знаходиться ланка постійної напруги (конденсатор). На виході перетворювача необхідно встановлювати дроселі, для формування необхідних струмів мережі.

На рисунку 3.15 представлена принципова схема силової частини перетворювача частоти енергетичної системи (рис. 3.14).

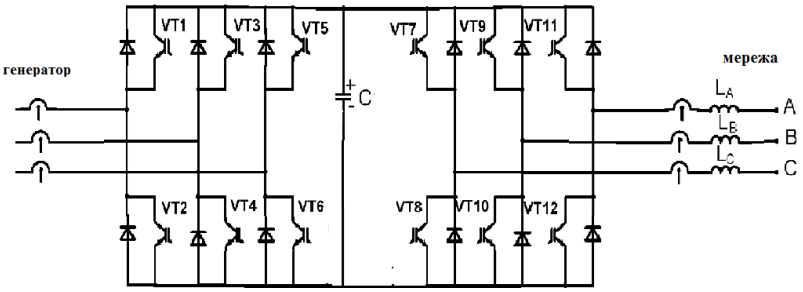


Рис 3.15 Силова частина перетворювача

Опис процесів в випрямлячі перетворювача частоти для кожної фази [98]:

для фази А:

$$i_{Az} - i_A = \Delta i_A$$

$$L_A \frac{di_A}{dt} + i_A R_A = u_A + \alpha U_C, -a \le \Delta i_A \le a \quad \frac{di_A}{dt} > 0$$

$$L_A \frac{di_A}{dt} + i_A R_A = u_A - \alpha U_C, -a \le \Delta i_A \le a \quad \frac{di_A}{dt} < 0$$

для фази В:

$$i_{Bz} - i_B = \Delta i_B$$

$$L_B \frac{di_B}{dt} + i_B R_B = u_B + \beta U_C, -a \le \Delta i_B \le a \quad \frac{di_B}{dt} > 0$$

$$L_B \frac{di_B}{dt} + i_B R_B = u_B - \beta U_C, -a \le \Delta i_B \le a \quad \frac{di_B}{dt} < 0$$

для фази С:

$$i_{Cz} - i_C = \Delta i_C$$

$$L_C \frac{di_C}{dt} + i_C R_C = u_C + \gamma U_C, -a \le \Delta i_C \le a \quad \frac{di_C}{dt} > 0$$

$$L_C \frac{di_C}{dt} + i_C R_C = u_C - \gamma U_C, -a \le \Delta i_C \le a \quad \frac{di_C}{dt} < 0$$

де U_C – напруга в ланці постійного струму;

u_A, u_B, u_C – миттєві значення фазних напруг,

$i_{Aз}$, $i_{Bз}$, $i_{Cз}$ та i_A, i_B, i_C – струми завдання та реальні їх значення у фазах;

L_A, L_B, L_C – індуктивності фазних дроселів;

R_A, R_B, R_C – активні опори фазних дроселів;

$2a$ – ширина петлі гістерезису релейних регуляторів;

α, β, γ – коефіцієнти розподілення напруги U_C по фазам перетворювача.

Процеси які описуються в AC/DC для фаз A,B, C відповідно:

$$i_{az} - i_a = \Delta i_a$$

$$L_{ag} \frac{di_a}{dt} + i_a R_{ag} = \alpha U_C, -a \le \Delta i_a \le a \quad \frac{di_a}{dt} > 0$$

$$L_{ag} \frac{di_a}{dt} + i_a R_{ag} = -\alpha U_C, -a \le \Delta i_a \le a \quad \frac{di_a}{dt} < 0$$

$$i_{bz} - i_b = \Delta i_b$$

$$L_{bg} \frac{di_b}{dt} + i_b R_{bg} = \beta U_C, -a \le \Delta i_b \le a \quad \frac{di_b}{dt} > 0$$

$$L_{bg} \frac{di_b}{dt} + i_b R_{bg} = -\beta U_C, -a \le \Delta i_b \le a \quad \frac{di_b}{dt} < 0$$

$$i_{cz} - i_c = \Delta i_c$$

$$L_{cg} \frac{di_c}{dt} + i_c R_{cg} = \gamma U_C, -a \le \Delta i_c \le a \quad \frac{di_c}{dt} > 0$$

$$L_{cg} \frac{di_c}{dt} + i_c R_{cg} = -\gamma U_C, -a \le \Delta i_c \le a \quad \frac{di_c}{dt} < 0$$

де $i_{aз}$, $i_{bз}$, $i_{cз}$ та i_a, i_b, i_c – струми завдання та реальні їх значення у фазах;

L_{ag}, L_{bg}, L_{cg} – індуктивності фаз генератора;

R_{ag}, R_{bg}, R_{cg} – активні опори фаз генератора.

Дослідження проводилось на цифрових моделях у Matlab/Simulink. Рис. 3.16 демонструє змінення струму генератора, та змінення його частоти з 125 Гц до 25 Гц [27], при цьому у струмі який протікає в мережі виникає перехідний процес при зміненнях частоти та струму. Струм з мережі синусоїдальний, в протифазі з напругою, оскільки енергія віддається в мережу.

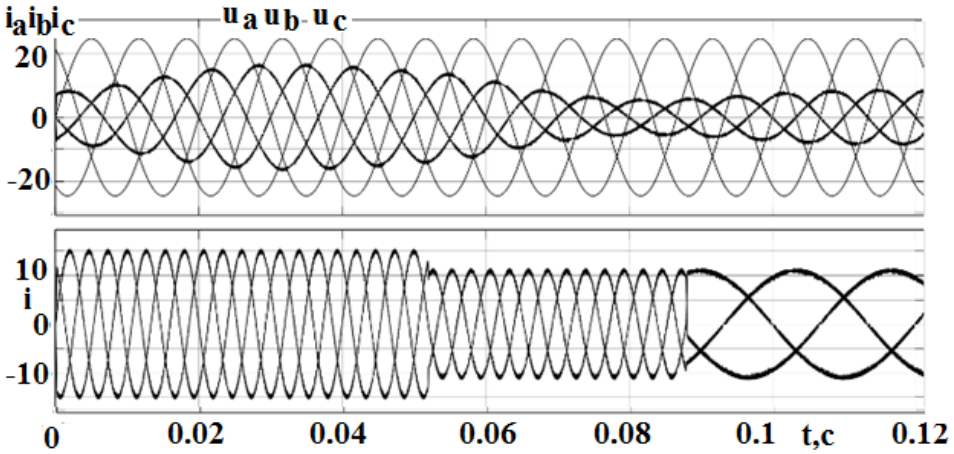


Рис. 3.16 Результати моделювання

Цифровим моделюванням отримані результати роботи демонструє змінення напруги генератора, при цьому струм мережі також змінив своє значення, в даному випадку зменшився.

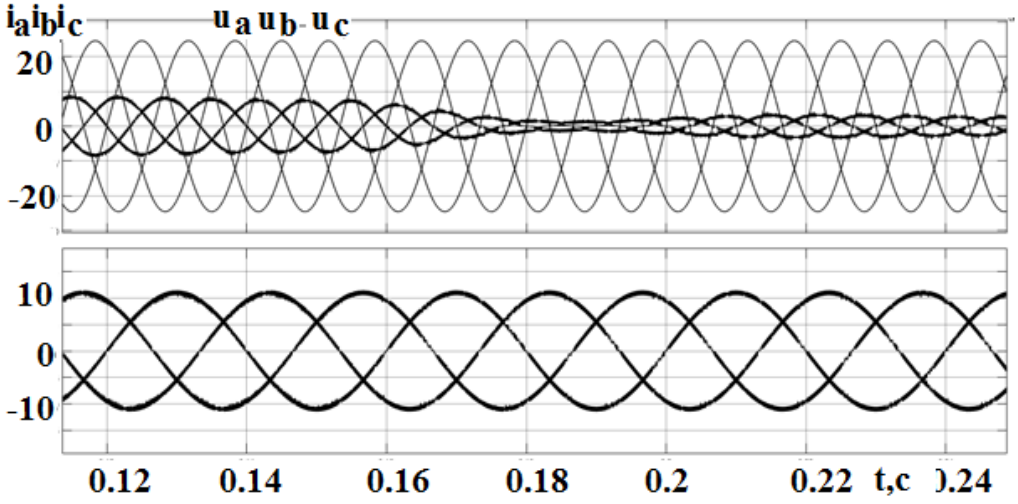
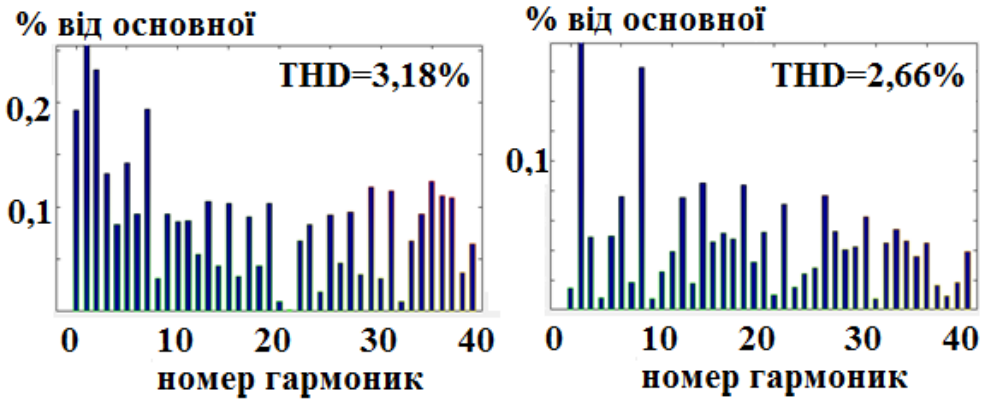


Рис.3.17 Результати моделювання при змінені напруги

На рис 3.18 представлено результаті аналізу струму на гармонійні складові.



а) б)

Рис.3.18 Гармонійний склад струмів мережі (а)
та генератора (б)

THD струму мережі складає 3,18%, що задовольняє міжнародним стандартам на якість електроенергії.

THD струму генератора складає 2,66%, висока якість струму збільшує тривалість експлуатації генератора, не призведе до перегрівання кабелів.

Зведена характеристика отриманих патентів на корисну модель з виділенням особливостей застосування представлена у таблиці 3.4.

Таблиця 3.3 Узагальнена характеристика патентів на корисну модель

№	назва	Особливості застосування
Пат. 60546, МПК H03K 3/53.[108]	Пристрій для зарядки накопичувального конденсатора	Призначений для швидкої зарядки конденсаторів ланки постійного струму від однофазного джерела живлення
Пат. 62389, МПК H02M 7/04. [109]	Універсальне електромагнітносумісне джерело живлення	Призначенний для перетворення змінної напруги будь якої частоти, може використовуватися і як інвертор і як випрямляч
Пат. 63521, МПК H02M 7/12 [110]	Однофазне джерело струму	Для роботи в однофазних мережах електроживленнях з можливістю регулювання частоти та амплітуди
Пат. 63609, МПК H02M 7/12.[111]	Регульоване джерело живлення	Трифазне джерело живлення, система керування якого забеспечує електромагнітну сумість
Пат. 66076, МПК H02M 5/02. [112]	Перетворювач частоти струму	Може використовуватися як перетворювач у складі вітрогенераторної установки при високому ступені електромагнітної сумісності

№	назва	Особливості застосування
Пат. 78539, МПК H02P 5/00. [113]	Реверсивний електропривод постійного струму	Перетворювач змінної напруги в постійну для вітрогенераторних установок для живлення електроприводу постійного струму
Пат. 80797 МПК H03K 3/53 (2006.01) [114]	Пристрій для зарядки накопичувального конденсатора	Призначений для швидкої зарядки конденсаторів ланки постійного струму перетворювачів, які входять до складу вітроенергетичних систем, від однофазного джерела живлення
Пат. 81648 МПК H02M 7/12 (2006.01) [115]	Регульоване джерело живлення	Трифазне джерело живлення, система керування якого забезпечує електромагнітну сумність при спрощеній силовій частині
Пат. 87224, МПК H02M 7/00. [116]	Регульоване джерело живлення	Трифазне джерело живлення, система керування якого забезпечує електромагнітну сумність при спрощеній силовій частині
Пат. 94242, МПК H02M 5/02 [117]	Перетворювач частоти струму	Може використовуватися як перетворювач у складі вітрогенераторної установки
Пат. 90925, МПК H02M 7/12. [118]	Джерело струму з дискретним споживанням електроенергії .	Може бути використаним при дискретному споживання електроенергії, за рахунок накопичення енергії в акумуляторній батареї.

3.4 Аналіз обмінних процесів за допомогою потужності Фрізе

Визнаючи потенційні переваги фотоелектричних та інших джерел енергії на основі інверторів у якості розподілених джерел реактивної потужності, стандарт IEEE 1547a дозволить інтелектуальним інверторам забезпечити компенсацію реактивної потужності [119], [120].

Інвертор може видавати індуктивну або ємнісну потужність, яка обмежена його номінальною повною потужністю S. Реактивна потужність Q, яку може віддавати інвертор, визначається за формулою [121]:

$$|Q| \le \sqrt{(kS)^2 - P^2} \tag{3.2}$$

де k – коефіцієнт, який вказує на перевищене значення, яке спочатку встановлено на 1.

Якщо доступна потужність перевищує необхідну потужність, інвертор може забезпечити точну необхідну потужність. В іншому випадку інвертор генерує

реактивну потужність відповідно до свого запасу потужності, що призводить до часткової компенсації.

Однак необхідно враховувати додаткові витрати на такий інвертор через використання компонентів з більшою пропускною здатністю по струму. Термін служби інвертора безпосередньо залежить від кількості споживаної енергії, оскільки це підвищує робочу температуру для кожного компонента інвертора, зменшуючи загальний термін служби.

Результати, отримані в [122], відображають важливість використання більш потужного фотоелектричного інвертора (для збільшення реактивної потужності) в регулюванні «напруга-реактивна потужність» для споживачів, які розташовані далеко від розподільного трансформатора, для успішного вирішення проблем перенапруги. У разі цього керування значення коефіцієнта потужності зменшувалось у міру віддалення споживача від початкової точки.

При компенсації реактивної потужності інвертор повинен обробляти більш високий рівень струму, що скорочує його термін служби і збільшує втрати потужності. Така компенсація загальної реактивної потужності скорочує термін служби системи на 24,1% у порівнянні з традиційним використанням. Однак надійність системи можна зберегти за рахунок збільшення потужності фотоелектричного інвертора. Збільшення вартості на 14% за рахунок використання інвертора в багатофункціональному режимі було компенсовано вигодою [123].

Проведено комплексне дослідження цифрових моделей запропонованих перетворювачів (табл.3.1). Контроль передачі енергії від відновлюваних джерел в мережу і навантаження організовувся за допомогою системи керування. Досліджувався ККД для різних значень коефіцієнта потужності. Найбільше значення ККД мав при cosϕ=1. Зниження коефіцієнта потужності на 40% призвело до зниження ККД на 6% (92%).

В [124] проведено дослідження впливу реактивної потужності на надійність фотоелектричних інверторів. Термін служби транзисторів буде зменшуватися зі зменшенням коефіцієнта потужності. Термін служби інвертора скоротився на 7,6 % за коефіцієнта потужності 0,8 порівняно з 1. Інвертор, який працює з ККД 96% за коефіцієнта потужності 1, має ККД 91,3% за коефіцієнта потужності 0,55. Ці втрати енергії значно зменшать термін служби компонентів інвертора [125].

При аналізі та оптимізації енергопроцесів в ДРГ необхідно не тільки використовувати показники якості електроенергії та електропостачання, показників безперервності та надійності, але й також формування та застосування більш розширеної системи енергетичних показників ДРГ, які адекватно відображають процеси енергообміну та втрати електроенергії [121].

Систему з ДРГ з математичної точки зору можно розглянути як динамічні коливальні системи та виділити два типи процесів – консервативні та дисипативні, яким у загальному випадку поставимо у відповідність обмінну потужність $Q_{ОБ}$ і потужність накопичення $Q_Н$ та потужність Фризе $Q_Ф$ і активну потужність P.

Питанням обмінних процесів присвячені роботи [126-132].

Обмінна потужність $Q_{ОБ}$ дає можливість оцінити інтенсивність обмінних процесів через перетин системи при довільному спектрі гармонік напруги та струму у виділеному перетині. Оцінка додаткових втрат електроенергії найбільш повно здійснюється із застосуванням потужності Фризе $Q_Ф$ та її квадратичних складових, що відображають вплив різних факторів впливу на якість енергетичних процесів для одно- та багатофазних систем.

Оцінка оптимальності процесів в залежності від вимог поставлених задач має розглядатися з врахуванням системних ефектів на кількох ієрархічних рівнях:

- в конкретній точці t_0;
- на інтервалі T_1 періоду дії генератора (споживача);
- на інтервалі T_2 сталості структури системи;
- періоду дії генератора $T_Г$,
- роботи пристроїв силової електроніки $T_{ПЕ}$ чи споживачів $T_Н$.
- виділеної сукупності періодів дії генераторів та/чи роботи споживачів $T_Δ$;
- протягом всього технологічного процесу $T_Т$.

Обмінні процеси можна поділити за першою (індекс «1») та групою гармонік, які складають множину $M_Г$ потужність $N_Г$ (індекс «∞»):

$$Q_e^{(1)} = \frac{1}{2T}\int_0^{t^+} u(t) I_{m(1)} \sin(\omega t - \psi_1^i) dt \tag{3.3}$$

$$Q_e^{(\infty)} = \frac{1}{2T}\int_0^{t^+} u(t)\left(\sum_{k=2}^{N_Г} I_{m(k)} \sin(\mathrm{k}\,\omega t - \psi_k^i)\right) dt \tag{3.4}$$

де t^+ – інтервал періоду, коли миттєва потужність $p(t) > 0$.

Для оцінки дольового внеску генераторів та/чи споживачів для заданої діючої напруги генератора $u(t)$ обмінні процеси у вузлі системи, крім представлених згідно виразів (3.3) та (3.4) способів, доцільно також розділити за однією j-ю вищою (індекс «j») та всіма (індекс «∑») гармоніками згідно з наступними виразами:

$$Q_e^{(j)} = \frac{1}{2T}\int_0^{t^+} u(t) I_{m(j)} \sin(j\omega t - \psi_j^i) dt \tag{3.5}$$

$$Q_e = \frac{1}{2T}\int_0^{t^+} u(t)\left(\sum_{k=1}^{N_\Gamma} I_{m(k)} \sin(\mathrm{k}\,\omega t - \psi_k^i)\right)dt \tag{3.6}$$

Вплив елементів системи оцінюється відношенням однієї з величин (3.3)–(3.6) до суми відповідних обмінних потужностей всіх елементів ДРГ під'єднаних до виділеного вузла.

Рівень електромагнітної сумісності можна оцінити, за показниками Δ_{B1}, Δ_{B2}:

$$\Delta_{B1} = \frac{Q_e}{P} \tag{3.7}$$

$$\Delta_{B2} = \frac{Q_e^{(1)}}{Q_e} - \pi \tag{3.8}$$

Показник Δ_{B1} відображає виконання критерію усереднення зворотних потоків енергії, а показник Δ_{B2} є інтегральною характеристикою наближення енергетичного процесу до синусоїдального. При цьому міра оцінки взаємного впливу елементів ДРГ визначається ступенем їхнього наближення до нуля.

Ще одним критерієм оптимальності процесів є потужність Фризе, яка у загальному випадку є квадратичною нев'язкою між повною S та активною P потужністю та дає змогу оцінити рівень втрат від нерівномірного споживання чи генерації електроенергії.

$$Q_f^2 = S^2 - P^2 \tag{3.9}$$

Реактивну потужність Q_f будемо розглядати як еквівалентну величину додаткових втрат ΔW електроенергії,

Додаткові втрати при протіканні струму I_P через еквівалентний опір (наприклад, лінії електропередачі) R_ek за час T.

$$\Delta W = I_r^2 R_{ek} T = \left(\frac{Q_f}{U}\right)^2 R_{ek} T \tag{3.10}$$

Покладемо, що за характеристиками відображення впливу визначеної множини впливів $\alpha_j[\Delta x_1^j,..., \Delta x_l^j,..., \Delta x_{ns}^j]$ визначається відповідна j-а складова додаткових втрат електроенергії, де $j = 1,..., n$; n – кількість факторів декомпозиції Q_Φ, серед яких можуть бути технологічні, електромагнітні та керуючі впливи; x_i – контрольований параметр. Згідно з виділеними характеристиками зміни $\alpha_j[\Delta x_1^j ,..., \Delta x_l^j,..., \Delta x_{ns}^j]$, $j = 1,..., n$, виділимо квадратичні складові діючих значень струму $i_\mathrm{p}(t)$ наступним чином:

$$I_r^2 = \sum_{j=1}^{n} I_{j.\mathrm{r}}^2 \tag{3.11}$$

З урахуванням (3.11) квадрат потужності Фризе $Q_Ф$ розбивається на $n_Ф$ адитивних складових, обумовлених впливом виділених факторів. Наприклад, при $u(t) = U_m \sin\omega t$ потужність $Q_Ф$ розбивається на складові

$$Q_f^2 = \sum_{j=1}^{n} U^2 I_{j.r}^2 = \sum_{j=1}^{n} Q_{fj}^2 \qquad (3.12)$$

де $Q_{f,j}$ – складова додаткових втрат від впливу j-го, $j = 1,..., n$, фактора.

Вираз, аналогічний (3.12), можна отримати при наявності у спектрі напруги $u(t)$ нульової та вищих гармонічних складових, а також розгляду несиметричних трифазних систем напруги електроенергосистеми.

Отже, оцінка додаткових втрат електроенергії найбільш повно здійснюється із застосуванням потужності Фризе $Q_Ф$ та її квадратичних складових, що відображають вплив різних факторів впливу на якість енергетичних процесів для одно- та багатофазних систем, довільного інтервалу часу ($Q_{fτ}$), при несиметрії напруги ($Q_{f,H}$), модуляції сигналів напруги та струму ($Q_{f,M}$).

Для забезпечення оптимального функціонування локальних систем з ДРГ має бути вирішена низка оптимізаційних задач, окремі з яких наведено нижче:

– оптимізація нерівномірності генерації та/або споживання електроенергії $p(t)$ за активною потужністю P: $| p(t) - P | \to P_{MIN}$;

– оптимізація сумарної активної P та реактивної Q потужностей ДРГ, які одночасно приєднані до мережі;

– мінімізація обмінних процесів (обмінної потужності Q_e): $Q_e \to Q_{e,MIN}$;

– мінімізація додаткових втрат електроенергії (потужності Фризе Q_f): $Q_f \to Q_{f,MIN}$;

– мінімізація заданого рівня ЕМС за обмінною потужністю $Q_{e,\infty}$ вищих гармонік: $Q_{e,\infty} \to Q_{fe\,\infty,MIN}$.

Складність розв’язання задач аналізу та оптимізації ДРГ пов’язана з високою розмірністю математичних моделей цих систем, різнорідністю та дискретним характером параметрів, що варіюються, багатоекстремальністю цільових функцій.

При оптимізації процесів локальних систем та її елементів модель Microgrid представимо у вигляді системи {Г} – {Н}, де {Г} – множина генераторів; {Н} – множина навантажень. Втрати у лініях електропередачі не враховуємо. Для генераторів та навантажень в Microgrid виділимо оптимальні та неоптимальні режими, обумовлені додатковими втратами електроенергії, рівнями якості електроенергії та якості енергопостачання.

Розглянемо дві моделі {Г} – {Н1} та {Г} – {Н2} локальної системи, яка містить один генератор Г і по одному навантаженню Н1, Н2. Навантаження нелінійне і представлене перетворювачем.

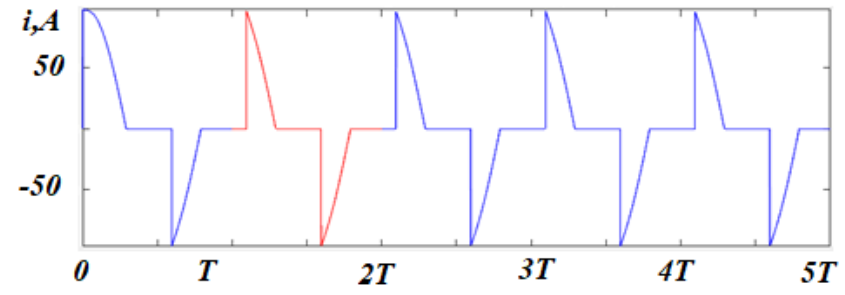
Напруга генератора для двох моделей синусоїдна $u(t) = U_m \sin \omega t$, струм навантаження представлений у вигляді графіку (рис.3.12) амплітуда першої гармоніки для обох навантажень однакові складає 40 А [122].

Розкладемо струм (рис.3.15 а) у ряд Фур'є, він має 1-шу гармоніку струму та непарні вищі гармоніки:

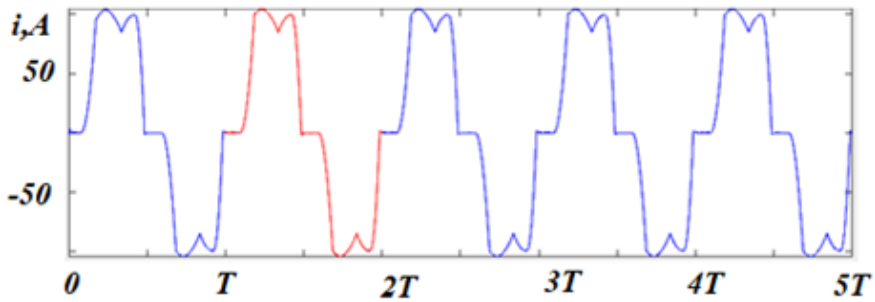
$$i(t) = I_m \sin(\omega t + \psi_1) + \sum_{k=2}^{N} I_{mk} \sin(k\omega t + \psi_k). \qquad (3.13)$$

Коефіцієнт гармонічних складових THD такого струму складає 73%. Виділимо найбільш впливові гармоніки 1,3,5,7,9, 11 та 13 та розрахуємо за виразами (3.3) –(3.6) обмінні потужності (табл. 3.5). Також розраховано реактивну потужність основної гармоніки Q1.

За виразом (3.7) отримано, що $\Delta_{B1} = 0{,}22$, а за виразом (3.8) отриманий коефіцієнт наближення енергетичного процесу до синусоїдального, і складає -1,3.



а)



б)

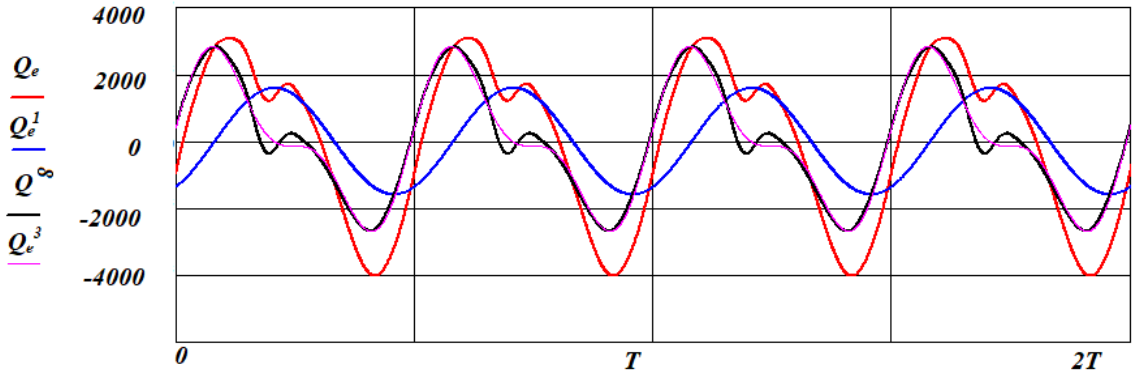
Рис.3.15 Струми навантаження Н1 (а) і Н2 (б)

Графіки обмінних потужностей $Q_e^{(1)}$, $Q_e^{\wedge}$, Q_e на всьому інтервалі представлені на рис.3.16 а, обмінні потужності по кожній гармониці на рис. 3.16 б. Аналіз показує що найбільший вплив на обмінні процеси мають вищі гармоніки, найбільше третя.

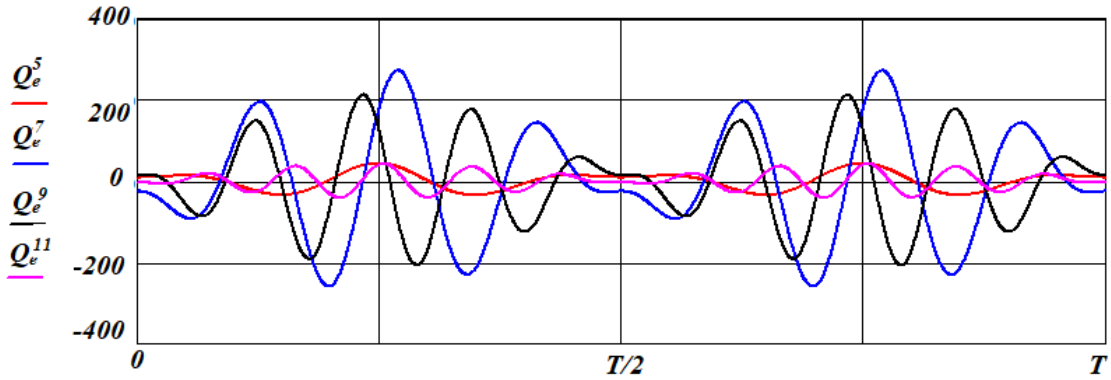
Проведемо аналогічні результати для системи {Г} – {Н2}. Струм представлений на рис. 3.15 б має THD=29 %.

Графіки обмінних потужностей $Q_e^{(1)}$, $Q_e^{(\infty)}$, Q_e на всьому інтервалі (рис.3.17) для графіка струму рис.3.15 б. Розрахункові параметри занесені до табл.3.5.

На відміну від системи {Г} – {Н1}, в цій системі обмінна потужність зумовлена першою гармонікою та п’ятою.



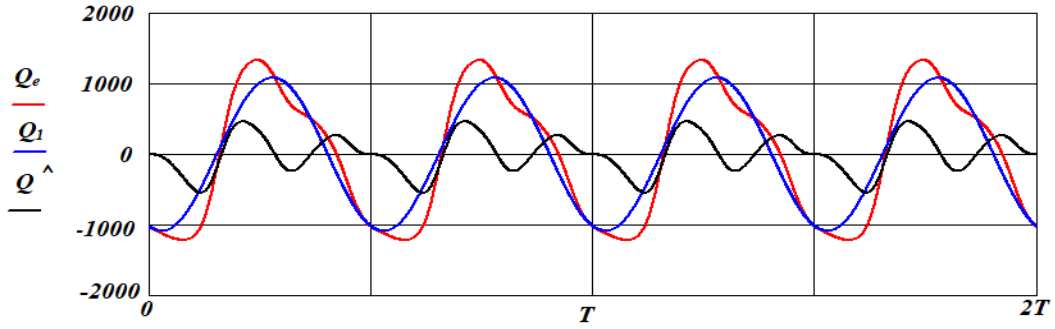
а)



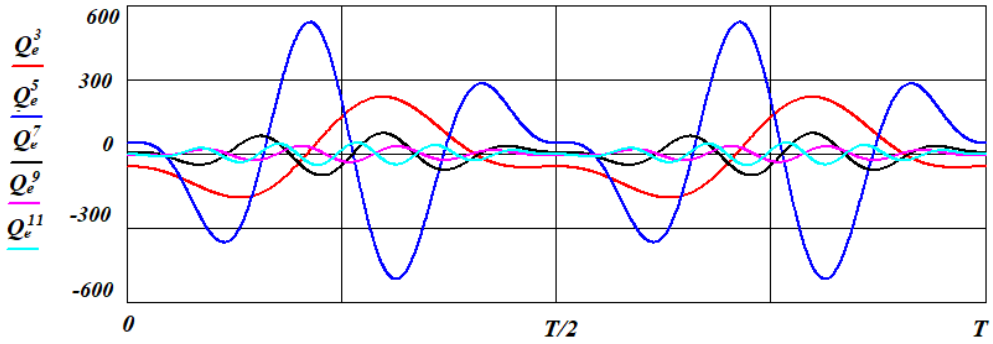
б)

Рис. 3.16. Графіки обмінних процесів в системі {Г} – {Н1}

Аналіз таблиці 3.5 показує, що реактивна потужність другої системи є більшою по відношенню до активної, що вказує на більший кут зсуву між напругою та першою гармонікою. Чим більше струм ближчий до синусоїди тим менші обмінні процеси за вищими гармоніками [129].



а



б)

Рис. 3.17 Графіки обмінних процесів в системі {Г} – {Н2}

Таблиця 3.5 Результати розрахунків

	{Г} – {Н1}	**{Г} – {Н2}**
P1	5321	5834
Q1	3181	-2170
Q_{e1}	1150	733
Q_{e3}	1755	130
Q_{e5}	41.6	535,7
Q_{e7}	380	122,5
Q_{e9}	384	60
Q_{e11}	94	102
Q_{e13}	299	40
Q~	1810	484
Qe	1891	805
Δ_{B1}	0,22	0,126
Δ_{B2}	-1.3	-0.18

Компенсація обмінної потужності зменшить реактивну потужність та вищі гармоніки, що призведе до покращення електромагнітної сумісності, це можливо досягти, включаючи в систему пристрої для компенсації, розглянуті раніше: активні фільтри, пасивні фільтри окремих гармонік або споживачеві замінити обладнання на більш сучасне з використанням активних випрямлячів.

3.5 Надійність компонентів систем силової електроніки у складі локальних джерел

Для обрання оптимальної конфігурації локальної системи, що відповідає вимогам навантаження, оцінка повинна проводитись на основі критеріїв надійності електроживлення та вартості системи життєвого циклу [133].

Від кількості компонентів залежить надійність перетворювачів. У системі, яка складається з n компонентів система не може працювати, якщо один із n компонентів виходить з ладу.

Відповідно до методу підрахунку компонентів для структури з N підсистем, кожна i-та підсистема має інтенсивність відмов λ_i.

Повну ненадійність можна визначити за такою формулою [131-132]:

$$\lambda_{sys} = \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \tag{3.14}$$

MTTF (mean time to failure) середній час напрацювання на відмову – середній час, протягом якого система (перетворювач) успішно функціонує до виходу з ладу, можна розрахувати за виразом:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_{sys}} \tag{3.15}$$

Для оцінки надійності необхідно визначити кількість кожного елемента (транзистор, діод, конденсатор, індуктивність) у схемі та отримати λ кожного елемента з його спеціального військового довідника або технічного паспорту. Інтенсивність відмов, наведена MIL-HDBK-217 F (Військовий посібник з прогнозування надійності електронного обладнання), використовується для розрахунку надійності [133].

Параметри для розрахунків: $\lambda_{IGBT} = 0,06$, $\lambda_{diode} = 0,22$, $\lambda_{capasitor} = 0,0004$ $\lambda_{inductance} = 0,00003\ (Failures / 10^6\ Hours)$ [120].

$$\lambda_{sys} = \sum_{i=1}^{n} \lambda_{IGBT} + \sum_{j=1}^{m} \lambda_{diode} + \sum_{k=1}^{h} \lambda_{capacitor} + \sum_{k=1}^{l} \lambda_{inducance} \tag{3.16}$$

де λ_{IGBT} – інтенсивність відмов транзистора,

λ_{diode} – частота відмов діодів,

$\lambda_{capacitor}$ – частота відмов конденсатора,

$\lambda_{inducance}$ – частота відмов індуктивності,

n, m, h, l – кількість елементів в кожній підсистемі.

Простота цього методу є його основною перевагою. Він забезпечує адекватну оцінку надійності невеликих систем. Також він ефективний на початковому етапі проектування. Недоліком цього методу є те, що при розгляді передбачається, що будь-яка несправність призводить до виходу з ладу всієї системи. Хоча в деяких випадках ці несправності можна легко замінити з мінімальними витратами [134-146].

Розраховано MTTF для запропонованих перетворювачів (табл. 3.1). Аналіз показує, що перетворювач 3 має найвищу надійність.

Досліджено також гармонічний склад струмів. Значення THD були в межах нормального діапазону для всіх досліджуваних схем (таблиця 3.7) представлених у табл.3.1 .

Таблиця 3.7 Результати досліджень

№ перетворювача	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
THD, %	3,7	2,8	1,38	2,05	2,38	1,54
λ, F/10^{6}h	1,68049	1,68089	1,12	4,14	3	4,68
MPPT,10^{6}h	0,595	0,594	0,89	0,241	0,333	0,21

Слід зазначити, що крім поломок елементів схеми на надійність впливають зовнішні фактори (теплова циркуляція через перевищення номінальної потужності) і погодні умови: вологість, температура навколишнього середовища.

На відміну від термічної циркуляції, яка призводить до зниження номінальних характеристик силових пристроїв і виникнення одиничних відмов, вологість викликає корозію через дифузію через ущільнення та міграцію іонів.

Проведене дослідження показує, що загальна надійність і термін служби, а також вартість системи з перетворювачами електроенергії та відновлюваними джерелами енергії залежать від багатьох факторів, а саме: схемотехніки перетворювача, повної компенсації реактивної потужності з можливістю регулювання реактивної потужності. потужність, компенсація вищих гармонік, наявність аварійних і резервних ланцюгів.

3.6 Висновки до розділу 3

Використання силової електроніки є високоефективним рішенням для перетворення енергії відновлюваних джерел при передачі її в мережу, споживачу або в елементи зберігання з подальшою передачею її споживачеві.

До основних показників якості електроенергії відносять коефіцієнт гармонійних складових THD, коефіцієнт потужності (cosϕ). Коефіцієнт потужності повинен бути близьким до 1, що досягається шляхом зменшення до нуля реактивної потужності.

Найкращим варіантом управління якістю покращення електромагнітної сумісності використання перетворювачів з активним формуванням струмів мережі та корекцією коефіцієнта потужності.

Перетворювач для відновлювальних джерел складаються із двох перетворювачів зі ланкою постійного струму. Така схемотехніка дозволяє здійснювати роздільне та незалежне управління процесами генерації струму (напруги) відновлюваного джерела та якістю.

Представлені варіанти побудови випрямлячів та інверторів на повністю керованих напівпровідникових ключах з активним формування кривої струму.

Проведено цифрове моделювання систем силової електроніки у складі сонячних та вітрогенераторних установках з використанням розроблених перетворювачів з активним формування струму з релейним керуванням забезпечує електромагнітну сумісність. Проведені дослідження підтверджують працездатність систем силової електроніки всіх режимах роботи вихідний струм є синусоїдальним при cosϕ=1. THD становить менше 5% у всьому діапазоні досліджень, що задовольняє вимогам стандарту на якість електротермії.

Розглянуто аналіз енергетичних процесів в транзактивних системах при визначенні обмінних потужностей. Поєднання алгоритмів оптимального розподілення потужностей и аналіз обмінних потужностей дозволяє оптимізувати систему, отримати меншу ціну за 1 кВт при високій якості електроенергії.

Компенсація обмінної потужності зменшить реактивну потужність та вищі гармоніки, що призведе до покращення електромагнітної сумісності, це можливо досягти, включаючи в систему пристрої для компенсації, розглянуті раніше: активні фільтри, пасивні фільтри окремих гармонік або споживачеві замінити обладнання на більш сучасне з використанням активних випрямлячів

Використання систем силової електроніки – силових перетворювачів впливає на надійність всієї системи.

Проведено дослідження надійності систем. Загальна надійність і термін служби, а також вартість системи з перетворювачами електроенергії та відновлюваними джерелами енергії залежать від багатьох факторів, а саме: схемотехніки

перетворювача, повної компенсації реактивної потужності з можливістю регулювання реактивної потужності. потужність, компенсація вищих гармонік, наявність аварійних і резервних ланцюгів.

ВИСНОВКИ

Реструктуризація в електроенергетиці із збільшеним використанням відновлюваних джерел енергії та технологій розподіленого управління енергією відкриває потенціал для значного підвищення ефективності енергетичних систем за допомогою транзактивної енергетики.

На сьогодні розширюється поняття «транзактивної енергії», як комплексного механізму взаємодії технічних та економічних складових локальних систем електроживлення.

Трансактивна енергетика як новий підхід і стійка технологія можуть надати Microgrid виключну можливість обмінюватися енергією для отримання більшої вигоди.

Запропоновано розглядати функціонування гібридних локальних систем в рамках транзактивного контролю при якому рішення на технічному рівні приймаються через економічні операції між компонентами системи для підвищення енергоефективності та економічного ефекту локальних систем.

Розроблено комплексний алгоритм оптимізації функціонування локальної електроенергетичної системи (Microgrid) на основі методології формування транзактивних енергетичних систем з різним складом джерел для підвищення ефективності використання первинного палива та оптимізації відбору потужностей кожного генератора за економічними показниками з використанням динамічної тарифікації, що дозволило отримати зменшення витрат на генерацію і дозволить споживачам керувати рафіками навантаження для отримання економічної вигоди.

Оптимізація витрат гібридної системи направлена на функціонування гібридних локальних систем в усталених та перехідних режимах в рамках транзактивного контролю при якому рішення на технічному рівні приймаються через економічні операції між компонентами системи. Оптимізація гібридної системи на основі відновлювальних джерел та гарантованого джерела живлення проведена на основі розробленого алгоритму з використанням методів нелінійного програмування. При використанні цього алгоритму оптимізації витрати електроенергії до 15% в порівнянні з витратами при рівномірному потужності розподіленні по генераторам.

Аналіз перехідних процесів показує, що система є стійкою, при тривалих перехідних процесів збільшуються витрати до 2% відносно змінення навантаження стрибком.

Розроблений комплексний алгоритм дозволяє:

- керувати в реальному часі генераторами безперервно або дискретно, через деякі проміжки часу;

- оптимізувати склад локальної системи на етапі проектування за рахунок комбінування різних типів генераторів на різну потужність для відомих графіків електричних навантажень;
- знизити собівартість електроенергії вже існуючих систем при керуванні з оптимальним перерозподілом потужності по генераторам;
- аналізувати вплив споживачем добових графіків потужностей споживаної електроенергії на зміну вартісних показників системи, що при динамічному ціноутворенні дозволить споживачу економити, за рахунок перерозподілу своєї потужності протягом дня;
- провести попередній розрахунок витрат для різних дизель-генераторів в системі для заданих графіків потужностей навантажень, і якщо це потрібно заміна існуючих генераторів в системі на генератори з меншими витратами первинного палива або заміна комплектуючих.
- досліджувати вплив перехідних процесів при перемиканні навантаження споживачів на генератори для подальшої оптимізації, вибору систему керування, джерел живлення та їх складу в гібридних електроенергосистемах;
- як основа для динамічної тарифікації в Smart-лічильниках.
- надання економічної оцінки технічної системи з врахуванням екологічних і соціальних обмежень; здійснення проектної оцінки (проектний аналіз).

Економічний ефект впровадження оптимізації досягається зниженням поточних витрат палива дизель-генераторів, як гарантованих джерел живлення, та витрат на його доставку.

З технологічної точки зору відбувається скорочення витрат на використання та доставку первинного палива та втрат при виробленні, передачі та перерозподілу енергії.

З екологічного погляду застосування оптимізованих алгоритмів та використання джерел відновлювальної енергії веде до зниження викидів CO_2 і веде до декарбонізації морського сектора

Запропоновано забезпечення вимог щодо якості енергопостачання та електромагнітної сумісності в рамках транзактивного контролю, шляхом використання розроблених систем силової електроніки як інтерфейсу сонячних та вітро-генераторів. Використання розроблених систем силової електроніки для забезпечення вимог щодо якості енергопостачання та електромагнітної сумісності джерел живлення, які входять до складу локальних систем.

Розглянуто аналіз енергетичних процесів в транзактивних системах при визначенні обмінних потужностей. Поєднання алгоритмів оптимального розподілення

потужностей и аналіз обмінних потужностей дозволяє оптимізувати систему, отримати меншу ціну за 1 кВт при високій якості електроенергії.

Результати виконаного аналізу складу локальних систем, витрат в локальних системах призначені до використання при проектуванні гібридних систем для підвищення енергоефективності та економічного ефекту.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Renewable energy sources / For general. ed. S.O. Cudria. – Kyiv: Institute of Renewable Energy of NASU, 2020. – 392 p. (Ukr).
2. Zhang, Zhaoyun & Wenjun, Zhao & Mei, Yang & Li, Kang & Zhang, Zhi & Yang, Zhao & Guozhong, Liu & Na, Yao. (2019). Application of micro-grid control system in smart park. The Journal of Engineering. 2019. 10.1049/joe.2018.8771.;
3. Milind J. Pati, Shalaka N. Chaphekar. Control of Microgrid: Literature Review // International Journal of Engineering Innovation & Research Volume 7, Issue 2. – P.145–151.
4. Adam Hirscha, Yael Paraga, Josep Guerrerob. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues // Renewable and Sustainable Energy. Reviews. Volume 90, July 2018, Pages 402-411.
5. С.П. Денисюк, Г.С. Бєлоха, І.С. Чернещук, В.В. Лисий. Світові тенденції впровадження відновлювальних джерел енергії та особливості їх реалізації при відновленні економіки України. Енергетика: економіка, технології, екологія. №4, 2022
6. DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources
7. DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity
8. Малі учасники ВДЕ-ринку в Україні https://ua.boell.org/uk/2020/08/26/mali-uchasniki-vde-rinku-v-ukraini
9. Стимулювання розподіленої генерації в 4му Енергетичному Пакеті ЄС https://ua.boell.org/uk/2020/10/12/stimulyuvannya-rozpodilenoi-generacii-u-4-mu-energetichnomu-paketi-es
10. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність” https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text
11. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny
12. Singh, Ranjay and Ramesh C. Bansal. “Review of HRESs based on storage options, system architecture and optimisation criteria and methodologies.” Iet Renewable Power Generation 12 (2018): 747-760.
13. Ammari, Chouaib & Belatrache, Djamel & Touhami, Batoul & Makhloufi, Salim. (2021). Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy

system—A review. Energy and Built Environment. 3. 399-411. 10.1016/j.enbenv.2021.04.002.

14. Nejad, H.C., et al., 2019. Reliability based optimal allocation of distributed generations in transmission systems under demand response program. Electr. Power Syst. Res. 176, 105952.

15. P. Roy, J. He, T. Zhao and Y. V. Singh, "Recent Advances of Wind-Solar Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation: A Review," in IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society, vol. 3, pp. 81-104, 2022, doi: 10.1109/OJIES.2022.3144093.

16. Іванов, Г., Блінов, І., Парус, Є. і Мірошник, В. Складові моделі для аналізу впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні. Технічна електродинаміка. 2020. №4. С.72-75. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072.

17. . Rehman, Shafiqur. Hybrid Power Systems – Sizes, Efficiencies, and Economics. Energy Exploration & Exploitation, Jan. 2021. Vol. 39. № 1. Pp. 3–43. DOI: https://doi.org/10.1177/0144598720965022

18. Adam Hirsch, Yael Parag, Josep Guerrero, Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 90, 2018, Pages 402-411, ISSN 1364-0321,https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040.

19. G. Graditi, S. Favuzza, and E. R. Sanseverino, “Technical, environmental and economical aspects of hybrid system including renewables and fuel cells,” in Proc. Int. Symp. Power Electron., Elect. Drives, Automat. Motion, 2006, pp. 531–536.

20. "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," in IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) , vol., no., pp.1-138, 6 April 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.

21. Ткаченко В. Дизель-генератори між ковідом та війною. Журнал Системи електроживлення http://sib.com.ua/sib-1-2-122-2022/dgu.html

22. Ткаченко В. Дизелі «корони» не бояться. Журнал Системи електроживлення http://sib.com.ua/sib-01-116-2021/dizel.html

23. Ткаченко В. Стабільність. Український ринок дизель генераторів у 2018 році. Журнал Системи електроживлення http://sib.com.ua/sib-01-104-2019/dgu-2018.html

24. Generator Fuel Calculator https://www.ablesales.com.au/generator-fuel-calculator.html

25. Y. Oğuz, İ. Güney and H. Çalık, "Power quality control and design of power converter for variable-speed wind energy conversion system with permanent-magnet synchronou s generator", The Scientific World Journal, 2013.

26. Kotb B. Tawfiq, Arafa S. Mansour, Haitham S. Ramadan, Mohamed Becherif, E.E. El-kholy, Wind Energy Conversion System Topologies and Converters: Comparative Review, Energy Procedia, Volume 162, 2019, pp 38-47.

27. Бєлоха, Г. С. "Перетворювач частоти в системі генерування енергії вітроенергетичних установок." Вісник східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля, №. 7 (263) (December 10, 2020): 35–39. http://dx.doi.org/10.33216/1998-7927-2020-263-7-35-39.

28. AlKandari, M. and Ahmad, I. (2020), "Solar power generation forecasting using ensemble approach based on deep learning and statistical methods", Applied Computing and Informatics, Vol. ahead-of-print No. ahead-of-print. https://doi.org/10.1016/j.aci.2019.11.002

29. Khorasany, Mohsen, Donald Azuatalam, Robert Glasgow, Ariel Liebman, and Reza Razzaghi. 2020. "Transactive Energy Market for Energy Management in Microgrids: The Monash Microgrid Case Study" Energies 13, no. 8: 2010. https://doi.org/10.3390/en13082010

30. Widergren, S.E.; Hammerstrom, D.J.; Huang, Q.; Kalsi, K.; Lian, J.; Makhmalbaf, A.; McDermott, T.E.; Sivaraman, D.; Tang, Y.; Veeramany, A.; et al. *Transactive Systems Simulation and Valuation Platform Trial Analysis*; Technical Report; Pacific Northwest National Lab. (PNNL): Richland, WA, USA, 2017.

31. Melton, R. *Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project Technology Performance Report Volume 1: Technology Performance*; Technical Report; Pacific Northwest National Lab. (PNNL): Richland, WA, USA, 2015.

32. Holmberg, D.G.; Hardin, D.; Melton, R.; Cunningham, R.; Widergren, S. *Transactive Energy Application Landscape Scenarios*; Technical Report; NIST: Gaithersburg, MD, USA, 2016.

33. Orsini, L.; Kemenade, C.; Webb, M.; Heitmann, P. Transactive Energy A New Approach for Future Power Systems. LO3 Energy. 2019. Available online: **https://exergy.energy/wp-content/uploads/2019/03/TransactiveEnergy-PolicyPaper-v2-2.pdf** (accessed on 27 March 2020).

34. Huang, Qi & Amin, Waqas & Umer, Khalid & Afzal, Muhammad. (2021). A review of transactive energy systems: Concept and implementation. Energy Reports. 7. 10.1016/j.egyr.2021.05.037.

35. Honarmand, Mohammad & Hosseinnezhad, Vahid & Hayes, Barry & Siano, Pierluigi. (2021). Local Energy Trading in Future Distribution Systems. Energies. https://doi.org/14.3110.10.3390/en14113110

36. Zahraoui, Y.; Alhamrouni, I.; Mekhilef, S.; Basir Khan, M.R.; Seyedmahmoudian, M.; Stojcevski, A.; Horan, B. (2021) Energy Management System in Microgrids: A Comprehensive Review. Sustainability, 13, 10492. https://doi.org/10.3390/su131910492

37. Khorasany, Mohsen & Azuatalam, Donald & Glasgow, Robert & Liebman, Ariel & Razzaghi, Reza. (2020). Transactive Energy Market for Energy Management in Microgrids: The Monash Microgrid Case Study. Energies. 13. 2010. https://doi.org/10.3390/en13082010.

38. Annaswamy, Anuradha M., Malekpour, Ahmad R., Baros, Stefanos (2016). Emerging research topics in control for smart infrastructures. Annual Reviews in Control, https://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2016.10.001

39. Daneshvar, Mohammadreza; Mohammadi-ivatloo, Behnam; Asadi, Somayeh; Anvari-Moghaddam, Amjad; Rasouli, Mohammad; Abapour, Mehdi; Gharehpetian, Gevork B. (2020). The chance-constrained models for transactive energy management of interconnected microgrids clusters. Journal of Cleaner Production, 122-177–. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122177.

40. Amin, U.; Hossain, M.J.; Lu, J.; Fernandez, E. Performance analysis of an experimental smart building: Expectations and outcomes. Energy 2017, 135, 740–753.

41. Liu, Z.; Wu, Q.; Shahidehpour, M.; Li, C.; Haung, S.; Wei, W. (2019) Transactive real-time electric vehicle charging management for commercial buildings with PV on-site generation. IEEE Trans. Smart Grid, 10, 4939–4950.

42. Divshali, P.H.; Choi, B.J.; Liang, H. Multi-agent transactive energy management system considering high levels of renewable energy source and electric vehicles. IET Gener. Transm. Distrib. 2017, 11, 3713–3721.

43. Optimal Demand Response Strategy in Electricity Markets through Bilevel Stochastic Short-Term Scheduling. A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets, vol. 153. Boston, MA: Springer US, 2010.

44. A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets, vol. 153. Boston, MA: Springer US, 2010.

45. Reinier A.C. van der Veen, Rudi A. Hakvoort, The electricity balancing market: Exploring the design challenge, Utilities Policy, Volume 43, Part B, 2016, Pages 186-194, ISSN 0957-1787, https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.10.008. 2

46. J. Hu, G. Yang, C. Ziras and K. Kok, "Aggregator Operation in the Balancing Market Through Network-Constrained Transactive Energy," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 5, pp. 4071-4080, Sept. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2874255.

47. Qi Huang, Waqas Amin, Khalid Umer, Hoay Beng Gooi, Foo Yi Shyh Eddy, Muhammad Afzal, Mahnoor Shahzadi, Abdullah Aman Khan, Syed Adrees Ahmad, A review of transactive energy systems: Concept and implementation,Energy Reports, Volume 7, 2021,P. 7804-7824, ISSN 2352-4847, https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.05.037.

48. Gupta, N.; Prusty, B.R.;Alrumayh, O.; Almutairi, A.; Alharbi, T. The Role of Transactive Energy in the Future Energy Industry: A Critical Review. Energies 2022, 15, 8047. https://doi.org/10.3390/en15218047

49. Siano, P.; De Marco, G.; Rolán, A.; Loia, V. A survey and evaluation of the potentials of distributed ledger technology for peer-to-peer transactive energy exchanges in local energy markets. IEEE Syst. J. 2019, 13, 3454–3466.

50. Zia, M.F.; Elbouchikhi, E.; Benbouzid, M.; Guerrero, J.M. Microgrid transactive energy systems: a perspective on design, technologies, and energy markets. In Proceedings of the IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial ElectronicsSociety, Lisbon, Portugal, 14–17 October 2019; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2019; Volume 1, pp. 5795–5800

51. Zia, Muhammad Fahad & Benbouzid, Mohamed & Elbouchikhi, Elhoussin & Muyeen, S M & Techato, Kuaanan & Guerrero, Josep. (2020). Microgrid Transactive Energy: Review, Architectures, Distributed Ledger Technologies, and Market Analysis. IEEE Access. 8. 19410–19432. 10.1109/ACCESS.2020.2968402

52. Tsaousoglou, Georgios & Giraldo, Juan & Paterakis, Nikolaos. (2022). Market Mechanisms for Local Electricity Markets: A review of models, solution concepts and algorithmic techniques. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 156. 111890. 10.1016/j.rser.2021.111890.

53. Lezama, Fernando; Soares, Joao; Hernandez-Leal, Pablo; Kaisers, Michael; Pinto, Tiago; Almeida do Vale, Zita Maria (2018). Local Energy Markets: Paving the Path Towards Fully Transactive Energy Systems. IEEE Transactions on Power Systems, (), 1–1. doi:10.1109/tpwrs.2018.2833959

54. Dutta, G., Mitra, K. A literature review on dynamic pricing of electricity. J Oper Res Soc 68, 1131–1145 (2017). https://doi.org/10.1057/s41274-016-0149-4

55. Бєлоха Г.С. Денисюк С.П. Лисий В.В. Чернещук І. С. Динамічна тарифікація в локальних системах енергозабезпечення. Modern scientific research: achievements, innovations and development prospects. Proceedings of the 16th International scientific and practical conference. MDPC Publishing. Berlin, Germany. 2022. Pp. 21-27.

56. C. Ribeiro et al., "Dynamic electricity tariff definition based on market price, consumption and renewable generation patterns," 2018 Clemson University Power Systems Conference (PSC), 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/PSC.2018.8664006.

57. O.V. Kyrylenko, V.Ya. Zhuikov, S.P. Denysiuk. (2022) Use of dynamic tarification for optimization Microgrid technical and economic indicators in local electricity markets. Tekhnichna Elektrodynamika 2022:3, pages 37-48.

58. Rangnekar, Saroj & Khare, Anula & Mittal, Arvind & suhane, payal. (2016). Sizing and Performance Analysis of Standalone Wind-PV based Hybrid Energy System using Ant Colony Optimization. IET Renewable Power Generation. 10. 10.1049/iet-rpg.2015.0394.

59. Chaturvedi, Nitin. (2021). Cost-optimal Pinch Analysis for sizing of hybrid power systems. Cleaner Engineering and Technology. 3. 100094. 10.1016/j.clet.2021.100094.

60. Бєлоха Г.С. Денисюк С.П. Тараба М.О. Аналіз складових витрат для оптимізації економічних показників microgrid. Eurasian scientific discussions. Proceedings of the 5th International scientific and practical conference. Barca Academy Publishing. Barcelona, Spain. 2022. Pp.315 -321.

61. Jing, Rui, Hua, Weiqi, Lin, Jian, Lin, Jianyi, Zhao, Yingru, Zhou, Yue and Wu, Jianzhong 2022. Cost-efficient decarbonization of local energy systems by whole-system based design optimization. Applied Energy 326 , 119921. 10.1016/j.apenergy.2022.119921

62. С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев`янко, Г.С. Бєлоха, С.В. Зайченко. Цінові моделі агрегування для Microgrid систем з розосередженими джерелами енергії. Енергетика: економіка, технології, екологія. №3, 2022

63. Singh, R. and Bansal, R.C. (2018), Review of HRESs based on storage options, system architecture and optimisation criteria and methodologies. IET Renewable Power Generation, 12: 747-760. https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0603

64. . Abu Shufian, Nur Mohammad (2022). Modeling and analysis of cost-effective energy management for integrated microgrids, Cleaner Engineering and Technology, 8, 100508 https://doi.org/10.1016/j.clet.2022.100508.

65. Yang, Y, Kim, KA, Blaabjerg, F & A.Sangwongwanich, (2018) Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems. 1 edn, Woodhead Publishing, Duxford. https://doi.org/10.1016/C2016-0-05033-7

66. Suresh, Vendoti; M., Muralidhar; Kiranmayi, R. (2020). Modelling and optimization of an off-grid hybrid renewable energy system for electrification in a rural areas. Energy Reports, 6, 594–604. https://doi.odg/10.1016/j.egyr.2020.01.013

67. Chen, Jun; Garcia, Humberto E. (2016). Economic optimization of operations for hybrid energy systems under variable markets. Applied Energy, 177, 11–24. https://doi.odg/10.1016/j.apenergy.2016.05.056

68. S. Rehman, N. Natrajan, M. Mohandes, L. M. Alhems, Y. Himri and A. Allouhi (2020), "Feasibility Study of Hybrid Power Systems for Remote Dwellings in Tamil Nadu, India," in IEEE Access, 8, 143881-143890, https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3014164.

69. Arrar, S. and Xioaning, L. (2022). Energy Management in Hybrid Microgrid using Artificial Neural Network, PID, and Fuzzy Logic Controllers . European Journal of Electrical Engineering and Computer Science, 6 (2), 38–47. https://doi.org/10.24018/ejece.2022.6.2.414

70. Денисюк, С., Дерев`янко, Д. і Бєлоха, Г. «Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації» Технічна електродинаміка 2022, №4, с. 48-53 . DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048. ISSN 1607-7970

71. С.П. Денисюк; М.О. Коломійчук Оцінка фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2022. – №3.– С.18-38.

72. Jabari, F, Arasteh, H, Sheikhi-Fini, A, Mohammadi-Ivatloo, B. Optimization of a tidal-battery-diesel driven energy-efficient standalone microgrid considering the load-curve flattening program. Int Trans Electr Energ Syst. 2021; 31(9):e12993. https://doi.org/10.1002/2050-7038.12993

73. S. Rehman, N. Natrajan, M. Mohandes, L. M. Alhems, Y. Himri and A. Allouhi, "Feasibility Study of Hybrid Power Systems for Remote Dwellings in Tamil Nadu, India," in IEEE Access, vol. 8, pp. 143881-143890, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3014164.

74. Бєлоха Г.С. Денисюк С.П. Лисий В.В. Комплексний алгоритм оптимального функціонування локальної електроенергетичної системи (Microgrid) на основі методології формування транзактивних енергетичних систем . Авторське право на твір №114472 від 25.08.2022 с. 13

75. Бєлоха Г.С. Денисюк С.П. Алгоритм оптимізації поточних витрат первинного палива дизель-генераторів в системах Microgrid. Авторське право на твір № 114040 від 09.08.2022, с. 12.

76. Денисюк С.П. Аналіз та оптимізація енергопроцесів в розосереджених електроенергетичних системах // Технічна електродинаміка. – 2016. – № 4. – С. 62–64.. 4 DOI: https://doi.org/10.15407/techned2016.04.062

77. Денисюк, С., Бєлоха, Г. і Дерев'янко, Д. 2023. Оптимізація витрат первинного палива на локальних ринках електроенергії в системах з дизель-генераторами / Технічна електродинаміка. 1 (Січ 2023), 056. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2023.01.056 .

78. S. Denysiuk, H. Bielokha and M. Kolomiuchyk, "Optimization of Consumption of Primary Fuel in Local Electricity Systems Using Diesel Generators," *2022 IEEE 8th*

International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 112-115, doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969271.

79. IRENA (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020

80. Arrar, S. and Xioaning, L. 2022. Energy Management in Hybrid Microgrid using Artificial Neural Network, PID, and Fuzzy Logic Controllers . European Journal of Electrical Engineering and Computer Science. 6, 2 (Apr. 2022), 38–47. DOI: https://doi.org/10.24018/ejece.2022.6.2.414.

81. A. Ristow, M. Begovic, A. Pregelj, and A. Rohatgi, "Development of a methodology for improving photovoltaic inverter reliability," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 55, no. 7, pp. 2581–2592, Jul. 2008.

82. "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," in IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992) , vol., no., pp.1-29, 11 June 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6826459.

83. Держстандарт України, «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності,» ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT), чинний з 1.10.2014. Київ, Україна: Держстандарт України, 2014. 27 с.

84. "Characteristics of the utility interface for photovoltaic (PV) systems," International Electrotechnical Commission (IEC), 61727, 2004.

85. Said-Romdhane MB, Naouar MW, Belkhodja IS, Monmasson E. An Improved LCL Filter Design in Order to Ensure Stability without Damping and Despite Large Grid Impedance Variations. Energies. 2017; 10(3):336. https://doi.org/10.3390/en10030336

86. Pan, D.; Ruan, X.; Bao, C.; Li, W.; Wang, X. Optimized controller design for LCL-type grid-connected inverter to achieve high robustness against grid-impedance variation. IEEE Trans. Ind. Electron. 2014, 62, 1537–1547.

87. Kalarathi, M. & N., Rathina. (2020). Multilevel Parallel Active Power Filter Based on ANFIS Controller for Harmonic Alleviation. Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering. 45. 10.1007/s40998-020-00384-8.

88. Бєлоха, Г. Шевченко І.С. Способи регулювання струму мережі в системах керування електроприводом з активним фільтром, Вісник східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля, вип. 4(268), 2021 С. 21-25.

89. N. D. Tuyen and G. Fujita, "PV-Active Power Filter Combination Supplies Power to Nonlinear Load and Compensates Utility Current," in IEEE Power and Energy Technology Systems Journal, vol. 2, no. 1, pp. 32-42, March 2015, doi: 10.1109/JPETS.2015.2404355

90. Kolar, Johann Walter and Thomas Friedli. “The Essence of Three-Phase PFC Rectifier Systems—Part I.” IEEE Transactions on Power Electronics 28 (2013): 176-198

91. H. Bielokha and Y. Samcheleev, "Electromagnetic compliant of voltage source with relay control," 2017 International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES), 2017, pp. 32-35, doi: 10.1109/MEES.2017.8248921

92. H. Bielokha and I. Shevchenko, "Active Rectifiers in the Electrical System of Aircraft," 2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES), 2021, pp. 1-4, doi: 10.1109/MEES52427.2021.9598724.

93. M. Ikonen, O. Laakkonen and M. Kettunen, “Two-level and three-level converter comparison in wind power application,” Nordic Ph.D course on Wind Power, Norwegian University of Science and Technology, June 2005

94. Malesani L. PWM current control techiques of voltage source converters / L. Malesani // Proceedings of the IECON '93., International Conference, Italy.1993. – vol.2. – P. 670 – 675.

95. . Ledwich G. Three Phase Hysteresis Controls- Simple Optionsfor Improvement / Ledwich, G., Zare F., // Power Engineering Conference AUPEC 2007, Australasian, 2007.

96. Kazmierkowski M. Current Control Techniques for Three-Phase Voltage-Source PWM Converters: A Survey / M. P. Kazmierkowski, L. Malesani // IEEE Transactions on Industrial Electronics, –1998. – vol.45.

97. Бєлоха, Г. «Електромагнітно сумісні джерела струму з релейним керування». Енергетика: економіка, технології, екологія, вип 2, 2022, с. 119-127

98. B. K. Bose, "Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy Systems," in Proceedings of the IEEE, vol. 105, no. 11, pp. 2011-2018, Nov. 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2745621.

99. Ebrahimi, Shayan & Moghassemi, Ali & Olamaei, Javad. (2020). PV Inverters and Modulation Strategies: A Review and A Proposed Control Strategy for Frequency and Voltage Regulation. 4. 1-21.

100. С. П. Денисюк, Д. Г . Дерев’янко, і Г. С. Бєлоха, «Підвищення якості електропостачання у Energy smart community з джерелами розосередженої генерації», Вісник ВПІ, вип. 5, с. 64–70, 2021. DOI: 10.31649/1997-9266-2021-158-5-64-70.

101. S. Denysiuk, H. Bielokha, D. Derevianko and B. Vadym, "Design and modeling PV converter with hysteresis control," 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 165-168, doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969345.

102. Fischer, Katharina & Pelka, Karoline & Puls, Sebastian & Poech, Max-Hermann & Mertens, Axel & Bartschat, Arne & Tegtmeier, Bernd & Broer, Christian & Wenske, Jan.

(2019). Exploring the Causes of Power-Converter Failure in Wind Turbines based on Comprehensive Field-Data and Damage Analysis. Energies. 12. 593. 10.3390/en12040593.

103. Rudniev Y. Gritsyuk V. Shevchenko I. Brozhko R. and Bielokha H. Practical Implementation of Algorithms in a Sliding Mode System of Vector Control Synchronous Motors. IEEE XVIIth International Conference on the Perspective Technologies and Methods in MEMS Design (MEMSTECH), 2021, pp. 143-148. https://doi.org/10.1109/MEMSTECH53091.2021.9467925 , ISSN 2573-537

104. Бєлоха, Г. Шевченко І., Морозов Д. ‘Пряме’ векторне управління асинхронною машиною подвійного живлення». Вісник східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля, вип. 8(264), Січень 2021, С. 62-65.

105. F. Blaabjerg, Y. Yang, K. Ma and X. Wang, "Power electronics - the key technology for renewable energy system integration," 2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Palermo, Italy, 2015, pp. 1618-1626, doi: 10.1109/ICRERA.2015.7418680.

106. Mwaniki, Julius & Lin, Hui & Dai, Zhiyong. (2017). A Concise Presentation of Doubly Fed Induction Generator Wind Energy Conversion Systems Challenges and Solutions. Journal of Engineering. 2017. 1-13. 10.1155/2017/4015102.

107. Poopak Rozhanfekr: Energy-efficient Generating System for HVDC Off-shore Thesis / Poopak Rozhanfekr: Sweden 2013

108. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Шевченко І.С. Універсальне електромагнітносумісне джерело живлення. Пат. 62389, МПК H02M 7/04. №U2011010605; заявл. 11.02.2011; опубл. 25.08.2011, Бюл. № 16, 2011

109. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Шевченко І.С Однофазне джерело струму. Пат. 63521, МПК H02M 7/12. №U201103401; заявл. 22.03.2011; опубл. 10.10.2011, Бюл. № 19, 2011

110. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Шевченко І.С. Регульоване джерело живлення. Пат. 63609, МПК H02M 7/12. №U201103998; заявл. 04.04.2011; опубл. 10.10.2011, Бюл. № 19, 2011

111. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Шевченко И.С Перетворювач частоти струму. Пат. 66076, МПК H02M 5/02. №U201106068; заявл. 16.05.2011; опубл. 26.12.2011, Бюл. № 24, 2011.

112. Бєлоха Г.С. Самчелєєв Ю.П. Шевченко І.С. Дрючин В.Г. Регульоване джерело живлення. Пат. 81648 МПК H02M 7/12 (2006.01), u201214847, заяв. 24.12.2012 опубл 10.07.2013, Бюл. № 13

113. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Шевченко І.С. Регульоване джерело живлення Пат. 87224, МПК H02M 7/00. №U201310643; заявл. 03.09.2013; опубл. 27.01.2014, Бюл. № 24

114. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Шевченко І.С. Перетворювач частоти струму. Пат. 94242, МПК H02M 5/02 №U201403841; заявл. 14.04.2014; опубл. 10.11.2014, Бюл. № 21.

115. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Шевченко І.С. Пристрій для зарядки накопичувального конденсатора Пат. 60546, МПК H03K 3/53. №U201013584; заявл. 15.11.2010; опубл. 25.06.2011, Бюл. № 12, 2011

116. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Шевченко І.С. Реверсивний електропривод постійного струму . Пат. 78539, МПК H02P 5/00. №U201210712; заявл. 12.09.2012; опубл. 25.03.2013, Бюл. № 6.

117. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Шевченко І.С. Пристрій для зарядки накопичувального конденсатора. Пат. 80797 МПК H03K 3/53 (2006.01) u201214847 заяв. 24.12.2012 опубл 10.06.2013, бюл. № 11

118. Бєлоха Г.С. Дрючин В.Г. Самчелєєв Ю.П. Волков І.В. Джерело струму з дискретним споживанням електроенергії . Пат. 90925, МПК H02M 7/12. №u201400969; заявл. 03.02.2014; опубл. 10.06.2014,Бюл. № 11.

119. Design for Reliability of Multifunctional PV Inverters used in Industrial Power Factor Regulation/ Lucas Soares Gusman. - Belo Horizonte, MG, 2020-83 p.

120. Farhadi Masoud, Abapour Mehdi, Sabahi Mehran, Failure Analysis and Reliability Evaluation of Modulation Techniques for Neutral Point Clamped Inverters—A Usage Model Approach, (2016), doi: 10.1016/j.engfailanal.2016.06.010

121. Almeida, Dilini & Pasupuleti, Jagadeesh & Ekanayake, Janaka. (2021). Comparison of Reactive Power Control Techniques for Solar PV Inverters to Mitigate Voltage Rise in Low-Voltage Grids. Electronics. 10. 1569. 10.3390/electronics10131569

122. J. Flicker and S. Gonzalez, "Performance and reliability of PV inverter component and systems due to advanced inverter functionality," 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/PVSC.2015.7355978.

123. Nagarajan, Adarsh, Ramanathan Thiagarajan, Ingrid Repins, and Peter Hacke. 2019. Photovoltaic Inverter Reliability Assessment. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5D00-74462. https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74462.pdf.

124. Song, Yantao & Wang, Bingsen. (2013). Survey on Reliability of Power Electronic Systems. IEEE Transactions on Power Electronics. 28. 591-604. 10.1109/TPEL.2012.2192503.

125. Denysiuk S. The smart grid concept implementation by expanding the use of demand side managment and modern power electronic installations [Текст] / S. Denysiuk, R. Strzelecki, V. Opryshko // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – №4(46).– С.7-17.

126. Жуйков, В. Я. Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами [Текст] / В. Я. Жуйков, С. П. Денисюк. — К.: ТЕКСТ, 2010. — 264с.

127. Kyrylenko O.V., Strzelecki R., Denysiuk S.P., Derevianko D.G. Main Features of the Stability and Reliability Enhancement of Electricity GRID with DG in Ukraine Based on IEEE Standards // Техн. електродинаміка. – 2013. – № 6. – С. 48–50.

128. Zhuikov V.Y., Boiko I.Y., Denysiuk S. P. Model of dynamic tariffing Microgrid's electricity consumption in local energy markets. Science and Education a New Dimension. Hungary, 2021. IX (31), Pp. 46-49.

129. Bielokha, H.S., Denysiuk, S.P. & Khilenko, V.V. Analyzing Metabolic Processes to Optimize the Technical and Economic Indicators of Microgrid Systems. Cybern Syst Anal (2022). https://doi.org/10.1007/s10559-022-00514-6

130. Бєлоха Г.С. Денисюк С.П. Тараба М.О. Аналіз рівнів неоптимальності за допомогою показника реактивної потужності Фризе. International scientific innovations in human life. Proceedings of the 12th International scientific and practical conference. Cognum Publishing House. Manchester, United Kingdom, 2022. Pp. 241-252.

131. С. П. Денисюк, Д. Г. Дерев'янко, і Д. С. Горенко, «Особливості оцінювання режимів функціонування локальних систем з джерелами розосередженої генерації та накопичувачами,» Енергетика: економіка, технології, екологія, № 1, с. 7-20, 2020.

132. Blinov I.V., Trach I.V., Parus Ye.V., Derevianko D.H., Khomenko V.M. Voltage and reactive power regulation in distribution networks by the means of distributed renewable energy sources. Tekhnichna Elektrodynamika. 2022. No 2. Pp. 60–69. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060 (Ukr).

133. "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," in IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) , vol., no., pp.1-138, 6 April 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112

134. Arifujjaman, Md, M.T. Iqbal, and J.E. Quaicoe. "Power Electronics Reliability Comparison of Grid Connected Small Wind Energy Conversion Systems." Wind Engineering 35, no. 1 (February 2011): 93–110. https://doi.org/10.1260/0309-524X.35.1.93.

135. Nagarajan, Adarsh, Ramanathan Thiagarajan, Ingrid Repins, and Peter Hacke. 2019. Photovoltaic Inverter Reliability Assessment. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5D00-74462. https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74462.pdf.

136. Song, Yantao & Wang, Bingsen. (2013). Survey on Reliability of Power Electronic Systems. IEEE Transactions on Power Electronics. 28. 591-604. 10.1109/TPEL.2012.2192503.

137. Tabrizi, A. and Rahmani, M., "Assessing and evaluating reliability of single-stage PV inverters", Journal of Renewable Energy and Environment (JREE), Vol. 8, No. 1, (2021), 20-27. (https://doi.org/10.30501/jree.2020.237113.1123).

138. Renewable energy sources / For general. ed. S.O. Cudria. – Kyiv: Institute of Renewable Energy of NASU, 2020. – 392 p. (Ukr).

139. Zhang, Zhaoyun & Wenjun, Zhao & Mei, Yang & Li, Kang & Zhang, Zhi & Yang, Zhao & Guozhong, Liu & Na, Yao. (2019). Application of micro-grid control system in smart park. The Journal of Engineering. 2019. 10.1049/joe.2018.8771.;

140. Milind J. Pati, Shalaka N. Chaphekar. Control of Microgrid: Literature Review // International Journal of Engineering Innovation & Research Volume 7, Issue 2. – P.145–151.

141. MIL-HDBK-217F. Reliability Prediction of Electronic Equipment. Available online: https://snebulos.mit. edu/projects/reference/MIL-STD/MIL-HDBK-217F-Notice2.pdf (accessed on 9 December 2020).

142. Denysiuk, S., Derevianko, D., Bielokha, H. (2023). Synthesis of Models of the Complex Electric Power Systems. In: Kyrylenko, O., Denysiuk, S., Derevianko, D., Blinov, I., Zaitsev, I., Zaporozhets, A. (eds) Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control, vol 220. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_6 Scopus.

143. S. Denysiuk, D. Derevianko, H. Bielokha and S. Zaichenko, "Cost-effective Reliability Improvement Methods in Power Systems with Renewables," 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 372-377, doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969244.

144. Pindoriya, Rajesh. (2015). Advance Power Electronics Technology for Renewable Energy Systems in 21st Century. Conference: TJPRC: International Journal of Power Systems & Microelectronics (TJPRC: IJPSM)Volume: Vol. 1, Issue 1, Dec 2015, 43-47,

145. С. П. Денисюк, і П. В. Соколовський, «Оцінка та передумови для побудови інтелектуальних енергетичних сере-довищ на основі фотовольтаїчних систем генерації електроенергії,» Зб. наук. пр. НУК., № 2 (480), с. 58-67, 2020.