

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

На правах рукопису

БАЗЮК ТАРАС МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 621.31

**ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ
ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ІЗ АКТИВНИМ СПОЖИВАЧЕМ ТА
РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ**

05.14.01 – Енергетичні системи та комплекси

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник:
Денисюк Сергій Петрович,
доктор технічних наук, професор

Київ – 2016

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ..... | 5 |
| ВСТУП..... | 6 |
| РОЗДІЛ 1. ОСНОВНІ ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ІЗ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ТА АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ..... | 15 |
| 1.1. Особливості роботи систем енергопостачання та можливі шляхи їхнього розвитку в Україні | 15 |
| 1.2. Модель локальної системи енергопостачання із розосередженою генерацією та активними споживачами | 31 |
| 1.3. Особливості перетворення енергетичних ресурсів | 36 |
| 1.4. Особливості та ефективність споживання електричної енергії та потенціал активної поведінки споживачів | 40 |
| 1.5. Основні задачі системної інтеграції джерел розосередженої генерації та активних споживачів у систему енергопостачання..... | 54 |
| Висновки по розділу 1..... | 62 |
| РОЗДІЛ 2. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА СИСТЕМНА ІНТЕГРАЦІЯ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ | 63 |
| 2.1. Формування енергетичного потенціалу локального району енергопостачання та проблеми його перетворення | 63 |
| 2.2. Особливості формування інтегрованих (комплексних) систем енергопостачання..... | 68 |
| 2.3. Інтеграція відновлюваних джерел енергії в локальні системи енергопостачання..... | 75 |
| 2.4. Способи використання низькопотенціальної та позабалансової енергії для різних джерел розосередженої генерації..... | 82 |
| 2.5. Підвищення ефективності використання енергії вітру..... | 91 |
| Висновки до розділу 2..... | 97 |

| | |
|--|-----|
| РОЗДІЛ 3. ФУНКЦІОНУВАННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ..... | 98 |
| 3.1. Розвиток та особливості функціонування активного споживача . | 98 |
| 3.2. Моделі активного споживача..... | 108 |
| 3.3. Режими роботи активного споживача..... | 114 |
| 3.4. Оптимізація режимів роботи активного споживача..... | 120 |
| Висновки до розділу 3..... | 127 |
| РОЗДІЛ 4. ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ | 128 |
| 4.1. Загальна оптимізаційна задача з вибору та узгодження режимів роботи активного споживача..... | 128 |
| 4.2. Модель системи керування активним споживачем..... | 135 |
| 4.3. Методика вирівнювання графіків потужності у системах електропостачання із перетворювачами електроенергії..... | 139 |
| 4.4. Врахування впливу вищих гармонік | 155 |
| Висновки до розділу 4..... | 156 |
| РОЗДІЛ 5. ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ..... | 158 |
| 5.1. Методика оцінки енергоефективності локальних систем енергопостачання та ефекту від інтеграції джерел РГ та АС | 158 |
| 5.2. Комплекс методик для реалізації потенціалу активного споживача | 165 |
| 5.3. Алгоритми вибору режимів живлення активного споживача залежно від стану встановленого обладнання | 171 |
| 5.4. Вплив параметрів концентратора вітрового потоку на швидкість вітру в зоні вітроколеса..... | 175 |
| 5.5. Основні результати впроваджень..... | 181 |
| Висновки до розділу 5..... | 189 |

| | |
|---------------------------------|-----|
| ВИСНОВКИ..... | 191 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 193 |
| Додаток А | 213 |
| Додаток Б | 214 |
| Додаток В | 216 |
| Додаток Г | 218 |
| Додаток Д | 220 |

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

DSM – Demand Side Management;

АС – активний споживач;

АБ – акумуляторна батарея;

АСК – автоматизована система керування;

ВДЕ – відновлювані джерела енергії;

ВЕУ – вітроенергетична установка;

ВрЕС – віртуальна електростанція;

ГЕС – гідроелектрична станція;

ЕГК – енергогенерувальна компанія;

ЕС – електрична станція;

ІСЕ – інтегрована система енергопостачання;

ІСК АС – інтелектуальна система керування «Активний споживач»;

ЛСЕ – локальна система енергопостачання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

МАСК – мультиагентна система керування;

НВДЕ – нетрадиційні та відновлювані джерела електроенергії;

РГ – розосереджена генерація;

САК – система автоматичного керування;

СК – система керування;

СКН – система керування навантаженням.

ВСТУП

На сучасному етапі використання людиною сил природи для задоволення і нарощування власних потреб розширюється найбільш стрімко, а особливо швидко на індустріальній стадії [1, 28, 51-54].

Зростаючі втручання людства в природні потоки енергії все більше стають співмірними з природними, що загрожує катаклізмами в біосфері. Тільки розумні та виважені дії можуть зменшити темпи речовинного та теплового забруднень, не допускаючи зменшення спроможності природного середовища до самоочищення шляхом підвищення результативності корисного використання різних джерел енергії.

Кількісною мірою перетворення різних форм матеріального руху (як одних в інші, так і в рамках тих самих форм) у часі й у просторі є енергія. Стосовно діяльності людини, енергоспоживання постає у формі використання людиною матеріального руху в деяких вихідних формах у процесі виробництва, транспортування, забезпечення комфортних умов існування та для інших цілей. При цьому відбуваються не тільки кількісні, але й якісні зміни об'єктів та систем, що представляють собою джерела первинної енергії, і вони змінюють свій енергетичний потенціал або фізико-хімічні властивості (процес горіння, розподіл атомних ядер), тобто енергетичні зміни завжди опосередковуються матеріальними. Енергетичними ресурсами є запас таких носіїв первинної енергії, доступних для використання в рамках технологій, як розроблюваних, зараз існуючих, так і потенційно можливих.

З самого початку освоєння будь-якого енергетичного ресурсу ставить перед людиною три основні проблеми:

- відновлення енергетичних ресурсів та їх вичерпаності;
- ефективності витрати праці для залучення відповідних ресурсів;
- екологічних наслідків розробки, використання та відновлення чи вичерпування енергетичних ресурсів.

Остання з перерахованих вище проблем є складовою глобальної екологічної проблеми, яка є наслідком діяльності людини, і широко відома в літературі як

проблема «сталого розвитку» (*sustainable development*), забезпечення кращого майбутнього для майбутніх поколінь. Також певний вплив на глобальну проблему мають і дві інші описані вище проблеми.

Процеси видобутку, перетворення, транспортування та споживання будь-якого енергетичного ресурсу пов'язані з витратами трудових ресурсів на них. На цьому шляху сам енергетичний ресурс зазнає ряд змін, а такі зміни в більшості випадків супроводжуються втратами. Внаслідок чого ефективність потоку первинної енергії знижується.

Невідновлювані енергетичні ресурси в процесі споживання безповоротно в кінцевому результаті втрачаються, виконуючи при цьому корисну роботу, або ж переходять у форми, недоцільні або недоступні для повторного використання. Що ж стосується відновлюваних енергетичних ресурсів, то вони, втративши свій енергетичний потенціал, з часом можуть знову його відновити, змінюючи при цьому свою фізичну форму (біосировина, дрова та ін.) або ж не змінюючи її (вітер, вода, ін.).

Надзвичайно важливим в енерговикористанні є поняття енергоефективності [33, 34, 141, 148]. Енергоефективність передбачає мінімізацію витрат енергетичного ресурсу (первинного, вторинного) при одержанні такого ж самого корисного ефекту. Частково внаслідок науково-технічного прогресу питоме енергоспоживання приладів та обладнання зменшується, створюються більш ефективні технології, одночасно при цьому постійно зростають існуючі потреби та з'являються інші (нові прилади та пристрої), що в свою чергу призводить до неухильного зростання рівня енергоспоживання. У випадку перетворення енергетичного ресурсу у форму кінцевого споживання, енергоефективність визначається як мінімізація втрат енергії на всіх етапах перетворення та транспортування.

Зараз у світі спостерігаються дві протилежні тенденції, що мають відношення до енергоспоживання [34, 46, 148]. Перша обумовлена принципом мінімізації витрат паливно-енергетичних ресурсів, праці та капіталу при забезпеченні оптимального рівня кінцевого споживання. Друга тенденція,

впливає з ідеології економічного зростання, збільшення обсягів і видів кінцевого споживання.

У світі характерною є ситуація, коли в основному для виробництва енергії використовуються ресурси органічного палива (нафти, газу, вугілля), запаси яких вичерпуються. Причиною такого стану є відносно низька капіталоємність технологій на основі цих ресурсів. На жаль, недостатньо уваги приділяється фінансуванню та розвитку технологій на основі інших первинних енергетичних ресурсів. Основною причиною чого є те, що потенційна конкурентоспроможність перспективних технологій, що розробляються, є неочевидною.

На сьогоднішній день електричні мережі України базуються на застарілій конструкції середини 20 століття. Це одна з основних причин складності розширення мережевої інфраструктури для задоволення постійно зростаючих енергетичних потреб. У наступному десятилітті очікується, що попит на електроенергію зросте на 19%, а існуюча мережева інфраструктура має можливість збільшити свою продуктивність лише на 6% [28, 59, 121]. З цих причин відключення споживачів і перебої електропостачання – проблеми для більшості електричних мереж.

Безперервне зростання вартості енергетичних ресурсів, основою яких є вуглеводневі копалини, і зростаюча складність їх видобутку є стримуючими факторами для розвитку традиційної енергетичної інфраструктури. Переробка вуглеводневих паливних ресурсів негативно впливає на навколишнє середовище, тому стає актуальним застосування джерел відновлюваної енергії.

Енергетика є одним із основних аспектів майбутнього світового розвитку [1]. Концепція сталого розвитку, запропонована на конференції Організації Об'єднаних Націй по навколишньому середовищу і розвитку в Ріо-де-Жанейро (1992 р.), ґрунтується на ідеї солідарності ряду поколінь у питанні користування енергоресурсами. Основним елементом концепції сталого розвитку є енергетика. Для досягнення сталого розвитку і отримання користі для соціально-економічного розвитку країни та її регіонів традиційний підхід до

енергетики потрібно трансформувати і спрямувати на розвиток енергосистем, заснованих на ефективному використанні енергоресурсів і екологічно чистих паливних технологіях, які сприяють захисту навколишнього середовища.

Актуальність теми дослідження

Провідні країни світу (США, Японія, Канада, країни ЄС) широко впроваджують моделі стійкої енергетики із залученням нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) з мінімізованим негативним впливом на довкілля, здійсненням демонополізації не тільки виробництва, а й постачання та споживання енергії. Згідно з концепцією розвитку енергетики Smart Grid, крім класичних виробників та споживачів енергії, передбачається широке застосування активних споживачів (АС) – просюмерів (prosumer), поява яких обумовлена наявністю джерел розосередженої генерації (РГ), накопичувачів енергії та систем керування навантаженням (СКН), які в свою чергу можуть стати активною складовою системи керування (СК) попитом (Demand Side Management – DSM). Розвиток та поширення інтелектуальних енергетичних систем призводить до суттєвих змін в керуванні енергетикою і взаємодією учасників як на ринку електроенергії, так і на рівні локальних систем енергопостачання (ЛСЕ). Причиною цього є тенденція децентралізації як СК, так і генеруючих потужностей.

Однією з ключових складових концепції Smart Grid є клієнтоорієнтований підхід, що визначив необхідність застосування методологічних підходів до зміни ролі споживача на ринку електроенергії і формування методів реалізації його активної поведінки. Такі вчені, як Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк, С.В. Дубовський, П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, М.І. Воропай, В.В. Дорофеев, Б.Б. Кобець, В.В. Бушуєв, Ф.В. Веселов, І.О. Волкова, О.А. Третьяк, Brandon Davito, Namayun Tai, Robert Uhlaner, Subhes C. Bhattacharyya, Rudolfo Dufo-Lopez у своїх дослідженнях показують необхідність залучення споживачів електроенергії до оптимізації процесів функціонування енергетичної системи. Важливим аспектом при формуванні механізмів DSM є вивчення передумов споживчої поведінки. Дослідження таких

вчених, як В.Н. Бурков, М.В. Губко, Д.А. Новиков, Є.О. Сальнікова, S. Pullins; A. Faruqi, R. Hledik, S. George, J. Bode, P. Mangasarian, I. Rohmund, G. Wikler, D. Ghosh, S. Yoshida показують, що поведінка споживачів визначається не тільки ціною на електроенергію, а й заповненням власного графіка споживання електроенергії, що ґрунтується на принципі максимізації корисного ефекту як для споживача, так і для енергопостачальної компанії.

Зміна традиційної поведінки споживачів на активну потребує вирішення низки проблем, спричинених тим, що вся енергетична система України є централізованою, з електростанціями великої потужності, і орієнтованою на пасивних споживачів електроенергії. Потребують перегляду питання участі АС у створенні послуг для енергетичної системи, системної інтеграції в мережу як самих АС, так і джерел РГ.

Тому розробка і вдосконалення методів інтеграції джерел РГ у мережу енергопостачання, підвищення ефективності функціонування РГ, у тому числі й на основі НВДЕ, а також використання потенціалу АС з метою оптимізації енергоспоживання та підвищення енергоефективності ЛСЕ, її елементів та СЕП у цілому є актуальною науково-технічною задачею.

Метою роботи є підвищення рівнів енергетичної ефективності локальних систем енергопостачання за рахунок інтеграції джерел розосередженої енергії та реалізації потенціалу активних споживачів.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі **наукові задачі**:

1) проаналізувати особливості побудови, функціонування та перспективні шляхи розвитку і вдосконалення ЛСЕ з АС та РГ, а також особливості формування та реалізації енергетичного потенціалу локального району (території) з використанням низькопотенціальних енергетичних ресурсів;

2) оцінити ефективність роботи джерел РГ та АС, зокрема, з визначенням місця інтеграції джерел РГ та оцінки ефективності роботи ЛСЕ та її елементів;

3) вдосконалити способи підвищення ефективності концентрації енергетичних потоків на прикладі малопотужних вітроенергетичних установок із визначенням їх впливу на обсяги виробництва електроенергії;

4) розробити уточнені математичні моделі активних споживачів та моделі їх функціонування, моделі системи оперативного керування АС з врахуванням його взаємодії з всіма елементами ЛСЕ;

5) сформулювати узагальнений критерій оптимізаційної задачі функціонування ЛСЕ із АС та РГ та її окремих елементів із врахуванням всіх значимих факторів;

6) розробити алгоритм прийняття рішень для СКАС при різних режимах його роботи та взаємодії з централізованою чи локальною системою енергопостачання та алгоритм вибору стратегії поведінки АС (законів керування) і структури систем керування взаємодією інтегрованих елементів у складі існуючих СЕП;

7) розробити нормативно-методичне забезпечення оцінки енергетичної ефективності споживачів електричної енергії та ЛСЕ за кількісними показниками енергоефективності.

Об'єкт дослідження: енергетичні процеси локальних систем енергопостачання з активними споживачами та розосередженою генерацією.

Предмет дослідження: методи і засоби підвищення енергетичної ефективності в локальних системах енергопостачання з активними споживачами та розосередженою генерацією.

Методи дослідження. Науково-методичну основу виконаних досліджень склали такі методи: математичне моделювання; теорія ймовірності; методи багатокритеріальної оптимізації та прийняття рішень; комп'ютерне моделювання; теорія графів; об'єктно-орієнтований аналіз.

Перевірка достовірності й ефективності запропонованих методів ґрунтується на результатах експериментів та підтверджується отриманими актами впровадження.

Наукова новизна отриманих результатів:

Вперше:

– розроблено алгоритми взаємодії між основним обладнанням АС, на основі яких запропоновано моделі взаємодії обладнання АС, що дало змогу розробити моделі та алгоритми функціонування систем керування АС різних

рівнів, СК взаємодією між АС та з мережею енергопостачання;

– розроблено методологію оцінки енергоефективності роботи ЛСЕ та окремих одиниць обладнання АС, у тому числі й джерел РГ, яка полягає у комплексній оцінці окремих кількісних показників енергоефективності за рівнями, що дає змогу оцінити ефективність роботи інтегрованих джерел РГ й обладнання АС, та їхній вплив на показники енергоефективності ЛСЕ.

Вдосконалено:

– спосіб оптимізації режиму роботи для будь-якого АС, який формується залежно від його потенціалу активної поведінки та можливостей споживача реалізувати такий потенціал, що дало змогу отримати максимальні вигоди для учасників такої взаємодії та обрати найбільш ефективні режими роботи;

– алгоритми прийняття рішень системою керування поведінкою будь-якого споживача при взаємодії з іншими елементами ЛСЕ за рахунок вибору оптимального режиму взаємодії на основі вирішення комплексної оптимізаційної задачі, що дало змогу розробити алгоритми роботи СК;

– моделі концентраторів вітрового потоку, які дають змогу зосереджувати енергію потоку повітря з меншою швидкістю та перетворювати її в енергію потоку повітря з більшою швидкістю, що створює можливість для реалізації невикористовуваного потенціалу низькопотенціальних вітрових потоків, у тому числі й у забудованому середовищі, а використання вітроенергетичних установок із такими концентраторами вітрового потоку дає змогу реалізовувати потенціал АС за рахунок їхнього встановлення безпосередньо біля споживачів.

Набули подальшого розвитку:

– метод підвищення ефективності ВЕУ шляхом концентрації вітрового потоку та розширення діапазону ефективних швидкостей вітру за рахунок використання вдосконалених концентраторів вітрового потоку, що дає змогу підвищити ефективність ВЕУ та створює можливості для створення інтегрованих систем енергопостачання (ІСЕ) споживачів та реалізації потенціалу АС;

– методика визначення місць інтеграції джерел РГ та АС у ЛСЕ за рахунок використання спрощеної методики аналізу ЛСЕ, що дало змогу запропонувати метод аналізу системи енергопостачання до/та після інтеграції джерел РГ та АС.

Практична цінність результатів роботи полягає у тому, що на підставі виконаних досліджень розв'язана задача оптимізації функціонування та, як наслідок, підвищення енергоефективності ЛСЕ, що полягає у виборі місць оптимального розміщення джерел РГ, площа розташування яких розширюється за рахунок використання запропонованих малопотужних вітроенергетичних установок із концентраторами потоку та ІСЕ на їх основі та реалізації потенціалу активної поведінки споживачів електроенергії.

Запропоновано нормативно-методичне та програмно-алгоритмічне забезпечення для оптимізації режимів роботи АС, моделі СК та окремих елементів АС, що дало змогу розробити основні алгоритми для СК окремими АС та їхніми об'єднаннями на різних рівнях:

– представлені методичні підходи та алгоритми застосовані як елементи концепції «Інтелектуальне місто», на основі котрої запропоновано заходи з реконструкції та модернізації інженерних комунікацій, впровадження сучасних систем обліку, впровадження НВДЕ в систему електропостачання міста Мукачево (акт впровадження від 12.04.2013 р.);

– розроблені методики оцінки енергоефективності ЛСЕ, до/та після інтеграції джерел РГ і обладнання АС дають змогу проводити ефективну та комплексну оцінку потенціалу АС у вибраній місцевості, доцільності та ефективності його реалізації, а також результати моделювання впливу концентраторів вітрового потоку на параметри вітроустановок (ТОВ «Полісся-Інвест», акт про впровадження від 05.06.2013 р., та ПП Кодола І.А., акт про впровадження від 12.02.2014 р.);

– розроблену методику визначення перспективних місць інтеграції джерел РГ в СЕП, методику визначення потенціалу АС та основні алгоритми вибору

режиму функціонування АС передано для дослідної експлуатації у ПАТ «Прикарпаттяобленерго» (акт про впровадження від 04.04.2015 р.), а також модель СК взаємодією системи енергопостачання та АС передано для промислової експлуатації в НКРЕКП (акт про впровадження від 26.07.2016 р.).

Результати дисертаційної роботи використовуються в навчальному процесі Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут» (акт про впровадження від 17 травня 2016 р.).

РОЗДІЛ 1. ОСНОВНІ ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ІЗ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ТА АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ

1.1. Особливості роботи систем енергопостачання та можливі шляхи їхнього розвитку в Україні

Традиційні системи електропостачання мають ряд суттєвих недоліків, до яких можна віднести [1, 28, 30]: 1) зростання цін на електроенергію; 2) моральне та фізичне старіння активів; 3) зниження надійності електропостачання; 4) обмеженість приєднання нових споживачів електроенергії; 5) низька якість електроенергії; 6) високий рівень втрат електроенергії в мережах; 7) непрозорість і непослідовність регуляторної політики; 8) надмірне адміністративне втручання в діяльність ринку і його суб'єктів; 9) економічно необгрунтовані тарифи на виробництво й передачу електроенергії; 10) практика перехресного субсидування між групами споживачів і між споживачами різних галузей; 11) низька ефективність управління активами, що перебувають у державній власності, та інші проблеми (табл. 1.1.).

У світі відбулися значні зміни щодо стратегії розвитку енергетики, які відповідають вимогам забезпечення «сталого розвитку» [1, 28, 32-36]. Сьогодні існує досить багато тлумачень цього терміну, проте жодне з них не стало загально- визначеним. Але у всіх випадках йдеться про розвиток у межах господарської (екологічної) ємності природного середовища, що не вносить незворотних змін у природу і не створює загрози для тривалого існування людини як біологічного виду [34]. У концепції «сталого розвитку» головний акцент зроблено на нерозривності та узгодженості дій при забезпеченні трьох складових: безперебійного постачання електричної енергії відповідної якості; енергоощадності та доступної ціни на електроенергію; мінімального впливу на навколишнє середовище [32-34].

Таблиця 1.1. Недоліки сучасних СЕП України та їхній опис

| Недоліки | Опис |
|--|--|
| Значна фізична та моральна зношеність обладнання | Подальша експлуатація такого обладнання несе значні ризики не тільки щодо виконання головної функції – забезпечення економіки і населення електроенергією, але й щодо виникнення техногенних аварій, неконтрольованого збільшення собівартості електроенергії, загострення екологічних проблем |
| Незбалансованість структури генеруючих потужностей, нестача ресурсів для ефективного регулювання потужності та частоти | За відсутності достатнього попиту на електроенергію вночі в країні обмежується не лише виробництво дешевої атомної електроенергії, а й вимушено зупиняється до десятка енергоблоків ТЕС, щоб вранці знов запуснути їх на повну потужність |
| Недосконалість систем вимірювання, автоматики, релейного захисту та оперативного керування | Відставання з впровадження сучасних технологій, обладнання, приладів та засобів забезпечення ефективного та надійного функціонування електричних мереж та систем |
| Відсутність маневрових та пікових потужностей | ОЕС не в змозі забезпечити оптимальний графік навантажень, вимоги із частоти, рівні напруги і, зрештою, ефективну синхронну роботу з енергетичними об'єднаннями інших країн |
| Нестабільна робота та виникнення аварійних ситуацій | Стан споживачів електроенергії, а також процеси, які протікають в них, є маловідомими для джерела електроенергії, що спричинює виникнення різного роду аварійних ситуацій |
| Висока собівартість електроенергії через низьку ефективність її генерації та передачі | Причиною цього є недостатньо висока ефективність генерації електроенергії, передачі до споживачів та процесу споживання |
| Відсутність механізмів накопичення інформації про час та обсяги споживання | Такі механізми дають змогу раціоналізувати споживання та зменшити навантаження на електромережу в цілому |

Ці складові розглядаються як основа для досягнення глобальної мети – забезпечення сталого розвитку, що гарантує стабільне зростання економіки, рівня життя населення, захист навколишнього середовища та його збереження для наступних поколінь [34].

Зараз гостро постає питання оновлення енергетичної системи України. Така ситуація співпала з розвитком нового напрямку галузі – інтелектуальної енергетики, що в світі отримала назву Smart Grid [28-31].

За останні кілька років у світі активно обговорюється, розвивається та впроваджується ця концепція. В Європейському Союзі, Канаді, Китаї та США [34-38] концепція Smart Grid є державною політикою технологічного розвитку енергетики майбутнього [28]. Існує досить велика кількість способів реалізації такого підходу [31]. Це можна пояснити тим, що в різних країнах, незважаючи на спільні погляди та фактори розвитку електроенергетичної системи, є деякі відмінності, які спричинені різними підходами до організації роботи власних енергетичних систем та існуючими пріоритетами. Більшістю економічно розвинутих країн світу у якості загальнонаціональної та стратегічної програми реформування енергетики та економіки в цілому [32, 33, 37-40] було затверджено цю концепцію. Основні положення її полягають у наступному [34, 39, 40, 46]:

- 1) інтеграція джерел розосередженої генерації в систему енергопостачання;
- 2) розвиток та впровадження інтелектуальних систем керування;
- 3) впровадження новітніх інформаційних технологій;
- 4) мотивація активної поведінки споживачів [1, 31, 32, 46-55].

Таблиця 1.2. Визначення і атрибути інтелектуальної мережі в світі

| Визначення терміну «Smart Grid» | |
|--|---|
| за класифікацією в США | за класифікацією в Європейському Союзі |
| <i>Smart Grid</i> – це повністю автоматизована енергетична система, що забезпечує двосторонній потік електричної енергії та інформації між електричними станціями і пристроями | <i>Smart Grids</i> (розумні мережі) – це електричні мережі, що задовольняють майбутнім вимогам щодо енергоефективності та економічності функціонування енергосистеми за |

| | |
|--|---|
| повсюдно. Smart Grid за рахунок застосування новітніх технологій, інструментів і методів наповнює електроенергетику «знаннями», що дають змогу різко підвищити ефективність функціонування енергетичної системи ... » | рахунок скоординованого керування і за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами та споживачами |
| Опис властивостей та можливостей «Smart Grid» | |
| за класифікацією в США | за класифікацією в Європейському Союзі |
| <ul style="list-style-type: none"> - спроможність самостійного відновлення після збурень; - забезпечення активної участі споживачів у регулюванні енергоспоживання в мережі; - відмовостійкість в умовах фізичних і кібернетичних атак; - забезпечення якісної енергії відповідно до вимог ХХІ століття; - поєднання всіх варіантів генерації та накопичення енергії; - можливість реалізації нових продуктів, послуг та ринків; - оптимальне використання виробничих засобів і підвищення експлуатаційної ефективності | <ul style="list-style-type: none"> - гнучкість: задоволення вимог споживачів і здатність реагувати на зміни і проблеми в майбутньому; - доступність: можливість підключення для всіх учасників мережі: для джерел відновлюваної енергії та для ефективних локальних джерел генерації з нульовим або низьким рівнем викиду вуглецю; - надійність: мережа має бути надійною і забезпечувати високу якість подачі енергії, відповідати цифровим стандартам і бути стійкою до можливих ризиків і негативних впливів; - економічність: за рахунок інновацій, ефективного керування розподілом енергії та рівних умов конкуренції |

Таблиця 1.3. Пріоритетні напрямки розвитку електроенергетичних мереж у світі

| Країна | Пріоритети |
|-------------------|---|
| Європейський Союз | Вирішення проблем інтеграції відновлюваних джерел енергії, проблем енергоефективності, проблем інтеграції ринків ЄС у рамках без вуглецевої економіки |
| США | Проблеми надійності енергопостачання, пікового споживання потужності та старіння виробничих об'єктів та інфраструктури |
| Китай | Швидкий розвиток енергосистеми, проблеми об'єднання ВЕУ великої потужності та створення зв'язків між різними регіонами |

Якщо розглядати можливі критерії оптимізації обладнання системи енергопостачання, то можна виділити ряд перспективних напрямків (табл. 1.4.), більшість з яких потребує першочергового вирішення.

Світовий досвід модернізації електромереж показав, що сучасні електричні мережі мають [41-45, 53, 56, 58]:

- інтегрувати всі види генерації (у тому числі й малу генерацію) та будь-які типи споживачів для оперативного керування попитом на їх послуги;
- змінювати в режимі реального часу параметри і топологію мережі;
- забезпечувати розширення ринкових можливостей інфраструктури шляхом взаємного надання послуг суб'єктами ринку та інфраструктурою;
- мінімізувати втрати електроенергії, розширити системи самодіагностики і самовідновлення при виконанні умов надійності та якості електроенергії;
- інтегрувати електромережеву та інформаційну інфраструктури для створення всережимної системи керування з повномасштабним інформаційним забезпеченням. При появі достатньої кількості джерел розосередженої генерації та НВДЕ таку систему енергопостачання можна розглядати як ЛСЕ.

Одним з напрямків вирішення існуючих проблем енергетики є формування нових відносин між суб'єктами ринку електроенергії при забезпеченні чітко налагоджених взаємовідносин між споживачами та електропередавальною організацією з метою ефективного функціонування системи електропостачання з активною роллю споживачів електричної енергії.

У світі, до недавнього часу, тільки деякі СЕП промислових підприємств використовували власні джерела РГ [59]. Переваги малопотужних РГ та комплексів на їх основі такі: одночасні аварії великої кількості малих електростанцій досить рідкісні й малоймовірні, у них коротші простої, їх легше ремонтувати, вони більш розосереджені географічно, відсутня потреба в передачі енергії на великі відстані.

Таблиця 1.4. Узагальнення процесів та задач для систем енергопостачання

| № з/п | Ознака | Генератор | Лінія ел. передачі | Трансформатор | Перетворювач електроенергії | Накопичувач енергії | Споживач (навантаження) |
|-------|--|-----------|--------------------|---------------|-----------------------------|---------------------|-------------------------|
| 1 | Розширення діапазону надходження енергії | [+] | – | – | – | [+] | [+] |
| 2 | Регулювання рівнів активної потужності P | [+] | – | – | + | + | {+} |
| 3 | Досягнення рівномірності вирівнювання графіків | [+] | – | – | + | [+] | [+] |
| 4 | Усунення перерв у роботі | (+) | (+) | (+) | (+) | – | [+] |
| 5 | Узгодження напруг генераторів | [+] | – | – | – | – | – |
| 6 | Узгодження роботи елементів системи | {+} | {+} | {+} | {+} | {+} | {+} |
| 7 | Оптимізація технологічного процесу | [+] | – | – | – | [+] | [+] |
| 8 | Акумуляція надлишків електроенергії | [+] | – | – | – | [+] | {+} |
| 9 | Зниження/усунення вищих гармонік струму $i(t)$ та напруги $u(t)$ | [+] | [+] | – | [+] | – | [+] |
| 10 | Зниження діючого значення напруги U | – | – | [+] | [+] | – | [+] |
| 11 | Компенсація реактивної потужності за першою гармонікою Q_1 | – | – | – | [+] | – | [+] |
| 12 | Зниження потужності Q_ϕ | – | – | – | [+] | – | [+] |
| 13 | Зниження встановленої потужності S | {+} | – | [+] | – | – | {+} |
| 14 | Усунення несиметрії та неурівноваженості сигналів | [+] | – | [+] | [+] | – | [+] |
| 15 | Регулювання перетоків електроенергії | – | [+] | [+] | – | [+] | [+] |
| 16 | Усунення зворотних потоків енергії | – | [+] | [+] | – | [+] | – |
| 17 | Стабілізація напруги /струму | [+] | – | [+] | [+] | – | [+] |
| 18 | Розширення діапазону регулювання | {+} | – | {+} | – | – | {+} |
| 19 | Керованість (ієрархічне керування, МАСК) | {+} | – | – | [+] | {+} | {+} |
| 20 | Спостережуваність у режимі on-line | {+} | {+} | {+} | [+] | {+} | {+} |
| 21 | Підвищення ККД | [+] | [+] | {+} | {+} | {+} | [+] |
| 22 | Оптимізація режимів | [+] | {+} | {+} | {+} | [+] | [+] |
| 23 | Оптимізація параметрів | [+] | {+} | [+] | [+] | [+] | [+] |
| 24 | Оптимізація структури системи | [+] | [+] | [+] | [+] | [+] | [+] |

(+) – проблема наявна; [+] – проблема потребує першочергового вирішення; {+} – перспективне вирішення на майбутнє.

Широке залучення малопотужних електростанцій створює можливості коригування режимів роботи ЛСЕ, відтермінування спорудження нових ЛЕП, підстанцій, додаткових генераторів великої потужності, а також мінімізувати технологічні втрати при передачі електроенергії [60]. Крім того, варто зазначити, що РГ дає змогу використовувати місцеві енергетичні ресурси, в тому числі й НВДЕ, що в свою чергу є стимулом економічного розвитку регіонів.

Важливим фактором є те, що впровадження джерел РГ призводить до зміни традиційної централізованої структури СЕП до децентралізованої, що в свою чергу вимагає змін у концепціях моніторингу, управління і балансування системи. СЕП з елементами РГ потребує встановлювати зв'язок між виробниками і споживачами електричної енергії для забезпечення керованості всіх елементів мережі [61].

Завдяки розвитку сучасних інформаційних систем з'явилася можливість зв'язати виробників і споживачів електроенергії, утворити єдину систему, в якій у покритті графіка навантажень оптимальним шляхом у режимі реального часу будуть брати участь і виробники, і споживачі, які мають власні джерела РГ. У цьому випадку СЕП мають оперативно реагувати на зміну режимів роботи виробників і споживачів, тобто СЕП також повинні мати керовані елементи, які економічно ефективно будуть змінювати режими роботи електричних мереж.

Такі СЕП утворюють локальні системи енергопостачання з РГ [61], зв'язаними з цілком визначеними споживачами, електричними мережами з керованими елементами, у вигляді різного роду компенсаторів реактивної потужності, регуляторів напруги у вузлах мережі, накопичувачів енергії, автоматичних пристроїв, що дає можливість керувати попитом на електроенергію.

Локальні системи енергопостачання дають змогу використовувати технологію «інтелектуальних мереж», тобто здійснювати комплексне управління одночасно і виробниками, і споживачами електроенергії, і електричними мережами. Тоді всі елементи СЕП будуть рівноправно брати участь у процесах, що робитиме ці енергетичні процеси системними. Так, з'являється можливість

оптимізувати параметри мережі на більш низькому рівні, ніж основна енергосистема, і тим самим різко підвищити ефективність електропостачання.

Однією з найбільш важливих характеристик інтелектуальних локальних мереж є створення сприятливих умов для системної інтеграції джерел РГ, у тому числі й НВДЕ різної потужності (в першу чергу малої та середньої), розташованих у безпосередній близькості від споживачів, у централізовану систему енергопостачання. Також утворені ними локальні енергетичні системи (мікромережі) можуть працювати як автономно на виділену групу навантажень (споживачів), так і паралельно з системами централізованого енергопостачання [62], а також забезпечувати додатковий резерв потужності як автономно (на рівні мікромережі), так і в складі віртуальної електростанції (на локальному чи системному рівні) і т.д.

У працях багатьох вчених розкриті особливості побудови систем енергопостачання на базі РГ та НВДЕ [63-65]. Аналіз робіт вітчизняних та закордонних авторів [62-71] дав змогу зробити висновок, що розвиток енергетики має орієнтуватися на НВДЕ різної потужності та комплексне використання таких джерел разом із традиційними технологіями виробництва енергії.

Аналіз сучасних оцінок запасів енергетичних ресурсів НВДЕ [69, 70, 73-79] показує, що їхній потенціал перевищує потенціал традиційних енергетичних ресурсів. Зараз НВДЕ з достатньо високим потенціалом вже включені до складу енергетичного балансу в багатьох країнах світу. Недостатня увага приділяється енергетичним ресурсам з відносно низьким енергетичним потенціалом, оскільки вважається, що їхнє використання на даному етапі є недоцільним. Особливою відмінністю відновлюваних енергетичних ресурсів є те, що вони розподілені по всій планеті відносно рівномірно.

Основними факторами, що стримують розвиток систем РГ, є відсутність технічних можливостей ефективного використання переваг РГ автономними споживачами малої та середньої потужностей. Це зумовлено невідповідністю

графіків електричного і теплового навантаження споживачів відповідним графікам генерації, добовою і сезонною нерівномірністю та ін.

Розв'язати задачу ефективного використання РГ і підвищення конкурентоспроможності систем енергопостачання на основі НВДЕ можливо за рахунок впровадження інтегрованих (комплексних) систем енергопостачання (ІСЕ), при цьому, з'являється можливість виникнення синергетичного ефекту за рахунок взаємодоповнення переваг та взаємної компенсації недоліків, що крім підвищення ефективності складових такої системи дає змогу зменшити кількість трансформацій енергії та скоротити загальні витрати на енергетичні ресурси. При цьому режим їхньої роботи у кожен окремий період часу визначається режимними вимогами й інтересами ринку, а також повністю забезпечуються власні потреби та максимально ефективно використовується можливість отримання прибутку та взаємної вигоди від використання таких систем. Можливості, які створює інтеграція джерел розосередженої генерації в систему енергопостачання, та комплексні системи енергопостачання на основі таких джерел дають змогу крім забезпечення власних потреб ще й отримувати певного роду прибуток за рахунок продажу надлишків виробленої енергії в систему енергопостачання або іншим споживачам, а для більш ефективної оптимізації роботи таких систем в цілому, і джерел РГ зокрема, доцільно використовувати різного роду накопичувачі енергії та відповідні системи керування як такими комплексами, так і власним навантаженням зокрема. При реалізації описаної вище структури системи енергопостачання передбачається, що ті споживачі, які мають можливість використання власних джерел РГ, систем накопичення енергії та систем керування своїм енергоспоживанням, зможуть стати активними учасниками ринку електричної енергії та внесуть свій вагомий вклад у реалізацію концепції «суспільства сталого розвитку».

Основна увага в дослідженнях, пов'язаних з відновлюваними джерелами енергії [80-85]. У вдосконаленні увага приділяється новим матеріалам, конструкції фотоелектричних панелей та геліоколекторів, вдосконаленню гідравлічних характеристик, покращенню теплообміну, зниженню втрат тепла та

електроенергії, оптимізації кута розміщення, використанню систем слідкування за Сонцем [86-88]. Дослідження ефективності вітроенергетичних установок (ВЕУ) спрямовані на зміну форми лопатей вітряків, оптимізації (зміні) висоти вітряка, місць встановлення, вдосконалення конструкцій, використання концентраторів потоку та потоконапрямлячів [4, 25, 27, 112]. Дослідження використання геотермальних джерел спрямовані на вивчення ресурсів термальних вод, ефективності використання, розробки устаткування для утилізації тепла [89-93]. Дослідження теплових насосів спрямовані на вивчення властивостей і енергетичного потенціалу низькотемпературних джерел тепла, перспективних холодоагентів, конструкцій випарників, конденсаторів, процесів теплообміну [94-102]. Дослідження та вдосконалення когенераційних установок розглядають питання зниження емісії шкідливих викидів теплових двигунів, підвищення сумарного ККД, вдосконалення систем утилізації тепла. [102-111].

Створення інтегрованих систем енергозабезпечення, які використовують різні за природою і енергетичним потенціалом джерела енергії, вимагає розробки нових методів їх аналізу і оптимізації. Методи аналізу окремих енерговикористовуючих установок (техніко-економічного аналізу, оптимізації експлуатаційних та екологічних показників, теплового балансу), як правило, виявляються недостатніми. Це визначається великою кількістю варіантів схем ІСЕ та наявністю в системі різних видів енергетичної продукції та джерел енергії. Наявність в інтегрованій системі енергозабезпечення двох і більше видів енергетичної продукції, декількох відмінних за природою і енергетичним потенціалом джерел енергії, ускладнює аналіз її ефективності, потребує вибору критеріїв оцінки прийняття схемних і технологічних рішень [106].

Системна інтеграція нових джерел енергії в існуючі мережі потребує вибору відповідних місць встановлення та правильного вибору їхньої потужності з врахуванням потреб споживачів, пропускнуєї спроможності та стану мереж і особливостей потоку енергетичних ресурсів, необхідних для його ефективного функціонування. Інтеграція в мережу значної кількості нових елементів потребує розробки нових систем і законів керування та взаємодії

елементів системи енергопостачання, відповідних механізмів взаєморозрахунків між ними.

У зв'язку з цим було поставлено завдання проаналізувати стан систем енергопостачання та визначити можливості підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів та потоків енергії від альтернативних джерел енергії, а також розглянути можливість підвищення ефективності використання РГ та НВДЕ у складі таких систем.

Поки що основними інтересами споживачів залишаються можливості резервування, економія за рахунок зниження витрат, підвищений ККД одночасної генерації тепла та електроенергії. Привабливою для споживача виявляється і можливість економії в періоди пікових навантажень і зростаючих цін. Розвиток конкурентного ринку доведе рано чи пізно диференціацію цін до рівня роздрібного споживача, коли ціна 1 кВт/год буде змінюватися в реальному часі. Чим більш адекватними до поточної ситуації будуть цінові сигнали, одержувані споживачем від енергопостачальної компанії, тим вигідніше буде включати власні РГ з врахуванням різниці між цінами на паливо та електроенергію.

Використання генераторів малої потужності може сприяти підтримці високої якості електроенергії в централізованій мережі й знижувати потребу в затратах на реконструкцію та оновлення мереж і підстанцій. Розосереджені генератори дають змогу здійснювати підтримку напруги і частоти, зменшувати втрати в мережах і витрати на підтримку резервів централізованої генерації. Огляд різноманітних типів систем децентралізованого виробництва електроенергії наведено в табл. 1.5.

Таблиця 1.5. З'єднання компонентів системи з РГ та їх інтеграція в мережу

| | Берегові вітряні електростанції | Шельфові вітряні електростанції | Фотогальванічні електростанції | Мікротурбіни | Паливні елементи | Електростанції на двигуні Стирлінга | Електростанції на поршневих двигунах | Електростанції на паровому циклі |
|------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|--|--|--|---|---|
| Потужність, кВт | 10–3000 | 3000–6000 | <1–100 | 25–500 | 5–3000 | 2–500 | 50–25000+ | 10000 |
| Встановлені затрати на 1 кВт | 950–1500 | 1100–1650 | 6000 – 10000 | 1000–1800 | 1000–2000 | До 1800 | 250–1500 | 1000–2000 |
| Експлуатаційні витрати, кВт | Немає | Немає | Немає | Низькі | Майже відсутні | Низькі | Достатньо низькі | Достатньо низькі |
| Доступність за вимогою | Низька | Низька | Низька | Висока | Висока | Висока | Висока | Висока |
| Ринковий статус | Є та широко використовуються | Є та широко використовуються | Є | Є, входять у комерційне застосування | Є, нові впровадження | Є, нові впровадження | Є та широко використовуються | Є та широко використовуються |
| Сфера застосування | Чиста енергія у віддалених районах | Чиста енергія у віддалених районах | Чиста енергія, основне навантаження | Когенерація, резервна система на випадок пікового споживання | Живлення основного навантаження електроенергією високої якості | Когенерація, резервна система на випадок пікового споживання | Резервна система на випадок пікового споживання | Когенерація |
| Паливо | – | – | – | Природний газ | Природний газ | Будь-яке джерело тепла | Природний газ, дизельне паливо, біопаливо | Природний газ, дизельне паливо, біопаливо |

У зв'язку з цим передбачається виконання комплексу робіт з модернізації, реконструкції та технологічного переоснащення електричних мереж і енергетичних об'єктів на основі новітніх технологій, сучасного обладнання і новітніх методів керування з метою формування оптимальної структури генеруючи потужностей і мережі, що потребує розробки відповідних методик аналізу та оцінки ефективності нових елементів та їхньої роботи, а також відповідних систем керування взаємодією нових елементів у складі існуючих систем енергопостачання.

В інтелектуальній енергосистемі кінцевий споживач електроенергії розглядається як партнер суб'єктів електроенергетики в частині забезпечення надійної роботи енергосистеми і набуває статусу «активного».

У літературі під АС розуміють учасника споживчого ринку електроенергії, який має можливість, виходячи зі своїх потреб, оптимізувати графік завантаження своїх потужностей (у тому числі й за допомогою систем керування СКН) як з метою мінімізації витрат на електроенергію, так і з метою отримання доходу від продажу електроенергії та потужності, використовуючи джерела розосередженої генерації чи накопичувачі енергії [5, 12, 50, 113].

При взаємодії технологій інтелектуальних мереж, систем керування навантаженням, джерел розосередженої генерації активні споживачі можуть отримувати різного роду вигоди. Рівень активної участі споживачів і цілі взаємодії з гравцями ринку залежать від різних персональних та поведінкових характеристик споживачів.

Підключення розосередженої генерації (РГ) до розподільної мережі має позитивний вплив на її властивості, але поряд з цим створює нові проблеми, з якими доводиться стикатися як при самому підключенні, так і при керуванні режимами роботи системи електропостачання з РГ. Розподільна електрична мережа буває нерівномірно завантажена, отже, потребує коригування потокорозподілу, який можна провести шляхом відповідної реконфігурації мережі. Установки РГ можуть інтегруватися на різних рівнях системи енергопостачання, а з метою забезпечення найкращого ефекту вони мають бути

розміщені оптимально, що потребує розробки методики визначення найбільш доцільних місць інтеграції в СЕП. При правильному розміщенні установок РГ втрати потужності можуть знизитися, а завантаження мережі може бути більш рівномірним [1, 3, 7, 12] .

Окремим питанням є узгодження режимів роботи нового інтегрованого обладнання та системи енергопостачання. Від сучасних інтелектуальних мереж (Smart Grid) очікують: підвищення ефективності електроспоживання, зокрема, за рахунок зниження пікових навантажень; використання НВДЕ; розв'язання задач динамічного балансу споживання та генерації на макро- і мікрорівнях; надійності, стабільності та безпеку.

Основним стандартом, який регламентує під'єднання на паралельну роботу ВДЕ, є стандарт інституту інженерів з електротехніки та електроніки (IEEE 1547) [114]. Комплекс стандартів IEEE 1547 містить низку документів, присвячених різним аспектам забезпечення взаємодії та зв'язності між розподіленими ресурсами, інтегрованими до складу енергетичних систем, і складається з таких складових:

- 1) IEEE 1547.1 – стандарт загальної процедури відповідності випробувань приєднання ВДЕ до енергосистеми;
- 2) IEEE 1547.2 – забезпечує деталізовані вказівки приєднання на паралельну роботу;
- 3) IEEE 1547.3 – вимоги по обміну інформацією, моніторингу та контролю ВДЕ;
- 4) IEEE 1547.4 – вимоги до обладнання та його експлуатації у відокремлених локальних енергосистемах з ВДЕ;
- 5) IEEE 1547.5 – призначений для ВДЕ потужністю вище 10 МВА;
- 6) IEEE 1547.6 – практичні аспекти підключення ВДЕ до розподільних мереж.

На сьогоднішній день в Україні не має чіткого керівного документу або стандарту для регулювання приєднання джерел РГ до електричних мереж. Зростання кількості таких джерел призводить до загострення технічних проблем

з організації їх паралельної роботи з мережею – стійкості роботи, якості електричної енергії, диспетчерського керування, контролю процесу приєднання і відключення на паралельну роботу, питання синхронізації.

Враховуючи всі ті задачі, які стоять перед інтелектуальною енергетикою, можна виділити кілька пріоритетних напрямків для модернізації та розвитку існуючих систем енергопостачання:

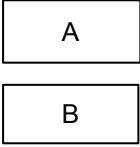
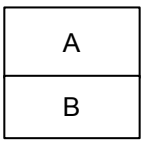
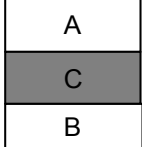
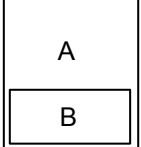
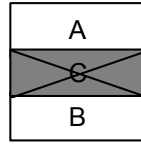
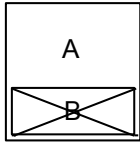
- модернізація розподільних та магістральних мереж і впровадження технологічних компонентів Smart Grid;
- інтеграція РГ та НВДЕ в систему на різних рівнях (у тому числі й на рівні споживачів);
- впровадження інтелектуального обліку та комунікативної інфраструктури від установок споживачів;
- залучення активних споживачів.

Переваги, які отримує споживач від впровадження інтелектуальних мереж:

- економія коштів при оплаті рахунків за спожиті енергоресурси внаслідок ефективного обліку та керування енергоспоживанням;
- можливість продажу електроенергії, виробленої власними енергоустановками, в мережу;
- підвищення надійності електропостачання та якості електроенергії.

Інтеграція є поєднанням компонентів підсистем в єдину систему та забезпечення роботи окремих підсистем як єдиного цілого, з перспективою та можливістю об'єднання і спільної ефективної роботи кількох підсистем. Інтеграція нових елементів у систему полягає у розробці комплексних рішень, призначених для досягнення максимальної ефективності функціонування системи шляхом налагодження ефективної взаємодії її підсистем з новими інтегрованими елементами. Потребують вирішення завдання їх технічної, технологічної та комерційної інтеграції, яка може відбуватися кількома способами. Якісна характеристика інтеграції представлена в табл. 1.6., де {A} та {B} – множини характеристик інтегрованих елементів, {C} – множина характеристика інтегрованих елементів що узгоджуються / не узгоджуються.

Таблиця 1.6. Способи інтеграції елементів у систему

| Незалежна | Взаємодоповнення | Взаємокомпенсація | Поглинання | Взаємовиключення | Заперечення |
|---|---|---|---|---|---|
|  |  |  |  |  |  |
| $\{A\} \notin \{B\}$ | $\{A\} \cup \{B\}$ | $((\{A\} \cap \{B\}) \cup C)$ | $\{A\} \supset \{B\}$ | $((\{A\} \cap \{B\}) \notin C)$ | $\{A\} \cap \{B\}; B \notin A$ |

Враховуючи сучасний стан енергетики та напрям її подальшого розвитку, визначений світовим співтовариством (Smart Grid), у тому числі й реалізація потенціалу активних споживачів, а також особливості виробництва електроенергії, стає очевидним, що системна інтеграція в енергетиці повинна поєднувати як самі джерела розосередженої генерації, так і автоматизовані системи та інформаційні технології.

Можна виділити такі етапи розвитку споживача електроенергії (рис. 1.1):

Споживач електричної енергії – суб'єкт господарювання або фізична особа, що використовує електричну енергію для власних потреб на підставі договору про постачання електричної енергії з електропостачальником або інших підставах, передбачених законом України [117, 118].

Кваліфікований споживач електричної енергії (кваліфікований споживач) – споживач електричної енергії, який може вільно обирати електропостачальника та безпосередньо укласти з ним договір на обсяг власного споживання електричної енергії [118].

Солідарний споживач електричної енергії (відповідальний споживач) – це такий споживач електричної енергії, який у складі групи інших споживачів електроенергії спільно відповідають перед іншими учасниками ринку електричної енергії за дотриманням правил взаємодії із системою електропостачання та правил споживання електричної енергії.

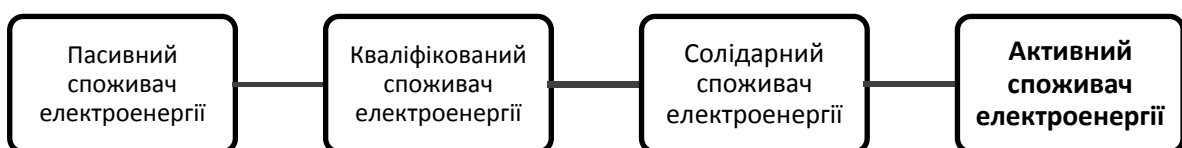


Рис. 1.1. Еволюція споживачів електроенергії

Активний споживач електричної енергії (prosumer) – споживач електричної енергії, який має бажання та можливість тим чи іншим способом коригувати своє енергоспоживання із системи енергопостачання, а за наявності можливостей і надавати окремі додаткові послуги для інших учасників ринку електроенергії [113].

Що стосується інтеграції джерел РГ в систему електропостачання (особливо НВДЕ), то дуже важливим питанням є ефективне використання енергетичного потенціалу таких джерел. Як відомо, відмінною характеристикою більшості з них є низька густина енергетичного потоку, що негативно відбивається на роботі джерел розосередженої генерації. Одним із способів вирішення цієї проблеми є використання концентраторів енергетичного потоку. У цих роботах проведено аналіз ефективності використання таких енергетичних ресурсів, як енергія сонця, енергія вітру, енергія води та низько потенціальна теплова енергія, концентрація та спільна системна інтеграція яких дає змогу домогтися більш ефективного використання енергетичного обладнання та енергетичних потоків у тих місцях, де раніше їхнє використання не було економічно доцільним чи технологічно досяжним.

1.2. Модель локальної системи енергопостачання із розосередженою генерацією та активними споживачами

Системна інтеграція нових елементів у систему енергопостачання потребує правильної оцінки функціонування існуючих та нових підсистем з метою отримання найбільшої ефективності від їхнього поєднання. Для цього використаємо системний підхід. З метою досягнення найбільшого ефекту від інтеграції нових елементів у систему енергопостачання доцільно розглянути її як технічну енергетичну систему.

У стандартах ISO 13600-136002 розглядаються тільки два загальноприйнятих способи поділу техносфери: за економічною діяльністю та за географічними кордонами. Для забезпечення однакового підходу до опису

технічних енергетичних систем використовується формалізована модель входу-виходу. Будь-який елемент системи може бути представлений у вигляді комірки.

Коли енергопродукт споживається в технічній енергетичній системі, він перестає існувати як такий. У той же самий час енергія іншого енергоносія збільшується. Якщо енергопродуктом є комерційна теплова енергія або паливо, система споживання енергопродукту отримує теплову енергію, частина якої може бути перетворена в інші форми енергії. Якщо енергопродуктом є електроенергія, що отримується безпосередньо з основної мережі енергосистеми, то система споживає теплову, механічну, електромагнітну або хімічну енергію.

З метою аналізу інтегрованих систем енергопостачання із комбінованим виробництвом теплової та електричної енергії від різномірних джерел використаємо описаний вище підхід (рис. 1.2).

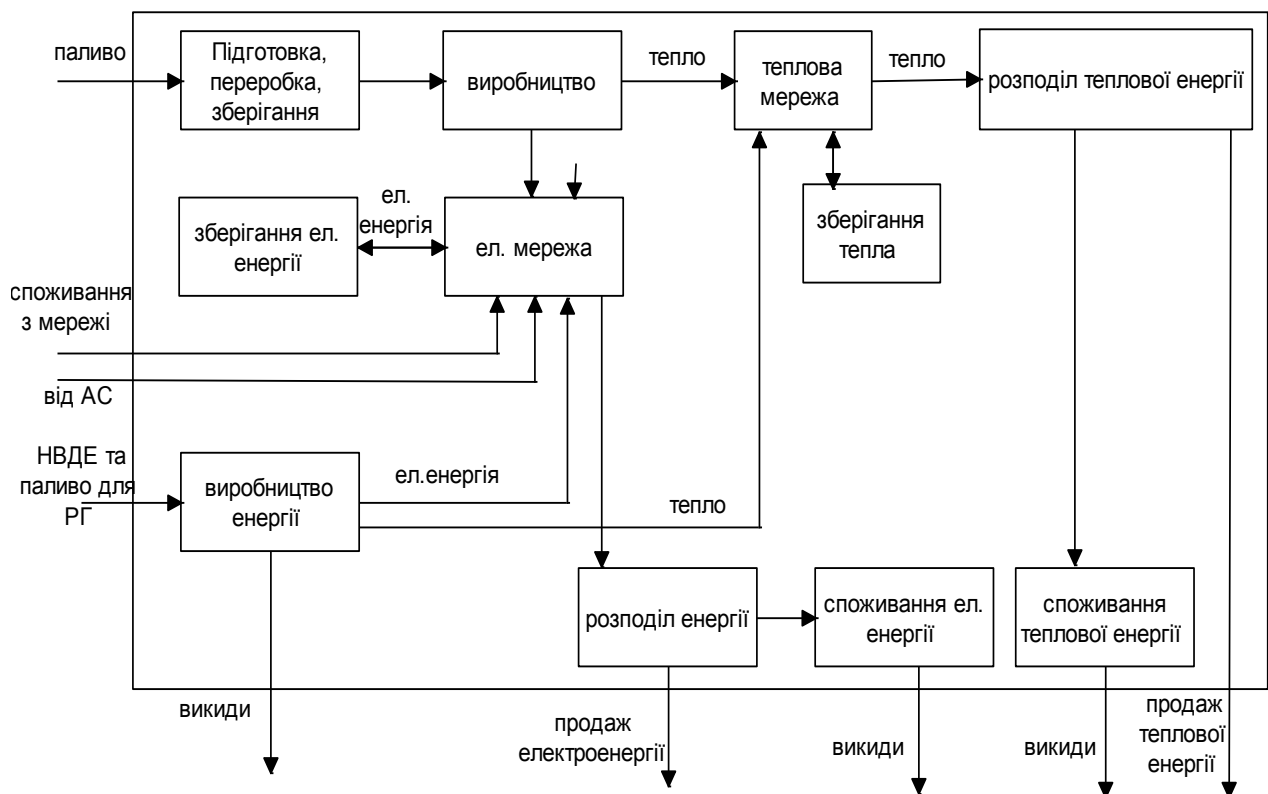


Рис. 1.2. Технічна енергетична система інтегрованої системи енергопостачання із РГ та АС

Що стосується системної інтеграції РГ та НВДЕ в існуючу систему енергопостачання, то вона може відбуватися на різних рівнях такої системи. На

рис. 1.3 представлена схема ЛСЕ, в яку інтегровано джерела розосередженої генерації на різних рівнях (вузол 1 та 2), а також активний споживач (вузол 3).

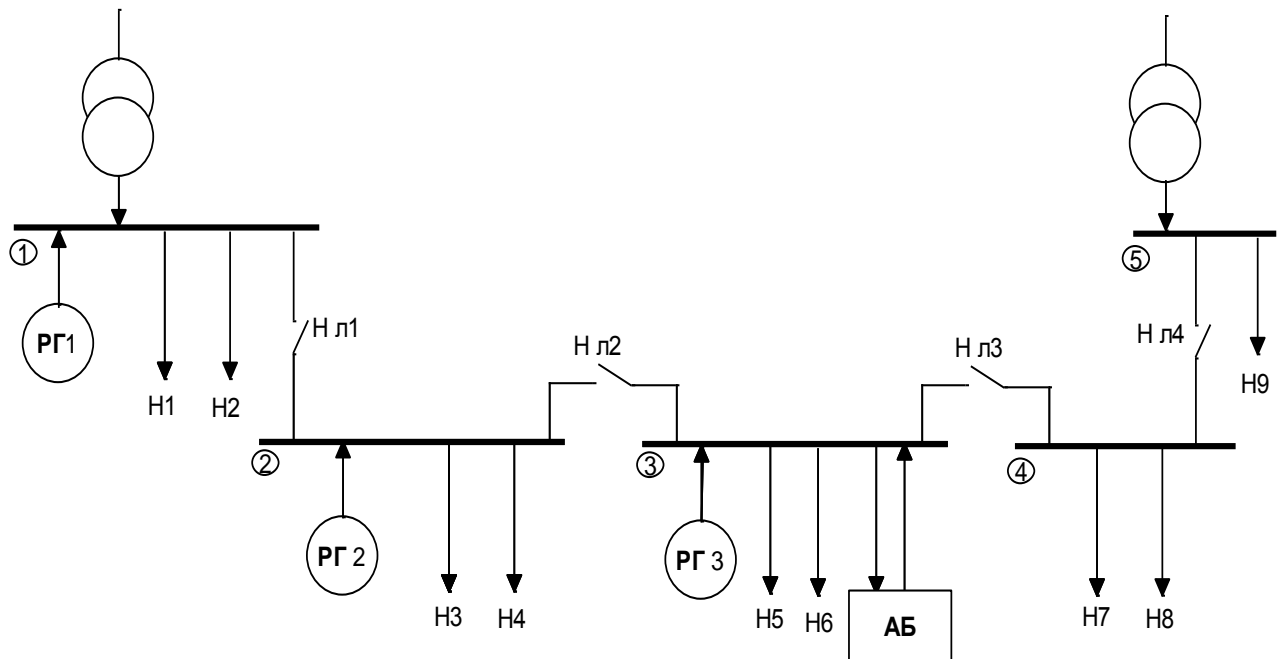


Рис. 1.3. Типова модель системи енергопостачання із РГ та АС

Баланс енергій у вузлах такої системи наведено в табл. 1.7.

Таблиця 1.7. Баланс енергій у вузлах типової моделі

| Номер вузла | Баланс енергії у вузлі |
|-------------|---|
| 1 | $W_{M1} = W_{PГ1} + W_{H1} + W_{H2} + W_{H л1}$ |
| 2 | $W_{H л1} = W_{PГ2} + W_{H3} + W_{H4} + W_{H л2}$ |
| 3 | $W_{H л2} = W_{PГ3} + W_{H5} + W_{H6} + W_{АБ}$ |
| 4 | $W_{H л3} = W_{H7} + W_{H8} + W_{H л4}$ |
| 5 | $W_{M2} = W_{H л4} + W_{H9}$ |

Тут позначено: W_{Mi} , $W_{PГi}$, W_{Hi} , $W_{H ли}$ – обсяг електроенергії, що передається від/до мережі, РГ, навантаження, лінії електропередач відповідно.

Для спрощення подальшого аналізу цієї системи розглянемо особливості генерації електроенергії та її споживання, а процесами в розподільній мережі знехтуємо. У загальному випадку будь-яку СЕП можна представити у вигляді сукупності: джерел енергії – розподільної мережі та перетворювачів–навантажень. Еволюційний розвиток систем енергопостачання відбувався в наступній послідовності (табл. 1.8.):

Таблиця 1.8. Еволюційний розвиток систем енергопостачання

| № | Схема | |
|---|-------|--|
| 1 | | $P_{\Gamma} = P_{\text{Н}}$ |
| 2 | | $P_{\Gamma} = \sum P_{\text{Н}} ; W_{\Gamma} + W_{\text{втрат}} = \sum W_{\text{Н}} ; W_{\text{втрат}} = \text{const}$ |
| 3 | | $\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{Н}} ; \sum W_{\Gamma} + W_{\text{втрат}} = \sum W_{\text{Н}} ; W_{\text{втрат}} = \text{const}$ |
| 4 | | $\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{Н}} + P_{\text{Н(СКН)}} ; \sum W_{\Gamma} + W_{\text{втрат}} = \sum W_{\text{Н}} + W_{\text{СКН}} ; W_{\text{втрат}} \rightarrow \text{min}$ |
| 5 | | $\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{Н}} + \sum P_{\text{Н(СКН)}} ; \sum W_{\Gamma} + W_{\text{втрат}} = \sum W_{\text{Н}} + \sum W_{\text{СКН}} ; W_{\text{втрат}} \rightarrow \text{min}$ |
| 6 | | $\begin{aligned} \sum P_{\Gamma} + \sum P_{\Gamma(\text{НВДЕ})} &= \sum P_{\text{Н}} + \sum P_{\text{Н(СКН)}} \\ \sum W_{\Gamma} + \sum W_{\Gamma(\text{НВДЕ})} + W_{\text{втрат}} &= \sum W_{\text{Н}} + \sum W_{\text{СКН}} \\ W_{\text{втрат}} &\rightarrow \text{min} \end{aligned}$ |

Продовження до табл. 1.7

| | | |
|----|--|---|
| 7 | | $\sum P_{\Gamma} + \sum P_{\Gamma(\text{НВДЕ})} = \sum P_{\text{Н}} + \sum P_{\text{Н(СКН)}} \pm P_{\text{АС}}$ $\sum W_{\Gamma} + \sum W_{\Gamma(\text{НВДЕ})} + W_{\text{втрат}} = \sum W_{\text{Н}} + \sum W_{\text{СКН}} \pm W_{\text{АС}}$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow \min$ |
| 8 | | $\sum P_{\Gamma} + \sum P_{\Gamma(\text{НВДЕ})} = \sum P_{\text{Н}} + \sum P_{\text{Н(СКН)}} \pm \sum P_{\text{АС}}$ $\sum W_{\Gamma} + \sum W_{\Gamma(\text{НВДЕ})} + W_{\text{втрат}} = \sum W_{\text{Н}} + \sum W_{\text{СКН}} \pm \sum W_{\text{АС}}$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow \min$ |
| 9 | | $\sum P_{\Gamma} + P_{\Gamma(\text{НВДЕ})} = \sum P_{\text{Н(СКН)}} \pm \sum P_{\text{АС}}$ $\sum W_{\Gamma} + \sum W_{\Gamma(\text{НВДЕ})} + W_{\text{втрат}} = \sum W_{\text{СКН}} \pm \sum W_{\text{АС}}$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow \min$ |
| 11 | | $\sum P_{\Gamma(\text{АС})} \pm P_{\text{АБ(АС)}} = \sum P_{\text{Н(СКН)}} + \sum P_{\text{Н(АС)}}$ $\sum W_{\Gamma(\text{АС})} \pm W_{\text{АБ(АС)}} = \sum W_{\text{Н(СКН)}} + \sum W_{\text{Н(АС)}}$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow 0$ |

1.3. Особливості перетворення енергетичних ресурсів

На сучасному етапі енергозабезпечення є найважливішим фактором розвитку світової економіки, а виробництво енергоносіїв характеризується стійкою сприятливістю до інновацій. Використання нетрадиційних джерел енергії є не менш важливим, однак на шляху їхнього широкого розповсюдження стоїть ціла низка невирішених питань, до яких крім описаних вище варто віднести і низький енергетичний потенціал окремих видів традиційних енергетичних ресурсів та НВДЕ.

Одним із завдань цієї роботи є проведення досліджень щодо ефективності використання енергетичних ресурсів та визначення можливих шляхів підвищення ефективності їхнього використання, а також реалізація потенціалу низькопотенціальних джерел енергії та подальшої оптимізації параметрів потоку енергії для їхнього більш ефективного використання.

Аналіз показав, що всі енергетичні ресурси можна використовувати ефективніше та раціональніше, а враховуючи постійне зростання цін на паливо та рівень забруднення навколишнього середовища, це є необхідним. У вирішенні цього питання вже набуто певний досвід. Розглянемо й інші можливості такого використання.

Представлена схема (рис. 1.4) наочно показує шлях енергії від її вихідного стану до кінцевого споживання, відображає загальний взаємозв'язок між джерелами первинної та видами кінцевої енергії [119].

Класифікація видів НВДЕ, способи перетворення енергії від таких джерел та типи станцій представлено в джерелах [70, 73, 120].

Провівши аналіз запасів енергетичних ресурсів у світі [63, 67, 73-79], можна зробити висновок, що НВДЕ за своїми запасами значно перевищують традиційні й постійно поновлюються. НВДЕ вже стали однією з важливих складових енергетичного балансу в багатьох країнах світу. А їхнє широке розповсюдження та використання сприяють підвищенню енергетичної

незалежності для країн із обмеженими запасами власних традиційних енергетичних ресурсів.

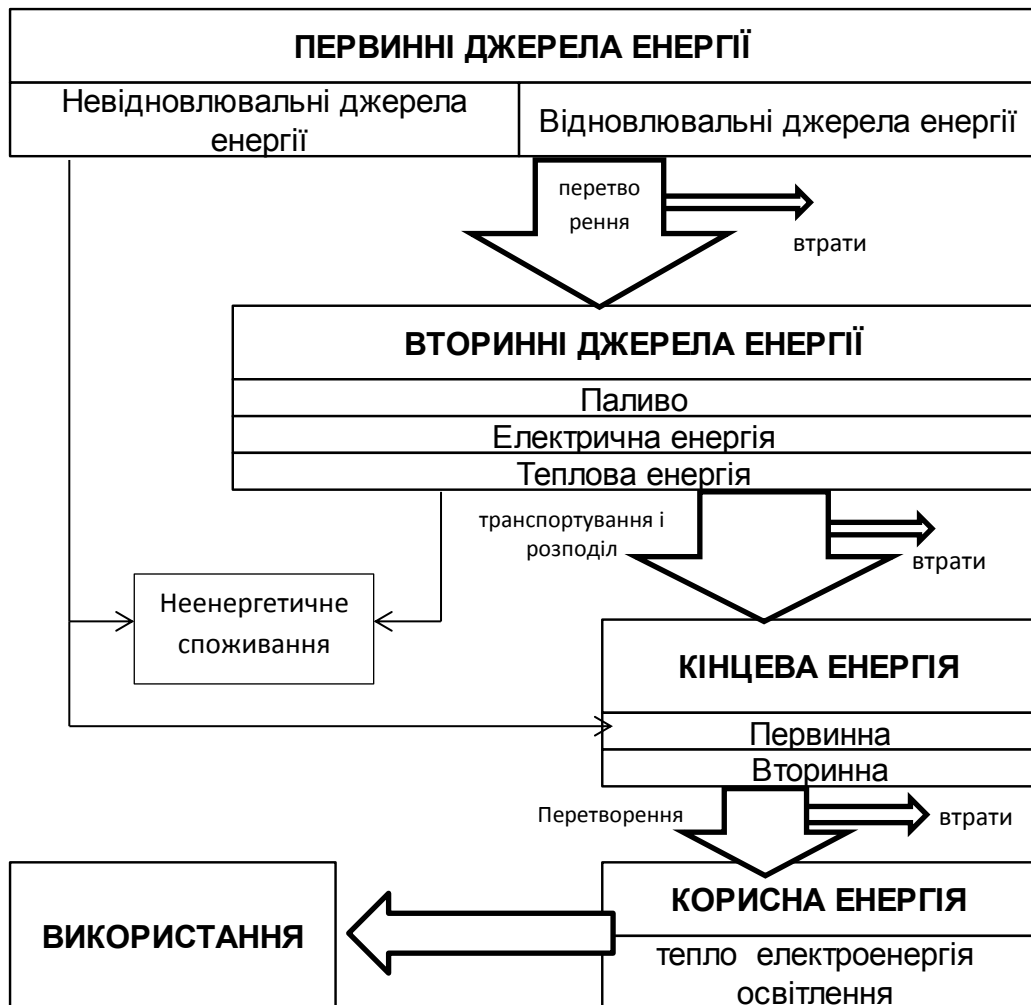


Рис. 1.4. Структура енергопостачання

НВДЕ у порівнянні з традиційними ресурсами мають цілу низку недоліків:

- мала густина (щільність) потоку енергії на одиницю площі;
- стохастичність потоку енергії у часі;
- потреба в акумулюванні виробленої енергії для більшості ВДЕ;
- великі капітальні вкладення на одиницю корисної потужності або виробленої енергії (особливо для установок малої потужності).

Незважаючи на наведені недоліки рівень використання НВДЕ у різних країнах світу з кожним роком зростає [73, 119, 121]. Вирішенням проблем ефективного використання джерел НВДЕ в Україні має бути комплексний підхід [122-126]:

- впровадження нових пристроїв перетворення альтернативної енергії в теплову та електричну енергію;
- створення комбінованих (інтегрованих) систем енергопостачання (централізованої, локальної, місцевої, окремих споживачів чи групи споживачів);
- утилізація установками локальної СЕП вторинної енергії;
- максимальне використання місцевих енергетичних ресурсів;
- використання низькопотенціальних енергетичних ресурсів.

Одним із основних завдань, які ставить перед суспільством сучасний стан речей, та прийнята концепція «енергетики сталого розвитку» є ефективне використання енергетичних ресурсів [32, 33], якого можна досягти різними способами, залежно від того, який це ресурс.

Кожен із енергетичних ресурсів може бути представлений у вигляді потоку енергії. Розглянемо потік енергетичних ресурсів та енергетичного потенціалу за допомогою вектора Умова-Пойнтінга [130].

Вектор Умова-Пойнтінга – це вектор густини потоку енергії, який можна описати таким виразом. Розглянемо його складові, які описують рух різних носіїв енергії:

$$\delta = \varphi j_q + V j_p + G j_m + T j_s, \quad (1.1)$$

де φ – електричний потенціал (різниця потенціалів); V – швидкість руху потоку; G – хімічний потенціал; T – термічний потенціал (різниця температур); j_q – густина електричного струму. Добуток φj_q є густиною потоку електроенергії, j_p – густина потоку імпульсу. Потік характеризує перенесення будь-якої величини в просторі.

Густина (щільність) потоку – це потік через одиничну площину. Головною його частиною, що цікавить нас, є тиск у рідині чи газі, тому запишемо потік імпульсу у вигляді суми статичного та динамічного тисків: $j_p = p + \rho \frac{v^2}{2}$, або $j_p = \rho \left(\frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2} \right)$. Добуток Vj_p – густина потоку механічної енергії, який за певний час виконує певну роботу, j_m – густина хімічного потенціалу, j_s – густина потоку термічного заряду (ентропія). Розмірність величини цього вектора – відношення потужності до площі, Вт/м².

Отже, будь-який потік енергетичних ресурсів може бути представлений у вигляді добутку його потенціалу на густина. Більшість таких потоків описується тільки одним добутком із формули (1.1). Деякі потоки можна описати кількома складовими, наприклад: когенераційна установка перетворює енергію палива на електричну та теплову енергію, відповідно вектор густини потоку енергії для цього випадку можна записати у вигляді $\delta = \varphi j_q + T j_s$. Ефективність перетворення енергії палива в когенераційних установках і справді на порядок вища, ніж у тих енергоустановках, які виробляють тільки один енергетичний продукт. Це дає змогу зробити такий висновок: впливати на розмірність вектора густини потоку енергії можна або використовуючи кілька складових із виразу (1.1), або збільшуючи густина потенціалу окремих складових.

На основі аналізу цього вектора обґрунтовано можливість використання енергетичних потоків більш ефективно за рахунок поєднання його складових, оскільки зараз здебільшого використовується тільки одна складова, зрідка дві. Ми ж пропонуємо реалізовувати існуючі енергетичні потоки більш ефективно шляхом зміни густини складових цього потоку, а саме за рахунок використання комбінованих енергетичних установок з концентраторами потоку.

Що стосується підвищення ефективності роботи традиційних джерел енергії, то це збагачення палива, використання ефективних режимів спалювання, додавання різного роду присадок для отримання найбільшої ефективності та ін. У випадку нетрадиційних джерел енергії, для яких

характерною є низька густина енергетичного потоку на одиницю площі, найкращим способом підвищення ефективності використання є концентрація енергії. Використання концентраторів дає змогу покращити характеристики та параметри потоку (повітря, води, сонячного випромінювання) та теплової енергії (низькопотенціальне тепло Землі та Сонця), після чого зростає ефективність використання цих енергетичних ресурсів.

Для підсилення енергії сонячного випромінювання використовують оптичні концентратори, використання яких дає змогу зібрати максимальну кількість променів та спрямувати їх на приймач сонячної енергії. Для підсилення потоку води використовують різноманітні водоприймачі, основою яких є конфузори, дифузори та їх комбінації, а також потоконаправляючі елементи, які також можна використовувати і для підсилення вітру. Що стосується концентрації низькопотенціального тепла та його перетворення і передачі до споживача, то для цього призначений тепловий насос (ТН).

При використанні концентраторів можна зменшити розміри та масу основного приймача і використати нові, хоча і високовартісні, але більш ефективні перетворювачі. Крім того, більша кількість енергії на одиницю площі збільшує енергетичну ефективність перетворення того чи іншого виду первинної або вторинної енергії в електричну чи теплову.

1.4. Особливості та ефективність споживання електричної енергії та потенціал активної поведінки споживачів

Незважаючи на те, що навантаження СЕП складаються з навантажень великої кількості різних споживачів електроенергії з характерними для них графіками споживання, які можуть відрізнятися за сезонами року, вирівнювання сумарного добового (тижневого, річного) графіка навантажень не відбувається. Особливість електроспоживання промислових і побутових споживачів полягає в їх істотній нерівномірності за часом, хоча й характеризується циклічними та сезонними змінами.

З урахуванням кількості споживачів, їх характеристик, у тому числі щодо впливу на режими споживання електричної потужності електропередавальними організаціями, актуальними залишаються питання формування груп споживачів, проведення відповідного аналізу та формування стратегічних рішень стосовно кожної окремої групи.

З розвитком електроенергетики та широкого застосування засобів СЕ характер споживання поступово змінюється. Він стає несиметричним, невірноваженим та включає вищі гармоніки напруги та струму. Споживання активної енергії супроводжується передачею не тільки реактивної потужності, але й неактивних складових потужності (потужності пульсацій, потужності спотворення), які збільшують втрати енергії в СЕП із РГ та внутрішньому опорі генератора системи і знижують пропускну спроможність мережі.

Традиційний спосіб оцінки споживання електроенергії не змушує споживачів та електропостачальні організації до вживання заходів, які забезпечують повноцінне покращення якості електроенергії. Можна припустити, що якщо й надалі потужність пульсацій, потужність спотворення та нерівномірність споживання будуть залишатись неконтрольованими, то втрати при передачі однієї і тієї самої активної енергії зростатимуть, а пропускну спроможність мережі буде погіршуватись.

Частково компенсувати втрати в мережі можливо, використовуючи різного роду механізми та засоби керування енергоспоживанням.

Механізми керування попитом енергоспоживання (DSM), які передбачають різні форми взаємодії та результати для споживачів, електроенергетичних ринків, енергосистеми і навколишнього середовища. Механізми керування енергоспоживанням класифікуються відповідно за тривалістю впливу на поведінку споживача:

- довгострокова перспектива: механізми підвищення енергоефективності (Energy efficiency);
- короткострокова перспектива: механізми керування попитом (Demand response і Load Management) [131, 132].

Крім того, зазначені механізми можуть бути розділені на статичне і динамічне реагування (табл. 1.9.).

Таблиця 1.9. Опис механізмів керування енергоспоживанням

| Механізми керування енергоспоживанням | Обґрунтування |
|---------------------------------------|--|
| Статичні дії | Такі дії, які можуть бути виконані в будь-який момент і не є реакцією на специфічні сигнали ринку або запити системного оператора. Тривалість їх є довгостроковою, (наприклад, встановлені енергоефективні пристрої економитимуть енергію протягом усього терміну їх служби) |
| Динамічні дії | Дії, здійснювані у відповідь на зміни, що відбуваються на ринку або на задану систему умов. Вони здійснюються у відповідь на короткострокові вимоги, та їх вплив не поширюється поза їх тривалості. |

І статичні, і динамічні механізми керування енергоспоживанням можуть бути класифіковані далі за рівнем участі кінцевого споживача: активна чи пасивна участь.

Описані в [50, 129, 180] моделі дають змогу виділити основні економічні фактори, які впливають на поведінку активного споживача. В [180] описана модель, яка допомагає оцінити порядки їх значень у грошовому еквіваленті та може бути використана для опису його поведінки при розробці як механізмів мотивації споживачів до участі в регулюванні, так і механізмів керування попитом:

$$C_{st}(d(\theta, \eta), a, g_i, g_e, \theta, \xi, \eta) = \sum_{t=1}^T P_a(t, a, \xi_a, \eta) \cdot a(t) +$$

$$C_{da}(d(\theta, \eta), a + g_i, \theta, \eta) + \sum_{t=1}^T C_{ga}(t, g(t), g(t-1), \theta, \eta) +$$

$$\sum_{t=1}^T C_g(t, g(t), \theta, \eta) - \sum_{t=1}^T P_g(t, g_e, \xi_g, \eta) \cdot g_e(t)$$

де $t=1, \dots, T$ – періоди функціонування (наприклад, $T=14$ для погодинного планування в межах доби); $a(t)$ – обсяг електроенергії (кВт·год), яка споживається з мережі за період часу t ; $a=(a(1), \dots, a(T))$ – вектор (профіль) споживання у всі періоди функціонування; $g_i(t)$ – обсяг власної генерації (кВт·год) для внутрішнього споживання за період часу t ; $g_e(t)$ – обсяг власної

генерації (кВт·год), переданої в мережу за період часу t ; g_i, g_e, g – відповідні вектори генерації; ξ_g – параметри механізму тарифікації для переданої в мережу електроенергії, наприклад, накопичене споживання при кумулятивній залежності ціни від переданого з початку відлікового періоду обсягу електроенергії, включаючи обумовлені в контракті з енергетичною компанією обмеження на генерацію; ξ_a – аналогічні параметри тарифікації для споживаної електроенергії, включаючи обумовлені в контракті обмеження на споживання; η – зовнішні умови на горизонті планування, наприклад, середньодобова температура або тривалість світлового дня; θ – тип споживача, сукупність його внутрішніх характеристик, що впливають на функцію витрат; $p_a(t, a, \xi_a)$ – ціна на споживану електроенергію в залежності від часового проміжку, обсягу споживання і інших параметрів; $p_g(t, a, \xi_a)$ – ціна на передану в мережу електроенергію залежно від часового проміжку, обсягу зовнішньої генерації і інших параметрів; $c_g(t, g)$ – витрати на виробництво активним споживачем обсягу електроенергії g за період часу t ; $d(t, \theta, \eta)$ – потреба в електроенергії за період часу t ; $d(t, \eta)$ – відповідний вектор (профіль) потреби в електроенергії; $c_{da}(d, a)$ – втрати через відхилення профілю споживання від потреби за весь період планування [180].

Також цільова функція активного споживача може бути представлена як сума прибутку від споживання (різниці вигоди від споживання і вартості купленої з мережі енергії) та прибутку від функціонування власної генерації (різниці прибутку від проданої в мережу енергії та собівартості її виробітку) записана в наступному вигляді [50]:

$$f = \sum_{n=1}^N d_n^{ab} - \sum_{t=1}^T p_a(\cdot) \left[\sum_{n=1}^N a_n^{an}(t) - g^I(t) \right] + \sum_{t=1}^T \left[p_g(\cdot) g^E(t) - \sum_{n=1}^M c_n(g_n(t)) \right]$$

Частинними випадками даної задачі можуть бути наступні сценарії поведінки [50]: 1) оптимізація функціонування власної генерації (отримання максимального прибутку від власних джерел РГ):

$$f = \sum_{n=1}^N d_n^{\alpha_n} + \sum_{t=1}^T [p_g(\cdot)g^E(t) - a(t) - C(t)];$$

1) оптимізація графіка навантаження споживача:

$$f = \sum_{n=1}^N \left[d_n^{\alpha_n} - \sum_{t=1}^T p_a(t) a_n^{\alpha_n}(t) \right],$$

Де $g_n(t)$ – потужність генератора; $g_n(t) := \sum_{n=1}^M g_n(t)$ – повний обсяг генерації в період часу, який поділяється між внутрішнім споживанням $g^I(t)$ та обсягом електроенергії, що віддається в мережу $g^E(t)$; $\sum_{n=1}^M c_n(g_n(t))$ – затрати на виробництво АС об'єму електроенергії g в період часу t ; $a_n^{\alpha_n}(t)$ – елемент матриці; $a(t) = \sum_{n=1}^N a_n^{\alpha_n}(t)$ – сумарне споживання в момент часу t ; $d_n^{\alpha_n}$ – грошовий еквівалент вигідності для споживача; $c_n(g_n(t))$ – собівартість генерації; ξ_g – параметри тарифу для електроенергії, що передається в мережу; ξ_a – параметри тарифу для електроенергії, що передається в мережу, (враховуючи обмеження у контракті); η – зовнішні умови на горизонті планування; $p_a(t, a(t), \xi_a, \eta)$ – ціна на споживану електроенергію в залежності від часового проміжку, обсягу споживання, тощо; $p_g(t, g^E, \xi_g, \eta)$ – ціна на електроенергію, що передається в мережу залежно від часу, обсягу тощо.

Для оптимізації енергетичних процесів у системах енергопостачання із джерелами розосередженої генерації та пристроями силової електроніки необхідно сформулювати відповідні закони регулювання останніх. Формування законів регулювання можливе за умови вибору та систематизації критеріїв, зокрема, оптимального відбору потужності [9, 56, 133-139]. Відповідно до вибраної множини критеріїв процес оптимізації може проводитися за такими напрямками: 1) оптимізація електромагнітних чи енергетичних процесів; 2) оптимізація параметрів елементів системи; 3) оптимізація структури системи. Наведені в табл. 1.10 критерії (умови) оптимальної передачі енергії від одного елемента системи до іншого в загальному випадку взаємодоповнюються, взаємозамінюються чи можуть бути відсутніми [159].

Таблиця 1.10. Критерії оптимальності та їхні характеристики

| № з/п | Критерій | Характеристика |
|-------|--|---|
| 1 | $u(t)/i(t) = const$ | Забезпечення пропорційності напруги та струму (умова мінімуму втрат) $u(t)/i(t) = U^2/P = const$ |
| 2 | $W^+ \rightarrow \max$ | Забезпечення максимального відбору електроенергії |
| 3 | $W^- \rightarrow 0$ | Усунення зворотних потоків електроенергії |
| 4 | $Q_{OB} \rightarrow 0$ ($Q_{OB1} \rightarrow 0, Q_{OB2} \rightarrow 0$) | Компенсація обмінної енергії (усунення обмінних процесів) |
| 5 | $Q_\phi \rightarrow 0$ | Компенсація потужності Фризе Q_ϕ |
| 6 | $Q_{лч} \rightarrow 0$ | Усунення складової потужності Фризе Q_ϕ , що компенсується лінійним двополюсником |
| 7 | $Q_{нч} \rightarrow 0$ | Усунення складової потужності Фризе Q_ϕ , що компенсується активним компенсатором |
| 8 | $Q_1 \rightarrow 0$ | Компенсація реактивної потужності Q_1 за першою гармонікою |
| 9 | $P_1 \rightarrow \max$ | Відбір активної потужності P_1 за першою гармонікою |
| 10 | $ p(t) - P \leq P_{\Delta,1}$ | Зниження амплітуди коливання миттєвої потужності $p(t)$ відносно рівня активної потужності P_1 |
| 11 | $ p(t) - P \leq P_{\Delta,2}$ | Зниження амплітуди коливання миттєвої потужності $p(t)$ відносно рівня активної потужності P |
| 12 | $P_\infty / P_1 \rightarrow 0$ | Усунення передачі активної потужності на вищих гармоніках |
| 13 | $\max \{i(t)\} \leq I_{\max}$ | Мінімізація миттєвих значень струму $i(t)$; обмеження щодо максимальних значень струму $i(t)$ |
| 14 | $\max \{di(t)/dt\} \leq I_{\max,D}$ | Мінімізація “стрибків” миттєвих значень струму $i(t)$ |
| 15 | $ i(t) - I_{CP} \leq I_\Delta$ | Зниження амплітуди коливання миттєвого струму $i(t)$ відносно середнього значення струму I_{CP} |
| 16 | $I_{M(j)} \rightarrow 0$ | Усунення j -ї гармоніки струму $i(t)$ |

Інтеграція джерел РГ – це впровадження на системному рівні джерел РГ у територіальну електромережу загального користування.

Важливими питаннями інтеграції є:

- побудова систем захисту;
- використання пристроїв силової електроніки;
- моделювання надійності;
- забезпечення якості електроенергії;
- стандарти підключення;
- моделювання систем і процесів, у тому числі комп'ютерне моделювання.

Взаємне з'єднання компонентів систем децентралізованої генерації електроенергії може бути незалежним від мережі, з паралельним підключенням до мережі загального користування та комбінованим, що поєднує обидва перших способи. При комбінованому з'єднанні компонентів у разі відмови мережі її частина (мікромережа) відключається від мережі загального користування, і його внутрішня мережа продовжує працювати незалежно, утворюючи «острів» (ізолюваний режим роботи).

Підключення та від'єднання віртуальних електростанцій (ВрЕС) здійснюються автоматичним вимикачем з генераторної сторони головного силового трансформатора (головний вимикач). Залежно від потужності електростанції розмикач з мережевого боку трансформатора може бути замінений автоматичним вимикачем.

Вимоги до взаємного з'єднання компонентів ВрЕС можуть включати: і вимоги до захисних реле, і вимоги до якості електроенергії, і вивчення потоків потужності та системний аналіз. Вони потребують більш ґрунтовного опрацювання з метою врахування всіх особливостей джерел РГ.

На сучасному ринку електроенергії роль та місце споживача є дещо обмеженими. Це спричинено тим, що сучасний ринок електроенергії має певні особливості, обумовлені нерозривністю процесу генерації та споживання електроенергії, неможливістю накопичення великих обсягів електроенергії та

інших факторів. Крім того, зі зростанням навантаження споживачів виникає проблема введення нових генеруючих та резервних потужностей, а також реконструкція вже існуючих електростанцій та мереж. Можливими способами вирішення існуючих проблем в енергетиці є або заміна існуючого обладнання СЕП на нове та подальше нарощування генеруючих потужностей, або розвиток системи енергопостачання шляхом інтеграції джерел РГ та нових технологій, розвиток інтелектуального керування такою системою, а також реалізація потенціалу АС [1, 28, 140].

Для розробки справедливих методів і механізмів реалізації концепції АС в енергетиці розглянемо існуючі підходи до моделей опису поведінки та характеристики інтересів споживачів.

Поведінка споживачів вивчається різними науками, виходячи з вирішення різних завдань: у класичній економічній теорії – з точки зору вибору споживачами найкращого товарного набору згідно з його корисністю і відповідно до наявних бюджетних обмежень; у маркетингу – з точки зору спроможності задовольняти потреби споживача; у теорії управління – з точки зору впливу (тобто вибору механізму управління) на споживача, який розглядається як керована активна система (що означає наявність у нього власних інтересів і переваг: самостійний (вільний) вибір дій та спотворення інформації); у поведінковій економіці – з точки зору впливу соціальних і психологічних чинників на економічну поведінку споживачів.

Електричне навантаження окремих споживачів, а отже, і сумарне їх навантаження, що визначає режим роботи електростанцій в енергосистемі, безперервно змінюються. Ця зміна відображається графіком навантаження, тобто графіком зміни потужності (струму) електроустановки в часі.

Типовий добовий графік електричного навантаження (ДГН) відображає добові ритми життя суспільства і характерний для багатьох енергосистем (графіки різних енергосистем відрізняються не стільки формою, скільки рівнем навантаження). На такому графіку виділяють три тимчасові зони: зону мінімального навантаження (нічні години, або нічний провал) з потужністю не

більше $P_{\text{мін}}$, зону середнього, або напівпікового навантаження з потужністю $P_{\text{нп}}$: $P_{\text{мін}} \leq P_{\text{нп}} \leq P_{\text{макс}}$, і зону максимального, або пікового навантаження з потужністю не більше $P_{\text{макс}}$. Напівпікова зона характеризується одноразовим протягом доби значним зростанням навантаження у ранковій годині і її глибоким спадом у кінці доби, а пікова – поряд з відносно невеликими підйомами (до рівня максимального навантаження) і спадами (до рівня напівпікової зони) навантаження в денні години доби. У ній зазвичай присутні один або два максимуми споживання електроенергії: ранковий і вечірній. Перший пов'язаний найчастіше з ранковою зміною роботи промислових підприємств, а другий є поєднанням споживання вечірньої зміни підприємств зі споживанням електроенергії в житловому секторі та сфері побутового обслуговування населення. Тому другий пік нерідко перевищує за своєю величиною перший.

У загальному випадку ДГН енергосистеми має провали, підйоми, спади і піки, що чергуються між собою і визначають у цілому його нерівномірний (нерівний) характер.

Для оцінки добового графіка навантаження використаємо таку систему аналітичних характеристик:

- 1) коефіцієнт нерівномірності $a = P_{\text{мін}}/P_{\text{макс}}$;
- 2) коефіцієнт заповнення $b = P_{\text{ср}}/P_{\text{макс}}$, де $P_{\text{ср}} = E_{\text{доб}}/(24\text{год})$ і $E_{\text{доб}}$ – споживання електроенергії за добу;
- 3) максимальний діапазон регулювання навантаження $\Delta P_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} - P_{\text{мін}} = \Delta P_{\text{п}} + \Delta P_{\text{нп}}$;
- 4) напівпіковий діапазон регулювання навантаження $\Delta P_{\text{нп}} = P_{\text{макс}} - P_{\text{мін}}$;
- 5) піковий діапазон регулювання навантаження $\Delta P_{\text{п}} = P_{\text{макс}} - P_{\text{нп}}$.

Очевидно, що для рівномірних (рівних) графіків $a = b = 1$; $P_{\text{мін}} = P_{\text{макс}} = P_{\text{ср}}$ і $\Delta P_{\text{макс}} = \Delta P_{\text{п}} = \Delta P_{\text{нп}} = 0$. Оскільки абсолютно рівномірних ДГН енергосистем практично не буває, то гарним наближенням до рівномірних графіків вважають графіки з $a = 0,9$ (нерівномірність не більше 10%).

Характеристики добових графіків навантаження енергосистеми залежать не тільки від добових ритмів життя суспільства, а й від інших супутніх їм ритмів, визначальними з яких є тижневі [робочі (РД) та вихідні (ВД) дні] і сезонні [опалювальний (ОП) і міжопалювальний (МОП) періоди для енергосистем з переважанням ТЕС чи зимовий, паводковий і літній періоди для енергосистем зі значною часткою ГЕС]. Чим більш рівномірне навантаження генераторів, тим краще умови їх роботи, тому виникає так звана проблема регулювання графіків навантаження, проблема їх вирівнювання.

Існують шість основних типів зміни форми навантаження: зниження пікового попиту, заповнення провалів, перенесення навантаження, стратегічне енергозбереження, стратегічне підвищення навантаження та гнучка форма навантаження. Перші три типи змін є класичними технологіями керування навантаженням. Інші три типи включають управління ефективністю використання енергії кінцевим споживачем.

Можливими варіантами для зміни форми графіка навантаження є: 1) комплексні заходи з енергозбереження; 2) керування навантаженням (споживанням); 3) використання власних генераторів; 4) комплексні заходи з енергозбереження; 5) керування навантаженням (споживанням); б) використання власних генераторів.

Аналізуючи більш детально тип зміни навантаження завдяки перенесенню навантаження, можна зауважити, що цей тип дає змогу досягати багатьох цілей, а саме: обмеження навантаження, заповнення провалів, перемикавання навантаження з пікових на позапікові періоди, що дає можливість найбільш ефективно використовувати потужність. Саме цей тип зміни навантаження буде далі використовуватись у методиці вирівнювання графіка.

У деяких випадках ефективність електроспоживання можна підвищити, змінюючи режими роботи навантаження.

Розглянемо принцип керування системою, що складається із генератора напруги $u(t)$ з періодом T і паралельно включених навантажень, з яких n керованих та m некерованих. Керованим навантаженням будемо вважати

i -те навантаження із струмом $i_i^{(\kappa)}(t; t_i^{(\kappa)})$ і періодом енергетичних процесів $T_i^{(\kappa)}$, для якого можлива зміна зсуву в часі $t_i^{(\kappa)}$ умовного початку періоду $T_i^{(\kappa)}$ відносно початкового періоду T генератора напруги без зміни споживаної активної потужності. За некероване навантаження приймемо j -те навантаження $i_i^{(H)}(t; t_j^{(H)})$ з періодом енергетичних процесів $T_j^{(H)}$, для якого величина $t_j^{(H)}$, що за своєю суттю аналогічна величині $t_i^{(\kappa)}$, є незмінною [138, 139].

Струм генератора запишемо в наступному вигляді:

$$i(t) = \sum_{i=1}^{n'} i_i^{(\kappa)}(t; t_i^{(\kappa)}) + \sum_{i=1}^{m'} i_i^{(H)}(t; t_i^{(H)}).$$

Вигляд кривої $i(t)$ залежить від інтервалів $t_i^{(\kappa)}$, тому їх зміна призводить до зміни енергоспоживання в системі, що розглядається [139].

Завдання системи керування i -ми навантаженнями полягає у формуванні струму $i(t)$ шляхом зміни інтервалів $t_i^{(\kappa)}$ таким чином, щоб уникнути повернення енергії в генератор (компенсація $Q_{об}$) або знизити втрати при транспортуванні енергії (компенсація $Q_{\phi}, Q_{\phi m}$) (виконується за умови $i(t) = g_0 u(t)$).

Заходи з керування навантаженням вживаються для зміни форми кривої навантаження або збільшення генерації електроенергії поза енергопостачальною компанією. Заходи можуть включати як спонукальні, так і примусові процедури (табл. 1.11).

Таблиця 1.11. Заходи з керування навантаженням

| Спонукальні | | | Примусові |
|--|--|--|---|
| Організаційні | Технічні | Економічні | Технічні |
| 1) Непрямі дії або керування (наприклад, ініціативи по енергозбереженню і/або стимулювання застосування систем керування, установлених споживачем); 2) інформування споживачів (популяризація програм УЕВ серед споживачів) | 1) Децентралізація генерації (маються на увазі джерела постачань від не-енергопостачальних компаній); пряме керування устаткуванням споживача (обмежники попиту і системи керування, встановлені енергопостачальною компанією); акумуляція енергії | 1) Введення стимулюючих тарифів (ціни на енергію залежно від часу споживання), ставки на пікову потужність, ставки (знижки) за переривання (відключення) навантажень | 1) Обмеження потужності (погоджене або обов'язкове) і регулювання напруги |

Ці заходи можуть виконуватися з метою скорочення капітальних вкладень, поліпшення умов обмеження потужності, забезпечення економічно більш ефективного розподілу енергії, зниження вартості послуг, поліпшення коефіцієнтів навантаження, підвищення ефективності та надійності системи.

У світовій практиці розроблено широкий спектр механізмів керування навантаженням (табл.1.12). Можливість участі тих чи інших споживачів у регулюванні навантаження енергосистеми, а також рівень їхньої участі повинні визначатися за техніко-економічними розрахунками. Тому доцільним є економічне стимулювання споживачів до такого регулювання. Одним із варіантів якого є встановлення різних тарифних ставок для різних типів споживачів залежно від можливостей їхнього регулювання. Різні тарифні ставки дають змогу кожному споживачу визначати допустиму величину зменшення власної потужності та період її тривалості.

Можливість участі тих чи інших споживачів у регулюванні навантаження енергосистеми, а також рівень їхньої участі мають визначатися за техніко-економічними розрахунками. Тому доцільним є економічне стимулювання споживачів до такого регулювання. Одним із варіантів такого регулювання є встановлення різних тарифних ставок для різних типів споживачів залежно від можливостей їхнього регулювання. Різні тарифні ставки для різних типів споживачів дають змогу кожному споживачу визначати допустиму величину зменшення власної потужності та період її тривалості в години максимуму навантаження енергосистеми.

Керування активним споживачем (обсягами його споживання і генерації, перерозподілом навантаження) здійснюється за допомогою гнучко настроєваних (залежно від типу споживача, економічної кон'юнктури, технологічних умов) меню тарифів як на споживану, так і на передану в мережу електроенергію. Таке керування належить до мотиваційного (спонукаючого), заснованого на впливі на економічні інтереси.

Таблиця 1.12. Механізми керування попитом

| Елементи програми керування попитом | Теперішній стан | Перспективний стан |
|---|---|---|
| Пряме керування попитом | Споживач за власним розсудом включає або відключає обладнання в години мінімуму / максимуму тарифу у відповідності з існуючим тарифним меню | Обладнання споживача, оснащене відповідними пристроями для дистанційного відключення в пікові моменти і включення в моменти мінімальних цін |
| Програми потреби (пропозиції/ навантаження) Програми зворотної покупки | Споживач за власним розсудом включає або відключає обладнання в години мінімуму / максимуму тарифу у відповідності з існуючим тарифним меню | Споживач на основі оперативної інформації про стан ринку може відмовитись від споживання на даний період часу і продавати потужність |
| Програми переривання | Примусове відключення при форс-мажорних ситуаціях | Відключення за згодою споживача з наданням можливості зниження виплат в сторону постачальника за рахунок системи модифікації цін |
| Тариф, диференційований за часом доби | Споживач за своїм розсудом включає або відключає обладнання під час дії зонних тарифів | Існування як добровільних програм, так і примусових, заснованих на обов'язковій у них участі всіх споживачів. Споживач може або зобов'язаний завантажити своє обладнання під час дії того чи іншого тарифу |
| Програми зниження навантаження | Примусове зниження навантаження при форс-мажорних ситуаціях | Зменшення навантаження за згодою споживача з наданням зниження виплат в сторону постачальника за рахунок системи модифікації цін. |
| Тарифікація в режимі реального часу | Робота в режимі реального часу на балансуєчому оптовому ринку електроенергії і потужності | Робота в режимі реального часу на балансуєчому оптовому ринку і потужності, а також на рівні кінцевого споживача на роздрібному ринку |
| Програми потреби (пропозиції/ навантаження) Програми зворотної покупки | Промисловий споживач на власний розсуд завантажує потужності відповідно до режимів роботи залежно від тарифу або умов довгострокового контракту | Споживач на основі оперативної інформації про поточний стан ринку може відмовитись від споживання на даний момент часу і продати потужність за одним із варіантів: змінний процент від оптових цін, постійний процент від оптових цін, постійна або змінна ціна, яка визначена на умовах конкурсного відбору споживачів |

Керування активним споживачем (обсягами його споживання і генерації, перерозподілом навантаження) здійснюється за допомогою гнучко настроюваних (залежно від типу споживача, економічної кон'юнктури, технологічних умов) меню тарифів як на споживану, так і на передану в мережу електроенергію. Таке керування належить до мотиваційного (спонукаючого), заснованого на впливі на економічні інтереси.

На даний час в українській системі електроенергетичних ринків механізми та мотиваційні інструменти «активізації» споживача до оптимізації функціонування ОЕС України розвинені недостатньо – за наявності добре відомих ринкових механізмів ціноутворення на оптовому ринку (ринок «на добу вперед», балансуєчий ринок та ринок потужності), можливості варіювання тарифів на роздрібному ринку досить обмежені (у тому числі внаслідок обмеженості можливостей використовуваних засобів обліку та передачі інформації).

Оцінка потенціалу реалізації стратегії активного споживача для промислових і комерційних споживачів на роздрібному ринку включає в себе можливість застосування споживачем інтервального (погодинного) обліку свого споживання, однак на оптовому ринку споживачі можуть більш гнучко брати участь у програмах керування попитом. Оскільки споживчий ринок для населення в рамках чинного тарифного законодавства повністю регулюється державою, на сучасному етапі розвитку реалізація стратегії активного споживача для населення не можлива. Хоча потенціал реалізації моделі активного споживача згідно з діючою моделлю ціноутворення в Україні існує.

Необхідно відзначити, що вже на цей момент часу деякі з механізмів керування попитом успішно функціонують і в сучасній українській практиці, однак потенціал керування попитом ще не вичерпаний.

Керування попитом технічно вирішує обмежене коло проблем:

- 1) часткове зменшення піків;
- 2) оптимізація режимів роботи великих електростанцій;
- 3) підвищення енергоефективності.

Ефект від такого керування найбільш помітний у промислових споживачів (або споживачів великої потужності), де досить значні обсяги споживання, і відповідно такі споживачі мають стимул до оптимізації енергоспоживання. Що стосується побутових споживачів, то вигода від керування навантаженням та інтелектуального обліку електроенергії мінімальна, оскільки економія від впровадження подібних заходів незначна, а зусиль від споживача потребує значно більше (необхідність змінювати режим роботи деякого обладнання споживача може призвести до деякого дискомфорту останнього, що не є виправданим при невеликій економії, та ін.).

У зв'язку з описаним вище необхідно провести моделювання активного споживача електроенергії з різним встановленим обладнанням. Дослідити можливі режими роботи активного споживача. Розробити методологію оптимізації та підвищення ефективності систем енергопостачання із розосередженою генерацією та активними споживачами, а також відповідні методики оцінки реалізованих заходів.

1.5. Основні задачі системної інтеграції джерел розосередженої генерації та активних споживачів у систему енергопостачання

Головними аргументами на користь централізації енергопостачання були зменшення капіталовкладень, матеріальних і трудових витрат та підвищення економічності (в тому числі крупних ТЕЦ) за рахунок укрупнення потужностей, спроба зменшення питомої вартості енергії, що генерується, і підвищення надійності функціонування об'єднаної енергосистеми.

Об'єднання розосередженої генерації, систем акумулювання енергії та обладнання споживачів під спільним керуванням дає змогу сформувати мікромережу. На рис. 1.57 схематично зображена віртуальна електростанція.

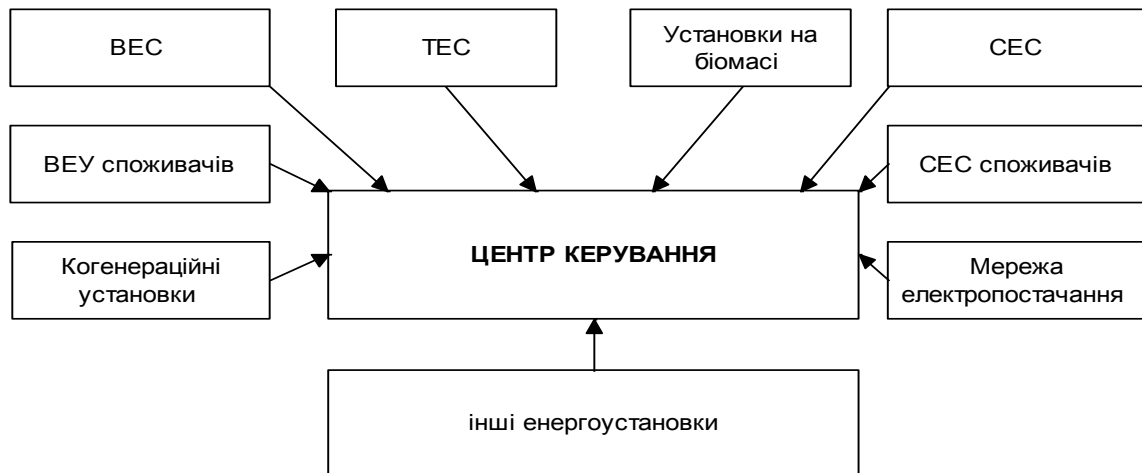


Рис. 1.5. Віртуальна електростанція

ВрЕС об'єднує різні джерела розосередженої генерації, такі як газові турбіни, паливні комірки, інші когенераційні установки і джерела зі стохастичним характером генерації, до яких належать фотоелементи та ВЕУ.

Робота джерел РГ доцільна тільки тоді, коли можна досягти економічних переваг у порівнянні з роботою традиційних систем. Додаткові кошти, необхідні для спорудження ІСЕ, повинні компенсуватися зниженням експлуатаційних витрат протягом терміну служби. При організації ВрЕС також виникають додаткові витрати на створення мережі інформаційного зв'язку. Сюди входить ефективна систем управління, контролю і регулювання кожної окремої установки чи міні-електростанції, а також телекомунікаційна технологія для об'єднання всіх установок в єдину мережу. Оператор ВрЕС може використовувати різні моделі управління для досягнення найбільш економічно вигідного режиму роботи. Розосереджена генерація може використовуватися для покриття пікового навантаження, коли вартість генерації найвища. Крім того, такі установки динамічно реагують на зміни в очікуваних прогнозах навантаження. Таким чином, формується інтегрована система енергопостачання, в якій крім традиційних джерел генерації з'являються окремі джерела розосередженої генерації, споживачі-регулятори та накопичувачі енергії.

Можливі режими роботи системи децентралізованої генерації наведені в табл. 1.12.

Таблиця 1.12. Режими роботи систем децентралізованої генерації

| Режим роботи | Опис режиму |
|--|---|
| Режим власного повного енергозабезпечення | Енергія, що виробляється джерелами розосередженої генерації повністю споживається навантаженням |
| Режим власного повного енергозабезпечення з акумуляцією енергії | Енергія, що виробляється джерелами розосередженої генерації, перевищує потреби навантаження. Надлишок енергії витрачається на зарядження акумуляторів або віддається в мережу |
| Режим власного повного енергозабезпечення з надлишком електроенергії | Енергія, яка виробляється джерелами розосередженої генерації, перевищує потреби навантаження, додаткових споживачів немає (зовнішньої мережі, здатної прийняти надлишок енергії, немає). Система працює у режимі стабілізації напруги |
| Режим власного часткового енергозабезпечення із дефіцитом електроенергії | Енергії, що виробляється джерелами розосередженої генерації, недостатньо для покриття навантаження споживача, тому необхідним є використання сторонніх джерел енергії (накопичувачів енергії, інших джерел розосередженої генерації чи зовнішньої мережі) |
| Режим обмеження споживання | Енергії, що виробляється джерелами розосередженої генерації, недостатньо для покриття навантаження, накопичувачі розряджені або зовнішньої мережі немає |
| Режим відключення | Енергії, що виробляється генераторами не достатньо для покриття потреб навантаження |

Розосереджена генерація вимагає більш високих капітальних витрат на 1 кВт встановленої потужності. Деякі технології не дають можливості реагувати на природну зміну навантаження (наприклад, вітрогенератори чи системи когенерації, де вихідна потужність визначається тепловим навантаженням). Інтеграція джерел РГ в енергосистему різко ускладнює і здорожчує систему релейного захисту. Її вартість може складати 10% і більше від загальних капіталовкладень. З підвищенням рівня децентралізації ускладнюється система управління, що вимагає суттєвого збільшення обсягу інформації, яку необхідно отримувати в реальному часі. А це, в свою чергу, вимагає збільшення витрат на установку і обслуговування відповідних

інформаційних систем, розробку адекватних алгоритмів управління. Існують обмеження на вибір виду первинного ресурсу, підвищується вартість його постачання. Виникає потреба в системі керування, яка зможе дотримуватися оптимальних режимів роботи для кожного із багатьох учасників взаємодії в рамках системи енергопостачання.

У інтелектуальній енергосистемі режими її роботи визначаються поділом функцій між централізованими і розподіленими генераторами. Управління розподіленими генераторами може бути організовано у формі мікросистем (microgrids) або віртуальних електростанцій (virtual power plants) шляхом інтеграції джерел генерації у фізичному плані і в умовах ринку. Віртуальна електростанція має аналогічну традиційній електростанції надійність, планованість і керовану поведінку. Структура віртуальної електростанції представляється об'єднанням РГ, керованих навантажень та систем накопичення енергії. Віртуальна електростанція визначається як оптимальне рішення в інтеграції традиційних і РГ.

Підключення РГ до основної мережі дає змогу створювати рішення, що відповідають вимогам конкретних споживачів. Крім того, РГ має деякі інші позитивні якості і може працювати в двох режимах:

– *паралельно з основною мережею*. При нормальному режимі РГ генерує електроенергію, параметри якої є повністю відповідним основній мережі. При аварії, тобто при відключенні від основної мережі розподілена генерація переходить в автономний режим роботи;

– *повністю автономно*. У місцях, де відсутня основна мережа, розподілена генерація покриває оперативні та довгострокові потреби в енергії, параметри якої відповідають потребам навантаження конкретного устаткування.

РГ у розподільній мережі змінює характеристики потоків, що створює додаткові проблеми в аварійних ситуаціях, у роботі системного захисту. Поява РГ в розподільній мережі надає їй нові властивості, але і створює нові проблеми. Одна з важливих проблем – управління нормальними і аварійними

режимами систем електропостачання. Потрібна розробка нових методів для аналізу режимів роботи систем електропостачання, що включають розподілену генерацію, їх надійності, стійкості і т.п. Серед всього великого комплексу завдань важливе значення мають завдання дослідження нормальних і післяаварійних режимів СЕП, що містять РГ, і керування цими режимами.

Джерела РГ можуть бути розміщені оптимально в точках, де вони забезпечують найкраще зменшення втрат у розподільній мережі. При правильному розміщенні установок РГ втрати потужності можуть знизитися. Тому визначення таких місць є актуальною задачею.

Залучення великої кількості нових елементів до системи енергопостачання та орієнтація на потреби споживачів та їх можливості (в плані створення додаткових послуг і генерації енергії) потребують використання різного роду мультиагентних систем керування (МАСК), основні учасники в яких є активними.

Мультиагентна система керування – це багаторівнева багатозв'язна СК, з вирішенням багатокритеріальних задач в умовах невизначеності.

Можливості МАСК:

- засоби адаптації до змін середовища;
- можливість модифікації її структури і параметрів безпосередньо в процесі функціонування;
- застосування динамічного моделювання в реальному часі з прогнозуванням стану;
- паралельні обчислення, що підвищують швидкість обчислень при економії обчислювальних ресурсів;
- керування станом технічних комплексів і систем на основі розподілених мережевих інформаційних мереж і гнучкої інфраструктури компонентів.

Принципи організації МАСК в інтелектуальних системах:

- поділ загальної системи керування на елементи різної функціональності та рівня інтеграції – агентів МАСК;

- розподіл агентів за типами (керуючих і керованих), що забезпечують в необхідний часовий період задану функціональність;
- завдання агентам зон компетенції і умов їх зв'язку;;
- визначення форм та ступеня взаємодії між агентами в частині прийому і передачі керуючих впливів на об'єкти керування;
- визначення умов оперативного коригування керування в реальному часі на основі динамічних моделей і адаптивних алгоритмів;
- визначення можливості передачі повноважень від одного агента до іншого (в т.ч. для різних рівнів керування) при відмові виконуваної функції;
- можливість МАСК позиціонуватися в якості систем, що самоорганізуються, зі спроможністю агентів ініціювати діалог за результатами аналізу ситуації, працюючи в умовах невизначеності;
- можливість формування і структурування інформації та її обробки в розподіленому просторі з застосуванням паралельних обчислень і взаємодії агентів з відповідними сегментами інформаційно-технологічного простору;
- побудова алгоритмів керування на основі узгодження інтересів агентів різного функціоналу і рівнів, логічної несуперечності керуючих впливів і оцінки ризиків станів (зміни станів);
- орієнтація діяльності кожного агента на досягнення заданих цілей глобальної системи керування (або досягнення певної динаміки колективних показників цієї системи).

При організації МАСК важливими є наступні аспекти: поведінка та динаміка окремих агентів і способи їх взаємодії, які визначаються структурою фізичних та інформаційних зв'язків між агентами. Таким чином, виділяються ключові точки дослідження МАСК - динаміка індивідуальних агентів і вид графа інформаційних зв'язків. Динаміка групи агентів визначається сукупністю властивостей агентів і графа фізичних та інформаційних зв'язків між ними.

Функціональна модель мультиагентної системи.

МАСК складається із підсистеми оптимізації, до яких надходять запити від користувачів на оптимізацію певних сегментів мережі, формуючи чергу

запитів. Основними задачами підсистеми оптимізації є: 1) структурний аналіз ресурсів сегменту мережі; 2) аналіз дій користувачів у вказаному сегменті мережі; 3) побудова оптимальних зв'язків на основі цілей користувачів.

Основними вимогами, що висуваються до таких підсистеми є: рівномірне завантаження; забезпечення заданої швидкості обробки запитів; стійкість до відмов; автоматичне відновлення у разі відмов; узгоджена поведінка компонентів, спрямована на досягнення цілей системи.

Агентна платформа, яка є невід'ємною складовою МАСК, представляє собою інфраструктуру, в яку можуть бути включені агенти, вона складається із обчислювальних систем, компонентів керування агентами та власне самих агентів. З точки зору МАСК кожен агент: поєднує одну або більше сервісних можливостей; має супервізора (компонент системи, що делегує завдання); характеризується ідентифікатором, що дозволяє чітко виділити його із загальної множини агентів. МАСК поєднує в собі такі підсистеми: порядок керуючих сигналів (завдань), що надходять із зовнішнього середовища; систему керування агентами та службу каталогів.

Основними складовими архітектури МАСК, є множина агентів, агентна платформа, база даних для архівування результатів функціонування агентів, центральний координатор. Основними функціями агентів є взаємодія із зовнішнім середовищем для зв'язків та узгодженої роботи із іншими агентами, а також планування і безпосереднє виконання задач системи.

У мультиагентній платформі кожен енергетичний ресурс і елемент мікромережі представлено як автономний агент, який забезпечує загальний комунікаційний інтерфейс для всіх різних компонентів у системі.

Кожен агент незалежний, але як тільки він приєднується до системи, логіка СК дозволяє йому приєднатися до інтерфейсу інших існуючих агентів. Загальноприйнята методика інтерфейсу здійснюється через службу каталогів, за допомогою чого агенти фіксують себе в загальному каталозі і потім самоорганізують свої дії. [149-158].

Для вибору оптимального варіанту значення цільової функції групи агентів повинні виконуватися наступні умови:

- 1) Повинен існувати список із n альтернатив профілю поведінки;
- 2) Відсутність агента, вибір якого визначав би результат незалежно від вибору інших агентів;
- 3) Незалежність від сторонніх альтернатив;
- 4) Вибір групи повинен бути оптимальним по Паретто..

Агенти повинні володіти наступними властивостями:

- 1) має можливість приймати зовнішні керуючі сигнали;
- 2) вміти визначати свою реакцію на цей вплив і формує відповідні дії;
- 3) змінювати свою поведінку з часом залежно від накопиченої інформації;
- 4) здатен прийняти рішення відповідно до ситуації;
- 5) функціонувати без зовнішнього втручання здійснювати контроль внутрішнього стану і своїх дій (автономність);
- 6) вміти навчатися та аналізувати попередній досвід (адаптивність);
- 7) взаємодіяти з іншими агентами на різних ролях (колаборативність);
- 8) взаємодіяти із іншими агентами (комунікативність, мобільність);
- 9) здійснювати відповідні дії на зміни середовища (реактивність);
- 10) діяти раціонально для досягнення поставлених цілей (активність);
- 11) наявність базових знань;
- 12) мати мету – сукупність станів, на досягнення яких спрямована поточна поведінка агента (цілеспрямованість);
- 13) хотіти досягти певного стану (станів) (наявність бажань);
- 14) можливість брати на себе завдання за дорученням інших агентів і бути за них відповідальним (наявність зобов'язань);
- 15) відповідати перед іншими агентами (відповідальність, солідарність).

Актуальним є розробка алгоритмів керування поведінкою активних споживачів енергії (групою споживачів) для різних режимів роботи та взаємодії із системою енергопостачання.

Висновки до розділу 1

1. Проведений комплексний аналіз тенденцій розвитку енергетики та локальних систем енергопостачання показав доцільність створення інтегрованих енергопостачальних систем із комплексним застосуванням джерел РГ та НВДЕ, а також реалізації потенціалу активного споживача.

2. Встановлено, що використання інтегрованих систем енергозабезпечення на базі джерел РГ та НВДЕ є одним з шляхів підвищення ефективності та надійності існуючих систем енергопостачання, живлення споживачів.

3. Виявлено, що існує проблема із ефективністю перетворення енергетичного потенціалу відновлюваними джерелами енергії та залученням досі не використовуваних низькопотенціальних енергетичних ресурсів.

4. Аналіз причин низької ефективності систем енергопостачання показав, що існують перспективні способи підвищення такої ефективності за рахунок інтеграції джерел РГ та НВДЕ на різних рівнях системи енергопостачання, в тому числі й на рівні споживачів. Визначено, що існує можливість підвищення ефективності тих енергетичних установок на базі НВДЕ, де цей потенціал досі не використовується.

5. Визначено, що керування режимами роботи СЕП з розосередженою генерацією передбачає необхідність використання відповідних мультиагентних систем керування, з метою вибору оптимальних режимів роботи, для яких мають бути розроблені відповідні закони регулювання, алгоритми функціонування та методи оцінки ефективності.

6. Виконано аналіз потенціалу активного споживача електроенергії в енергетичній системі та особливості його взаємодії з іншими елементами системи енергопостачання, визначено потенціал та можливості активного споживача в локальній системі енергопостачання, що дає можливість розробити механізми інтеграції розосередженої генерації та активного споживача в систему енергопостачання і відповідні методики оцінки такої інтеграції та їхню доцільність.

РОЗДІЛ 2

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА СИСТЕМНА ІНТЕГРАЦІЯ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

2.1. Формування енергетичного потенціалу локального району енергопостачання та проблеми його перетворення

Для України питання підвищення ефективності енерговикористання, реалізації політики енергозбереження, створення і вдосконалення енергоринку та підвищення ефективності функціонування системи енергопостачання в цілому набули особливої актуальності й безпосередньо пов'язані з енергобезпекою країни [164].

На кожному етапі трансформації та транспортування енергетичних ресурсів деяка частина з них втрачається та розсіюється, а залежно від технологічного процесу та стану обладнання рівень втрат може сягати 20% і більше. Зважаючи на такий стан речей, доцільним є максимально можливе використання місцевих енергетичних ресурсів, включаючи можливості, які створює впровадження РГ і НВДЕ. Для цього потрібно попередньо оцінити енергетичний потенціал території (регіону), що розглядається [4].

Диспропорція в забезпеченні споживачів регіонів енергетичними ресурсами негативно впливає на економіку, оскільки виникає потреба в транспортуванні ресурсів, що з ряду причин є досить дорогим та призводить до додаткових витрат. Існують два напрямки мінімізації рівня такої диспропорції [159-164], при реалізації яких може виникати позитивний синергетичний ефект:

- 1) підвищення рівня самозабезпечення регіону енергетичними ресурсами;
- 2) розвиток енергетичної інфраструктури для взаємокомпенсації потреб (від регіону, в якому є надлишок, до регіону, в якого виникла потреба).

Проблема ефективно оцінки енергетичного потенціалу регіону завжди актуальна. Беручи до уваги постійне зростання енергоспоживання, а також зношеність основних фондів матеріально-технічної бази енергетичної галузі,

найближчим часом можливим може стати дефіцит природних та енергетичних ресурсів, що особливо гостро відчують регіони, в яких немає альтернативи традиційним енергоносіям. Для того, щоб компенсувати цю недостачу, потрібно мати актуальну інформацію про рівень енергетичного потенціалу регіону, включно з НВДЕ, які можуть внести значний вклад у вирішенні цієї проблеми, та реально оцінити можливості для реалізації готових проектів у цьому регіоні.

Енергетичним потенціалом місцевості називають всі ресурси, які територіально знаходяться в межах регіону, включаючи як ті, що вже розробляються, так і ті, що в перспективі можуть бути використані, а саме: перспективні родовища енергетичних ресурсів, низькопотенціальні первинні та вторинні енергетичні ресурси. Класичне розуміння визначення «енергетичний потенціал місцевості» складається з чотирьох основних блоків (рис. 2.1): природні енергетичні ресурси (включаючи НВДЕ), видобувні потужності, генеруючі потужності та транспортна інфраструктура [159-164]:

$$E = R \cdot U \cdot P \cdot U \cdot G \cdot U \cdot T$$

де E – енергетичний потенціал регіону; R – природні ресурси; P – видобувні потужності; G – генеруючі потужності; T – транспортна інфраструктура.

Залучення низькопотенціальних енергетичних ресурсів (території) регіону дасть змогу більш ефективно оптимізувати весь ланцюжок перетворення ресурсів на корисну енергію. Особливої уваги потребує питання ефективного керування енергетичними потоками між виробничими, генеруючими, транспортними потужностями та споживачами. Гарантією того, що вироблені енергетичні ресурси будуть реалізовані, є наявність різного роду споживачів, які, тобто споживчого енергопотенціалу.

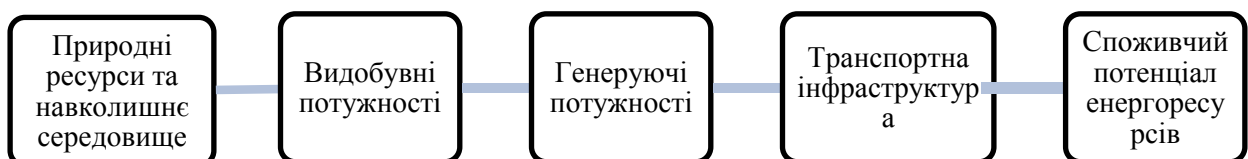


Рис. 2.1. Складові енергетичного потенціалу регіону

$$E = (R^{TP} + R^{HBDE} + r) \cup P \cup (G^{TP} + G^{HBDE} + G^r) \cup T \cup S,$$

де r – низькопотенціальні ресурси; S – споживчий потенціал.

Оптимальним є значення, коли виконується умова $S \leq G(R, T, P)$.

В інших випадках доведеться або купувати, або продавати енергетичні ресурси:

$S \rightarrow opt$, якщо $G(R, T, P) \rightarrow opt$, або $P \rightarrow opt$, $T \rightarrow opt$, $R \approx const$.

Природні енергетичні ресурси регіону R можна розділити на такі складові:

$$R = R^{TP} + R^{HBDE} + r,$$

де R^{TP}, R^{HBDE} – традиційні енергетичні ресурси та ресурси нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії відповідно; r – ресурси низькопотенціальних джерел енергії та вторинні енергетичні ресурси. При цьому рівень енергетичного потенціалу регіону не змінюється, однак баланс його складових може змінюватися.

Найбільш ефективним використанням ресурсного потенціалу регіону $R \rightarrow opt$ буде такий випадок, якщо виконуватиметься умова $R^{TP} \rightarrow opt$; $R^{HBDE} \rightarrow max$; $r \rightarrow max$. Причому втрати енергетичних ресурсів повинні бути мінімальними: $\Delta W^R = (\Delta W^{TP} + \Delta W^{HBDE} + \Delta W^r) \rightarrow min$

Що стосується генеруючих потужностей G , то їх складовими будуть

$$G = G^{TP} + G^{HBDE} + G^r,$$

де G^{TP} – традиційні генеруючі потужності; G^{HBDE} – генеруючі потужності відновлювальних джерел енергії $G^{HBDE} \in f(R^{HBDE})$; G^r – генеруючі потужності низькопотенціальних джерел енергії $G^r \in f(r)$.

Існуючий стан використання генеруючих потужностей регіону можна записати як $G \rightarrow opt : G^{TP} \rightarrow max$; $G^{HBDE} \approx 0$; $G^r \approx 0$.

Стан використання генеруючих потужностей регіону для перехідного періоду модернізації енергетичної системи можна записати як $G \rightarrow opt : G^{TP} \rightarrow opt$; $G^{HBDE} \rightarrow opt$; $G^r \rightarrow opt$.

Стан використання генеруючих потужностей регіону в майбутньому опишемо як $G \rightarrow opt : G^{TP} \rightarrow min$; $G^{HBDE} \rightarrow max$; $G^r \rightarrow max$.

Транспортна інфраструктура регіону T може бути розділена на такі складові:

$$T = T^{TP} + T^{HBDE} + T^r,$$

де T^{TP} – інфраструктура транспортування традиційних ресурсів; T^{HBDE} – інфраструктура НВДЕ; T^r – інфраструктура низькопотенціальних енергетичних ресурсів. При такому розподілі також варто враховувати і те, що в деяких випадках можливим є спільне використання деяких елементів інфраструктури різними видами енергетичних ресурсів.

Існуючий стан використання інфраструктури може бути описаний у вигляді $T \rightarrow opt$; $T^{TP} \rightarrow max$; $T^{HBDE} \approx 0$; $T^r = 0$.

Стан використання інфраструктури при перехідному періоді може бути описаний у вигляді $T \rightarrow opt$; $T^{TP} \rightarrow max$; $T^{HBDE} \rightarrow opt$; $T^r = 0$.

Стан використання інфраструктури в майбутньому може бути описаний у вигляді $T \rightarrow opt$; $T^{TP} \rightarrow opt$; $T^{HBDE} \rightarrow max$; $T^r \approx 0$. У даному випадку $T^r \approx 0$, оскільки джерела РГ та НВДЕ, що працюють на основі низькопотенціальних енергетичних ресурсів, можуть інтегруватися в існуючу систему енергопостачання або ж працювати автономно.

Що стосується втрат при транспортуванні, то вони можуть бути представлені в такому вигляді:

$$W^T = (W^{TP} + W^{HBDE} + W^r) \rightarrow min, \text{ де } W^r \rightarrow 0.$$

Що стосується споживчого енергопотенціалу, то він може бути оцінений наступним чином $S \rightarrow opt$:

$$S = \sum_{i=1}^n N_i \cdot V_i \cdot \eta_i \cdot t_i,$$

де N_i – одиниці виробництва / споживання електроенергії; V_i – потужність виробництва / споживання енергії; η_i – коефіцієнт корисної дії; t_i – час роботи одиниці обладнання.

У розгорнутому вигляді формула оцінки ресурсного потенціалу запишеться як

$$R = \sum_{i=1}^n (N_i \cdot V_i \cdot E_x) + F_j,$$

де E_x – еластичність попиту; F_j – інші елементи потенціалу.

Потенціал генеруючих потужностей може бути оцінений за виразом

$$G = \sum_{i=1}^n (N_i \cdot V_i \cdot \eta_i \cdot R_i \cdot E_p) - B - C,$$

де B – втрати на споживання всередині регіону; C – частина імпортованої енергії з іншого регіону; R_i – ступінь забезпеченості ресурсами; E_p – еластичність попиту на енергію / пропозиція сировини.

Переваги від проведення такої оцінки полягають у наступному:

- 1) економічна вигода, яка виникає внаслідок оптимізації енергетичних потоків;
- 2) оцінка реального потенціалу НВДЕ та максимально можливе його використання, що є однією з умов сталого розвитку суспільства;
- 3) підвищення енергетичної безпеки регіонів та, як наслідок, енергетичної безпеки країни;
- 4) залучення раніше не використовуваних енергетичних ресурсів (вторинних, низькопотенціальних).

Зміна співвідношення видів паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) регіону та країни в цілому сприятиме реалізації таких пріоритетних задач енергетичної стратегії, як національна безпека (особливо актуально для України), екологічна, економічна та енергетична ефективність. Потенціал НВДЕ і варіанти комплексних систем енергопостачання з енергоустановками на основі НВДЕ можуть бути включені як підсистема в модель оптимізації паливно-енергетичного балансу регіону з подальшою розробкою на основі цієї моделі енергетичної стратегії та програм розвитку енергетики регіону.

Одним із основних завдань, які ставить перед суспільством «енергетика сталого розвитку», є ефективне використання енергетичних ресурсів, якого можна досягти різними способами. Що стосується традиційних джерел енергії, то це використання більш ефективного обладнання, збагачення палива, використання ефективних режимів спалювання та ін. У випадку нетрадиційних джерел енергії, для яких характерною є низька густина (щільність) енергетичного потоку на одиницю площі, найкращим способом підвищення ефективності використання є концентрація енергії. Використання

концентраторів дає змогу покращити характеристики та параметри потоку (повітря, води, сонячного випромінювання) та теплової енергії (низькопотенціальне тепло) після чого зростає ефективність використання цих енергетичних ресурсів. Що стосується ефективності використання енергії вітру, то зараз її потенціал реалізовується не повною мірою. Проблемним є те, що вітровий потік швидкозмінний та дуже чутливий до перешкод, однак і ці його особливості можна використати з користю. Оцінка можливостей використання низькопотенціальної енергії вітрового потоку в забудованому середовищі буде розглянута далі. З метою максимально ефективного використання низькопотенціальних місцевих енергетичних ресурсів доцільним є формування ІСЕ на основі джерел РГ малої та середньої потужностей.

2.2. Особливості формування інтегрованих (комплексних) систем енергопостачання

Основними факторами, що стримують розвиток систем енергопостачання на основі джерел РГ та НВДЕ, є:

- відсутність реальної практики використання відповідного законодавства;
- недостатньо вигідне інвестиційне становище;
- відсутність технологічних можливостей ефективного використання переваг джерел РГ малої потужності в складі централізованої системи енергопостачання;
- відсутність механізмів взаємодії між системою енергопостачання та джерелами РГ як на технологічному, так і на нормативному рівнях;
- невідповідність режимів роботи таких джерел графікам споживання в системі енергопостачання тощо.

Одним із способів вирішення цих проблем є формування інтегрованих (комплексних) систем енергопостачання (ІСЕ), що поєднують в собі різного роду джерела РГ та НВДЕ малої потужності, з подальшим їхнім встановленням безпосередньо біля споживачів енергетичних продуктів, а також системна

інтеграція даних ІСЕ в локальну або централізовану систему енергопостачання з метою отримання максимальної ефективності та вигоди від такої взаємодії.

З метою прискорення впровадження таких систем енергопостачання потрібно підвищити їхню рентабельність шляхом скорочення частки органічного палива та максимально ефективного використання енергії, отриманої від альтернативних джерел енергії. Проблеми надійності енергопостачання від таких систем можуть бути вирішені шляхом їхнього підключення до централізованої системи енергопостачання або ж наявністю резервного зв'язку з традиційними джерелами енергії. Використання двох відмінних за природою і енергетичним потенціалом джерел енергії може дозволити зняти більшість обмежень, властивих кожному з них окремо [121].

Успішне розв'язання задачі енергозбереження та ефективного використання енергетичних ресурсів передбачає розробку та створення ефективних інтегрованих систем енергозабезпечення на основі джерел розосередженої генерації і нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в межах єдиної системи енергопостачання [141-145].

Переваги джерел розосередженої генерації малої потужності можна розділити на такі групи, а саме:

- підвищення надійності енергозабезпечення – здійснюється за рахунок усунення перебоїв, можливих при живленні від джерел великої потужності та централізованих СЕП.

економічні переваги – полягають у значному зниженні витрат на виробництво електроенергії, собівартість виробництва якої може бути нижча в порівнянні з існуючими тарифами, особливо для промислових споживачів, ліквідація витрат на засоби передачі енергії, втрат при транспортуванні енергії, які сягають від 10 до 30 %, та інші [121, 146].

- екологічні переваги;

- можливість утилізації надлишкового тепла.

Створення інтегрованих систем енергопостачання, до складу яких входять різні за природою та з різним енергетичним потенціалом джерела енергії,

потребує вдосконалення існуючих і розробки нових методів аналізу та оптимізації таких систем. Крім того, в таких системах є велика кількість взаємопов'язаних енергетичних, технологічних та режимних параметрів. А наявність двох і більше відмінних за природою і енергетичним потенціалом джерел енергії ускладнює аналіз ефективності ІСЕ, що в свою чергу потребує вибору оціночних критеріїв та методики для прийняття відповідних рішень відносно ефективності таких систем.

Інтегрована (комплексна) система енергопостачання – система енергозабезпечення, яка складається з такого обладнання, що забезпечує ефективне перетворення енергетичного потенціалу кількох видів енергетичних ресурсів, та може бути джерелом одного або кількох видів енергії..

Інтегрована система енергопостачання може складатися з таких блоків: блок енергетичних установок (енергетична установка чи комбінація кількох (джерела РГ та НВДЕ)) – блок керування – блок накопичувачів енергії. Блочне (модульне) виконання дає змогу створювати різноманітні комбінації модулів залежно від виду ВДЕ та навантаження споживача. Крім того, модульне виконання електроенергетичного комплексу дає змогу об'єднувати споживачів у локальні мережі (мікромережі). Введення в експлуатацію ІСЕ на основі РГ та НВДЕ допоможе вирішувати наступні питання: 1) зменшення споживання викопного палива; 2) зменшення загального навантаження на енергосистему; 3) зменшення пікового навантаження на енергосистему; 4) забезпечення електроенергією у випадку аварійних ситуацій; 5) зменшення втрат в електромережі при передачі (виробництво енергії на місцях); 6) можливість отримати додаткові генеруючі потужності без будівництва великих електростанцій; 7) можливість отримувати доходи за рахунок продажу надлишку електроенергії; 8) зменшення витрат на електроенергію шляхом зменшення загального та/або пікового навантаження на енергосистему (для підприємств та індивідуальних споживачів); 9) зменшення витрат за рахунок акумулювання електроенергії; 10) підвищення надійності енергопостачання.

Можливі варіанти таких комплексів представлено в табл. (2.1).

Таблиця 2.1. Інтегровані системи енергопостачання

| Рівень ел.постач. | Рівень тепло постачання | Загальний рівень енергозабезпечення |
|---|--|--|
| Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії із залишком | Повне забезпечення власних потреб в теплі | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії із залишком та повне забезпечення власних потреб в теплі із залишком: $P_T^{\text{спож.}} + P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}})$ |
| | | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії із залишком та повне забезпечення власних потреб в теплі без залишку: $P_T^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}})$ |
| | Часткове забезпечення власних потреб в теплі | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії із залишком та часткове забезпечення своїх потреб в теплі: $P_T^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}})$ |
| | | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії із залишком та покриття пікових навантажень в теплі: $P_T^{\text{пik.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{пik.}}; P_{\text{проп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}})$ |
| Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії без залишку | Відсутнє теплопостачання | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії із залишком без власного теплозабезпечення: $P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$ |
| | Повне забезпечення власних потреб в теплі | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії без залишку та повне забезпечення власних потреб в теплі із залишком: $P_T^{\text{спож.}} + P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}}; P_{\text{проп.}} = P_T^{\text{надл.}})$ |
| | | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії без залишку та повне забезпечення власних потреб в теплі без залишку: $P_T^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = 0)$ |

Продовження табл. 2.1.

| | | |
|--|--|---|
| | Часткове забезпечення власних потреб в теплі | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії без залишку та часткове енергозабезпечення своїх потреб в теплі: $P_T^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$ |
| | | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії без залишку та покриття пікових теплових навантажень: $P_T^{\text{пik.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{пik.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$ |
| | Відсутнє теплопостачання | Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії без залишку без власного тепло забезпечення: $P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$ |
| Часткове енергозабезпечення своїх потреб в електричній енергії | Повне забезпечення власних потреб в теплі | Часткове енергозабезпечення своїх потреб в електричній енергії та повне забезпечення власних потреб в теплі із залишком: $P_T^{\text{спож.}} + P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = P_T^{\text{надл.}})$ |
| | | Часткове енергозабезпечення своїх потреб в електричній енергії та повне забезпечення власних потреб в теплі без залишку: $P_T^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $(P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$ |
| | Часткове забезпечення власних потреб в теплі | Часткове енергозабезпечення своїх потреб в електричній енергії та часткове енергозабезпечення своїх потреб в теплі: $P_T^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{Т.}}^{\text{част.}})$ $P_{\text{проп.}} = 0$ |
| | | Часткове енергозабезпечення своїх потреб в електричній енергії та покриття теплових пікових навантажень: $P_T^{\text{пik.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{Т.}}^{\text{пik.}})$ $P_{\text{проп.}} = 0$ |
| | Відсутнє теплопостачання | Часткове енергозабезпечення своїх потреб в електричній енергії та відсутнє власне теплозабезпечення: $P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}}$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}) + P_{\text{Т.}}^{\text{С}}; P_{\text{проп.}} = 0$ |

Продовження табл. 2.1.

| | | |
|---|---|--|
| Покриття пікових навантажень ел.енергії | Повне забезпечення власних потреб в теплі | Покриття пікових навантажень електричної енергії та повне забезпечення власних потреб в теплі із залишком: $P_{Т.}^{спож.} + P_{Т.}^{надл.} + P_{ЕЛ.}^{пик.} = P_{КСЕ}$ $P_{поп.} = (P_{ЕЛ.}^C - P_{ЕЛ.}^{пик.}); P_{проп.} = P_{Т.}^{надл.}$ |
| | | Покриття пікових навантажень електричної енергії та повне забезпечення власних потреб в теплі без залишку: $P_{Т.}^{спож.} + P_{ЕЛ.}^{пик.} = P_{КСЕ}$ $P_{поп.} = (P_{ЕЛ.}^C - P_{ЕЛ.}^{пик.}); P_{проп.} = 0$ |
| | Часткове забезпечення власних потреб в теплі | Покриття пікових навантажень ел. енергії та часткове забезпечення своїх потреб в теплі: $P_{Т.}^{част.} + P_{ЕЛ.}^{пик.} = P_{КСЕ}$ $P_{поп.} = (P_{ЕЛ.}^C - P_{ЕЛ.}^{пик.}) + (P_{Т.}^C - P_{ЕЛ.}^{част.}); P_{проп.} = 0$ |
| | | Покриття пікових навантажень ел. енергії та покриття пікових навантажень в теплі: $P_{Т.}^{пик.} + P_{ЕЛ.}^{пик.} = P_{КСЕ}$ $P_{поп.} = (P_{ЕЛ.}^C - P_{ЕЛ.}^{пик.}) + (P_{Т.}^C - P_{ЕЛ.}^{пик.}); P_{проп.} = 0$ |
| Відсутнє теплопостачання | Покриття пікових навантажень електричної енергії без власного теплозабезпечення: $P_{ЕЛ.}^{пик.} = P_{КСЕ}$ $P_{поп.} = (P_{ЕЛ.}^C - P_{ЕЛ.}^{пик.}) + P_{Т.}^C; P_{проп.} = 0$ | |
| Відсутнє власне електрозабезпечення | Повне забезпечення власних потреб в теплі | Повне забезпечення власних потреб в теплі із залишком та відсутнє власне електрозабезпечення: $P_{Т.}^C + P_{Т.}^{надл.} = P_{КСЕ}$ $P_{поп.} = P_{ЕЛ.}^C; P_{проп.} = P_{Т.}^{надл.}$ |
| | | Повне забезпечення власних потреб в теплі без залишку та відсутнє власне електрозабезпечення: $P_{Т.}^C = P_{КСЕ}$ $P_{поп.} = P_{ЕЛ.}^C; P_{проп.} = 0$ |
| | Часткове забезпечення власних потреб в теплі | Часткове енергозабезпечення своїх потреб в теплі та відсутнє власне електрозабезпечення: $P_{Т.}^{част.} = P_{КСЕ}$ $P_{поп.} = P_{ЕЛ.}^C + (P_{Т.}^C - P_{Т.}^{част.}); P_{проп.} = 0$ |
| | | Покриття пікових теплових навантажень та відсутнє власне електрозабезпечення: $P_{Т.}^{пик.} = P_{КСЕ}$ $P_{поп.} = P_{ЕЛ.}^C + (P_{Т.}^C - P_{Т.}^{пик.}); P_{проп.} = 0$ |
| Відсутнє власне теплопостач. | Відсутнє власне тепло- та електрозабезпечення: $P_{КСЕ} = 0; P_{поп.} = 0; P_{проп.} = 0$ | |

Залежно від умов навколишнього середовища, потреб споживача і наявності нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії можливе створення різних інтегрованих систем, їх взаємодія і компенсація недоліків один одного (рис. 2.2). Можливі варіанти таких систем наведені в табл. 2.2.

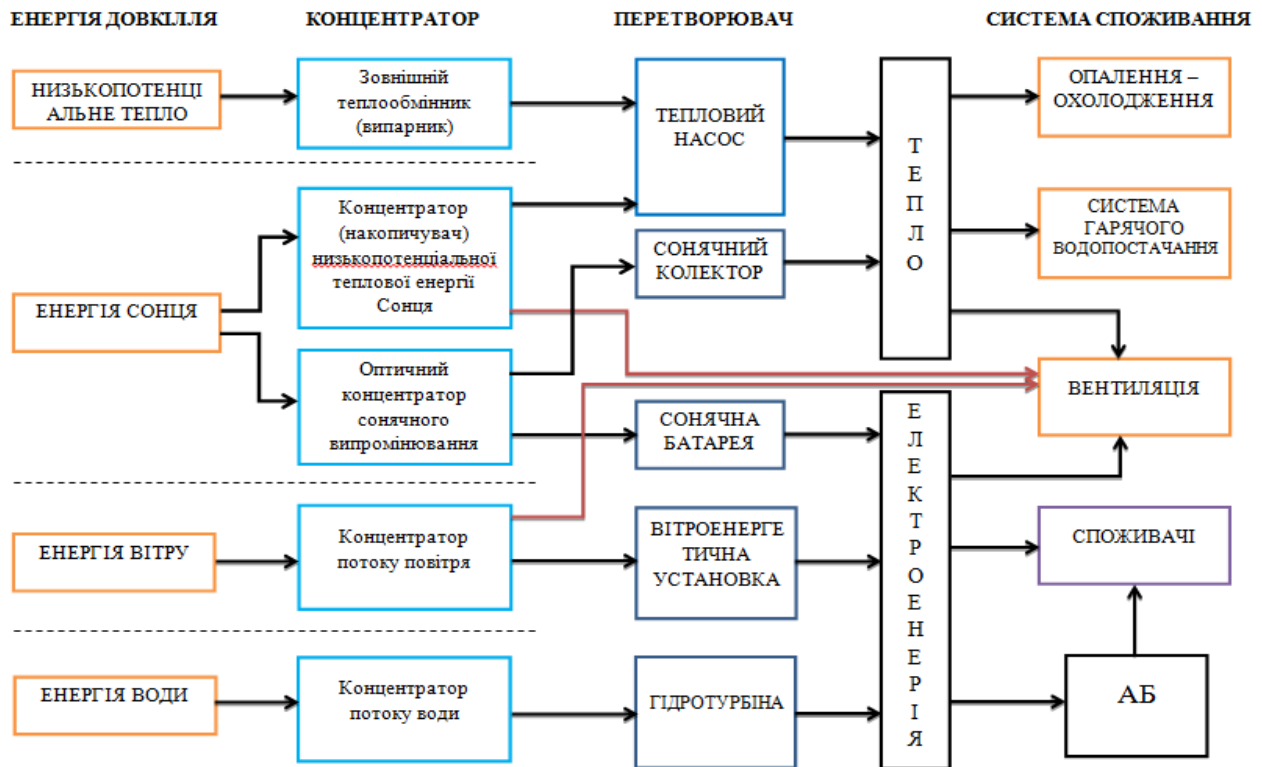


Рис. 2.2. Схема комплексного використання відновлюваних джерел енергії

Таблиця 2.2. Варіанти комбінацій комплексного використання різних НВДЕ

| ЕНЕРГІЯ ДОВКІЛЛЯ | НИЗЬКОПОТЕНЦІАЛЬНЕ ТЕПЛО | ЕНЕРГІЯ СОНЦЯ | ЕНЕРГІЯ ВІТРУ | ЕНЕРГІЯ ВОДИ |
|------------------|--------------------------|---------------|---------------|--------------|
| Варіант 1 | + | - | - | - |
| Варіант 2 | - | + | - | - |
| Варіант 3 | - | - | + | - |
| Варіант 4 | - | - | - | + |
| Варіант 5 | + | + | - | - |
| Варіант 6 | + | - | + | - |
| Варіант 7 | + | - | - | + |
| Варіант 8 | - | + | + | - |
| Варіант 9 | - | + | - | + |
| Варіант 10 | - | - | + | + |
| Варіант 11 | + | + | + | - |
| Варіант 12 | + | + | - | + |
| Варіант 13 | + | - | + | + |
| Варіант 14 | - | + | + | + |
| Варіант 15 | + | + | + | + |

Основною перевагою таких комплексів є те, що для повного або часткового забезпечення пікових навантажень споживача, необхідно встановлювати генеруючі потужності в 5 – 20 разів менші самих пікових навантажень споживача. Крім того, модульне виконання комплексних систем енергопостачання дасть змогу оперативно та за короткі терміни збільшити, зменшити або замінити на нові чи інші типи наявних генеруючих потужностей.

Важливим моментом є те, що всі джерела енергії та модулі, які використовуються при створенні електроенергетичних комплексів, є взаємозамінними та взаємодоповнюючими.

Економію енергоресурсів на промислових підприємствах, потреби яких складають значну частину енергобалансу країни, можна забезпечити двома шляхами: використанням енергоефективного обладнання і енергозберігаючих технологій та створенням енерготехнологічних систем, які зв'язують в єдиний енергетичний комплекс всі енергетичні потоки, що споживаються та генеруються енергетичними і технологічними агрегатами.

2.3. Інтеграція відновлюваних джерел енергії в локальні системи енергопостачання

Зміна економічної та технічної поведінки споживачів з «пасивної» на «активну» змінює їх функції та роль в електричній мережі через появу нових можливостей: діяльність з керування попитом і надання додаткових системних послуг з регулювання навантаження, що наділяє споживача спроможністю конкурувати з генерацією. Інтеграція такого споживача в електричній мережі потребує вирішення низки питань як фізичної (технічної, технологічної) інтеграції, так і інтеграції в систему керування.

Для повного опису структури і процесів при фізичній інтеграції нових елементів у систему, а також графічного представлення особливостей протікання енергетичних процесів у мережах з РГ та АС можуть бути використані наступні елементи:

1. *Граф структури* (ГС) – $G_C \{V_C, H_C\}$ – визначає відношення між

елементами вершин V_C та дуг H_C . Множина вершин V_C відповідає основним елементам системи (генератори, трансформатори, споживачі), дуги h_C ($h_C \in H_C$), показують наявність зв'язку між цими елементами (ЛЕП – для фізичної інтеграції, інформаційні канали – для інтеграції в систему керування);

2. *Контрольовані перетини системи* – сукупність перетинів на множині елементів локальної системи енергопостачання. Перетини графа Γ_C в яких протікає притаманний цій системі конкретний вид основних енергетичних процесів у цій системі.

3. *Енергетично незмінний стан (ЕНС) системи*. Це стан, що характеризується інтервалом $(t_{i-1} - t_i)$ роботи системи T_T , для якого незмінними є напрямки потоків енергії через контрольовані перетини.

4. *Граф зміни стану (ГЗС) – $\Gamma_{ЗС}\{V_{ЗС}, H_{ЗС}\}$* – визначає відношення між елементами вершин $V_{ЗС}$ та дуг $H_{ЗС}$. Множина вершин $V_{ЗС}$ включає елементи системи, а дуги $h_{ЗС}$ ($h_{ЗС} \in H_{ЗС}$), відображають наявні зв'язки між елементами множин системи на виділеному інтервалі ЕНС.

5. *Граф передачі енергії (ГПЕ) – $\Gamma_{ПЕ}\{V_{ПЕ}, H_{ПЕ}\}$* . – визначає відношення між елементами вершин $V_{ПЕ}$ та дуг $H_{ПЕ}$. Множина вершин $V_{ПЕ}$ містить виділені елементи системи енергопостачання, а дуги $h_{ПЕ}$, ($h_{ПЕ} \in H_{ПЕ}$), відображають характер передачі енергії між елементами системи для кожного з вибраних елементів множини ЕНС. Дуга графу $h_{ПЕ,jj}$ характеризує втрати енергії в j -му елементі системи. Вага дуги $h_{ПЕ,ks}$ представляє $n_{ЕНС}$ -мірний вектор $\Theta = \{\theta_1, \dots, \theta_j, \dots, \theta_{n_{ЕНС}}\}$, для якого числове значення j -го елемента θ_j відповідає числовому значенню величини перетоку енергії на j -му ЕНС через цю дугу від s -го до k -го елемента технічної системи, а знак – показує напрямок перетоку.

Якщо баланс складових електроенергії розраховується для всіх елементів кола, то представлення результатів підведення балансу складових електроенергії здійснюється за допомогою графів зміни стану $\Gamma_{ЗС}\{V_C, H_{ЗС}\}$ та передачі енергії $\Gamma_{ПЕ}\{V_{ПЕ}, H_{ПЕ}\}$. Для подальшого використання результати розрахунку складових балансу зводяться в матриці $B_{C1}(i,j)$ та $B_{C2}(i,j)$ розмірністю відповідно $n_{ЕНС} \cdot n_L$ та

$n_{\text{ЕНС}} \cdot (n_{\Gamma} + n_{\text{Л}})$. У цих матрицях i -й рядок відповідає складовим балансу для i -го енергетично незмінного стану, j -й стовпець матриці B_{C1} відповідає j -й електричній лінії (j -й дузі графа $\Gamma_{3C}\{V_{3C}, H_{3C}\}$), j -й стовпець матриці B_{C2} при $j = 1, \dots, n_{\Gamma}$ – j -му генератору та при $j = n_{\Gamma} + 1, \dots, n_{\Gamma} + n_{\text{Н}}$ відповідає $(j - n_{\Gamma})$ -у навантаженню схеми.

Для виділених напрямків передачі енергії через кожну дугу h_{3C} знак “+” елемента $b_{C1}(i, j)$ відповідає режиму генерації, а знак “-” – режиму споживання електроенергії через j -ту лінію для i -го ЕНС. Числове значення елемента $b_{C1}(i, j)$ відповідає величині електроенергії, що пройшла через лінію, де нульове значення для елемента демонструє відсутність передачі електроенергії. Для елементів матриці B_{C1} виконуються умови:

- 1) обсяги енергії, передані на i -му ЕНС в режимі генерації через всі лінії:

$$W_{\Gamma\Sigma, i} = \sum_{j=1}^{n_{\text{Л}}} b_{C1}(i, j) (j \mid b_{C1}(i, j) > 0);$$

- 2) обсяги енергії, передані на i -му ЕНС в режимі споживання через всі лінії

$$W_{C\Sigma, i} = \sum_{j=1}^{n_{\text{Л}}} b_{C1}(i, j) (j \mid b_{C1}(i, j) < 0);$$

- 3) величина активної енергії, переданої через j -ту лінію на виділеному періоді роботи кола:

$$W_{Ai} = \sum_{j=1}^{n_{\text{ЕНС}}} b_{C1}(i, j).$$

Для матриці B_{C2} значення $b_{C1}(i, j)$ для i -го ЕНС відповідає величині енергії, що генерується чи споживається (зі знаком +/- відповідно) j -м елементом кола. Нульове значення відобразить відключення елемента (для АС це може бути автономний режим роботи). Для елементів матриці B_{C2} виконуються умови:

- 1) величина енергії, що генерується генератором на i -му ЕНС:

$$W_{ГГ\Sigma,i} = \sum_{j=1}^{n_{Г}} b_{C2}(i,j) (j | b_{C2}(i,j) > 0) ;$$

2) величина енергії, що споживається генераторами на i -му ЕНС:

$$W_{ГC\Sigma,i} = \sum_{j=1}^{n_{Г}} b_{C2}(i,j) (j | b_{C2}(i,j) < 0) ;$$

3) величина енергії, що генерується навантаженнями на i -му ЕНС:

$$W_{НГ\Sigma,i} = \sum_{j=n_{Г}+1}^{n_{Г}+n_{Н}} b_{C2}(i,j) (j | b_{C2}(i,j) > 0) ;$$

4) величина енергії, що споживається навантаженнями на i -му ЕНС:

$$W_{НC\Sigma,i} = \sum_{j=n_{Г}+1}^{n_{Г}+n_{Н}} b_{C2}(i,j) (j | b_{C2}(i,j) < 0) ;$$

5) величина енергії, що генерується j -м генератором на періоді часу T :

$$W_{ГГ\Sigma,i} = \sum_{j=1}^{n_{Г}} b_{C2}(i,j) (j = 1, \dots, n_{Г}) ;$$

6) величина енергії, що споживається $(j - n_{Г})$ -м навантаженням на періоді T :

$$W_{АГ\Sigma,i} = \sum_{i=1}^{N_{ЕНС}} b_{C2}(i,j) (j | j = n_{Г} + 1, \dots, n_{Г} + n_{Г}) .$$

де $n_{ЕНС}$ – число енергетично незмінних станів схеми; $n_{Г}$, $n_{Гc}$ – число генераторів; $n_{НГ}$, $n_{Нc}$ – число навантажень, які працюють відповідно у режимах генерації (індекс “Г”) та споживання (індекс “Н”) електроенергії; $W_{ГГ}$ ($W_{Гc}$) та $W_{НГ}$ ($W_{Нc}$) – енергія, що генерується/споживається генераторами та генерується споживається/навантаженнями.

Спільний розгляд балансів енергії складених для конкретних структур кіл з інтегрованими елементами (РГ та АС), дозволить встановити розрахункові співвідношення, що відобразатимуть баланс за середніми значеннями активної потужності та баланс складових електроенергії, який відображає обмінні процеси.

Економічні основи поведінки окремих споживачів ґрунтуються на принципі отримання максимальної користі (вигоди, прибутку). Максимізація якої потребує формування цільової функції для споживача, та створення інструменту для порівняння різних варіантів дій та оцінки отриманого ефекту. Тобто,

споживачі знають свої переваги та недоліки, класифікація яких дозволяє споживачу вибрати найбільш вигідний варіант із множини допустимих.

У сфері керування власною генерацією мотиваційне управління спрямоване на створення економічних умов, що робить генерацію власними джерелами РГ вигідною для споживача. Безпосереднє ж керування потужністю генерації «по команді» оператора мережі належить до інституціонального керування. Для реалізації функції керування завантаженням власної генерації необхідно вирішити завдання, наведені в таблиці 2.3.

Дослідивши закономірності процесу проектування електронних пристроїв та схем різного призначення [165, 166], стало можливим виділити такі етапи синтезу алгоритмів функціонування, які можуть бути застосовані до узгодження роботи джерел РГ, АС та мережі енергопостачання:

- 1) визначення множин заданих і результуючих змінних елемента $\Theta'_{\text{ВХ}}$, $\Theta'_{\text{ВИХ}}$;
- 2) виділення функціональної частини технічного завдання;

Таблиця 2.3. Проблеми інтеграції нових елементів у систему

| Технічна інтеграція | Технологічна інтеграція | Комерційна інтеграція |
|--|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> – Розробка стандартів; – встановлення вимог до об'єктів; – розробка умов при'єднання | <ul style="list-style-type: none"> – Розробка стандартів приєднання до енергосистеми; – встановлення вимог до обладнання; – розробка умов при'єднання; – побудова МАСК; – інтеграція нових елементів в існуючу СК | <ul style="list-style-type: none"> – Створення економічних стимулів для реалізації стратегії керування генеруючою потужністю; – створення умов; – надання гарантій; – забезпечення взаєморозрахунків |

3) визначення окремих завдань і відповідних окремих алгоритмів технічного завдання;

4) визначення множин вхідних і вихідних змінних для кожного окремого алгоритму технічного завдання: $\Theta'_{\text{ВХ}l}$, $\Theta'_{\text{ВИХ}l}$, ($l=1, 2, \dots, L$);

5) синтез алгоритму функціонування на рівні окремих алгоритмів технічного завдання;

6) аналіз та класифікація елементів множин $\Theta'_{\text{вх } l}$, $\Theta'_{\text{вих } l}$, ($l=1, 2, \dots, L$);

7) синтез окремих алгоритмів технічного завдання;

8) оцінка додаткових вимог, які не входять до функціональної частини технічного завдання. До таких вимог відносять показники надійності та умови експлуатації джерел розосередженої генерації. Якщо ці вимоги не задовольняються, то варто повернутися до етапу 6 та відкоригувати класифікацію елементів множин $\Theta'_{\text{вх } l}$, $\Theta'_{\text{вих } l}$. У випадку синтезу оптимального для деякого критерію алгоритму функціонування виконується додатковий етап;

9) оцінка якості алгоритму функціонування. Зазвичай цей етап зводиться до обчислення значень деякої цільової функції, яка залежить від якості частинних алгоритмів. Якщо ця цільова функція досягає екстремуму, то процес синтезу алгоритму функціонування завершується. В іншому випадку повертаємось до етапу 6 і коригуємо класифікацію елементів множин $\Theta'_{\text{вх } l}$, $\Theta'_{\text{вих } l}$ для деяких значень l .

Варто зазначити, що особливість процесу синтезу алгоритмів функціонування джерел розосередженої генерації полягає в тому, що задачі перших п'яти етапів вирішуються однозначно залежно від структури вихідних даних технічного завдання. Етапи 6 та 7 характеризуються більшою неоднорідністю процесу вирішення, оскільки елементи множин $\Theta'_{\text{вх } l}$, $\Theta'_{\text{вих } l}$ можна обмежити умовами належності до підмножин змінних параметрів схеми. Це і визначає неоднозначність завдання вихідних областей для вхідних та вихідних змінних кожного окремого алгоритму технічного завдання. На етапі 7 процес синтезу окремих алгоритмів технічного завдання також характеризується невизначеністю, оскільки існує велика кількість графів функціонування окремих алгоритмів технічного завдання, що задовольняє вихідним умовам.

Необхідні умови існування розв'язання задачі синтезу алгоритму функціонування системи енергопостачання з кількома різними джерелами

розосередженої генерації пов'язані з можливістю ототожнення множин $\Theta'_{\text{вих } l_1}, \Theta'_{\text{вих } l_2}$ для будь-яких окремих алгоритмів технічного завдання A_{l_1} та A_{l_2} , що виконуються послідовно один за одним.

Застосуємо описаний вище алгоритм для вибору системи енергопостачання споживача.

На першому етапі синтезу із загального переліку величин, які характеризують параметри і характеристики споживача (обладнання) та особливості споживання, потрібно виділити такі величини, які можуть бути корисними для вирішення завдання з вибору джерела живлення. Формуємо множини $\Theta'_{\text{вх}}$, $\Theta'_{\text{вих}}$. Оскільки складові сформованих множин можуть мати різну природу, то для спрощення вирішення завдання приймемо умову, що всі величини можуть бути представлені в одній формі, зручнішою для розрахунку.

На другому етапі з усіх вимог до системи енергопостачання із розосередженою генерацією виділяються ті, за допомогою яких проводиться синтез функціональної системи. Основним завданням її є перетворення, зберігання, передавання та відтворення інформації у потрібному вигляді.

Третій етап передбачає представлення вимог і правил визначених на другому етапі у вигляді множини окремих завдань $Z=\{Z_l\}, l = (1, 2, \dots, L)$, які мають бути вирішені. Цій множині завдань відповідає множина окремих алгоритмів технічного завдання $A=\{A_l\}, l = (1, 2, \dots, L)$, кожен із яких вирішує частину загального завдання. Таке розбиття загальних вимог на окремі задачі та алгоритми дає змогу зв'язати з кожним окремим алгоритмом A_l кілька множин його вихідних і результуючих змінних $\Theta'_{\text{вх } l}, \Theta'_{\text{вих } l}$.

Таким чином, на четвертому етапі множині A відповідає система кількох множин $A = \{(\Theta'_{\text{вх } l}, \Theta'_{\text{вих } l})\}$.

На п'ятому етапі проводиться синтез алгоритму функціонування для задачі що вирішується на рівні окремих алгоритмів технічного завдання. Проводиться побудова графа G , де в якості вершин графа використовуються окремі алгоритми технічного завдання A_l , де $A_l \in A$.

На шостому етапі проводиться аналіз множин $\Theta'_{\text{вх } l}$, $\Theta'_{\text{вих } l}$ та здійснюється класифікація їх елементів.

На сьомому етапі синтезу здійснюється виконання окремих алгоритмів технічного завдання, що входять до складу вершин графа G .

На восьмому етапі проводиться оцінка додаткових вимог, які не входять до функціональної частини технічного завдання. До таких вимог відносять показники надійності та умови експлуатації джерел розосередженої генерації. Якщо ці вимоги не задовольняються, то варто повернутися до етапу 6 та відкоригувати класифікацію елементів множин $\Theta'_{\text{вх } l}$, $\Theta'_{\text{вих } l}$. У випадку синтезу оптимального для деякого критерію алгоритму функціонування виконується додатковий етап.

На дев'ятому етапі проводиться оцінка якості алгоритму функціонування. Зазвичай цей етап зводиться до обчислення значень деякої цільової функції, яка залежить від якості частинних алгоритмів. Якщо така цільова функція досягає екстремуму, то процес синтезу алгоритму функціонування завершується. В іншому випадку повертаємось до етапу 6 і коригуємо класифікацію елементів множин $\Theta'_{\text{вх } l}$, $\Theta'_{\text{вих } l}$ для деяких значень l .

Наведений алгоритм можна використовувати при розробці схем енергопостачання та узгодженні функціонування споживачів, як від мережі, так і від кількох різних РГ, чи одночасного живлення споживача.

2.4. Способи використання низькопотенціальної та позабалансової енергії для різних джерел розосередженої генерації

Підвищення ефективності енергії сонячного випромінювання.

Проаналізуємо розвиток оптичних концентраторів сонячного випромінювання, які є одним із найважливіших компонентів, що підвищують енергоефективність теплових та фотоелектричних систем енергетики. Оптичний концентратор – це конструктивний елемент, призначений для концентрації

(збирання) енергії сонячного випромінювання на приймач. Комбінація кількох таких концентраторів утворює оптичну концентраторну систему. На сьогоднішній день широкого розповсюдження в системах сонячної енергетики набули лише оптичні концентратори першого покоління, які розвиваються у напрямі вдосконалення класичних технологій та створення принципово нових технологій збирання оптичного випромінювання. Зокрема, рефракційні та відбиваючі (дзеркальні) оптичні концентратори. Вони дають змогу досягти високого рівня концентрації сонячного випромінювання та використовувати малогабаритні високоефективні фотоелектричні перетворювачі. Друге покоління сонячних концентраторів пов'язане із застосуванням дифракційних голографічних елементів, що працюють на пропускання та відбивання. До дифракційних голографічних концентраторів відносяться голографічні фокусуєчі елементи та лінійні дифракційні ґратки, які використовуються для введення випромінювання в оптичні хвилеводи.

Уже протягом кількох десятиліть концентратори сонячної енергії інтенсивно розвиваються та більше не потребують особливих доказів для підтвердження їх ефективності та прав на існування.

Підвищення ефективності енергії потоку води.

Елементами, що підвищують ефективність потоку в гідроенергетичних установках є водоприймальні та водовідвідні споруди, турбінні камери, направляючі площини, водовипуски та ін. Концентраторами потоку в гідроенергетичних установках, таких як ГЕС, міні-ГЕС, ГАЕС та насосних станціях, є водоприймачі та водовипуски, параметри яких значно впливають на втрати напору та на сам потік і відповідно на потужність енергоустановок і виробництво (ГАЕС, ГЕС) і споживання електроенергії (насосні станції). Водоприймальні та водовідвідні елементи в конструктивному виконанні є конфузотно-дифузотними каналами, проходячи крізь які збільшується або зменшується напір потоку.

При оцінці ефективності потоку води використовується наступна залежність:

$$P = 9,8 \cdot Q \cdot \rho \cdot H ,$$

де Q – об’ємна витрата води ($\text{м}^3/\text{с}$); H – напір (м); ρ – густина води ($\text{м}^3/\text{с}$) [121].

Концентруючі та потокоформуєчі елементи гідроенергетичних установок впливають на швидкість потоку води V ($\text{м}/\text{с}$), від якої залежать об’ємна витрата ($Q=f(V)$), та напір потоку води ($H=f(V)$). Свою ефективність конфузорні водопідвідні та дифузорні водовідвідні канали доводять при роботі з малопотужними гідротурбінами на малих річках, джерелах, перепаді висот на озерних водостоках та ін.

Вторинні енергетичні ресурси.

Вторинними енергетичними ресурсами називають енергетичний потенціал продукції, побічних і проміжних продуктів, що утворюється в технологічних установках і втрачається в самому агрегаті, але його можна частково або повністю використати для енергопостачання інших споживачів. Використання ВЕР є одним із найбільших резервів економії палива. Їх можна використовувати безпосередньо без зміни виду енергоносія (потреби в тепловій енергії та паливі) або через виробництво теплової та електричної енергії, холоду або механічної роботи в утилізаційних установках [121].

Застосування вторинних енергетичних ресурсів, що так чи інакше виникають під час технологічних процесів, є одним із найбільших резервів енергозбереження. Вихід вторинних енергоресурсів залежить від цілої низки чинників: параметрів процесу, його режиму, технологічного устаткування та ін.

Одним із способів зменшення втрат є можливість повернення частини втрат енергії безпосередньо до того процесу, в якому вони утворюються. Численні дослідження підтверджують енергетичну й економічну ефективність регенерації та рекуперації енергії. Після цього залишаються тільки втрати, яких при наявному рівні розвитку техніки неможливо зменшити й уникнути. Саме цю частину енергетичних втрат прийнято вважати вторинними енергоресурсами, які можна поділити на паливні, теплові та підвищеного тиску.

Залежно від виду і параметрів вторинні енергоресурси використовують в одному з таких напрямів: *паливні* – як котельно-пічне паливо; *теплові* – в

утилізаційних установках або безпосередньо споживачем, щоб забезпечити потреби в тепловій енергії або холоді; *електроенергетичні* – перетворення енергоносія для одержання електроенергії в газових або парових конденсаційних турбоагрегатах; *комбіновані* – для виробництва в утилізаційних установках ТЕЦ електричної й теплової енергії за допомогою теплофікаційного циклу [121].

Підвищення ефективності низькопотенціального тепла.

До низькопотенціальних теплових відходів (які є вторинними енергетичними ресурсами) належить ентальпія димових газів технологічних і енергетичних установок з температурою нижче 400 °С, технологічних рідин, що охолоджують елементи конструкцій технологічного устаткування, вентиляційних викидів, шахтних вод, стічних вод тощо [121]. Також до низькопотенціальних теплових ресурсів відноситься тепло ґрунту, ґрунтових вод, водойм та навколишнього середовища.

Пристроєм, який перетворює і передає таке тепло в систему тепlopостачання у вигляді нагрітого теплоносія або повітря для обігрівання приміщень є *тепловий насос* (ТН). Він є своєрідним концентратором теплової енергії, адже під час роботи накопичує низькотемпературну енергію навколишнього середовища і передає її через теплоносій до споживача вже з більш високою температурою.

Використанню охарактеризованих вище енергетичних ресурсів не приділялося достатньо уваги через те, що вважалося, що вони є економічно неефективні. Якщо врахувати, що тепловими викидами супроводжується майже кожен технологічний процес, то з точки зору потенційних споживачів низькопотенціального тепла джерела теплової енергії знаходяться в безпосередній близькості до споживачів, а отже втрати при транспортуванні будуть мінімальними. Також варто зазначити що утилізація низькопотенціального тепла, як і всіх видів ВЕР, сприяє охороні довкілля та зменшенню теплового навантаження на навколишнє середовище.

Подвійний фасад.

Широкого розповсюдження в світі набула концепція «подвійного скляного фасаду», яка дуже часто використовується під час будівництва та реконструкції будівель, у тому числі й багатопверхових.

Виділяють три категорії скляних подвійних фасадів :

1. *За розміщенням поверхні подвійного фасаду:* а) встановлені всередині конструкції зовнішньої стіни; б) частково висунуті вперед від зовнішньої стіни; в) повністю виступають за зовнішню стіну.

2. *За розміщенням вентиляційних отворів:* а) вентиляційні отвори відсутні (при штучному кондиціонуванні повітря в приміщенні); б) розташовані тільки на внутрішній поверхні; в) розташовані на двох поверхнях фасаду.

3. *За сегментуванням поверхні подвійного фасаду.* а) сегментування кожного окремого вікна; б) сегментування окремого поверху або вертикального ряду вікон; в) несегментований фасад (суцільний) [167, 169].

Повітряний проміжок подвійного фасаду можна використовувати з різною метою: для вентиляції, як тепловий акумулятор або як концентратор вітрового потоку. Оскільки однією з проблем подвійних фасадів є те, що їх природна вентиляція не в змозі забезпечити необхідну кількість свіжого повітря потрібної якості протягом тривалого часу, використання спеціально сконструйованих концентраторів вітрового потоку, вмонтованих в подвійний фасад сприятиме не тільки підвищенню ефективності функціонування вітроенергетичних установок, а й покращенню роботи вентиляційних систем та регулюванню теплового режиму будівлі. Подвійні скляні фасади мають цілу низку переваг, які наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4. Переваги подвійних фасадів.

| Характеристика | Переваги |
|-----------------------------------|--|
| Шум | Забезпечують більш надійний захист від зовнішнього шуму |
| Енергія на опалення в зимовий час | Економлять енергію, оскільки уловлюють сонячну енергію як колектор |
| Енергія на охолодження літом | Нагріте повітря може відводитися через повітряний проміжок між поверхнями фасаду |

| | |
|---|--|
| Внутрішній клімат приміщень, вентиляція | Завдяки оптимальній вентиляції повітряного проміжку подвійного скляного фасаду мікроклімат приміщень можна підтримувати завдяки природній вентиляції |
| Захист від Сонця | Можна наносити сонцезахисне покриття, встановлювати сонцезахисні щитки |
| Відкриття вікон | Дозволяють відкривати вікна на будь-якому поверсі |
| Внутрішній тиск | При сильному вітрі скляний подвійний фасад зменшує динамічний напір |
| Освітлення | Можна встановлювати елементи, які регулюють денне освітлення |
| Конденсат | При достатній вентиляції конденсат на склі не утворюється |
| Витрати | Зменшуються експлуатаційні витрати |
| Протипожежна безпека | При використанні перегородок можлива ізоляція вогню в певній зоні |

Важливим моментом є те, що теплові втрати через вікна та через стіни будинку тепер накопичуються в повітряному міжфасадному просторі, які при потребі можна або утилізувати, або використовувати як джерела низькопотенціального тепла для ТН.

Завдяки зниженню теплового навантаження на систему опалення, шляхом проведення організаційних та технічних заходів по енергозбереженню (скорочення втрат тепла), стає можливою економія енергії такими способами:

- 1) внаслідок зменшення теплового навантаження на систему опалення можна встановлювати менший за розміром і відповідно більш дешевий тепловий насос;
- 2) невелике теплове навантаження сприяє зменшенню річної потреби в тепловій енергії, яку можна повністю забезпечити тепловим насосом;
- 3) частину потреб у тепловій енергії можна забезпечувати і при відносно невисоких температурах джерела тепла;
- 4) якісна теплоізоляція сприяє утримуванию тепла в приміщенні, яке обігрівається, таким чином на створення необхідного рівня комфорту витрачається менше тепла.

Більшість приміщень у будівлі з подвійним скляним фасадом має досить великі внутрішні теплові навантаження. Якщо взимку це дає змогу економити енергію на опаленні, то в теплу пору року постає питання відведення лишньої теплової енергії без додаткових затрат.

Аналіз енергетичних характеристик подвійного фасаду показав, що енергетичний баланс будівлі дуже чутливо реагує на процеси, що відбуваються в повітряному проміжку фасаду. Незважаючи на ті переваги, які отримуються взимку, коли тепло, накопичене в повітряному проміжку, позитивно впливає на тепловий баланс будівлі взимку, але залишається серйозна проблема утилізації надлишкового тепла літом. Цей недолік подвійного фасаду, який проявляється тільки в теплу пору року, можна усунути, а можна й використати з користю. Цього можна добитися кількома способами: 1) використовувати ефективну систему провітрювання подвійного фасаду; 2) використовувати тепловий насос для забезпечення потреб системи гарячого водопостачання.

У теплу пору року для охолодження подвійного скляного фасаду системами штучної вентиляції потрібно дуже багато електроенергії. Таке споживання енергії є результатом нагрівання повітря в міжфасадному просторі. Для того, щоб потім не охолоджувати нагріте повітря системами кондиціонування, в теплу пору року, для систем вентиляції забір свіжого повітря проводиться в обхід подвійного фасаду. Перспективним для утилізації такого тепла є тепловий насос, який має такі переваги:

- частково «утилізується» надлишкова теплова енергія;
- безкоштовно отримуємо теплову енергію для системи гарячого водопостачання (системи підігрівання басейну, системи часткового підігрівання централізованого гарячого водопостачання (ГВП));
- значна економія коштів та ресурсів.

Можливими варіантами для охолодження крім штучної вентиляції та теплового насосу, також є використання потоконапрямлячів або концентраторів вітрового потоку для створення зон низького тиску та високої турбулентності з метою продування міжфасадного простору.

Ефективність встановлення подвійного скляного фасаду визначають розраховуючи відношення питомого надходження теплової енергії від сонячної радіації через скляний фасад за опалювальний період до питомих тепловтрат через скляні конструкції (це залежить від їх якості та характеристик).

Порівнюється вигода, яка може бути отримана від застосування скла (з тими чи іншими характеристиками) чи якогось іншого непрозорого матеріалу.

Використання повітряного простору подвійного фасаду як накопичувача тепла та джерела енергії для теплових насосів типу «повітря-повітря» та «повітря-вода» можливе та ефективно у таких випадках: 1) ізольований подвійний скляний фасад – у такому фасаді температура в повітряному проміжку буде зростати, а тепле повітря підніматиметься вгору, де можна отримувати з нього необхідну кількість тепла за допомогою ТН; 2) вентиляований подвійний фасад – це фасад, в якому крім зменшення шуму і економії теплової енергії взимку є можливим економія електроенергії у зв'язку з можливістю використання природної вентиляції на верхніх поверхах багатоповерхових будівель внаслідок підйому рівня нейтральної зони; 3) частково ізольований подвійний фасад (з ізольованими частинами) та традиційний фасад з ізольованими камерами – частина повітряного проміжку фасаду провітрюється, тобто є вентиляційною шахтою, а частина ізольована від навколишнього середовища та може бути використана як акумулятор тепла.

Повітря в подвійному фасаді, як джерело тепла для ТН

У випадку спорудження подвійного скляного фасаду, під час реконструкції будівель або при будівництві нових утворений повітряний проміжок нагрівається внаслідок дії сонячного випромінювання. Якщо взимку нагрівання цього проміжку дає змогу економити енергоресурси внаслідок зменшення навантаження на систему опалення, то влітку такий нагрітий проміжок спричинює надлишкове перегрівання приміщення, що призводить до збільшення споживання електроенергії системами кондиціонування. Для країн із холодним кліматом проблема перегрівання будівлі і відповідно стаття збільшення витрат не є такою серйозною через відносно невелику кількість жарких днів. У країнах із помірним, а також жарким кліматом, де спостерігається велика кількість жарких днів, витрати на кондиціонування приміщень влітку, що знаходяться в будівлі зі скляним фасадом, здебільшого перевищують зекономлені витрати на опалення взимку, внаслідок спорудження такого фасаду. Тобто в літні місяці

внаслідок дії сонячного випромінювання на скляний фасад утворюється надлишкова теплова енергія, яку треба «утилізувати». Роль утилізатора виконують система кондиціонування та система вентиляції, для роботи яких потрібна електрична енергія, а «утилізоване тепло» відводиться в навколишнє середовище. В жаркі місяці температура повітря досить висока, і системам кондиціонування та вентиляції доводиться постійно працювати, щоб підтримувати комфортну температуру в приміщеннях, на що витрачається багато електроенергії.

Розглянемо ефективність та доцільність утилізації надлишкової теплової енергії з повітряного проміжку подвійного скляного фасаду за допомогою теплового насоса типу «повітря – повітря» та «повітря – вода». «Утилізовану» за допомогою ТН теплову енергію влітку можна використовувати для потреб різних систем: залежно від потреб будівлі (індивідуальної системи гарячого водопостачання (будівлі, офісу, квартири), системи підігрівання центрального гарячого водопостачання), теплиці та ін. Також можливим варіантом «утилізації» теплової енергії повітряного проміжку скляного подвійного фасаду є увімкнення теплового насоса навпаки, тобто, щоб він не охолоджував повітря, а нагрівав землю, водойму та ін. Завдяки використанню ТН в як «утилізатора» непотрібної влітку теплової енергії, накопиченої в повітряному проміжку подвійного фасаду або спеціальному резервуарі (при застосуванні технології «теплий дах»), можна домогтися значної економії коштів та ресурсів, які раніше витрачалися на роботу систем кондиціонування та вентиляції.

Для повного забезпечення тепловою енергією системи опалення будівлі зі скляним фасадом у холодну пору року можливими є кілька варіантів:

- ТН + централізована системи опалення;
- ТН + індивідуальний котел (електричний, газовий, на твердому паливі);
- багатоконтурний ТН (використання ще одного контура (грунтового теплообмінника) разом із тим контуром, що призначений для відбору теплової енергії в міжфасадному просторі для потреб системи опалення).

Якщо планується забезпечувати всі енергетичні потреби будівлі за

допомогою нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, то найефективнішим варіантом будуть комплексне застосування різних джерел енергії та максимальне використання їх потенціалу.

2.5. Підвищення ефективності використання енергії вітру

Сучасні вітроенергетичні установки (ВЕУ) перетворюють вітер приземного шару атмосфери. На попередній стадії виявлення перспективності ВЕУ застосовується один з головних показників ефективності – середньорічна швидкість вітру. Вважається, що для побудови ефективної ВЕУ ця величина має становити 5 м/с та більше. Майже не використовується для вироблення енергії вітер із меншою швидкістю.

Оцінити ефективність вітрового потоку можна за такою формулою:

$$P = C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{V^3}{2},$$

де C_p – коефіцієнт ефективності вітроколеса; ρ – густина повітря (м³/с); S – площа вітроколеса (м²); V – швидкість вітру біля вітроколеса (м/с) [121].

Концентратори вітрового потоку мають значний вплив на швидкість вітру, в кубічній залежності від якої знаходиться потужність всього потоку повітря. Їх використання дасть змогу підвищити ефективність використання малопотужних вітрів. Широкому розповсюдженню ВЕУ перешкоджає низка причин: 1) мала питома густина вітрового потоку; 2) суттєва залежність величини енергії вітрового потоку від природних умов та перешкод; 3) недостатньо розроблені методики оптимізації основних параметрів ВЕУ. Аналізуючи ці причини, впливає, що густину вітрового потоку, а отже і ефективність вітроенергетичних установок можна підвищити з допомогою концентратора вітрового потоку або в деяких випадках потоконаправляючого елемента. Вони суттєво змінюють кінематичні характеристики потоку (швидкість течії, напрямок та ін.). Одночасно потокоформуючі установки зазвичай характеризуються достатньо великими розмірами, а тому впливають на вартість цілої установки, особливо, якщо вона має малу потужність. При об'єднанні

таких енергетичних установок в енергетичні комплекси можна суттєво підвищити гарантоване енергопостачання споживачів.

Врахування аеродинаміки будівель.

Аеродинаміка будівель є дуже важливою як для визначення впливу вітру на будівлю, так і для правильного проектування систем вентиляції та розрахунку впливу будівлі, що розглядається, на сусідні будівлі.

Значення аеродинамічних коефіцієнтів на фасаді будівлі при перпендикулярному вітрі (рис. 2.3, варіант **а**) додатне і зменшується в напрямку бокових фасадів та в напрямку верхньої частини фасаду. На збільшення значення аеродинамічних коефіцієнтів у верхній частині фасаду також впливають підвищення швидкості вітру з висотою та форма даху [170].

При куті атаки вітру більше 45° у дальньому куті фасаду тиск стає від'ємним (рис. 2.3, варіант **в**). При збільшенні кута атаки вітру до $60 - 70^\circ$ розрідження (від'ємний тиск) буде по всьому фасаді. Найбільше розрідження виникає в бокових фасадах у випадку 90° відхилення напрямку вітру від нормалі (рис. 2.3, варіант **ж**), а зони найбільшого розрідження будуть розміщені за надвітряними кутами. На бокових фасадах розподіл тиску суттєво міняється залежно від відносних розмірів будівлі (відношення ширини та висоти). Для кутів атаки більше 100° зміна перепадів тиску вже не є такою значною. Тобто, якщо фасад будівлі знаходиться під кутом від 0 до 60° відносно напрямку вітру, то середній тиск на фасаді є додатнім, якщо цей кут знаходиться в межах $60 - 180^\circ$, то середній тиск – від'ємний. На рис. 2.4 наведені графіки зміни середніх значень аеродинамічних коефіцієнтів на фасаді прямокутної будівлі при різних співвідношеннях бокових сторін та залежно від напрямку вітру [170].

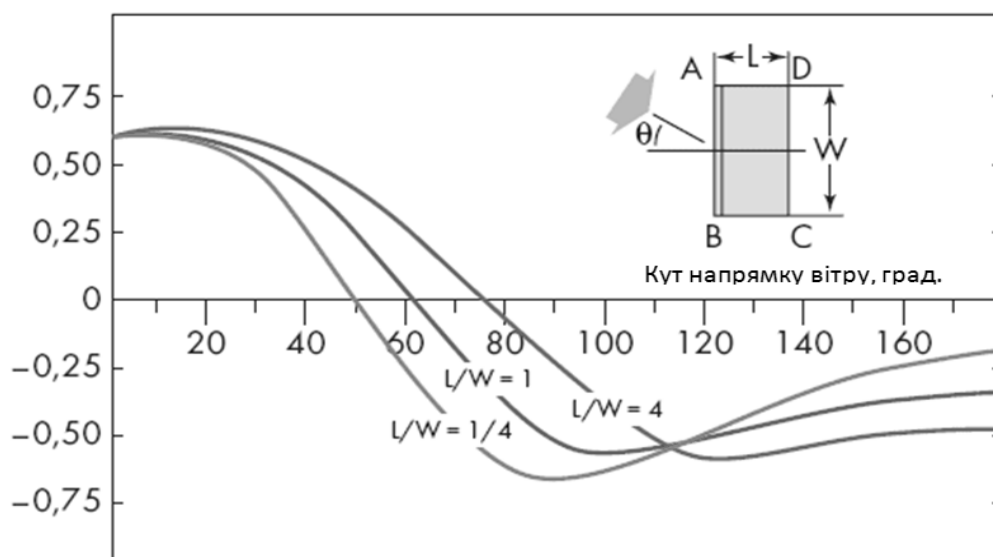


Рис 2.4. Графік зміни середніх значень аеродинамічних коефіцієнтів на фасаді прямокутної в плані будівлі при різних співвідношеннях бокових сторін та напрямку вітру [170]

Графік зміни середніх значень аеродинамічних коефіцієнтів на даху прямокутної будівлі (у випадку, коли дах будівлі плоский або кут його скату дуже малий) при різних співвідношеннях бокових сторін та напрямку вітру зображено на рис. 2.5. Варто зазначити, що для кута набігання вітру на будівлю, приблизно рівного 45° , на краях будівлі виникають сильні завихріння.

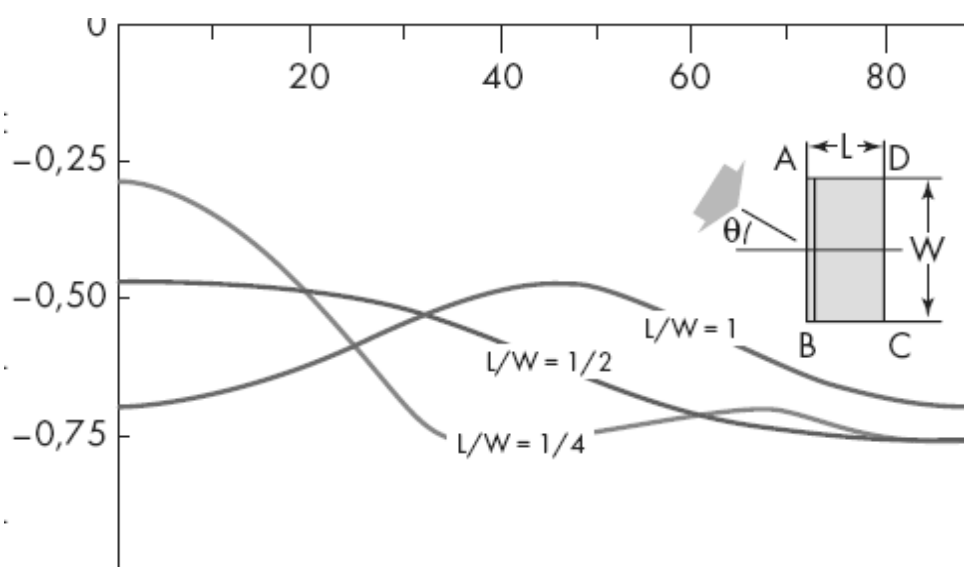


Рис. 2.5. Графік зміни середніх значень аеродинамічних коефіцієнтів на даху прямокутної в плані будівлі при різних співвідношеннях бокових сторін та напрямку вітру [170]

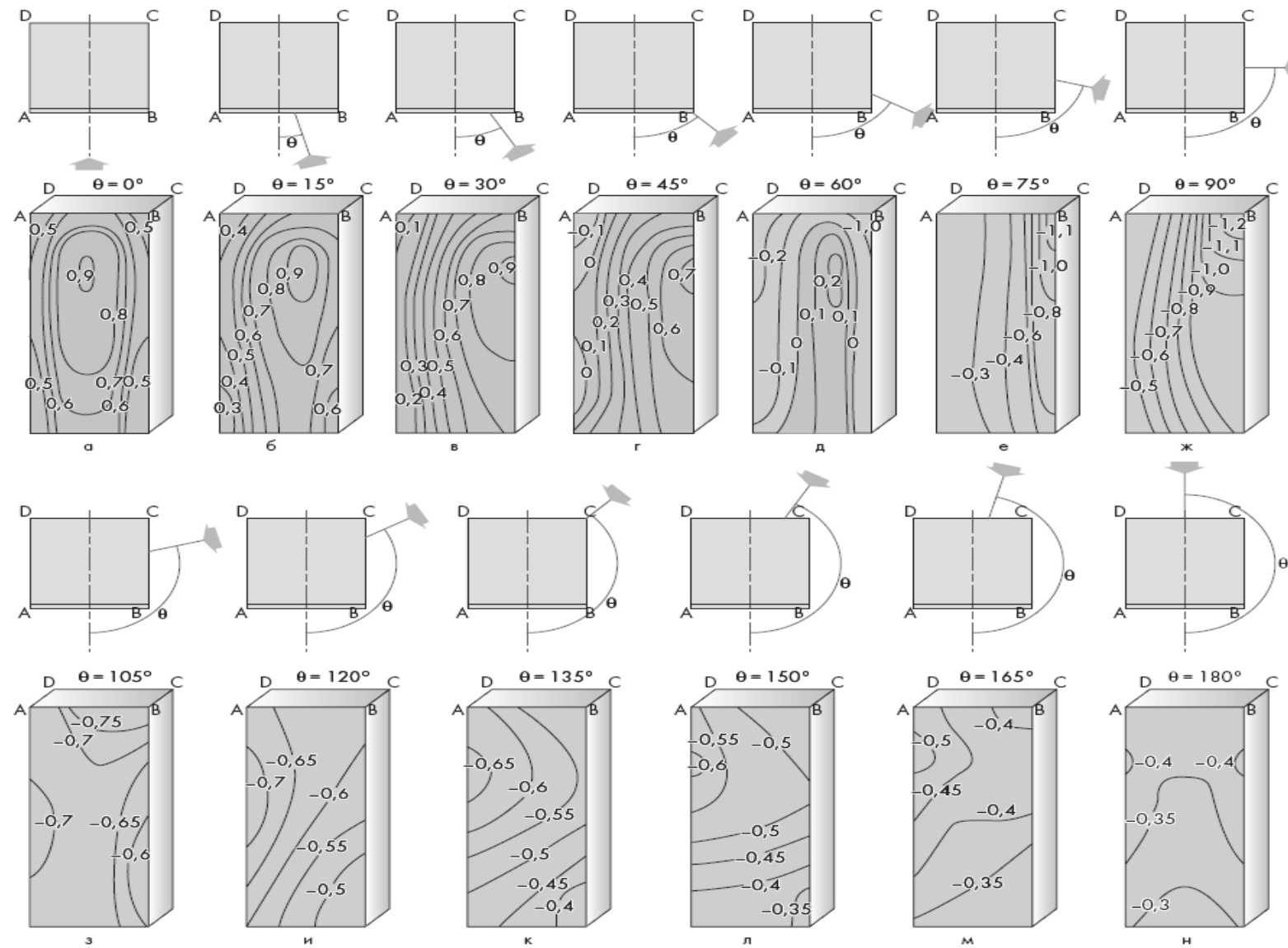


Рис. 2.3. Значення аеродинамічних коефіцієнтів на фасаді квадратної в плані будівлі при різних кутах атаки вітру [170]

При високих швидкостях вітру ці завихріння створюють досить сильне розрідження біля країв покрівлі, що може бути небезпечним для обладнання, встановленого в цих місцях, або ж для покрівлі (рис. 2.6). Такі завихріння можуть позитивно впливати на роботу систем вентиляції або спеціальних вітроенергетичних установок.

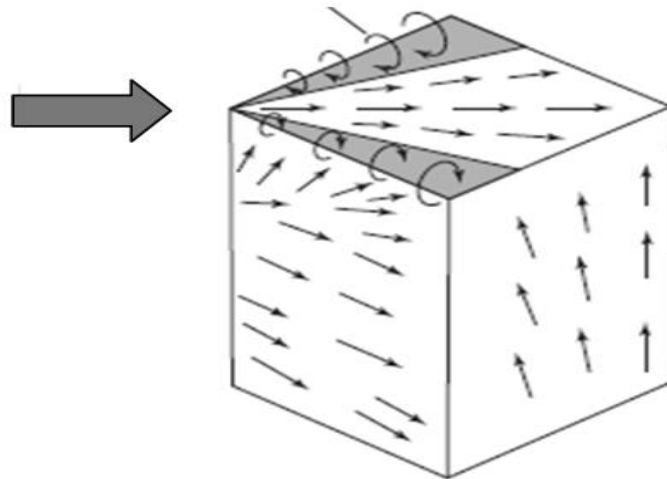


Рис. 2.6. Схема руху повітря внаслідок дії вітру на будівлю під кутом 45° до фасаду будівлі [170]

Якщо будівля має іншу форму в плані, то розподіли аеродинамічних коефіцієнтів та навантажень на будівлю будуть іншими. Суттєво впливають на потік сусідні будівлі та рельєф місцевості. Тому потрібно кожен випадок розглядати індивідуально. Приклад обтікання будівлі непрямокутної форми в плані та вплив на характеристики потоку сусідніх будівель представлено на рис. 2.7.

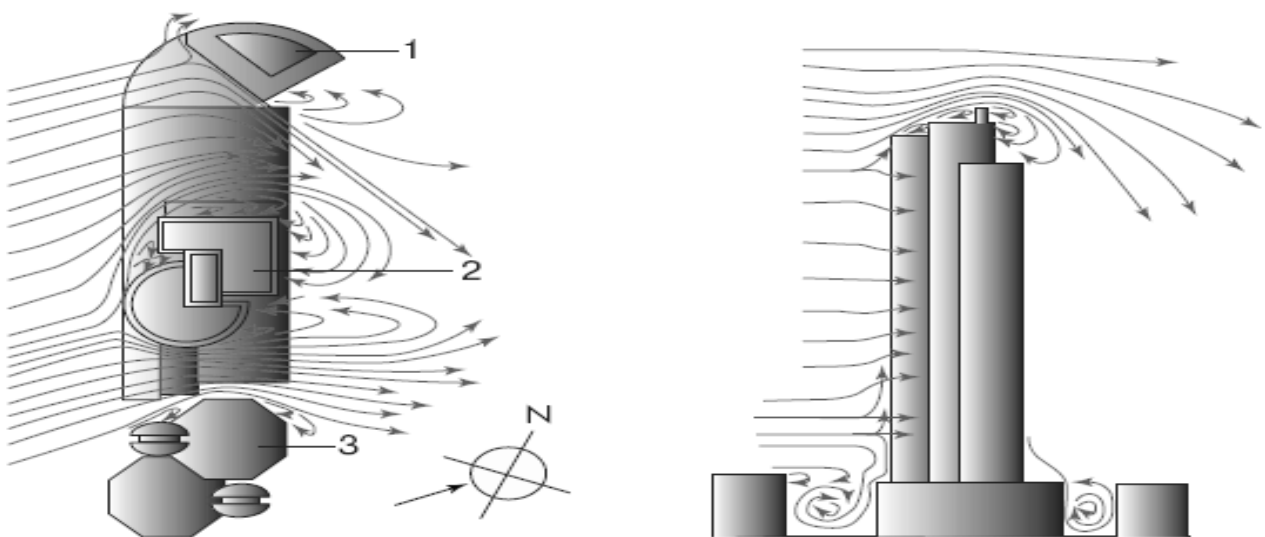


Рис. 2.7. Схема розподілу повітряних потоків навколо будівлі [170]

Існують два методи дослідження в аеродинаміці: математичне та фізичне моделювання. Для фізичного моделювання потрібна аеродинамічна труба, яка також дає змогу оцінити і вплив сусідніх будівель. Математичне моделювання хоча і є дуже надійним способом дослідження аеродинаміки будівлі, однак воно не повною мірою дозволяє оцінити вплив сусідніх будівель, якими можуть бути спричинені зміни параметрів вітру (утворення завихріль, зон підвищеного та пониженого тиску і т.д.). Використання сучасних САД-систем для математичного моделювання (наприклад, Solid Works) дає змогу здійснити попередню оцінку параметрів потоку вітру та їх впливу на будівлю. Проте слід мати на увазі, що для отримання більш точних даних про параметри та характер розподілу потоку вітру, потрібним є або дослідження фізичної моделі в аеродинамічній трубі, або вимірювання на місці.

При обтіканні будівлі потоком повітря виникають місця прискорення течії та її сповільнення. Розташування таких місць залежить від навколишньої забудови, однак зазвичай вони знаходяться на бокових ребрах та краю даху і як правило у верхній частині будівлі (рис. 2.6, рис. 2.7).

При обтіканні близько розташованих будівель може виникати ефект Вентурі, який спостерігається в місцях плавного звуження трубки течії. Як відомо, в цих місцях спостерігається зниження тиску та збільшення швидкості потоку. Штучно цього ефекту можна добитися, використовуючи конфузори та дифузори елементи або ж їх комбінації, встановлюючи безпосередньо біля вітроколеса. Крім того, збільшенню виробітку енергії вітроенергетичними установками сприяють направлення додаткового (позабалансного) потоку на вітроколесо та турбулізація потоку за вітроколесом, яка в свою чергу сприяє створенню додаткового розрідження (зниження тиску). Такі елементи є штучними концентраторами вітрового потоку, і їхнє поєднання тільки підсилює вплив на параметри потоку, а використання, крім збільшення виробітку енергії, дає змогу встановлювати вітроенергетичні установки з відносно великими стартовими швидкостями на будівлі. Раніше це було неможливим через дуже малі швидкості вітру навколо будівлі, адже потрібно було використовувати

спеціальні генератори та спеціальні лопаті вітроколеса для зниження стартової швидкості ВЕУ.

Ефект Вентурі за певних умов виникає і між стінками подвійного фасаду, а це, в свою чергу, можна використати і для підвищення ефективності роботи систем вентиляції, і для збільшення інтенсивності природного провітрювання, і для додаткового охолодження систем, які цього потребують, або ж для підсилення вітру для ВЕУ.

Висновки до розділу 2

1. Проведений аналіз показав, що при оцінці енергетичного потенціалу місцевості зазвичай не враховують потенціал низькопотенціальних енергетичних ресурсів та споживчий потенціал, хоча володіння такою інформацією дасть змогу більш ефективно оптимізувати енергетичні потоки та залучати ті енергетичні ресурси, які раніше не використовувалися. Запропоновано спосіб оцінки енергетичного потенціалу локального району (місцевості) із врахуванням потенціалу низькопотенціальних енергетичних ресурсів.

2. Визначено, що частка реалізації потенціалу всіх НВДЕ може бути підвищена за рахунок використання різного роду концентраторів потоку енергії, що дозволило підтвердити доцільність створення ІСЕ.

3. Узагальнено основні положення, що визначають принцип побудови комплексних систем енергозабезпечення на основі НВДЕ з концентраторами енергетичного потоку, що дає змогу створювати більш ефективні інтегровані системи енергопостачання з використанням саме тих енергетичних ресурсів, доступ до яких є в кінцевих споживачів.

4. Вдосконалено методологію синтезу алгоритмів функціонування нових елементів та локальної системи енергопостачання (мікромережі), за рахунок узгодження частинних технічних завдань їх алгоритмів функціонування, використання якої дає можливість більш ефективно здійснювати інформаційну інтеграцію та оптимізувати роботу ІСЕ та взаємодію її обладнання на основі РГ та НВДЕ, а також взаємодію із системою енергопостачання.

РОЗДІЛ 3

ФУНКЦІОНУВАННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Розвиток та особливості функціонування активного споживача

В енергетиці поступово здійснюється перехід від ієрархічного централізованого керування процесами енергопостачання та енерговикористання до клієнтоорієнтованого підходу, який дає змогу більш тісно й ефективно взаємодіяти з кінцевим споживачем та орієнтуватися в першу чергу на його потреби.

Вибір способу зміни навантаження споживачів залежить як від зовнішніх факторів, так і від можливостей навантаження самого споживача. Варто відзначити, що остаточне рішення про технологію та допустимі межі зміни режимів роботи власного навантаження і доцільність такої зміни повинен приймати сам споживач, оскільки основним завданням енергетики є забезпечення необхідних потреб споживачів без створення будь-якого дискомфорту для нього. Важливим моментом оптимізації енергетичних процесів у сучасних системах енергопостачання із розосередженою генерацією та активним споживачем є розробка нормативно-методичного та алгоритмічного забезпечення для: ефективної сумісної роботи генераторів електричної енергії (як централізованої генерації, так і джерел РГ та НВДЕ) та споживача, який має власні генеруючі потужності та інші системи, що дають змогу споживачу реалізовувати свій потенціал; взаємодії споживачів між собою; взаємодії АС та СЕП.

На сьогоднішній день існує ціла низка стандартів Smart Grid для засобів релейного захисту, контролю та моніторингу магістральних та розподільних мереж [171]. Серед них особлива увага приділяється стандартам, пов'язаним із приєднанням на паралельну роботу відновлюваних джерел розподіленого генерування з існуючими електроенергетичними системами. Ці стандарти

є технологічно нейтральними та універсальними для всіх типів ВДЕ до 10 МВА та регулюють технічні вимоги до електроенергетичних систем з НВДЕ. Стандарти включають у себе загальні вимоги до НВДЕ у нормальних та аварійних режимах, вимоги до показників якості напруги, відокремленої та паралельної роботи з енергосистемою, вимоги до підключення та синхронізації генераторів ВДЕ, а також специфікації та вимоги до проектування, виробництва, монтажу, введення в експлуатацію та періодичних випробувань.

Активним споживачем є учасник споживчого (роздрібного, локального) ринку енергії, який має можливість, виходячи зі своїх потреб та спроможності:

- 1) оптимізувати графік завантаження своїх власних потужностей як з метою мінімізації власних витрат на енергію, так і з метою отримання доходу від продажу переуступленої енергії та потужності на ринок чи безпосередньо іншим споживачам;
- 2) надавати різного роду додаткові послуги системному оператору чи іншим споживачам;
- 3) продавати вироблену власними генеруючими установками або накопичену власними акумуляторами енергію в систему енергопостачання, або безпосередньо іншим споживачам, які цього потребують;
- 4) надавати відповідні додаткові послуги споживачам чи системі енергопостачання, якщо існує така можливість.

Орієнтація на потреби споживачів (клієнтоорієнтований підхід) та їхні можливості (додаткових послуг та генерації електроенергії) потребує створення певних стимулів та використання різного роду сучасних мультиагентних (багатоагентних) систем керування, адаптованих до реалій електроенергетики України.

Активний споживач електричної енергії крім описаного вище також має можливість:

– самостійно вибирати режим власного електроспоживання відповідно до необхідності виконання своїх виробничих планів з випуску продукції або забезпечення енергією власного домогосподарства на відповідному рівні;

– оптимізувати свої витрати на купівлю електроенергії з зовнішніх ринків будь-якими дозволеними способами;

- визначати ступінь своєї участі в наданні додаткових послуг системному оператору чи іншим споживачам;
- самостійно визначати яку кількість власної електроенергії кому продавати, кому переуступати власну невикористану потужність;
- вибирати умови завантаження та режими роботи власного обладнання для формування заявки на участь у купівлі / продажу електроенергії на оптовому і роздрібному чи локальному ринках електроенергії;
- самостійно визначати, кому та які додаткові послуги надавати.

Такі права споживачів та орієнтація на їхні потреби (клієнтоорієнтований підхід) і можливості (в плані створення додаткових послуг і генерації енергії) потребує використання різного роду мультиагентних (багатоагентних) систем керування, агенти (учасники) в яких є активними.

Повною мірою реалізувати потенціал активного споживача можна тільки поєднуючи функції обліку, контролю, керування навантаженням з акумулюванням енергії в місцях споживання та інтеграції джерел розосередженої генерації малої потужності в мережі споживачів.

Активність споживачів можна забезпечити кількома технологіями (рис. 3.1.), найбільш розповсюдженими серед яких є інтелектуальні прилади обліку енергії та СК попитом на основі таких приладів. Також можливим є використання джерел розосередженої генерації, системи акумулювання енергії, комбінацій перерахованого вище обладнання та відповідних систем керування активними споживачами різних рівнів. Крім того, деякі з перерахованих технологій досить ефективно можна використовувати і в перехідному періоді від традиційної до інтелектуальної енергетичної системи.

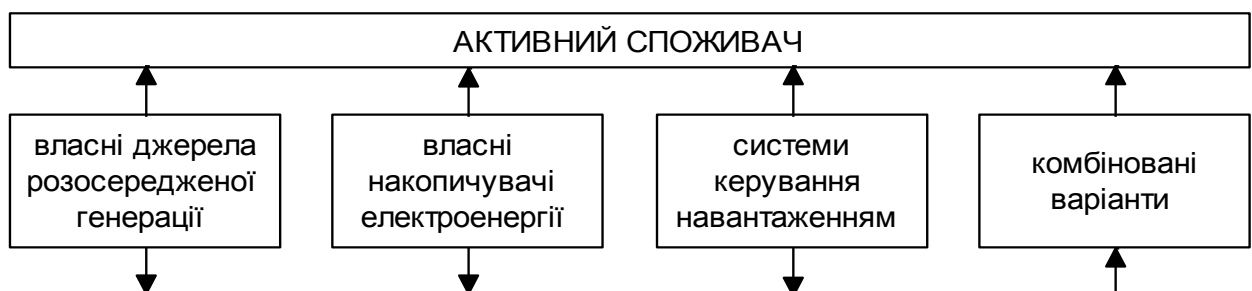


Рис. 3.1. Можливості активного споживача

Навантаження будь-яких електроенергетичних систем складаються з сукупності навантажень окремих споживачів з індивідуальними для них графіками споживання (як протягом доби, тижня, так і відповідно до сезону), в результаті чого спостерігається нерівномірність навантаження. З врахуванням такого різноманіття та кількості споживачів, їхніх особливостей та характеристик актуальними є питання формування певних груп споживачів електроенергії з метою оцінки доцільності та потенціалу їхньої активної поведінки в кожній із цих груп і розробки відповідних методик для оцінювання рівня активної поведінки та рекомендацій щодо реалізації цього потенціалу. Приклад такої класифікації наведений на рис. 3.2.

Крім цього, споживачів електроенергії варто також розділити ще і за такими характеристиками:

- 1) мають потенціал активної поведінки та відповідне бажання його реалізувати;
- 2) мають потенціал активної поведінки, але не мають бажання його реалізовувати;
- 3) не мають потенціалу активної поведінки, але мають відповідне бажання до такої поведінки;
- 4) не мають ні потенціалу, ні бажання до активної поведінки.

Такий поділ у подальшому дасть змогу розробити більш точні рекомендації відповідним групам споживачів щодо вибору можливих стратегій поведінки, сформувати системи керування, провести налагодження взаємодії між такими елементами та сформувати закони керування.

З метою отримання максимального ефекту від інтеграції нових елементів у систему енергопостачання, необхідним є забезпечення здійснення ефективного відбору потужності навантаженнями споживачів від генераторів та накопичувачів, а також за допомогою нового інтегрованого обладнання – здійснення оптимізації та регулювання режимів роботи як СЕП, так і режимів роботи споживачів з метою здійснення ефективного регулювання та отримання взаємної вигоди.

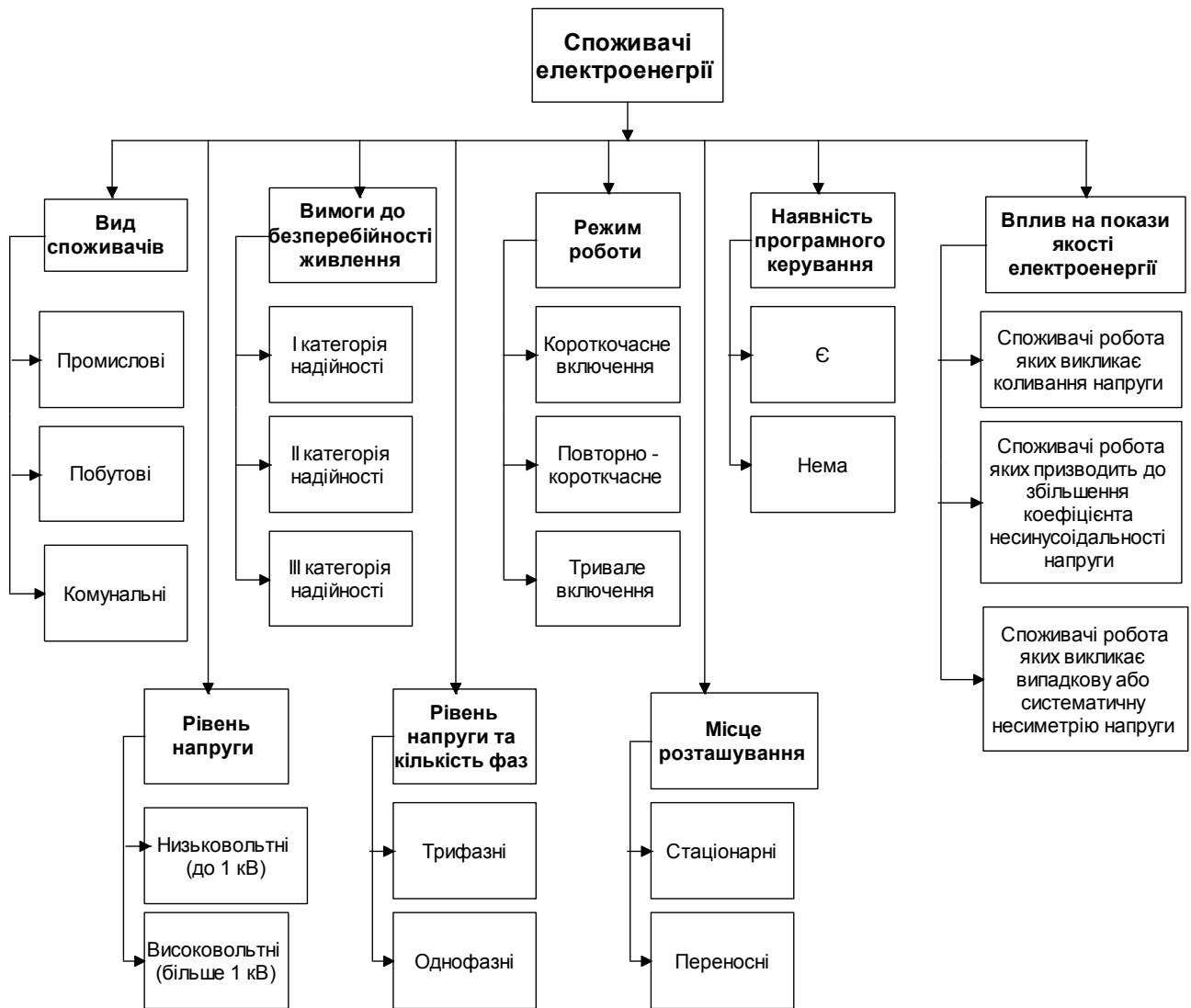


Рис. 3.2. Класифікація споживачів електричної енергії

Формування відповідних законів регулювання локальної системи енергопостачання можливе за умови вибору та реалізації ряду критеріїв, зокрема критеріїв оптимального відбору потужності від генераторів та критеріїв оптимального споживання електроенергії кінцевими споживачами. Це вимагає певної систематизації вже існуючих критеріїв.

Відповідно до вибраної множини критеріїв процес оптимізації може проводитися за такими напрямками:

- оптимізація електромагнітних чи енергетичних процесів у перетинах чи вузлах виділених систем;
- оптимізація параметрів елементів системи;

- оптимізація структури системи;
- оптимізація режиму роботи системи;
- оптимізація режиму роботи окремих елементів та ін.

Вибір оптимального рішення, що відповідає представленим критеріям, є складним завданням, а його вирішення вимагає застосування цілого ряду спеціальних методик до початку проектування систем.

Для забезпечення ефективного та якісного впровадження нового генеруючого та іншого обладнання активного споживача в систему енергопостачання (компенсаторів реактивної потужності, накопичувачів електроенергії і т.д.), а також мінімізації витрат часу і витрат на проектні та пусконаладжувальні роботи необхідно здійснювати комплекс робіт з системного аналізу на передпроектному етапі та в ході виконання робіт з проектування і виготовлення та монтажу устаткування:

- аналіз елементів об'єкта, самого об'єкта, його режимів роботи та взаємодії з існуючим обладнанням (підстанції, мережевого району, розподільних мереж підприємства, міжсистемних зв'язків, технологічного обладнання та інших навантажень);
- дослідження статичної та динамічної стійкості енергосистем при інтеграції нового обладнання чи при підключенні нових споживачів;
- вибір параметрів спрацювання і пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- визначення існуючих проблемних місць і вироблення рекомендацій щодо вдосконалення структури і режимів роботи мережі;
- вибір пристроїв компенсації реактивної потужності та місць їхнього встановлення з метою оптимізації режимів роботи об'єкта;
- аналіз існуючих і потенційних точок підключення та визначення перспективних місць приєднання джерел РГ та іншого обладнання;
- аналіз взаємодії джерел РГ з об'єктами системи енергопостачання в рамках об'єкта, що досліджується, та власним навантаженням;

- розробку стратегії управління обладнанням і аналіз досягнення поставлених завдань з оптимізації режимів роботи й впливу на об'єкт у цілому;
- економічне порівняння розглянутих варіантів роботи обладнання.

Активна поведінка споживачів електроенергії змінює їхню роль та функції, які вони можуть виконувати в системі енергопостачання, що проявляється у вигляді таких можливостей: 1) керування власним попитом; 2) оптимізація власного графіка споживання; 3) використання власної генерації; 4) надання додаткових системних послуг; 5) інші можливості. Особливості поведінки активних, звичайних та кваліфікованих споживачів електроенергії наведені в табл. 3.1.

Системна інтеграція активного споживача як в систему енергопостачання, так і на ринок електроенергії потребує розгляду ряду питань щодо забезпечення процесу переходу від «пасивних» до «активних» споживачів електроенергії.

Для розробки механізмів реалізації та стимулювання «активної» поведінки споживача спочатку необхідно розробити відповідну класифікацію споживачів з точки зору потенціалу активної участі, а також відповідні методики для оцінки такого потенціалу і вибору необхідного обладнання для його реалізації. Аналіз впливу обладнання АС наведено в додатку А.

Традиційно в електроенергетиці виділяються якісні та кількісні класифікаційні ознаки, які можна застосовувати і до активного споживача. Крім того, на даному етапі додатково «активного споживача» можна класифікувати таким чином:

1) *за встановленим обладнанням*: споживачі з генеруючим обладнанням; споживачі з накопичувачами енергії; споживачі з системами керування навантаженням; комбіноване використання кількох варіантів («prosumer»);

2) *за впливом на систему енергопостачання*: споживачі, які використовують власне обладнання тільки для власних потреб; споживачі, які мають можливість передавати надлишки енергії до мережі чи інших споживачів; споживачі, які використовують обладнання лише для коригування .

Таблиця 3.1. Порівняльна характеристика різних типів споживачів електроенергії

| № з/п | Властивості | Споживач-регулятор | Звичайний споживач «пасивний» | Кваліфікований / «солідарний» споживач | Активний споживач |
|-------|---|--|---------------------------------------|--|---|
| 1 | Етапи розвитку енергосистеми | Енергосистема колишнього СРСР | Сучасний етап | Перехідний етап | Інтелектуальна електроенергетика |
| 2 | Вид навантаження | Промислові підприємства | Промислові підпр. та домогосподарства | Промислові підприємства та домогосподарства | Промислові підприємства та домогосподарства |
| 3 | Режим електроспоживання | Виконує план із випуску продукції, оптимізує режим роботи, виходячи з потреб енергосистеми, вирівнює графік навантаження енергосистеми | Планування електроспоживання відсутнє | Здійснюється планування електроспоживання на декілька діб наперед, відхилення від плану карається штрафами | Може змінювати свій режим електроспоживання в режимі реального часу відповідно до необхідності виконання своїх виробничих планів з випуску продукції чи постачання енергії споживачу, оптимізуючи витрати на купівлю електроенергії на зовнішніх ринках |
| 4 | Ступінь участі в наданні додаткових послуг | Виконує в примусовому порядку | Відсутній | Визначається системним оператором | Може вибрати самостійно |
| 5 | Умови завантаження власних потужностей (при її наявності) для формування заявки на участь у купівлі/продажу енергії на оптовому та роздрібному ринках енергії | Відсутній | Відсутній | Така можливість існує тільки для потужних споживачів | Така можливість існує у кожного споживача, крім того, вибір режиму енергоспоживання здійснюється в режимі реального часу |

«Активного споживача» можна також класифікувати ще за рядом ознак, які наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Класифікація «Активних споживачів»

| № з/п | Класифікаційна ознака | Характеристика |
|-------|---|--|
| 1 | Вид споживача | За видом споживачів поділяють так: населення, промислові підприємства, транспорт та суб'єкт господарювання, які в свою чергу поділяються на більш вузькі та точніші класифікації |
| 2 | Вид технологічного процесу | <p>Основні види технологічного процесу:</p> <ul style="list-style-type: none"> - процес однаковий для кожного циклу, але за рахунок зміни часу початку циклу є можливість перенесення частини навантаження з часів максимального навантаження системи на менш завантажені ділянки; - процес постійний та неможливий для перенесення, але продукція відрізняється за електроємністю, а сам процес регулюється за інтенсивністю; - процес допускає перерви чи зупинки; - існує можливість розділення процесу та складування продукції; - процес вільний від обмежень на зниження навантаження |
| 3 | Потенціал зниження навантаження | Цей показник розбивається на відсоткові значення, що характеризують можливе зниження навантаження |
| 4 | Швидкість реакції на зміну навантаження | Показник характеризує як швидко споживач може змінити власне споживання відповідно до вимог мережі, починаючи від миттєвої зміни поступово наближаючись до 24 год. |
| 5 | Максимально можлива тривалість зменшення навантаження | Характеризує стійкість та гнучкість технологічного процесу, тобто залежно від можливості зниження навантаження без нанесення збитків споживачу та без створення певних незручностей. Варіантами є інтервали від кількох хвилин до кількох годин |
| 6 | Тривалість раптових відключень | Показник тривалості раптових відключень ілюструє час, на який було раптово припинено технологічний процес чи його частину. Варіанти вибору - 1 с, 1 хв, 10 хв, 30 хв та більше ніж 30 хв відповідно |
| 7 | Наявність обладнання з малою потужністю та короткочасним включенням | Показник відображає кількість обладнання, яке потенційно може житись від акумуляторних батарей чи власних РГ малої потужності |

Продовження таблиці 3.2.

| | | |
|----|---|---|
| 8 | Частка обладнання I, II, III категорій надійності | Цей показник розраховується як відношення потужності обладнання певної категорії до загальної потужності обладнання, встановленого на підприємстві |
| 9 | Коефіцієнт залучення РГ | Розраховується як відношення обсягів спожитої енергії, що вироблена за рахунок РГ, до всієї спожитої енергії |
| 10 | Коефіцієнт залучення НВДЕ | Розраховується аналогічно коефіцієнту залучення РГ як відношення обсягів спожитої енергії, що вироблена за рахунок НВДЕ, до всієї спожитої енергії |
| 11 | Потенціал НВДЕ для місцевості | Визначається від доступних ресурсів у даній місцевості. За даним показником можна визначити, яке обладнання та якої потужності можна встановити в безпосередній близькості для даного споживача |
| 12 | Баланс потреб підприємства та систем енергопостачання | Показує у скільки разів вироблена (або спожита) енергія за розглянутий період менша від тієї кількості електроенергії, яку було вироблено (спожито) за той же час, якби навантаження установки було максимальним |
| 13 | Можливість генерації в мережу | Можливість існує або даний споживач не має такої можливості чи мережа потребує модернізації |
| 14 | Обсяги генерації та графік видачі електроенергії в мережу та інші характеристики графіка споживання | При оцінці графіка електричного навантаження та оціночних коефіцієнтів потрібно розрахувати середнє значення навантаження, середньоквадратичне навантаження, дисперсію графіка, коефіцієнти максимуму навантаження, заповнення графіка та інші характеристики. Аналітичним шляхом робиться висновок про можливість зміни графіка споживання шляхом впровадження організаційних заходів чи встановлення обладнання АС. |

власного графіка споживання (часткове власне енергозабезпечення); споживачі, які надають додаткові послуги іншим споживачам або системному оператору.

З метою попереднього визначення механізму впливу на графік споживання для окремої категорії споживачів потрібно провести оцінку можливості такої зміни на основі аналізу графіка електричних навантажень.

Для аналізу графіка електричних навантажень пропонується застосовувати традиційні оціночні коефіцієнти з точки зору їх фізичного значення та критерію рівномірності.

Варто зазначити, що не останню роль відіграють економічні фактори, які впливають на поведінку АС, особливо в перехідний період від традиційної до інтелектуальної енергетики. Серед таких факторів варто виділити: 1) ціну на споживану з мережі електроенергію; 2) вартість виробленої електроенергії власними генераторами; 3) вартість підключення власної генерації до мережі; 4) вартісна оцінка вигідності можливих режимів роботи та взаємодії; 5) економічна доцільність перенесення живлення власного обладнання в часі; 6) вартість додаткових послуг, які може надавати/отримувати активний споживач, тощо.

3.2. Моделі активного споживача

Однією з причин зміни показників якості електроенергії в системі енергопостачання, а саме коливання напруги та частоти, є постійні процеси включення та виключення установок споживачів. Принциповим аспектом роботи локальної енергосистеми, а також автономної електроенергетичної системи є випадковий характер зміни потреби в електроенергії, яка значною мірою залежить від типу та характеристик обладнання споживача.

Переважну більшість всього обладнання споживачів електроенергії можна охарактеризувати як таке, що не потребує миттєвого включення (старту), окрім деяких окремих випадків (деяких технологій, режимів роботи чи особливостей роботи певних механізмів). Для цього обладнання стає можливим здійснення затримки пуску (подання напруги на обладнання) з метою попереднього опрацювання заявки споживача на включення обладнання та в разі необхідності здійснення відповідних комутацій обладнання у системі чи створення керуючих впливів на зміну режиму роботи генеруючого обладнання.

Таке зміщення в часі моменту включення навантаження стає можливим при наявності відповідних систем керування:

- для пасивних та кваліфікованих споживачів – СКН;
- для відповідальних (солідарних) споживачів – СК об'єднаннями споживачів;
- для активних споживачів – системи керування обладнанням АС (СК «АС») різних рівнів та об'єднаннями таких споживачів.

Розглянемо можливі варіанти взаємодії активного споживача та мережі електропостачання (рис. 3.3).

Активний споживач може отримувати енергію кількома шляхами:

- ззовні: від системи енергопостачання або від іншого АС;
- від власних джерел РГ та НВДЕ або накопичувачів енергії.

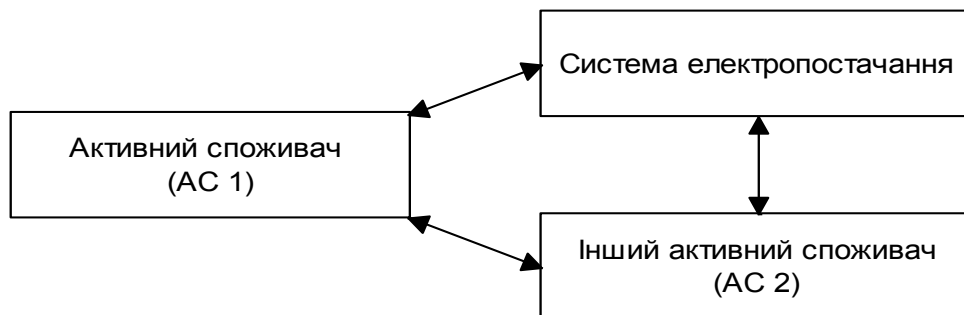


Рис. 3.3. Взаємодія між елементами системи

Взаємодія між цими елементами має будуватися на основі взаємовигідних режимів роботи для кожного із елементів, що взаємодіють (загальної оптимізаційної задачі для системи чи підсистеми, що розглядається). Контроль та регулювання режимів роботи обладнання активного споживача мають здійснюватися відповідною СК [інформаційною системою керування «Активний споживач» (ІСК АС)], а взаємодія АС із іншими елементами системи (рис. 3.3) – інформаційною системою вищого рівня.

Зв'язок АС із іншими учасниками ринку можна відобразити у вигляді (рис 3.4.):

- прямого впливу (біла стрілка);
- зворотного впливу (пунктирна лінія);
- інформаційних та керуючих сигналів (чорна стрілка);
- фінансових потоків.

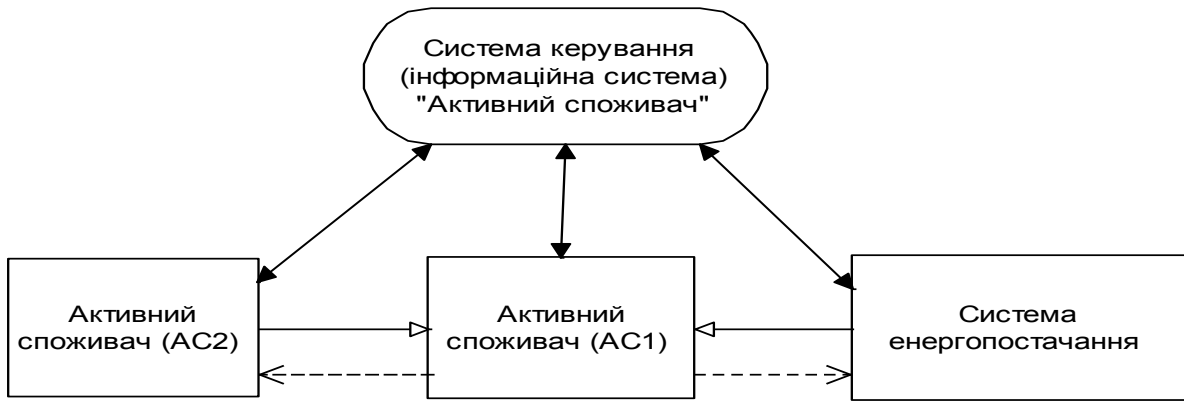


Рис. 3.4. Зв'язок між елементами системи та СК «АС»

Розглянемо загальний випадок активного споживача, коли у нього є все наявне обладнання, яке забезпечує активну поведінку, а саме система керування навантаженням (СКН), акумуляторні батареї (АБ) та джерела розосередженої генерації (РГ). Зв'язки між обладнанням такого АС та його системою керування (СК «АС») можна представити у вигляді схеми, показаної на рис. 3.5, а його зв'язок із системою енергопостачання та іншим активним споживачем – у вигляді схеми що зображена на рис. 3.6.

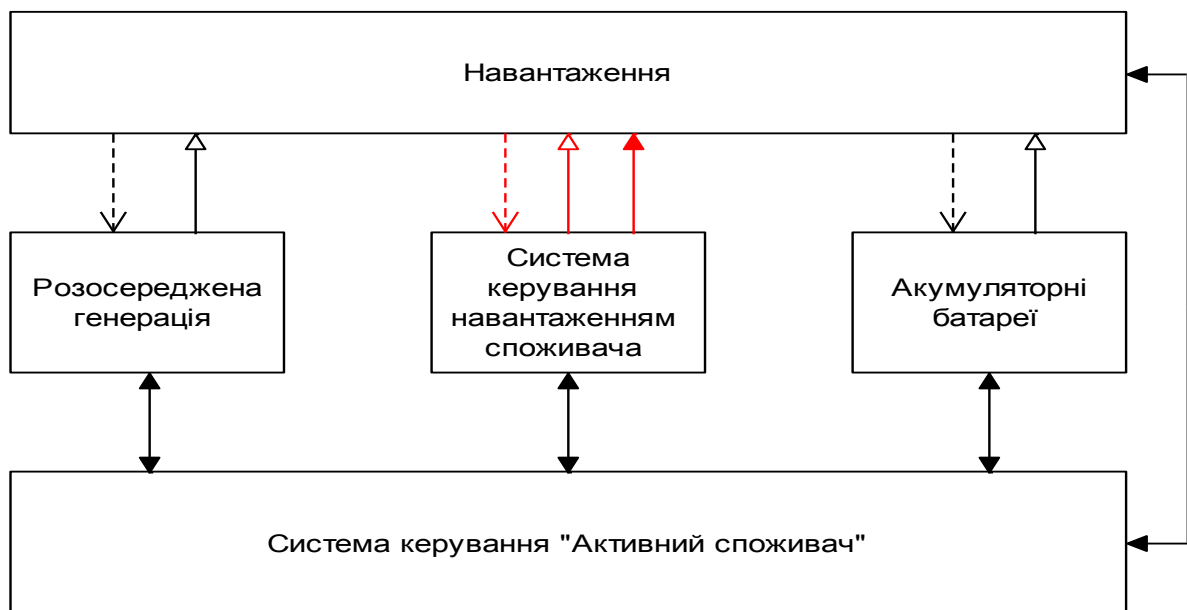


Рис. 3.5. Зв'язок між основним обладнанням активного споживача та системою керування «Активний споживач»



Рис. 3.6. Зв'язок між обладнанням АС та іншими елементами енергосистеми

Потоки енергії в такій системі у разі споживання енергії споживачем ззовні можна відобразити у такому вигляді, представленому на рис. 3.7.

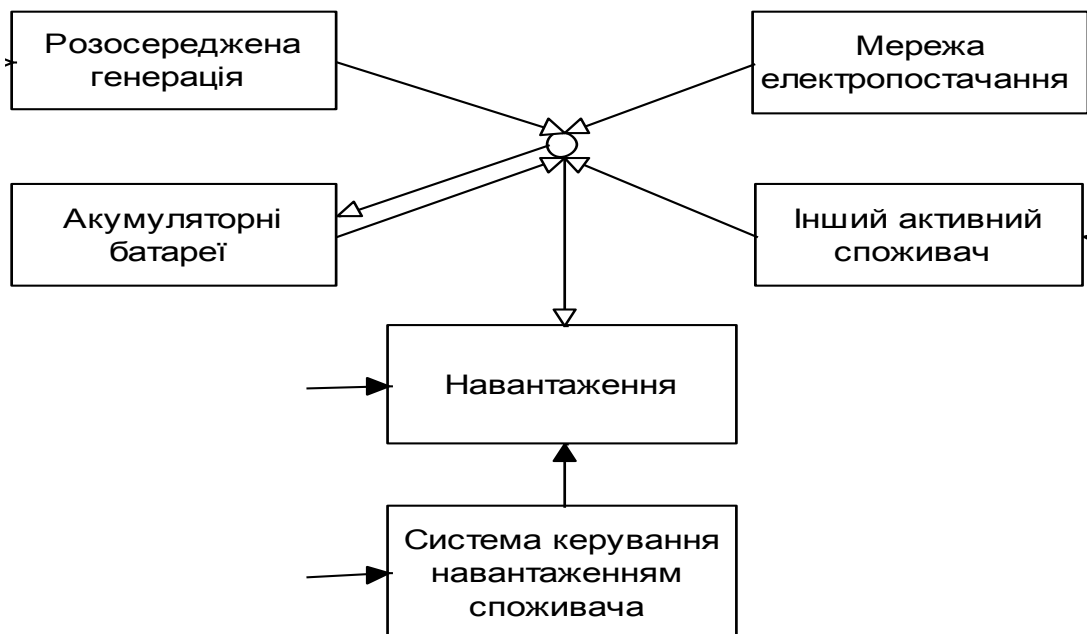


Рис. 3.7. Потоки енергії в разі споживання енергії споживачем ззовні (чорна стрілка – інформаційні сигнали та керуючі впливи, біла стрілка – напрями потоку енергії)

Основне обладнання, використання якого створює умови до перетворення звичайного споживача на активного розділимо на такі групи: 1) джерела РГ; 2) СКН споживача; 3) акумуляторні батареї; 4) поєднання кількох одиниць перерахованого вище обладнання.

Використання джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням під час їхньої експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію виробленої або зекономленої електроенергії. Тому при коригуванні режимів роботи системи електропостачання із активними споживачами для самих активних споживачів ця задача є першочерговою. Інший варіант можливий, якщо генератор призначений для регулювання або збереження балансу, тоді важливішим буде дотримання режиму.

Що стосується використання акумуляторних батарей, то основним їхнім завданням у складі АС є мінімізація витрат шляхом накопичення електроенергії від власних джерел розосередженої генерації або від мережі електропостачання на час, коли вона є дешевшою, та її використання, коли ціна на електроенергію зростає. Перемикання навантаження на живлення від АБ в години, коли ціна на електроенергію висока, крім економії для споживача сприяє ще і зменшенню загального навантаження мережі в пікові та напівпікові години, що в свою чергу позитивно впливає на роботу СЕП.

Також можливим є комбінування кількох типів обладнання активного споживача, що сприяє отриманню більшого ефекту від їхнього використання.

Окремим питанням є взаємозв'язок різного роду активних споживачів між собою. Основними вигодами, які можна отримати від такого зв'язку, є: 1) часткове розвантаження мереж; 2) підвищення якості та надійності енергопостачання споживачів; 3) оптимізація режимів роботи системи енергопостачання; 4) продовження терміну експлуатації мереж та обладнання; 5) зменшення перетоків електроенергії в мережі; 6) інші вигоди.

Комбінуючи основне обладнання активного споживача, можна виділити такі типи активних споживачів: 1) тільки з використанням джерел

розосередженої генерації (РГ); 2) тільки з використанням систем керування навантаженням (СКН); 3) тільки з використанням акумуляторних батарей (АБ); 4) із спільним використанням РГ та СКН; 5) із спільним використанням РГ та АБ; 6) із спільним використанням СКН та АБ; 7) із спільним використанням РГ, АБ та СКН. Можливості використання таких комбінацій обладнання детальніше проаналізовано в додатку Б.

Зв'язок між основним обладнанням активного споживача, системою енергопостачання та іншими активними споживачами показано на рис. 3.8.

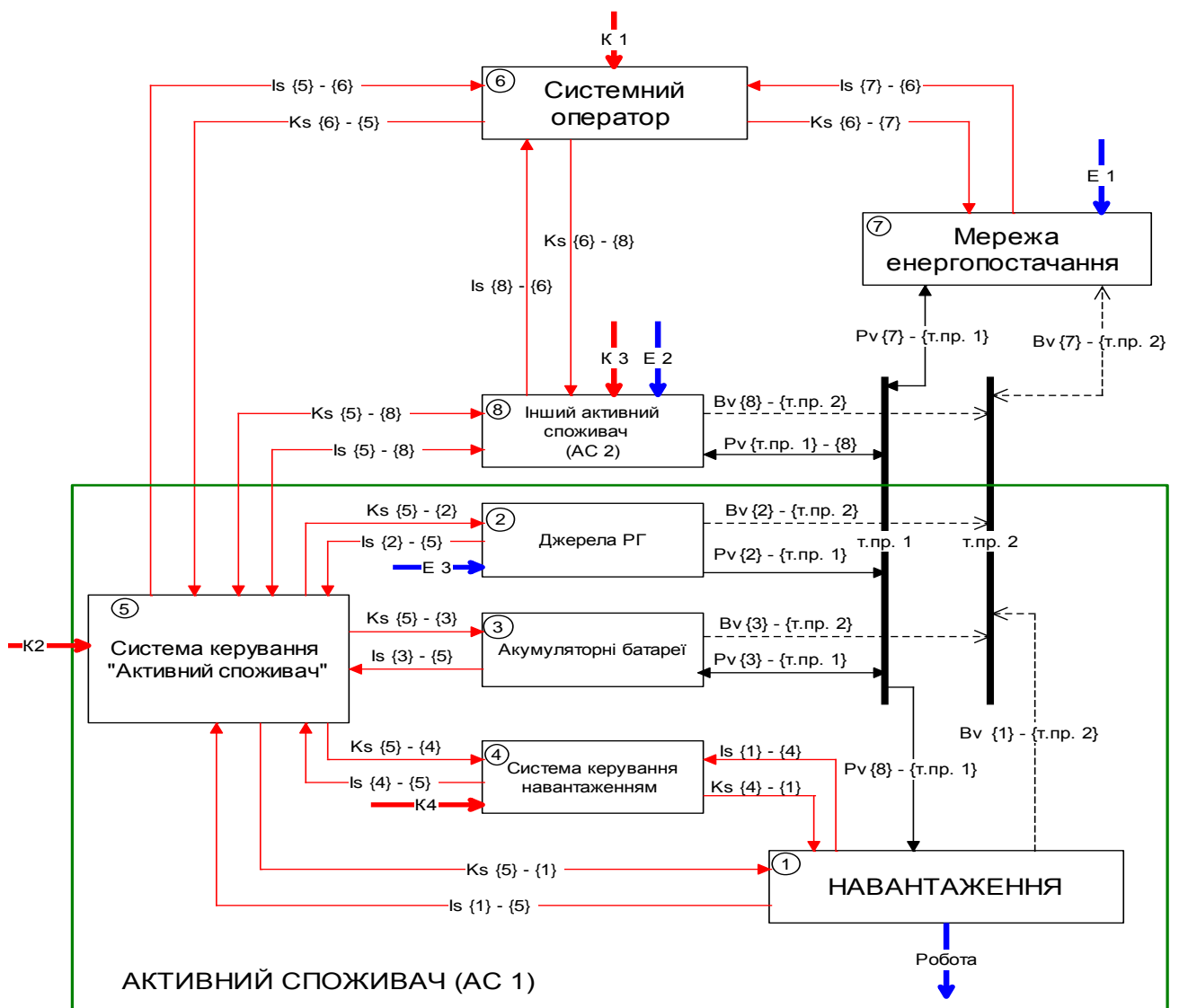


Рис. 3.8. Модель взаємодії обладнання активного споживача між собою та основними елементами системи енергопостачання

На рисунку позначено: 1 – навантаження (Н); 2 – джерела РГ; 3 – акумуляторна батарея (АБ); 4 – система керування навантаженням (СКН); 5 – система керування «Активний споживач»; 6 – системний оператор; 7 – мережа енергопостачання; 8 – інший активний споживач (АС 2); $Pv \{x\} \rightarrow \{y\}$ – прямий зв'язок; Vv – зворотний сигнал; $Is \{x\} \rightarrow \{y\}$ – інформаційний зв'язок; $Ks \{x\} \rightarrow \{y\}$ – керуючі сигнали.

3.3. Режими роботи активного споживача

Для підвищення ефективності експлуатації електромереж існують методи та засоби формування умов оптимальності їх режимів в умовах постійного зростання навантаження споживачів та збільшення частки децентралізованого генерування за рахунок джерел розосередженої генерації та обладнання активних споживачів. Для забезпечення рентабельності функціонування обладнання активного споживача, зокрема джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням, особливо актуальними є питання організації планування і оперативного («інтелектуального») керування режимами їхньої роботи. Внаслідок нестабільного виробітку електроенергії джерелами розосередженої генерації, через стохастичний характер більшості типів відновлюваних джерел енергії, можливості коригування режимів роботи електромереж, якими відбувається транспортування електроенергії від активного споживача або до нього, є дещо обмеженими.

Як вже зазначалося, використання джерел РГ та СКН під час їхньої експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію (продаж) виробленої або зекономленої електроенергії. Тому при коригуванні режимів роботи ЛСЕ із АС ця задача є першочерговою. Однак в окремих випадках першочерговим може бути надання АС додаткових послуг для СЕП, тобто використання потенціалу АС для регулювання режимів роботи мережі, для зменшення перетоків електроенергії, для вирівнювання графіка

споживання та надання інших системних послуг, що передбачає отримання певної вигоди як для енергетичної компанії, так і для самого споживача.

Якщо детальніше розглядати взаємодію АС та мережі енергопостачання рис. 3.3, то можливі наступні варіанти поведінки цих елементів (табл.3.3).

Таблиця 3.3. Можливі режими роботи елементів, що взаємодіють

| Умовне позначення | Генератори мережі | Навантаження мережі | Активний споживач |
|-----------------------|---|---|---|
| | Γ_1 | H_1 | H_2 |
| Можливі режими роботи | 1) генерація (Г) 2) споживання (С) 3) відключення (В) | 1) споживання (С) 2) відключення (В) | 1) генерація (Г) 2) споживання (С) 3) відключення (В) |

Проведемо перебір можливих варіантів взаємодії представлених в табл. 3.3 елементів та розглянемо їх більш детально.

Таблиця 3.4. Можливі варіанти взаємодії мережі та активного споживача

| № з/п | Γ_1 | H_1 | АС | Баланс потужностей | Опис взаємодії |
|-------|------------|-------|----|--|--|
| 1 | Г | С | Г | $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} + P_{H_1}^C + P_{AC}^{\Gamma} = 0$ | 2 генератори-1 навантаження |
| 2 | Г | С | С | $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} + P_{H_1}^C + P_{AC}^C = 0$ | 1 генератор-2 навантаження |
| 3 | Г | С | В* | 1) $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} + P_{H_1}^C = 0$; 2) В* | 1 генератор-1 навантаження; В* - автономний режим роботи АС |
| 4 | Г | В | Г | 1) $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} > 0$; 2) $P_{AC}^{\Gamma} > 0$ | 1) Режим акумулювання; 2) Зміна роботи генераторів |
| 5 | Г | В | С | $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} + P_{AC}^C = 0$ | 1 генератор-1 навантаження |
| 6 | Г | В | В* | $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} > 0$ | В* - автономний режим роботи АС |
| 7 | С | С | Г | $P_{AC}^{\Gamma} + P_{\Gamma_1}^C + P_{H_1}^C = 0$ | 1 генератор-2 навантаження |
| 8 | С | С | С | $P_{\Gamma_1}^C + P_{H_1}^C + P_{AC}^C \neq 0$ | Режим неможливий |
| 9 | С | С | В* | $P_{\Gamma_1}^C + P_{H_1}^C \neq 0$ | Режим неможливий, крім В* |
| 10 | С | В | Г | $P_{AC}^{\Gamma} + P_{\Gamma_1}^C = 0$ | 1 генератор-1 навантаження |
| 11 | С | В | С | $P_{\Gamma_1}^C + P_{AC}^C \neq 0$ | Режим неможливий |
| 12 | С | В | В* | $P_{\Gamma_1}^C \neq 0$ | Режим неможливий, крім В* |
| 13 | В | С | Г | $P_{H_1}^C + P_{AC}^{\Gamma} = 0$ | 1 генератор-1 навантаження |
| 14 | В | С | С | $P_{H_1}^C + P_{AC}^C \neq 0$ | Режим неможливий |
| 15 | В | С | В* | $P_{H_1}^C \neq 0$ | Режим неможливий, крім В* |
| 16 | В | В | Г | $P_{AC}^{\Gamma} > 0$ | Акумулювання |
| 17 | В | В | С | $P_{AC}^C \neq 0$ | Дефіцит енергії |
| 18 | В | В | В* | - | - |

Тут В* - автономний режим роботи АС.

Провівши аналіз отриманих варіантів взаємодії, розділимо всі можливі варіанти на наступні групи та опишемо їх (табл. 3.5): 1) нормальні режими взаємодії; 2) режими надлишкової генерації; 3) неможливі режими.

Таблиця 3.5. Групи режимів взаємодії активного споживача та мережі

| № режиму взаємодії | Γ_1 | H_1 | АС | Баланс потужностей | Примітка |
|---------------------------------------|------------|-------|----------|--|---|
| Група 1: нормальні режими | | | | | |
| 1 | Γ | C | Γ | $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} + P_{H_1}^C + P_{AC}^{\Gamma} = 0$ | 2Г-1Н |
| 2 | Γ | C | C | $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} + P_{H_1}^C + P_{AC}^C = 0$ | 1Г-2Н |
| 3 | Γ | C | V^* | 1) $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} + P_{H_1}^C = 0$; 2) V^* | 1Г-1Н; V^* - автономний режим роботи АС |
| 5 | Γ | B | C | $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} + P_{AC}^C = 0$ | 1Г-1Н |
| 7 | C | C | Γ | $P_{AC}^{\Gamma} + P_{\Gamma_1}^C + P_{H_1}^C = 0$ | 1Г-2Н |
| 10 | C | B | Γ | $P_{AC}^{\Gamma} + P_{\Gamma_1}^C = 0$ | 1Г-1Н |
| 13 | B | C | Γ | $P_{H_1}^C + P_{AC}^{\Gamma} = 0$ | 1Г-1Н |
| Група 2: режими надлишкової генерації | | | | | |
| 4 | Γ | B | Γ | 1) $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} > 0$; 2) $P_{AC}^{\Gamma} > 0$ | 1) Стабілізація напруги 2) Режим акумуляції |
| 6 | Γ | B | V^* | 1) $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} > 0$; 2) V^* | 1) Стабілізація напруги 2) V^* - автономний режим роботи АС. |
| 16 | B | B | Γ | $P_{AC}^{\Gamma} > 0$ | Акумуляція |
| Група 3: неможливі режими | | | | | |
| 8 | C | C | C | $P_{\Gamma_1}^C + P_{H_1}^C + P_{AC}^C \neq 0$ | Режим неможливий |
| 9 | C | C | V^* | $P_{\Gamma_1}^C + P_{H_1}^C \neq 0$ | Режим неможливий, крім V^* |
| 11 | C | B | C | $P_{\Gamma_1}^C + P_{AC}^C \neq 0$ | Режим неможливий |
| 12 | C | B | V^* | $P_{\Gamma_1}^C \neq 0$ | Режим неможливий, крім V^* |
| 14 | B | C | C | $P_{H_1}^C + P_{AC}^C \neq 0$ | Режим неможливий |
| 15 | B | C | V^* | $P_{H_1}^C \neq 0$ | Режим неможливий, крім V^* |
| 17 | B | B | C | $P_{AC}^C \neq 0$ | Режим неможливий |
| 18 | B | B | V^* | - | Режим неможливий, крім V^* |

Якщо розглядати режими роботи «активного споживача» відносно мережі енергопостачання, то їх всього три: 1) генерація; 2) споживання; 3) відключення

від мережі, тобто автономний режим роботи. Режим взаємодії АС із мережею залежить від стану власного обладнання (додаток Б). Розглянемо АС як такого, що складається із власних генеруючих джерел, накопичувачів енергії та власне навантаження споживача. Оскільки система керування навантаженням безпосередньо не взаємодіє із мережею, а тільки з навантаженням, то в даному випадку її не розглядаємо. Що стосується накопичувачів енергії, то залежно від того чи він накопичує, чи віддає енергію його відповідно можна відносити як до навантаження споживача, так і до генератора.

Таблиця 3.6. Режими роботи обладнання активного споживача

| Режим АС відносно мережі | № режиму АС | Режими обладнання АС | | Баланс потужностей АС | Примітка |
|------------------------------|-------------|----------------------|----------|---|--|
| | | $\Gamma_{АС}$ | $H_{АС}$ | | |
| Г генерація | I | Г | В | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma})$ | $P_{генерации} > 0;$ $P_{споживания} = 0$ |
| | II | Г | С | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) - P(H_{АС}^C)$ | $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |
| С споживання | III | Г | С | $P_{АС}^C = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) - P(H_{АС}^C)$ | $P_{спож.} > P_{ген.} > 0$ |
| | IV | В | С | $P_{АС}^C = P(H_{АС}^C)$ | $P_{ген.} = 0; P_{спож.} > 0$ |
| | V | С | С | $P_{АС}^C = P(\Gamma_{АС}^C) + P(H_{АС}^C)$ | $P_{спож.} =$ $P(\Gamma_{АС}^C) + P(H_{АС}^C) >$ 0 |
| В* Відключення від мережі | I | Г | В | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma})$ | Потрібне акумулявання $P_{генерации} > 0;$ $P_{споживания} = 0;$ |
| | II | Г | С | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) - P(H_{АС}^C)$ | Потрібне акумулявання $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |
| | III | Г | С | $P_{АС}^C = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) - P(H_{АС}^C)$ | $P_{спож.} > P_{ген.} > 0$ |
| | VI | Г | С | $P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) = P(H_{АС}^C)$ | $P_{ген.} = P_{спож.}$ |

З табл. 3.6 видно, що існує всього шість можливих режимів роботи генеруючого та споживаючого обладнання активного споживача як в автономному режимі, так і при взаємодії із мережею. Детальніший аналіз взаємодії та розрахунок режимів роботи представлено в додатку В.

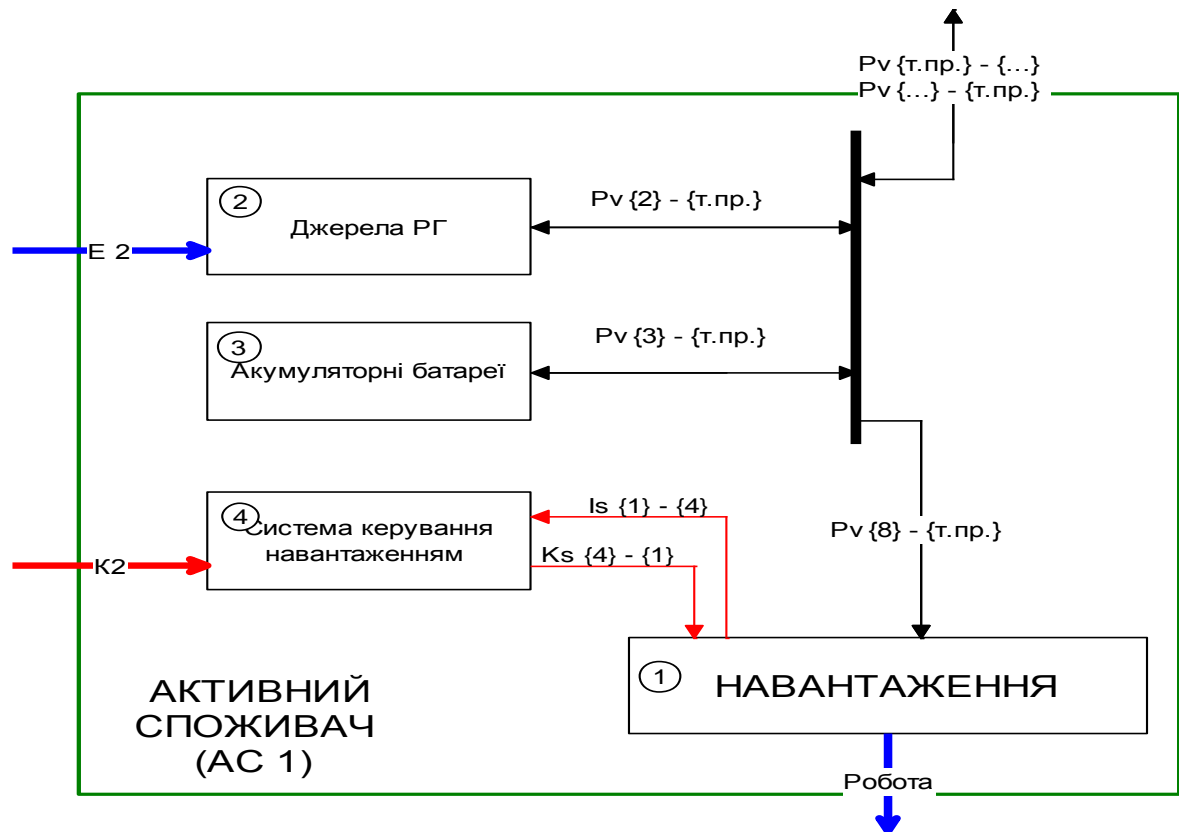


Рис. 3.9. Взаємодія обладнання АС між собою

На рис. 3.9 для загального випадку показано варіант взаємодії обладнання активного споживача, який володіє власними джерелами розосередженої генерації, накопичувачами енергії, системою керування навантаженням і власне самим навантаженням. Для більш ефективної роботи власного обладнання активного споживача, а також для більш вигідної взаємодії самого активного споживача із системою енергопостачання та іншими як активними, так і звичайними споживачами енергії, а також з метою зменшення навантажень на інформаційні канали зв'язку доцільно розглядати можливість створення відповідної системи керування обладнанням активного споживача.

На рис. 3.10 зображено приклад такої системи керування із відповідними зв'язками між обладнанням, потоками енергії, потоками інформації та керуючих впливів.

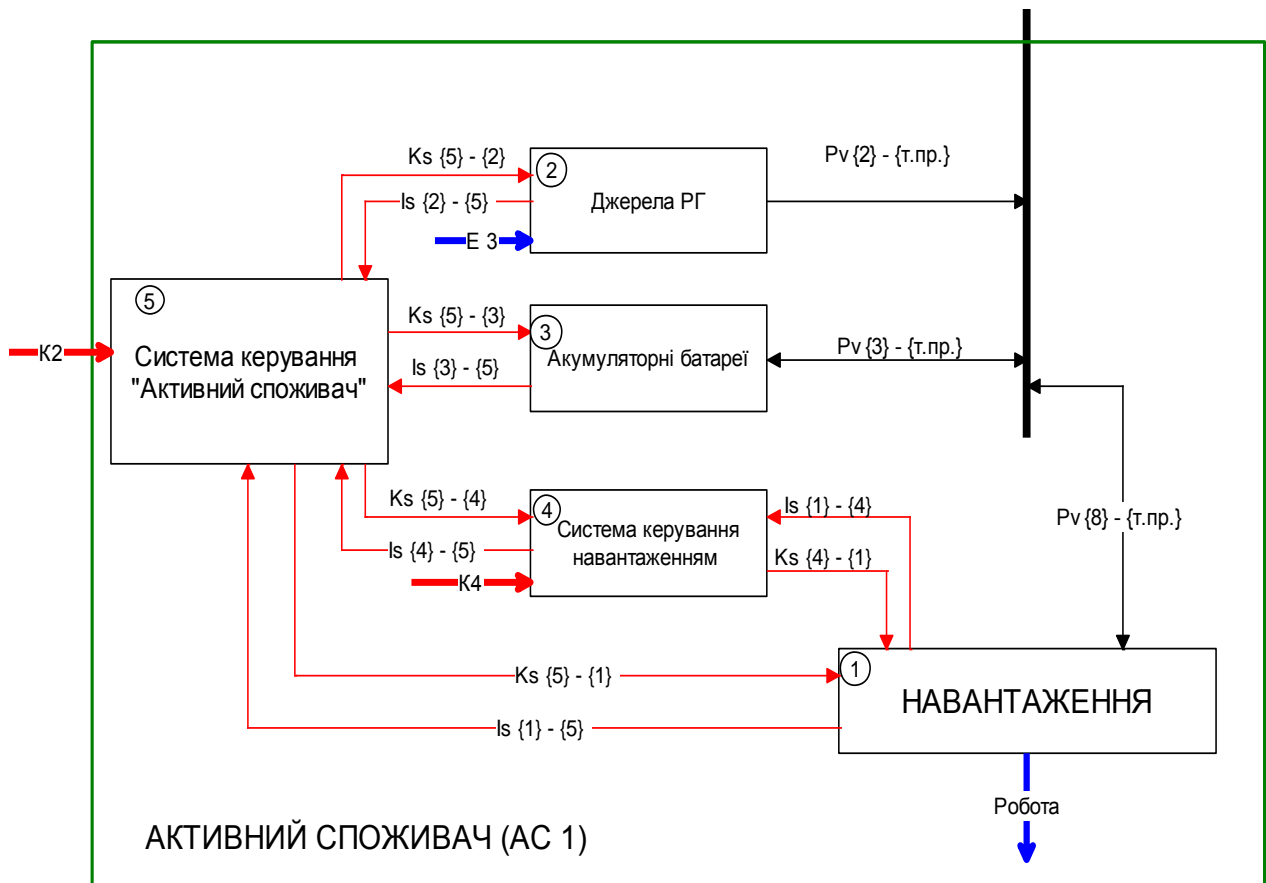


Рис. 3.10. Взаємодія обладнання активного споживача та інтелектуальної системи керування «Активний споживач»

На рис. 3.11 зображено модель взаємодії СА «Активний споживач» (ІСК «АС») із системним оператором, іншим активним споживачем та власним обладнанням активного споживача.

На рисунках 3.10 та використано наступні позначення: 1 – навантаження (Н); 2 – джерела РГ; 3 – акумуляторна батарея (АБ); 4 – система керування навантаженням (СКН); 5 – система керування «Активний споживач»; 6 – системний оператор; 7 – мережа енергопостачання; 8 – інший активний споживач (АС 2); 9 – система керування «Об'єднання споживачів (вищого рівня)»; Pv – прямий зв'язок; Is – інформаційний зв'язок; Ks – керуючі сигнали. Проведений аналіз можливих режимів роботи активного споживача дасть змогу

розробити оптимізаційну модель роботи активного споживача, а в подальшому розробити алгоритми роботи системи керування активним споживачем.

3.4. Оптимізація режимів роботи активного споживача

Для забезпечення ефективності та рентабельності функціонування обладнання активного споживача, зокрема джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням, особливо актуальними є питання організації планування і оперативного («інтелектуального») керування режимами їхньої роботи. Внаслідок нестабільного виробітку електроенергії джерелами розосередженої генерації, через стохастичний характер більшості типів відновлюваних джерел енергії, можливості коригування режимів роботи електромереж, якими відбувається транспортування електроенергії від активного споживача або до нього, є дещо обмеженими.

Однією з проблем побудови інтелектуальних розподільних мереж є і проблема оптимальної роботи на основі нових алгоритмів функціонування та керування інтелектуальною мережею, нового обладнання та програмно-апаратного забезпечення, яке виконуватиме таке керування. Визначення параметрів режиму та параметрів основного обладнання дасть змогу провести аналіз основних оцінюваних величин на основі критеріїв оптимальності, а порівняння цих величин дозволить вибрати найбільш оптимальний режим роботи розподільної мережі та обладнання споживачів із найбільшою вигодою для кожного з учасників. Залежно від рівня енергопостачальної системи куди інтегрований активний споживач, можуть відрізнитися його можливості та вигоди, які можуть отримувати всі учасники взаємодії.

У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі РГ та НВДЕ, коли вони працюють паралельно із мережею, постає питання узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення. Це стає обов'язковим, коли встановлена потужність

НВДЕ в електромережі складає суттєву частку від сумарного навантаження (від 20%). У цьому випадку її доцільно розглядати як ЛЕС [180].

Інтеграція джерел розосередженої генерації та формування інтелектуальних розподільних електричних мереж, керування яких здійснюється за новими ефективними алгоритмами, які враховують появу нових елементів, дасть змогу [171-180]: 1) підключати додаткових споживачів без збільшення пропускної спроможності силових трансформаторів головних знижувальних підстанцій (ГЗП) і ліній (зараз із цим мають проблеми великі міста); 2) включити споживачів до активної участі в роботі системи електропостачання; 3) збільшувати виробничі потужності споживачів без збільшення споживання із зовнішньої живлячої мережі; 4) покращити техніко-економічну ефективність систем електропостачання як самих споживачів, так і мережевих компаній; 5) підвищити стійкість та надійність систем електропостачання споживачів при зниженні напруги в мережі; 6) створити можливість споживачам продавати надлишкову електроенергію та надавати додаткові послуги для мережі електропостачання, наслідком чого буде отримання додаткового прибутку.

В табл. 3.7 наведено вигоди, які отримує активний споживач та вигоди, в яких зацікавлений і активний споживач, і системний оператор залежно від рівня, на якому інтегруються джерела РГ та НВДЕ, або інше обладнання активного споживача.

Зв'язок та взаємодія між активними споживачами можуть відбуватися кількома способами: 1) через систему керування «Активний споживач вищого рівня» (на рис. 3.12 взаємодія між АС1 та АС2); 2) безпосередньо.

Можливими є такі варіанти: 1) прямий енергетичний зв'язок та пряма взаємодія на рівні власних систем керування активним споживачем; 2) прямий енергетичний зв'язок та взаємодія на інформаційному рівня через систему керування вищого рівня; 3) прямий інформаційний зв'язок та взаємодія через мережу енергопостачання; 4) зв'язок активних споживачів через систему керування вищого рівня та взаємодія через мережу енергопостачання.

Таблиця 3.7. Аналіз переваг що отримує споживач та системний оператор

| Рівень | Власник установок | |
|-------------------------|---|---|
| | Споживач | Оператор розподільних мереж |
| Обладнання/ пристрій | Питаннями що можуть вирішуватися, є: 1) підвищення надійності електропостачання окремого обладнання; 2) підвищення якості електроенергії для окремого обладнання; 3) зменшення витрат на енергію. Зацікавлений тільки споживач | Системний оператор у встановленні свого обладнання на такому рівні не зацікавлений |
| Споживач/технологія | Питаннями що можуть вирішуватися на цьому рівні, є: 1) підвищення надійності електропостачання окремого споживача (кількох споживачів); 2) підвищення якості електроенергії для окремих споживачів; 3) зменшення витрат на електроенергію; 4) уникнення перевищення ліміту миттєвої споживаної потужності та обсягу споживання; 5) інші вигоди. Другорядними питаннями є надання додаткових послуг системному оператору | Основними питаннями є: 1) регулювання режимів роботи; 2) надання додаткових послуг з регулювання режимів роботи. Другорядними в цьому випадку будуть отримання прибутку. Така форма власності дасть змогу системному оператору отримувати вигоди не тільки за рахунок регулювання режимів, але й отримувати додатковий прибуток за рахунок генерації електроенергії |
| Місто/пром. вузол | Першочерговим є отримання максимального прибутку та створення вигод для споживачів. Оптимізація режимних параметрів та надання додаткових послуг системному оператору – на другому місці. Може бути навпаки, якщо системним оператором забезпечується відповідна компенсація | Пріоритетним є регулювання параметрів режиму та надання додаткових послуг, другорядним є отримання прибутку |
| Регіон | Окремий споживач у цьому не зацікавлений | Крім використання для потреб свого регіону, обладнання може використовуватися і для регулювання режимів в ОЕС України |

Для ефективної взаємодії елементів системи енергопостачання потрібно здійснювати узгодження алгоритмів функціонування як обладнання споживачів, так і джерел РГ та АС між собою. Узгодження взаємодії між АС має ґрунтуватися на виборі взаємовигідних режимів роботи, тобто на вирішенні власної частинної оптимізаційної задачі, яка обов'язково має бути складовою загальної оптимізаційної задачі системи. Умовою є максимально ефективне використання виробленої активними споживачами енергії та послуг, які вони надають, і оптимальне завантаження мережі енергопостачання. Вибір режимів роботи активних споживачів та їхнього обладнання повинен задовольняти умову рівноваги Неша або знаходитися в межах оптимальності за Паретто.

З метою отримання найбільшої вигоди для всіх учасників системи енергопостачання із джерелами РГ та АС потрібно враховувати інтереси кожного з учасників такої системи та здійснювати балансування цих інтересів на найбільш вигідному для всіх рівні.

Залежно від вимог споживача до встановленого обладнання, а також можливостей цього обладнання (табл. 3.8. – 3.10) формується головна оптимізаційна задача для АС, що розглядається, яка в подальшому повинна вирішуватися і узгоджуватися з іншими учасниками, а на основі прийнятого рішення про взаємодію, кожною системою керування активного споживача повинні формуватися відповідні керуючі впливи до власного обладнання з метою забезпечення вибраного режиму взаємодії. Також варто відзначити, що формування окремих складових оптимізаційної задачі можливе не для всіх активних споживачів, а значення сформованих складових та відповідні критерії їхньої важливості в загальній оптимізаційній задачі можуть регулюватися зовнішнім регулятором та відповідними нормативними документами. З метою оптимізації таких режимів була створена модель активного споживача, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання.

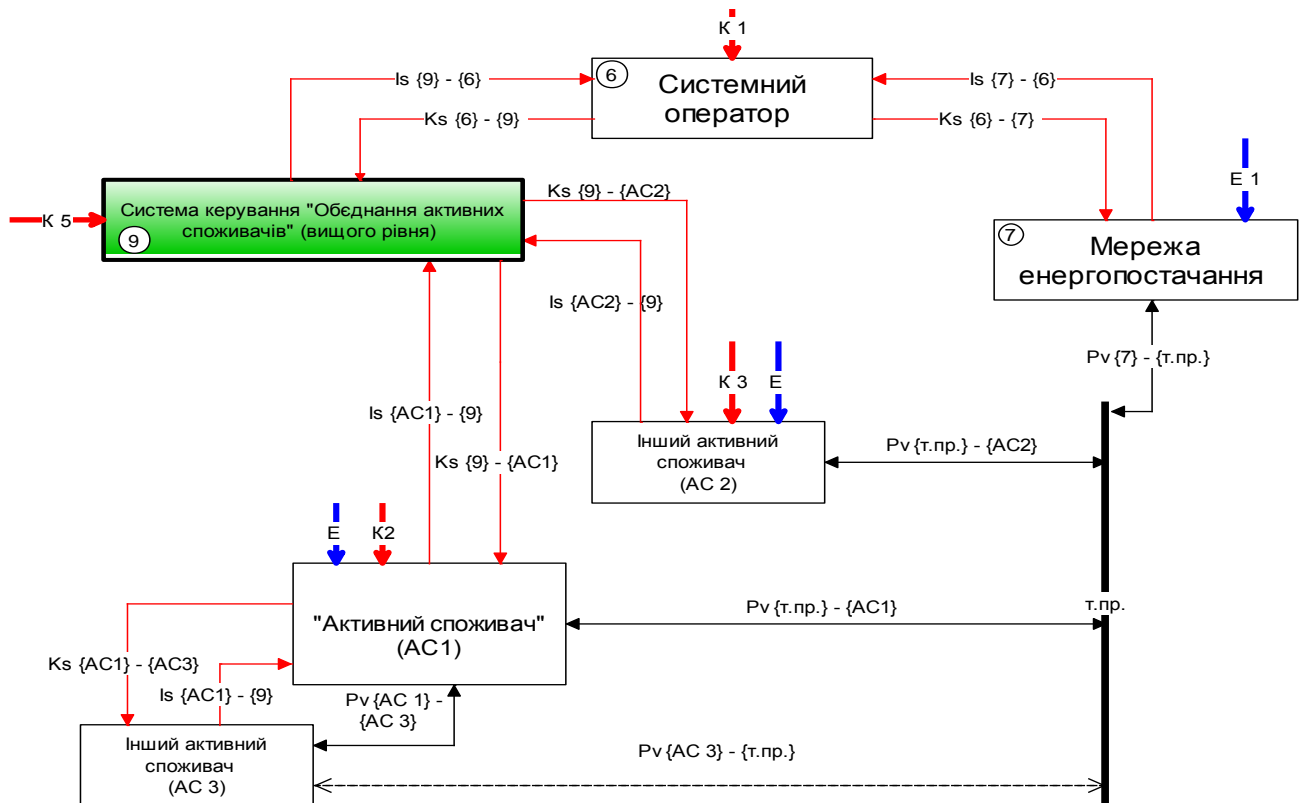


Рис 3.12. Взаємодія активних споживачів між собою та системою керування «Об'єднання активних споживачів» і системним оператором

Таблиця 3.8. Аналіз впливу встановленого обладнання активного споживача на складові загальної оптимізаційної задачі

| № | Складові оптимізаційної задачі | Обладнання АС | | | | | | |
|---|---|---------------|-----|-----|------------|-----------|------------|-------------------|
| | | РГ | СКН | АБ | РГ+С КН | РГ+ АБ | СКН+ АБ | РГ+С КН+ АБ |
| 1 | Мінімізація витрат на електроенергію | + | + | + | + | + | + | + |
| 2 | Максимізація прибутку від продажу електроенергії | + | - | - | + | + | - | + |
| 3 | Оптимізація споживання електроенергії | + | + | + | + | + | + | + |
| 4 | Оптимізація структури мережі | +/- | +/- | +/- | +/- | +/- | +/- | +/- |
| 5 | Оптимізація параметрів системи електропостачання | + | + | + | + | + | + | + |
| 6 | Оптимізація режимів роботи активного споживача | + | + | + | + | + | + | + |
| 7 | Оптимізація режимів роботи системи енергопостачання | + | +/- | +/- | + | + | + | + |
| 8 | Оптимальне виробництво електроенергії від власних джерел РГ | + | - | - | + | + | - | + |
| 9 | Зменшення негативного впливу на екологію | + | +/- | + | + | + | + | + |

Загальна модель поведінки передбачає формування таких складових оптимізаційної задачі: 1) мінімізація витрат на електроенергію; 2) максимізація прибутку від продажу електроенергії та надання окремих системних послуг; 3) оптимальне споживання (вибір та дотримання оптимального графіка споживання); 4) оптимальна конфігурація мережі та параметрів системи електропостачання; 5) вибір оптимальних режимів роботи обладнання; 6) оптимізація режимів роботи системи енергопостачання; 7) оптимальне виробництво та використання електроенергії енергії, виробленої від власних джерел розосередженої генерації; 8) мінімальний вплив на екологію; 9) інші можливі вигоди. Перелік складових є відкритим і може доповнюватися.

Залежно від особливостей та можливостей того чи іншого споживача а також потреб системи електропостачання формується окрема оптимізаційна задача для кожного споживача.

Для кожного окремого споживача кількість критеріїв та ступінь важливості окремих складових загальної оптимізаційної задачі можуть відрізнятися залежно від індивідуальних умов. Тому вибір цих складових, а також критерій важливості кожної із складових варто проводити експертним методом для кожного споживача окремо.

Опишемо кожен із типів активних споживачів залежно від основних можливостей встановленого обладнання, а також складових загальної оптимізаційної задачі, на які має вплив встановлене обладнання.

Вплив на режим споживання електроенергії споживачами може мати різні наслідки для різних категорій споживачів. Ці наслідки можуть бути як позитивними, так і негативними. Основною умовою такого впливу є те, щоб споживач не зазнавав економічних збитків (промислові споживачі, юридичні особи) та дискомфорту (населення) від такого впливу.

Активність споживачів у керуванні власним електроспоживанням може бути реалізована таким шляхом:

– зміни форми графіка електроспоживання шляхом зміни режимів роботи технологічного обладнання;

- використання власних джерел та/або накопичувачів енергії;
- комбінації кількох можливих варіантів.

Загальна задача лінійного програмування формулюється наступним чином: знайти рішення $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$, що дає змогу максимізувати або мінімізувати цільову функцію:

$$F = C_1 X_1 + C_2 X_2 + \dots + C_n X_n.$$

У подальшому для розв'язання оптимізаційних задач будемо користуватися саме цим методом.

Висновки до розділу 3

1. Розроблено методологічне забезпечення оцінки потенціалу активних споживачів, за рахунок розширеної класифікації АС та аналізу потенціалу обладнання, яке може використовувати активний споживач, яке дає змогу оцінити потенціал активного споживача, ефекти від такої поведінки та можливості для його реалізації.

2. Створена загальна модель АС, яка дає змогу описувати будь-якого активного споживача електроенергії, за рахунок аналізу основних зв'язків між елементами ЛСЕ та АС для різних варіантів їх взаємодії, що дозволило розробити загальну модель СК АС.

3. Запропоновано моделі взаємодії активного споживача із системою енергопостачання, а також моделі взаємодії обладнання активних споживачів між собою, за рахунок аналізу основних зв'язків між елементами та режимів їх роботи, що дозволило розробити основні алгоритми відповідних СК.

4. Визначено можливі режими роботи окремого обладнання активного споживача, активного споживача в цілому та варіантів взаємодії активного споживача із системою енергопостачання чи іншими елементами ЛСЕ, що дає змогу вдосконалити алгоритми роботи систем керування та здійснювати автоматизоване керування режимами роботи таких систем, за рахунок вдосконалення основних алгоритмів СК.

РОЗДІЛ 4

ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

4.1. Загальна оптимізаційна задача з вибору та узгодження режимів роботи активного споживача

Реалізація стратегії активного споживача передбачає узгодження режимів роботи обладнання споживача та мережі і взаємодію активних споживачів між собою. З метою оптимізації таких режимів була створена модель активного споживача, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання, про які згадувалося раніше: 1) мінімізація витрат на електроенергію; 2) максимізація прибутку від продажу електроенергії; 3) оптимізація споживання електроенергії; 4) оптимізація структури мережі; 5) оптимізація параметрів системи електропостачання; 6) оптимізація режимів роботи активного споживача; 7) оптимізація режимів роботи системи енергопостачання; 8) оптимальне виробництво електроенергії від власних джерел РГ; 9) зменшення негативного впливу на екологію тощо.

Залежно від особливостей та можливостей того чи іншого споживача, а також потреб системи електропостачання формується окрема оптимізаційна задача, яка складається із описаних вище складових. Кожна із цих складових представляється відповідною моделлю:

1. *Мінімізація витрат.* Основною цільовою функцією цієї складової є мінімізація витрат на електроенергію:

$$F_1(\dot{X}) \rightarrow \min.$$

Яка є сумою прибутку від споживання (різниці вигоди від споживання і вартості відібраної з мережі електроенергії) і прибутку від власної генерації (різниці доходу від продажу електроенергії в мережу і собівартості генерації) і має такий вигляд:

$$f(t, P_n^{\text{спож}}(\cdot), c^E(\cdot),) \rightarrow \min,$$

де g_t^I/g_t^E – обсяг генерації, що спрямовується на внутрішнє/зовнішнє споживання; g_t – загальний обсяг виробництва енергії РГ; $P_n^{\text{спож}}(\cdot)$ – споживана потужність; $c^I(\cdot)/c^E(\cdot)$ – ціна на електроенергію, споживану з мережі, що віддається в мережу.

2. *Максимізація прибутку.* Основною цільовою функцією цієї моделі є максимізація прибутку від проданої електроенергії:

$$F_2(t, a(t), g(t), g_e(t), \theta, P_g, \eta) \rightarrow \max.$$

З метою отримання максимального прибутку зацікавленість споживача до переходу в клас «активних споживачів» може бути представлена у вигляді мінімізації функції затрат на виділеному проміжку часу, де від'ємне значення функції $c_{st}^{(D)}$ означатиме прибуток, який отримує споживач від власних дій. Мінімізацію функції затрат на виділеному проміжку часу можна записати як максимізацію функції отриманого прибутку для активних споживачів (із різною часткою генерації) і для генеруючих компаній чи ВрЕС.

Модель максимізації прибутку активного споживача підходить для опису його поведінки при розробці як механізмів мотивації споживача до участі в регулюванні, так і механізмів керування попитом.

Спосіб взаємодії споживача [звичайного чи активного (різного роду та ступеня)] з мережею в першу чергу є результатом економічного розрахунку. Такий розрахунок повинен враховувати самостійність поведінки споживача, тобто спроможність коригувати свою поведінку відповідно до зміни зовнішніх умов (керуючих впливів), що в свою чергу передбачає вирішення другорядних складових загального оптимізаційного завдання.

1. *Оптимізація споживання електроенергії.* Оптимізаційна задача цієї моделі полягає: 1) у виборі оптимального графіка споживання; 2) у встановленні оптимальних та граничних меж споживання та дотримання графіка споживання в цих межах.

У загальному випадку цільову функцію оптимізації графіка споживання електроенергії із мережі можна записати у такому вигляді:

$$\begin{aligned} F(\dot{X}) &\rightarrow \text{opt}; \\ F(\dot{X}) &= (F_1(\dot{X}); F_2(\dot{X}); \dots; F_k(\dot{X})); \\ \dot{X} &\in \Omega; \dot{X} = (X_1; X_2; \dots; X_n); \\ \Omega &= \{ \dot{X}: a_{i'} \leq X_{i'} \leq b_{i'}, i' = 1 \dots n \}. \end{aligned}$$

де \dot{X} – вектор оптимізованих параметрів; $F(\dot{X})$ – цільова функція; $a_{i'}$, $b_{i'}$ – межі зміни оптимізованих параметрів.

Для окремого випадку цільову функцію оптимізації графіка споживання електроенергії з мережі можна записати у вигляді

$$\dot{X} \in \Omega;$$

$$\dot{X} = (t, \xi, \eta, \theta, P_a(t, a, \xi), d(t, \eta), C_{da}(d, a)) \text{ або } \dot{X} = (t; u(t); p_H^{AC-}(t); i_H^{AC-}(t); i_H^M(t); V_M^-; \eta),$$

де t – час; $u(t)$ – миттєве значення напруги; $p_H^{AC-}(t)$ – миттєве значення споживаної з мережі потужності; P – миттєве значення споживаної потужності від інших джерел (в тому числі від власних джерел активного споживача); знаки « $-$ » та « $+$ » – відповідно позначають спожиту з мережі та спожиту із власних джерел РГ енергію; $i_H^M(t)$ – струм, що споживається із мережі; $i_H^{AC-}(t)$ – струм, що споживається із власних джерел РГ; V_M^- – витрати на споживану із мережі електроенергію; η – коефіцієнт корисної дії.

З метою вибору найбільш оптимального графіка споживання, на кожен із параметрів оптимізаційної задачі повинні накладатися обмеження у вигляді умов, які є бажаними для споживача та мережі (оптимальні умови), умов, які за певних упуцень є прийнятними для обох сторін (допустимі умови), та умов, недотримання яких є неприпустимим для однієї або двох сторін (граничні). Такі обмеження представимо у вигляді функцій: оптимальні $-G(\dot{X}) = (g_1(\dot{X}); g_2(\dot{X}); \dots; g_m(\dot{X}))$; допустимі $-K(\dot{X}) = (k_1(\dot{X}); g_2(\dot{X}); \dots; k_l(\dot{X}))$; граничні $-H(\dot{X}) = (h_1(\dot{X}); h_2(\dot{X}); \dots; h_p(\dot{X}))$. При розв'язанні конкретної оптимізаційної задачі, формується перелік описаних вище умов для кожного із оптимізованих

показників. Для прикладу, завдання оптимізації графіка споживання електроенергії можна представити у вигляді

$$p_H^{AC}(t) = p_H^{AC-}(t) + p_H^{AC+}(t);$$

$$i_H^{AC}(t) = i_H^{AC-}(t) + i_H^{AC+}(t),$$

де $p_H^{AC}(t)$ – миттєве значення споживаної потужності навантаженням активного споживача; $i_H^{AC}(t)$ – миттєве значення струму, що споживається навантаженням активного споживача,

$$F(t; u(t); p_H^{AC-}(t); i_H^{AC-}(t); C_M^-; \eta) \rightarrow opt.$$

Що стосується обмежень для кожного із параметрів цієї оптимізаційної задачі, то оптимальні, допустимі та граничні умови для напруги $u(t)$ визначаються державним стандартом. Для миттєвих значень споживаної потужності $p_H^{AC-}(t)$ та струму $i_H^{AC-}(t)$ встановлюються обмеження, які можна представити в наступному вигляді: для $p_H^{AC-}(t)$: $[p_H^{AC-}(t)]_{opt1} \leq p_H^{AC-}(t) \leq [p_H^{AC-}(t)]_{opt2}$ – оптимальні умови; $[p_H^{AC-}(t)]_{opt1} \leq [p_H^{AC-}(t)]_{don1}$; $[p_H^{AC-}(t)]_{opt2} \leq [p_H^{AC-}(t)]_{don2}$ – допустимі умови; $[p_H^{AC-}(t)]_{min} \leq [p_H^{AC-}(t)]_{don1}$; $[p_H^{AC-}(t)]_{don2} \leq [p_H^{AC-}(t)]_{max}$ – граничні умови.

2. *Оптимізація структури, конфігурації мережі та параметрів системи електропостачання.* Дана модель повинна передбачати: 1) живлення від джерел РГ за умови забезпечення ефективної роботи обладнання протягом мінімально встановленого періоду часу; 2) мінімальну відстань від генератора до споживача; 3) мінімальну кількість комутацій; 4) мінімальну кількість трансформацій; 5) мінімально допустимий час роботи від одного генератора; 6) тип та довжину ліній електропостачання; 7) характеристики навантаження; 8) електромагнітну сумісність; 9) перетоки енергії; 10) баланс енергії в контрольному перетині. У загальному випадку цільову функцію цієї моделі можна записати як

$$F_4(\dot{X}) \rightarrow opt.$$

3. Оптимізація режимів роботи обладнання активного споживача.

Залежно від зовнішніх умов та від вибраного режиму роботи обладнання активного споживача повинна виконуватися умова

$$F_5(\dot{X}) \rightarrow opt;$$

$$F_5(\eta_i; t_{\sigma.p.}; \Delta; t_{min}; C_i; t_{відн}) \rightarrow opt.$$

Така модель повинна враховувати: 1) коефіцієнт корисної дії η_i ; 2) тривалість безперервної роботи $t_{\sigma.p.}$; 3) рівень втрат Δ електроенергії; 4) мінімально доцільний час роботи обладнання для отримання корисного ефекту t_{min} ; 5) економічні показники роботи C_i ; 6) час на відновлення $t_{відн}$. тощо.

6. Оптимізація режимів роботи системи електропостачання. Ця задача актуальна для випадку, коли власником генеруючого та /або регулюючого обладнання активного споживача є системний оператор або ж у споживача є можливість надавати системному оператору додаткові послуги для регулювання режимів роботи системи електропостачання. Основною метою є дотримання заданих режимів роботи: $F_6(\dot{X}) \rightarrow opt$. Дана модель повинна передбачати такі складові: 1) рівень втрат електроенергії; 2) параметри якості електроенергії; 3) параметри надійності системи енергопостачання; 4) забезпечення пропускнуої спроможності; 5) забезпечення швидкості відновлення напруги; 6) максимум видачі потужності; 7) максимум прибутку; 8) оптимальне керування пристроями; 9) керування потужністю; 10) керування компенсаторами.

7. Оптимальне виробництво електроенергії від власних джерел розосередженої генерації. Забезпечення максимального виробництва електроенергії та відбору виробленої енергії від власних джерел РГ: $F_7(\dot{X}) \rightarrow opt$. Дана модель має враховувати; 1) час роботи обладнання t_i ; 2) коефіцієнт корисної дії η_i ; 3) співпадіння графіків генерації та потреби в електроенергії; 4) частоту відключення генераторів; 5) тривалість відключення генератора; 6) середній ресурс генератора; 7) час на запуск генеруючої установки.

8.3. *Зменшення негативного впливу на екологію.* Беручи до уваги та реалізовуючи потенціал джерел РГ та НВДЕ, можна оптимізаційне завдання вирішувати з точки зору мінімізації впливу на екологію: $F_8(\dot{X}) \rightarrow opt$:

- 1) мінімізація викидів шкідливих речовин;
- 2) мінімізація теплових викидів;
- 2) мінімізація механічного впливу на навколишнє середовище тощо.

Кожен із параметрів загального оптимізаційного завдання має різний ступінь важливості залежно від випадку, що розглядається. Тому для формування найбільш точного розв'язання оптимізаційної задачі пропонуємо використовувати узагальнений критерій, який визначається методом скаляризації:

$$F(X) = \alpha_1 F_1(X) + \alpha_2 F_2(X) + \dots + \alpha_n F_n(X), \quad (4.1.)$$

де $F_i(X)$ – вектор оптимізованих параметрів системи; α_i – коефіцієнти скаляризації (критерії важливості), які визначаються експертним шляхом. Розмірність векторів $F_1(X), \dots, F_8(X)$ може бути різною. Векторні коефіцієнти дають змогу на базі векторів $F_1(X), \dots, F_8(X)$ побудувати узагальнений критерій, який може бути як скалярний так і векторний. Якщо ж $F_1(X), \dots, F_8(X)$ є скалярними критеріями, то α_i є ваговими коефіцієнтами і сумарний вектор є скалярним.

Для кожного окремого випадку кількість критеріїв (з цього переліку або ж з доповненням нових) та ступінь важливості окремих складових загальної оптимізаційної задачі можуть відрізнятися залежно від індивідуальних умов. Тому вибір цих критеріїв, а також ступінь важливості кожної із складових на початковому етапі доцільно проводити експертним методом. Це створює також можливість для додаткового регулювання на ринку енергії шляхом коригування чи фіксування коефіцієнтів важливості для складових оптимізаційної задачі.

Алгоритм вибору оптимальних режимів роботи активного споживача ґрунтується на розв'язанні описаної вище загальної оптимізаційної задачі та вигляд, показаний на рис. 4.1.

Розв'язком загальної оптимізаційної задачі за запропонованим алгоритмом будуть параметри оптимального режиму роботи для АС. Ця модель дає змогу визначити пріоритетні напрямки роботи для кожного АС, збалансувати вигоди та врахувати можливі вимоги й обмеження, які встановлюються оператором системи енергопостачання з метою отримання найбільш корисного ефекту для всіх сторін. Реалізація такої моделі та алгоритму її використання здійснюється при розробці програмних засобів для оптимізації режимів роботи системи енергопостачання із РГ та АС, а також при узгодженні режимів роботи обладнання АС, розрахунку режимів роботи, розробці ряду методик для проектування систем енергопостачання із РГ та АС, методик для оцінки впливу АС на систему енергопостачання.

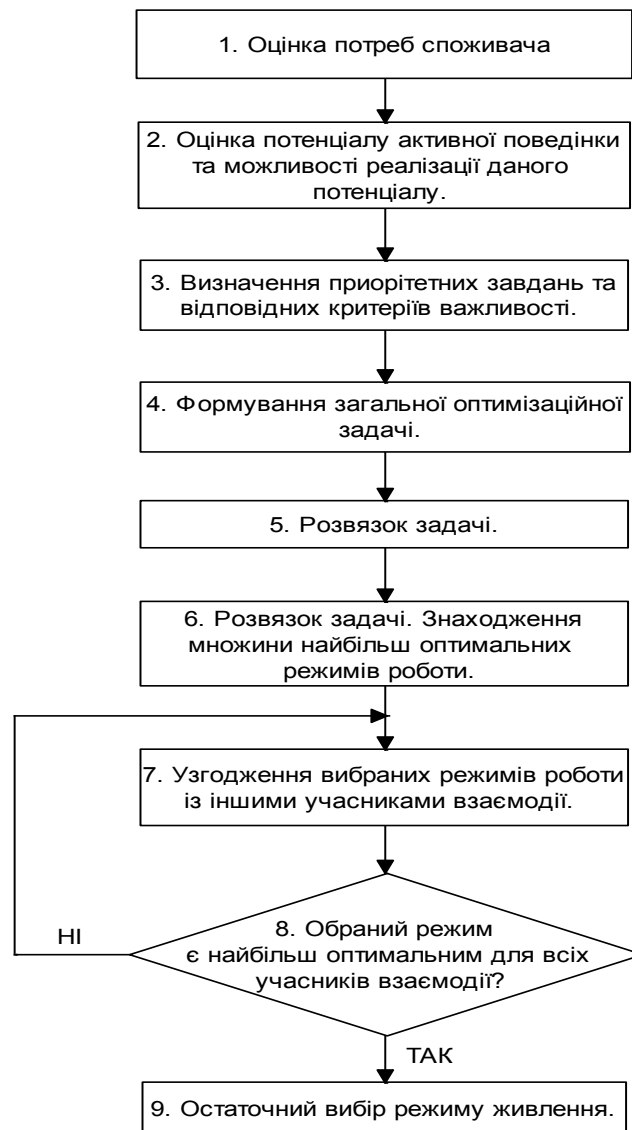


Рис. 4.1. Алгоритм визначення оптимального режиму роботи АС

4.2. Модель системи керування активним споживачем

Для розв'язання задачі розрахунків показників стану системи електропостачання зручно використовувати її представлення у вигляді графа:

1) формуємо граф, в якому вершинами є об'єкти системи, що розглядається, а дугами – зв'язки між цими об'єктами, тобто шлях передавання електроенергії. Вершинами графа є генератори, перетворювачі електроенергії (ТП) та споживачі;

2) визначаємо можливі шляхи живлення об'єкта (дуги графа);

3) для об'єкта, що розглядається, визначаємо існуючі та можливі (альтернативні) шляхи живлення;

4) враховуємо обмеження встановленого обладнання на передавання електроенергії, обмеження пропускної спроможності мережі та інші;

5) проводимо укрупнення виділених ланок та розрахунок відповідних коефіцієнтів (описаних вище) для існуючої топології;

6) проводимо розрахунок альтернативних шляхів живлення та розрахунок коефіцієнтів;

7) вибираємо оптимальні варіанти;

8) проводимо розрахунок додаткових оціночних коефіцієнтів для вибраних варіантів;

9) вибираємо оптимальний варіант живлення за оціночними коефіцієнтами;

10) вибираємо основний та резервний режими живлення;

11) здійснюємо контроль за режимами живлення.

З метою вирішення цих завдань на локальному рівні, тобто без впливу на вищий рівень, потрібні пристрої (програми), які б змогли проводити відповідну оцінку керуючих сигналів та сигналів отриманих від обладнання електромережі, проводити відповідну оцінку окремих оціночних коефіцієнтів та вибирати найбільш оптимальний режим роботи. Таким чином, можна мінімізувати негативний вплив нерівномірності споживання на роботу

енергетичної системи, а також визначати «слабкі місця» електромережі, які потрібно в першу чергу модернізувати.

Постає проблема неможливості живлення одного споживача від двох джерел (мережі і РГ) без включення останнього в мережу (мінусом є вищі гармоніки, несиметрія струмів і напруг, порушення частоти). Способом вирішення є відключення частини навантаження споживача від живлення з мережі та включення цього навантаження на живлення від РГ.

Оскільки такими переключеннями досить незручно керувати вручну, тому доцільно розробити відповідні алгоритми для здійснення потрібних переключень окремих навантажень системою керування (блок переключення навантажень) залежно від умов оптимальності та врахуванням зовнішніх керуючих сигналів (рис 4.2).

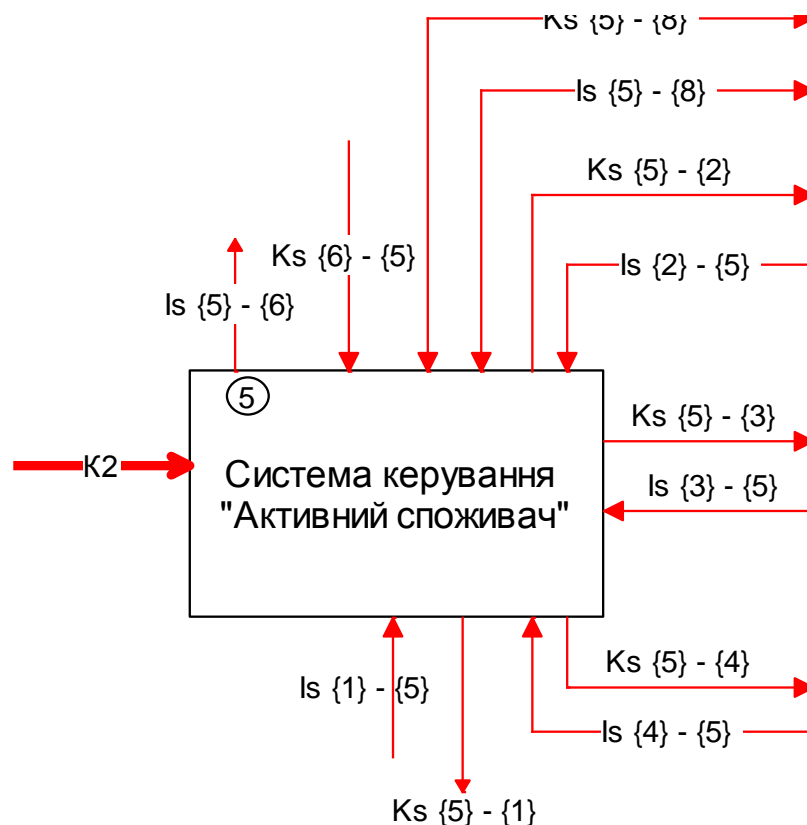


Рис 4.2. Модель системи керування АС рівня 1

Модель системи керування активним споживачем описується рівнянням виду

$$CK AC \{K, Z, Z', Is(\{1\} \rightarrow \{5\}), Is(\{4\} \rightarrow \{5\}), Is(\{5\} \leftrightarrow \{6\}), Is(\{3\} \rightarrow \{5\}), \\ Is(\{2\} \rightarrow \{5\}), t\} = \mathbf{0},$$

де СК АС $\{\cdot\}$ – динамічний нелінійний оператор над наступними векторами: зовнішніх керуючих сигналів ($K=K(t_k+1)$), інформаційних сигналів від навантаження $Is(\{1\} \rightarrow \{5\})$ (якщо є такі) або від системи керування навантаженням $Is(\{4\} \rightarrow \{5\})$, змінних стану системи керування активного споживача ($Z=Z(t)$), сигналів стану обладнання іншого активного споживача ($Is(\{8\} \leftrightarrow \{6\})=Is(\{8\} \leftrightarrow \{6\})(t)$); для випадку використання власних джерел розосередженої генерації ($Is(\{2\} \rightarrow \{5\})=Is(\{2\} \rightarrow \{5\})(t)$); для випадку використання власних акумуляторних батарей ($Is(\{3\} \rightarrow \{5\})=Is(\{3\} \rightarrow \{5\})(t)$);

$C\{\cdot\}$ – імпульсний алгебраїчний оператор виходу, який відображає властивий тому чи іншому елементу загальної моделі системи електропостачання активного споживача від модуляції вектора Z .

$Ks(\{5\} \rightarrow \{\dots\})$ – вектори сигналів керування на k -му інтервалі ($t_{k-1}; t_k$) дискретності роботи активного споживача розглянемо для випадків споживання від мережі, АС2, РГ, АБ, а також використання СКН.

$Ks(\{5\} \rightarrow \{8\}) = C\{Z, t_{k+1}\}$ – вектори сигналів керування на k -му інтервалі ($t_{k-1}; t_k$) дискретності роботи іншого активного споживача (АС2), $Ks(\{5\} \rightarrow \{8\})=Ks(\{5\} \rightarrow \{8\})(t_{k-1})$.

$Ks(\{5\} \rightarrow \{2\})=C\{Z, t_{k+1}\}$ – вектори сигналів керування на k -му інтервалі ($t_{k-1}; t_k$) дискретності роботи джерел розосередженої генерації (РГ), $Ks(\{5\} \rightarrow \{2\})=Ks(\{5\} \rightarrow \{2\})(t_{k+1})$.

$Ks(\{5\} \rightarrow \{3\})=C\{Z, t_{k+1}\}$ – вектори сигналів керування на k -му інтервалі ($t_{k-1}; t_k$) дискретності роботи акумуляторної батареї (АБ), $Ks(\{5\} \rightarrow \{3\})=Ks(\{5\} \rightarrow \{3\})(t_{k+1})$.

$Ks(\{5\} \rightarrow \{4\}) = C\{Z, t_{k+1}\}$ – вектори сигналів керування на k -му інтервалі ($t_{k-1}; t_k$) дискретності роботи системи керування навантаженням (СКН), $Ks(\{5\} \rightarrow \{4\})=Ks(\{5\} \rightarrow \{4\})(t_{k+1})$.

Оператор СК АС $\{\cdot\}$ визначає характер зміни значень $Is(\{\dots\} \rightarrow \{5\})$ векторів $Is(\{8\} \rightarrow \{5\})(t)$, $Is(\{2\} \rightarrow \{5\})(t)$, $Is(\{3\} \rightarrow \{5\})(t)$, $Is(\{4\} \rightarrow \{5\})(t)$. Якщо завдяки оператору СК АС $\{\cdot\}$ визначаються всі моменти комутації t_k , то вектори $Ks(\{5\} \rightarrow \{\dots\})$ є асинхронними, в інших випадках – слідкуючими, синхронними

чи програмованими. Виділивши із виду оператора СК АС $\{\cdot\}$ регулятор контрольованих параметрів вихідних сигналів, отримаємо програмовані вектори сигналів керування $Ks(\{5\} \rightarrow \{\dots\})$ режимами роботи АС2, РГ, АБ, СКН.

За схожим принципом може відбуватися і керування групою споживачів електроенергії, в тому числі й АС (рис.4.3.).

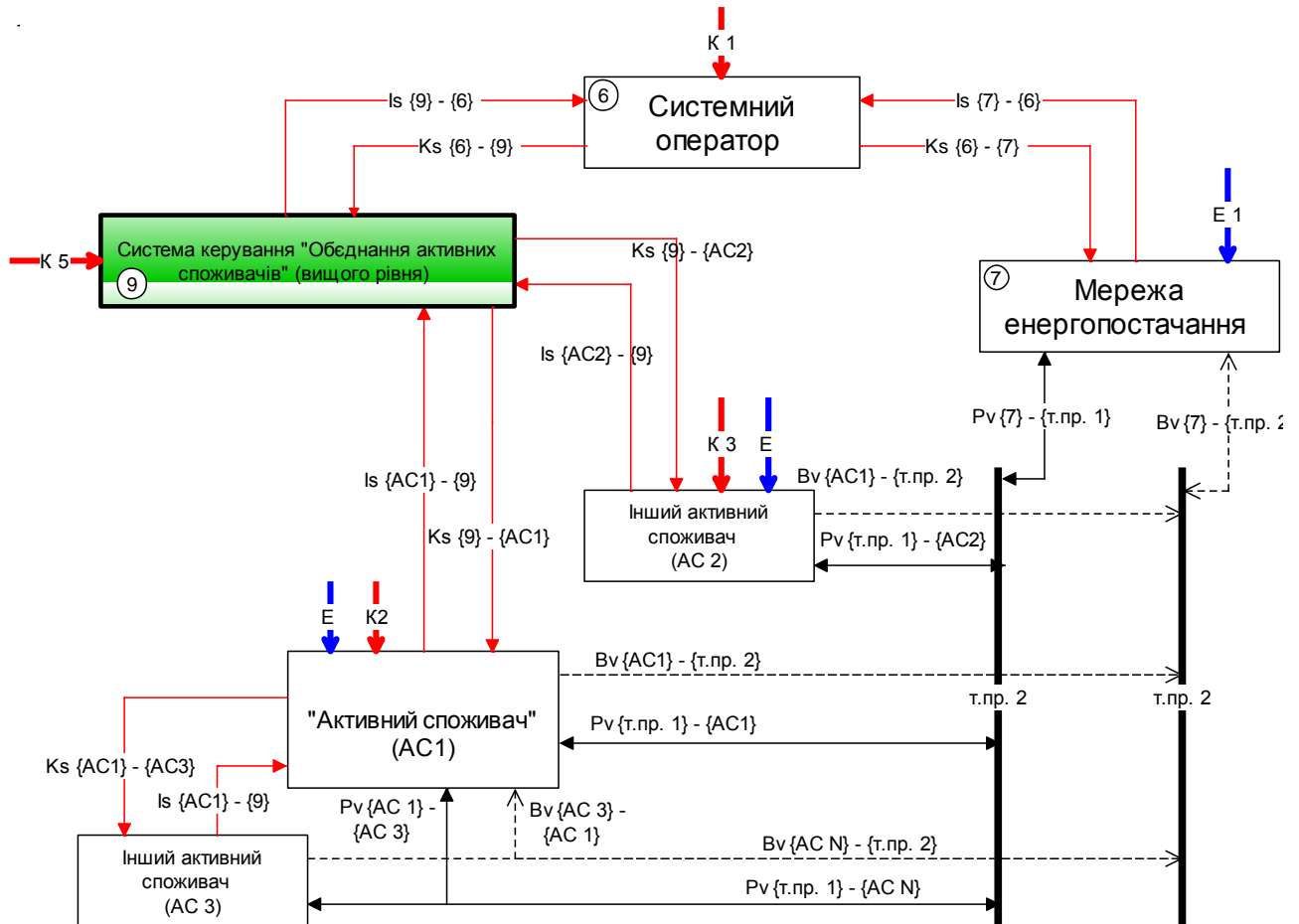


Рис 4.3. Модель об'єднання споживачів

4.3. Методика вирівнювання графіків потужності у локальних системах електропостачання із перетворювачами електроенергії

Традиційний спосіб оцінки споживання електроенергії не змушує споживачів та електропостачальні організації до прийняття заходів, які забезпечують повноцінне покращення якості електроенергії. Можна припустити, що якщо й надалі потужність пульсацій, потужність спотворення

та нерівномірність споживання будуть залишатись неконтрольованими, то втрати при передачі однієї і тієї самої активної енергії будуть зростати, а пропускна спроможність мережі буде погіршуватись. Споживання активної енергії супроводжується передачею не тільки реактивної потужності, але й не активних складових повної потужності (потужності пульсацій, потужності спотворення), які збільшують втрати в системах електропостачання з розосередженою генерацією та внутрішньому опорі генератора системи і знижують пропускну здатність електричної мережі.

Характер споживаної активної A_p і реактивної енергії A_Q протягом періоду часу T , який розглядається, може бути різним. Як показано в [] характер нерівномірного споживання активної і реактивної потужності при тих же значеннях A_p та A_Q на тому ж інтервалі часу T , при тому ж $\cos \varphi = 0,8$, але імпульсами спотвореністю 0,5. Споживання відбувається при значеннях струму навантаження $2I$ протягом сумарного часу $T/2$. В результаті розмір втрат буде вдвічі більшим порівняно із першим випадком, хоча значення $\cos \varphi = 0,8$ у всіх випадках має однакове значення. Середнє за деякий період відліку значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_T$ визначається тільки активною A_p і реактивною A_Q енергією за цей період і не залежить від ступеня нерівномірності споживання.

Однією з величин оцінки характеру споживання електроенергії є втрати потужності, які виникають в електричній мережі при її передачі до споживача. Однією з мір такої оцінки є відношення найменш можливого значення втрат потужності, яке пропорційне сумі квадратів діючих значень струмів $\Delta P_{min} \propto \Sigma I'^2 = 3I'^2$, які мають місце в електричній мережі в режимі оптимального споживання при чисто активному навантаженні $P = 3UI'$ до фактичного значення втрат потужності, яке пропорційне сумі квадратів діючих значень всіх струмів:

$$\Delta P \propto \Sigma I'^2 = I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + nI_N^2.$$

Ці струми у тій же системі викликають споживання тої ж активної потужності P , яке супроводжується в загальному випадку передачею до

споживача реактивної потужності Q , потужності пульсацій s_b , прихованої потужності s_o і потужності спотворення D [].

Поточне значення коефіцієнта потужності може бути виражене як:

$$\lambda = \sqrt{\left(\frac{\Delta P_{min}}{\Delta P}\right)} = \sqrt{\left(\frac{\Sigma I'^2}{\Sigma I^2}\right)},$$

яке (якщо представити, що система напруг симетрична, урівноважена і синусоїдальна) може бути записано у вигляді:

$$\lambda = \sqrt{\frac{3 I'^2}{\Sigma I^2}} = \frac{P}{S_D} = \sqrt{\frac{3 U^2 \cdot 3 I'^2}{3 U^2 (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + n I_N^2)}};$$

$$\lambda = \frac{P}{S_a} \sqrt{\frac{1 - K_u^2}{1 + \varepsilon_b^2 + (3n + 1)\varepsilon_o^2}}, \text{ або } \lambda = \cos\varphi \sqrt{\frac{1 - K_u^2}{1 + \varepsilon_b^2 + (3n + 1)\varepsilon_o^2}}.$$

При прийнятому припущенні про симетричність, урівноваженість і синусоїдальність системи напруг коефіцієнт у формулі відповідає фазовому зсуву між основною гармонікою напруги і еквівалентною основною гармонікою струму, тобто фазовому зсуву, який був би в неспотвореній системі.

$$\frac{P}{S_a} = \cos\varphi_1 = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos\varphi.$$

Очевидно, що $q = \sqrt{\frac{1 - K_u^2}{1 + \varepsilon_b^2 + (3n + 1)\varepsilon_o^2}}.$

Можна зробити висновок, результуючий вплив спотворення системи струмів, викликаного несиметрією споживання ε_b , його неурівноваженістю ε_o і наявністю вищих гармонік в системі струмів K_u . Таке визначення дійсного коефіцієнта потужності досить зручне, оскільки в ньому беруть участь всі неактивні складові повної потужності.

Середнє за деякий інтервал часу T значення коефіцієнта потужності λ_T визначимо через втрати енергії на тому ж інтервалі часу T . Значення λ_T можна представити як відношення двох величин: 1) найменш можливих втрат енергії:

$\Delta A'(I^2) = 3 \int_0^T I'^2 dt$, які мали б місце в опорах ліній електричної мережі при рівномірному графіку споживання електричної енергії $A_p = PT$, тому $P = 3UI'$;

2) фактичні втрати енергії, які викликані всіма струмами:

$\Delta A(I^2) = \int_0^T (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + nI_N^2) dt$, що виникають в тих же опорах системи при нерівномірному споживанні тої ж активної енергії A_p , яке супроводжується в загальному випадку передачею реактивної потужності Q , потужності пульсацій s_b , прихованої потужності s_o і потужності спотворення D .

Під оптимальним режимом споживання слід розуміти споживання при постійній активній потужності P , і $\cos\varphi = 1 (Q = 0)$, $\varepsilon_b = 0 (S_b = 0)$, $\varepsilon_o = 0 (S_o = 0)$, $K_u = 0 (D = 0)$.

Таким чином, значення λ_T , яке враховує несприятливі впливи нерівномірності споживання, може бути представлено виразом:

$$\lambda_T = [\Delta A'(I^2) / \Delta A(I^2)]^{1/2}, \text{ або } \lambda_T = \frac{A_P}{\sqrt{A(U^2)}} \frac{1}{A(I^2)},$$

де $A(U^2) = 3 \int_0^T U^2 dt$. — сума інтегралів всіх фазних напруг; A_p — активна енергія; T — інтервалі відліку; U — напруга мережі;

Цей вираз справедливий для довільної напруги мережі. Тому величина λ_T , є показником, що залежить тільки від споживача.

Важливим пунктом регулювання споживання електроенергією є усунення реактивних режимів роботи електричних систем. Струм навантаження для довільного інтервалу часу $[0.. \tau]$ можна представити як суму активного $i_{A\tau}(t)$ та реактивного $i_{P\tau}(t)$ струму, де:

$$i_{A\tau}(t) = \left(\int_0^\tau u(t)i(t)dt \right) u(t) / \int_0^\tau u^2(t)dt; \quad (4.2)$$

$$i_{P\tau}(t) = i_\tau(t) - \left(\int_0^\tau u(t)i(t)dt \right) u(t) / \int_0^\tau u^2(t)dt. \quad (4.3)$$

Міру відхилення величини струму $\int_0^\tau i^2(t)dt$ від його мінімально можливого значення $\int_0^\tau i_{A\tau}^2(t)dt$ для заданої величини активної енергії, яка передається в навантаження на інтервалі часу $[0.. \tau]$, характеризується реактивною потужністю $Q_{\Phi\tau}$. Компенсація реактивної потужності $Q_{\Phi\tau}$ призводить та зменшення витрат електроенергії, а також її покращення:

$$P = (1/\tau) \int_0^\tau u(t)i(t)dt; \quad (4.4)$$

$$S = (1/\tau^2) \int_0^\tau u^2(t)dt \int_0^\tau i^2(t)dt; \quad (4.5)$$

$$Q_{\Phi\tau} = \sqrt{(1/\tau^2) \int_0^\tau u^2(t)dt \int_0^\tau i^2(t)dt - \left((1/\tau) \int_0^\tau u(t)i(t)dt \right)^2} = \\ = \sqrt{(1/\tau^2) \int_0^\tau u^2(t)dt \int_0^\tau i_{p\tau}^2(t)dt}. \quad (4.6)$$

Розклад активної та реактивної складових струму на інтервалі $\tau = 2T$ дає змогу визначити параметри пристрою, компенсуючого реактивну потужність:

$$i_{K\tau}(t) = -i_{P\tau}(t); \quad (4.7)$$

$$p_{K\tau}(t) = u(t) \cdot i_{K\tau}(t). \quad (4.8)$$

Компенсація відбувається таким чином, що на інтервалах часу, коли струм навантаження $i_\tau(t) < i_{A\tau}(t)$ ($i_{P\tau}(t) < 0$), компенсатор реактивної енергії накопичує енергію та передає її в навантаження на інтервалах часу, коли виконується наступна умова: $i_\tau(t) > i_{A\tau}(t)$ ($i_{P\tau}(t) > 0$).

Алгоритм визначення реактивної потужності $Q_{\Phi\tau}$ при різних характерах зміни навантаження наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Визначення реактивної потужності $Q_{\Phi\tau}$ при зміні навантаження

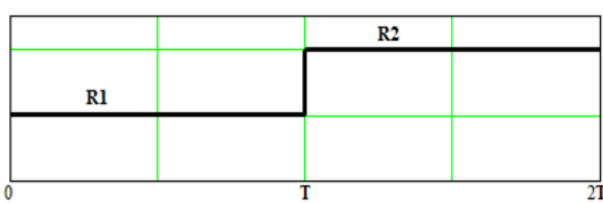
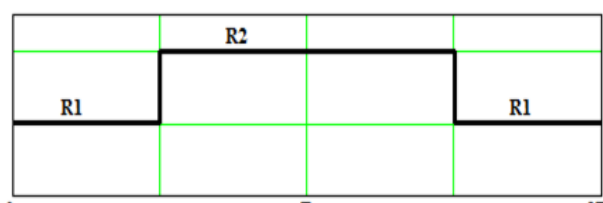
| № з/п | Тип навантаження | Розрахунок $Q_{\Phi\tau}$ |
|-------|--------------------|--|
| 1 | $R=const, L=const$ | $i_\tau(t) = U_m \cdot \sin(\omega t) / R;$ |
| | | $i_{A\tau}(t) = U_m \cdot \sin(\omega t) / R;$ |
| | | $i_{P\tau}(t) = i_\tau(t) - i_{A\tau}(t) = 0; \quad Q_{\Phi\tau} = 0.$ |

| | | |
|---|---------------------|---|
| 2 | $R(t)=var, L=const$ | $i_{\tau} = \begin{cases} \frac{U_{mi}}{R_i(t)} \sin(\omega t) \\ t \in [t_{i-1}; t_i], i = \overline{1, m} \end{cases};$ |
| | | $i_{A\tau}(t) = \frac{\int_0^{\sum n_i T} \frac{U_{mi}^2 \sin^2(\omega t)}{R_i(t)} dt}{\int_0^{\sum n_i T} U_{mi}^2 \sin^2(\omega t) dt} \frac{U_{mi} \sin(\omega t)}{\sum_{i=1}^m U_{mi} \sin(\omega t)};$ |
| | | $i_{P\tau}(t) = i_{\tau}(t) - i_{A\tau}(t);$ |
| | | $Q_{\phi\tau} = \sqrt{\frac{1}{\sum n_i} \frac{\sum U_{mi} \sum I_{mi}}{2}}.$ |

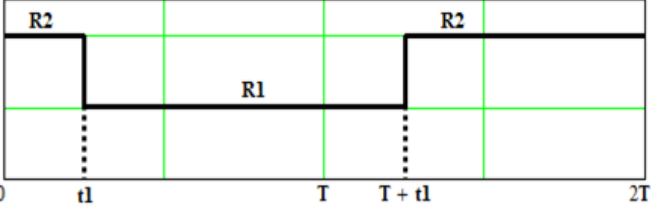
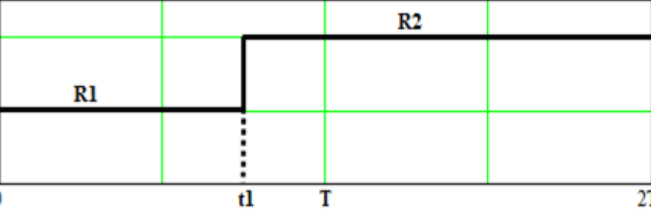
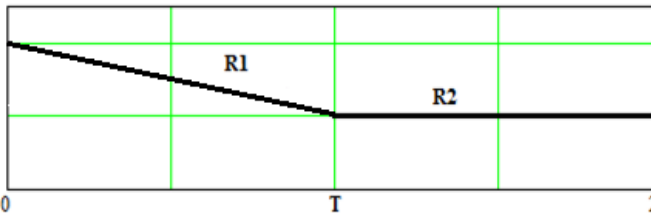
Регулювання реактивної потужності.

Розглянемо найпростіший випадок, коли змінюється лише активний опір.
Варіанти таких змін наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2. Форми навантажень на інтервалі часу

| № з/п | Форма навантаження | Значення опору на інтервалі часу |
|-------|---|---|
| 1 |  | $R1 \in [0..T],$ $R2 \in [T..2T]$ $\tau = 2T$ |
| 2 |  | $R1 \in [0..T/2] \cup [3T/2..2T],$ $R2 \in [T/2..3T/2]$ $\tau = 2T$ |

Продовження табл. 4.5.

| | | |
|---|---|---|
| 3 |  | $R1 \in [t1..T + t1],$ $R2 \in [0..t1] \cup [(T+t1)..2T]$ $\tau = 2T$ |
| 4 |  | $R1 \in [0..t1],$ $R2 \in [t1..2T]$ $\tau = 2T$ |
| 5 |  | $R1 \in [0..T],$ $R2 \in [T..2T]$ $\tau = 2T$ |

Розглянемо і знайдемо струм компенсації та компенсуючу потужність для моделі системи з перетворювачами електроенергії на проміжку $[0..2T]$ при заданій кривій напруги, частоті та різних формах навантаження.

Аналіз системи з незмінним навантаженням.

Для системи з навантаженням $R = \text{const}$ розрахуємо активний $i_{A\tau}(t)$ та реактивний $i_{P\tau}(t)$ струми на інтервалі $[0..2T]$:

$$i_{A\tau}(t) = \left(\int_0^{2T} (U_M \cdot \sin(w \cdot t)) \left(U_M \cdot \frac{\sin(w \cdot t)}{R} \right) dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(w \cdot t))}{\int_0^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(w \cdot t) dt} =$$

$$= U_M \cdot \sin(w \cdot t) / R, \quad (4.9)$$

$$i_{P\tau}(t) = i(t) - \left(\int_0^{2T} (U_M \cdot \sin(w \cdot t)) \left(U_M \cdot \frac{\sin(w \cdot t)}{R} \right) dt \right) = i(t) - U_M \cdot$$

$$\sin(w \cdot t) / R = 0. \quad (4.10)$$

Оскільки, $i_{P\tau}(t) = 0$, то струм компенсації буде дорівнювати

$$i_{K\tau}(t) = 0 \quad (4.11)$$

Для випадку, коли навантаження не змінюється за проміжком часу, введення компенсуючого пристрою не є потрібним, а реактивна складова струму відсутня, що і може бути підтверджено значенням $Q_{\Phi\tau} = 0$.

Аналіз системи з навантаженнями, різним на проміжках $[0..T]$ та $[T..2T]$

Для системи з навантаженнями, зображеними на рис. 4.3 та кривою напруги, що приведена на рис. 4.6, розрахуємо активний $i_{A\tau}(t)$ та реактивний $i_{P\tau}(t)$ струми на інтервалі $[0..2T]$:

$$i_{A\tau}(t) = \left(\int_0^{2T} (U_M \cdot \sin(\omega \cdot t)) \left(U_M \cdot \frac{\sin(\omega \cdot t)}{R(t)} \right) dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(\omega \cdot t))}{\int_0^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt}, \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} i_{P\tau}(t) &= i(t) - \left(\int_0^{2T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R(t)} dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(\omega \cdot t))}{\int_0^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt} = \\ &= \frac{U_M \cdot \sin(\omega \cdot t)}{R(t)} - \left[\int_0^T \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R1} dt + \int_T^{2T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R2} dt \right] \times \\ &\times U_M \cdot \sin(\omega \cdot t) / \left[\int_0^T U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt + \int_T^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt \right]. \quad (4.13) \end{aligned}$$

Оскільки $i_{K\tau}(t) = -i_{P\tau}(t)$, то струм компенсації буде дорівнювати:

$$\begin{aligned} i_{K\tau}(t) &= - \left[i(t) - \left(\int_0^{2T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R(t)} dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(\omega \cdot t))}{\int_0^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt} \right] = \\ &= i_{\tau}(t) - \left[\frac{U_M \cdot \sin(\omega \cdot t)}{R(t)} - \left[\int_0^T \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R1} dt + \int_T^{2T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R2} dt \right] \times \right. \\ &\times U_M \cdot \sin(\omega \cdot t) / \left. \left[\int_0^T U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt + \int_T^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt \right] \right]. \quad (4.14) \end{aligned}$$

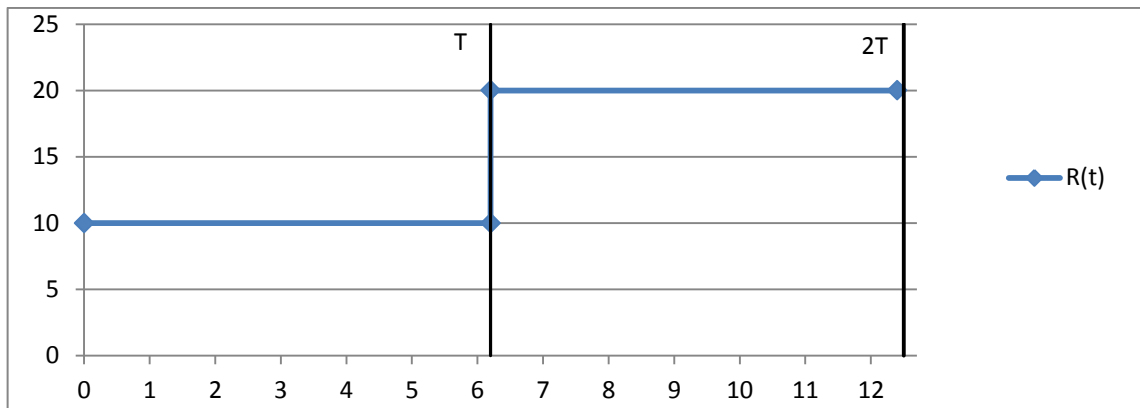
Підставивши у формули 4.12, 4.13 та 4.14 значення опорів $R1(t)$ та $R2(t)$, представлених на рис. 4.4, частоту $f = 50$ Гц та амплітудне значення напруги U_M визначено та побудовано графіки струмів (див. рис. 4.5).

Знаючи значення реактивного та компенсуючого струмів, можна знайти та побудувати графіки миттєвих потужностей (див. рис. 4.6).

$$p(t) = u(t)i_{\tau}(t)\sin(\omega \cdot t). \quad (4.15)$$

$$p_{K\tau}(t) = u(t)i_{K\tau}(t). \quad (4.16)$$

$$p_{\Sigma}(t) = p(t)p_{K\tau}(t). \quad (4.17)$$



$R1 = 10 \text{ Ом, при } t \in [0..T]; R2 = 20 \text{ Ом, при } t \in [T..2T]$

Рис. 4.4. Форми навантажень на періоді $[0..2T]$

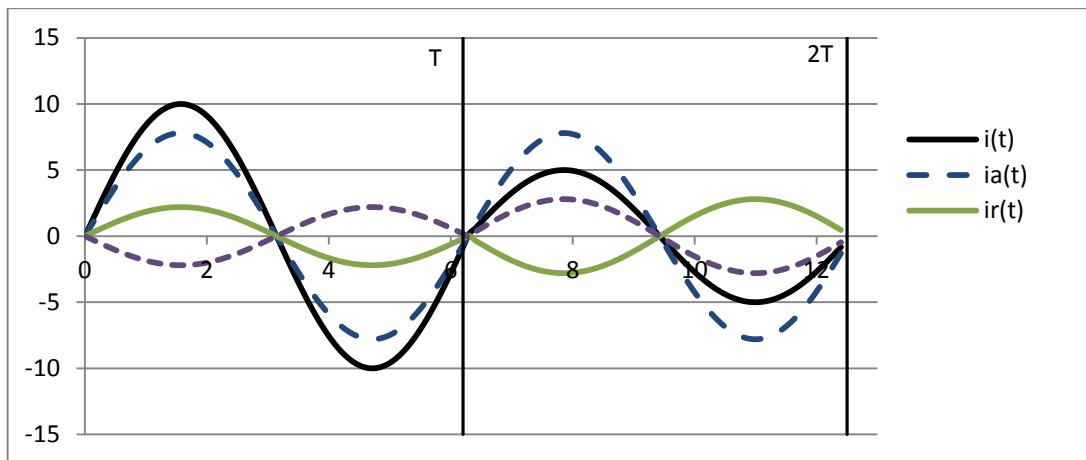


Рис. 4.5. Графіки струмів при навантаженні $R(t)$

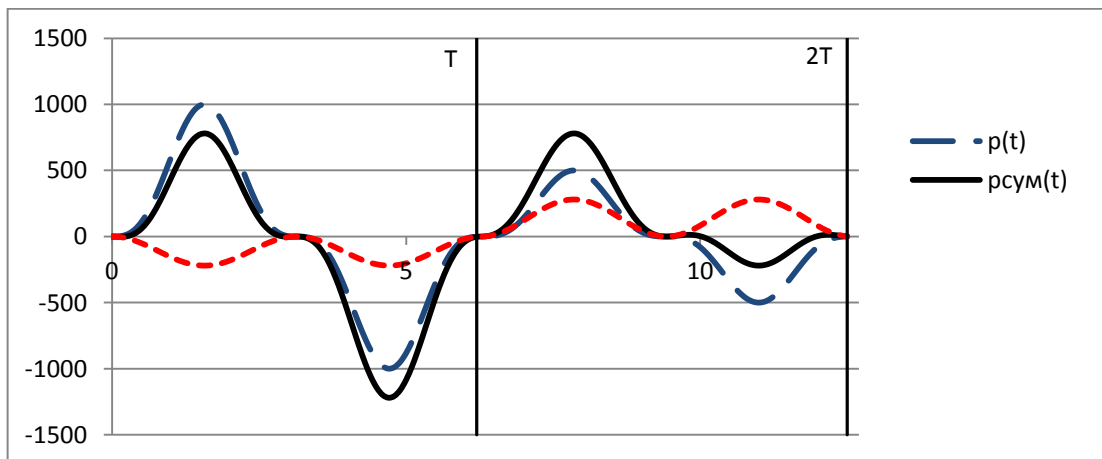


Рис. 4.6. Графіки миттєвих потужностей при навантаженні $R(t)$

Аналіз системи з навантаженням, що змінюється в часі за деяким законом

Для системи з напругою та навантаженням, зображеними на рис. 4.7 та 4.10, розрахуємо активний $i_{A\tau}(t)$ та реактивний $i_{p\tau}(t)$ струми на інтервалі $[0..4T]$, використовуючи формули (4.2), (4.3) та (4.7). Для цього окремо

розрахуємо активний $i_{A\tau}(t)$ та реактивний $i_{P\tau}(t)$ струми на інтервалах $[0 \dots T]$, $[T \dots 3T]$ та $[3T \dots 4T]$:

Для системи з навантаженнями, зображеними на рис. 4.8 кривою напруги, що приведена на рис. 4.7, розрахуємо активний $i_{A\tau}(t)$ та реактивний $i_{P\tau}(t)$ струми на інтервалі $[0 \dots 4T]$:

$$i_{A\tau}(t) = \left(\int_0^{4T} (U_M \cdot \sin(\omega \cdot t)) \left(U_M \cdot \frac{\sin(\omega \cdot t)}{R(t)} \right) dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(\omega \cdot t))}{\int_0^{4T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt}; \quad (4.18)$$

$$\begin{aligned} i_{P\tau}(t) &= i(t) - \left(\int_0^{4T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R(t)} dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(\omega \cdot t))}{\int_0^{4T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt} = \\ &= \frac{U_M \cdot \sin(\omega \cdot t)}{R(t)} \\ &= - \left[\int_0^T \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R1} dt + \int_T^{3T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R2} dt \right. \\ &\quad \left. + \int_{3T}^{4T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R3} dt \right] \times \\ &\quad \times U_M \cdot \sin(\omega \cdot t) / \left[\int_0^T U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt + \int_T^{3T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt + \right. \\ &\quad \left. + \int_{3T}^{4T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt \right]. \quad (4.19) \end{aligned}$$

Оскільки, $i_{K\tau}(t) = -i_{P\tau}(t)$, то струм компенсації буде дорівнювати

$$i_{K\tau}(t) = - \left[i(t) - \left(\int_0^{4T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R(t)} dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(\omega \cdot t))}{\int_0^{4T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt} \right] \quad (4.20)$$

Підставивши у формули (4.18), (4.19) та (4.20) значення опорів $R1(t)$, $R2(t)$ та $R3(t)$, показаних на рис. 4.8, частоту $f = 50$ Гц та амплітудне значення напруги U_M визначимо та побудуємо графіки струмів (рис. 4.9).

Знаючи значення активного, реактивного та компенсуючого струмів, можна знайти та побудувати графіки миттєвих потужностей (рис. 4.10).

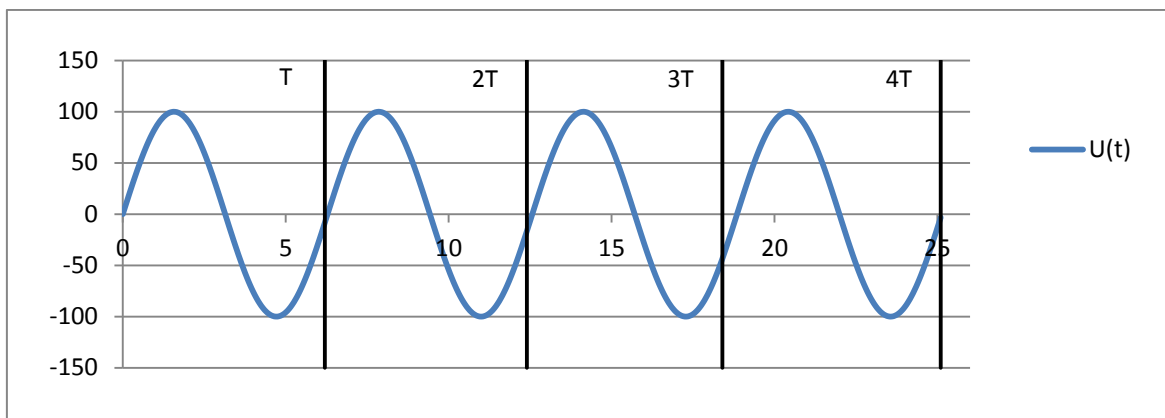
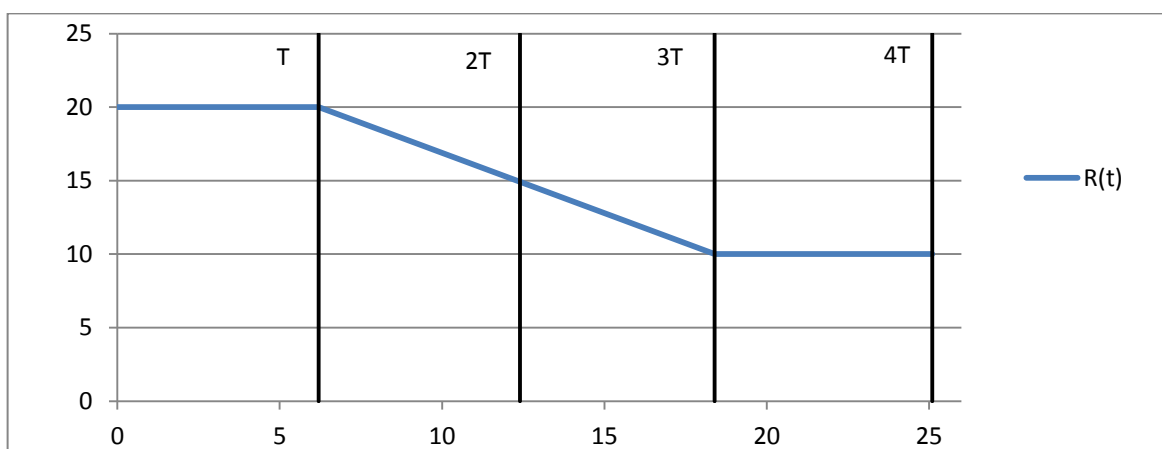
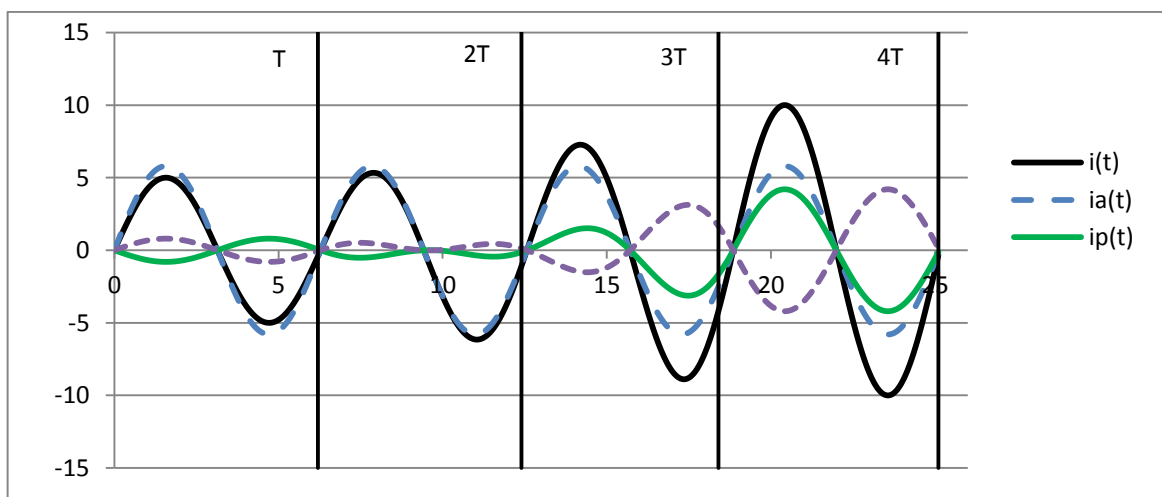


Рис. 4.7. Крива напруги

Рис. 4.8. Форми навантажень на періоді $[0..4T]$ Рис. 4.9. Графіки струмів при навантаженні $R(t)$

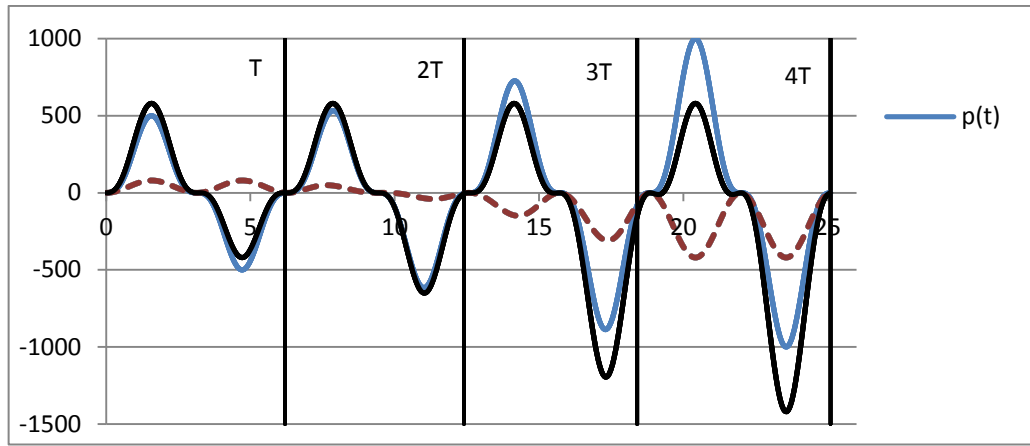


Рис. 4.10. Графіки миттєвих потужностей при навантаженні $R(t)$

Визначені для різних навантажень параметри пристрою, компенсуючого реактивну потужність, дають змогу в загальному вигляді оцінити наведений спосіб вирівнювання-компенсації реактивної потужності, створеної за рахунок роботи перетворюючих пристроїв, та отримати відомості про саму роботу пристрою на заданому проміжку часу.

Аналіз системи з напругою, що змінюється в часі, та змінним навантаженням

Для системи з напругою та навантаженням, показаним на рис. 4.7 та 4.8, розрахуємо активний $i_{A\tau}(t)$ та реактивний $i_{P\tau}(t)$ струми на інтервалі $[0..4T]$, використовуючи формули (4.2), (4.3) та (4.7). Для цього окремо розрахуємо активний $i_{A\tau}(t)$ та реактивний $i_{P\tau}(t)$ струми на інтервалах $[0..2T]$ та $[2T..4T]$:

$$\begin{aligned}
 i_{A\tau}(t) &= \left(\int_0^{2T} (U_M \cdot \sin(\omega \cdot t)) \left(U_M \cdot \frac{\sin(\omega \cdot t)}{R(t)} \right) dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(\omega \cdot t))}{\int_0^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt} = \\
 &= \left[\int_0^T \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R1} dt + \int_T^{2T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R2} dt \right] \times \\
 &\times U_M \cdot \sin(\omega \cdot t) / \left[\int_0^T U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt + \int_T^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt \right]; \quad (4.21)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 i_{P\tau}(t) &= i_{\tau}(t) - \left(\int_0^{2T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R(t)} dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(\omega \cdot t))}{\int_0^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt} = \\
 &= \frac{U_M \cdot \sin(\omega \cdot t)}{R(t)} - \left[\int_0^T \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R1} dt + \int_T^{2T+t1} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R2} dt \right] \times
 \end{aligned}$$

$$\times U_M \cdot \sin(\omega \cdot t) / \left[\int_0^T U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt + \int_T^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt \right]. \quad (4.22)$$

Оскільки, $i_{K\tau}(t) = -i_{P\tau}(t)$, то струм компенсації буде дорівнювати:

$$i_{K\tau}(t) = - \left[i_{\tau}(t) - \left(\int_0^{2T} \frac{U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t)}{R(t)} dt \right) \frac{(U_M \cdot \sin(\omega \cdot t))}{\int_0^{2T} U_M^2 \cdot \sin^2(\omega \cdot t) dt} \right]. \quad (4.23)$$

Підставивши у формули (4.21), (4.22) та (4.23) значення опорів $R1(t)$ та $R2(t)$, наведених на рис. 4.12, частоту $f = 50$ Гц та амплітудне значення напруги U_M визначимо та побудуємо графіки струмів (рис. 4.12). Аналогічно розраховуються струми компенсації при іншому значенні напруги U_M та іншому навантаженні (див. рис. 4.14). Знаючи значення активного, реактивного та компенсуючого струмів, можна знайти та побудувати графіки миттєвих потужностей (рис. 4.16).

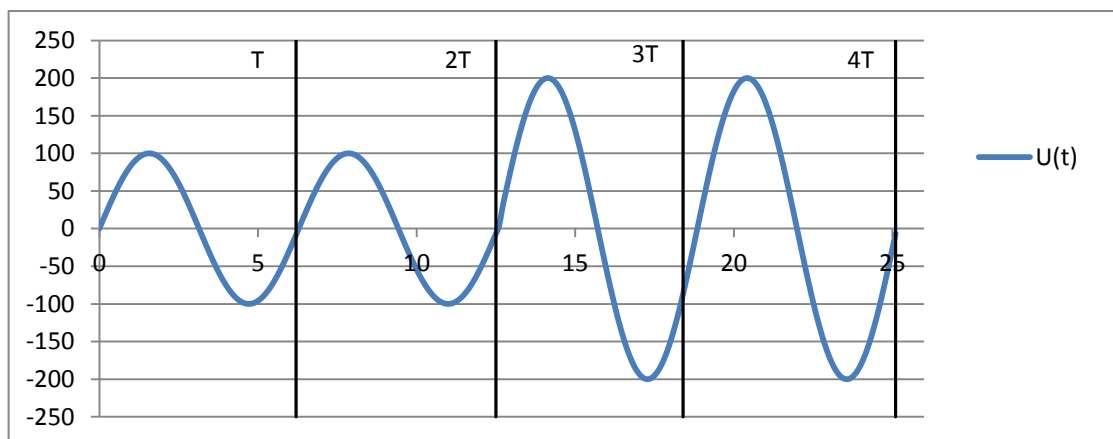
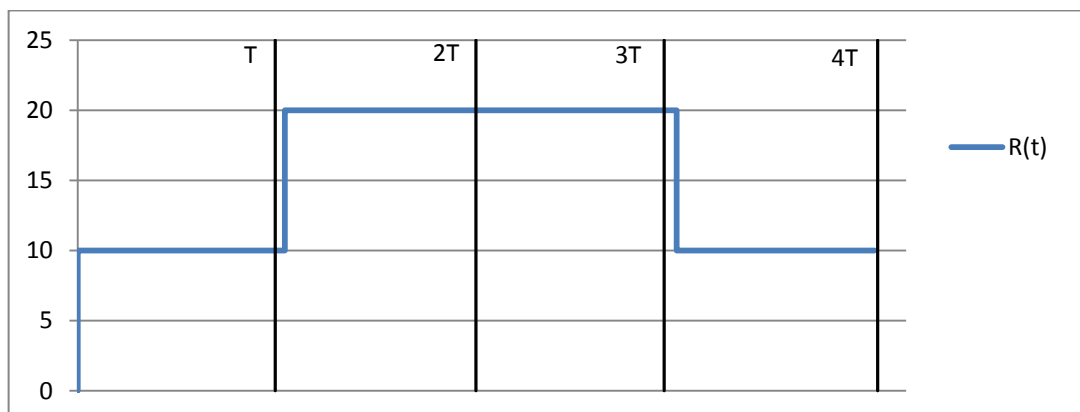
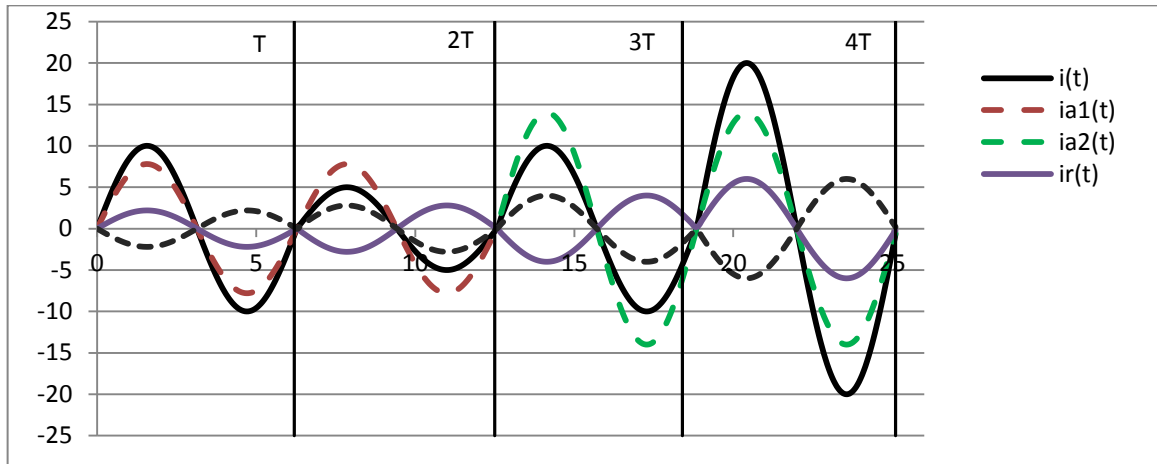
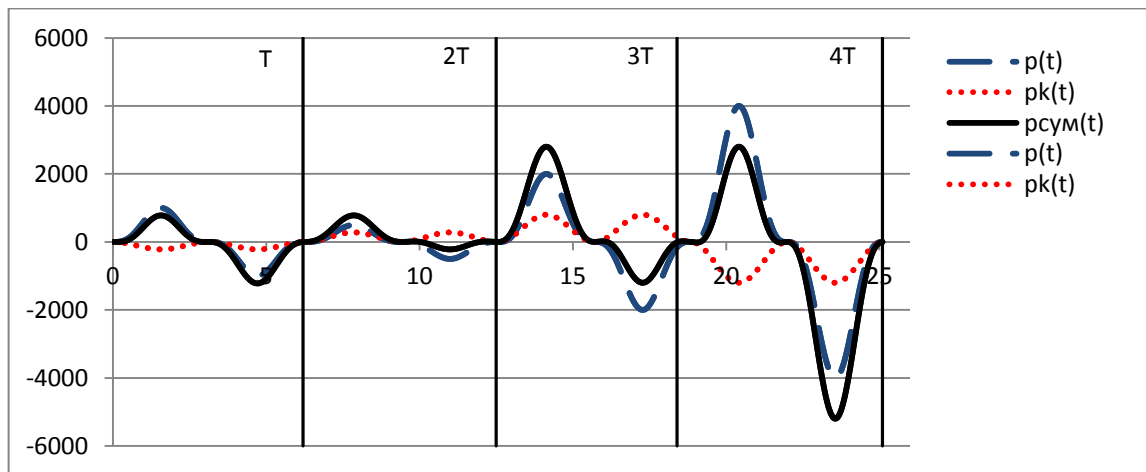


Рис. 4.11. Крива напруги



$R1 = const$, при $t \in [0..T] \cup [3T..4T]$; $R2 = 2R1$, при $t \in [T..2T] \cup [2T+..3T]$

Рис. 4.12. Форми навантажень на періоді $[0..4T]$

Рис. 4.13. Графіки струмів при навантаженні $R(t)$ Рис. 4.14. Графіки миттєвих потужностей при навантаженні $R(t)$

Складові алгоритму вирівнювання графіків навантаження та їх застосування

Вирівнювання графіків електричного навантаження систем з перетворювачами електроенергії є досить широким питанням. Беручи до уваги всі розглянуті вище, проаналізовані та досліджені питання, можна виділити основні складові методики вирівнювання графіків навантаження.

Першим кроком є проведення аналізу системи з перетворювачами електроенергії, дослідження параметрів роботи системи та визначення проблемних моментів у роботі системи.

Другим кроком є аналіз перетворюючих пристроїв та їх роботи у системі, параметрів перетворення та дослідження графіків навантаження системи.

Третім кроком можна виділити аналіз способів регулювання навантаження та вирівнювання графіків навантаження. До цього кроку також входить обчислення та підбір оптимальних елементів для акумулюючої установки, яка буде вирівнювати графіки навантаження.

Ще одним важливим пунктом є регулювання режимів роботи системи з перетворювачами електроенергії, для чого необхідно використовувати компенсуючий пристрій, який регулює-компенсує реактивну складову струму.

Також питанням, яким не слід нехтувати, є економічна вигода від вирівнювання графіків навантаження. Використання тарифів на електроенергію, диференційованих за періодами часу, є досить значущим фактором, який спонукає кінцевого споживача до вирівнювання навантаження.

Всі перераховані вище кроки є складовою методики вирівнювання графіків навантаження, дослідженні і запропоновані в цій роботі. Результатом їх виконання є покращення якості електроенергії, зниження різниці навантажень у пікові та провальні періоди споживання, що, в свою чергу, призводить до повільнішого зносу обладнання.

4.4. Впливу вищих гармонік на споживану потужність

З метою врахування впливу вищих гармонік на повну споживану потужність необхідно визначити особливості зміни Q_{Φ} при різних співвідношеннях між значенням струму та напруги першої і вищих гармонік.

Струм та напруга із врахуванням вищих гармонік описуються такими формулами:

$$U^2 = U_1^2 + U_{\infty}^2, \quad (4.24)$$

$$I^2 = I_1^2 + I_{\infty}^2,$$

де U_1 – напруга першої гармоніки; U_{∞} – напруга вищих гармонік; I_1 – струм першої гармоніки; I_{∞} – струм вищих гармонік.

Підставивши наведені вище формули в (4.24) для визначення струму та напруги, отримаємо:

$$S^2 = (U_1^2 + U_\infty^2) \cdot (I_1^2 + I_\infty^2) = (U_1^2 \cdot I_1^2 + U_1^2 \cdot I_\infty^2 + U_\infty^2 \cdot I_1^2 + U_\infty^2 \cdot I_\infty^2). \quad (4.25)$$

Реактивна потужність за Фризе визначається за формулою:

$$Q_\Phi^2 = S^2 - P^2 \quad (4.26)$$

Активну потужність можна представити у вигляді $P = P_1 + P_\infty$. Підставивши цю формулу та формулу (4.25) в (4.26) отримаємо:

$$Q_\Phi^2 = S^2 - P^2 = S^2 - (P_1 + P_\infty)^2 = S^2 - P_1^2 - 2P_1P_\infty - P_\infty^2,$$

$$Q_\Phi^2 = (U_1^2 \cdot I_1^2 + U_1^2 \cdot I_\infty^2 + U_\infty^2 \cdot I_1^2 + U_\infty^2 \cdot I_\infty^2) - P_1^2 - 2P_1P_\infty - P_\infty^2.$$

Розкривши дужки і розділивши праву та ліву частини рівняння (4.26) на $U_1^2 \cdot I_1^2$ та провівши спрощення, отримаємо

$$\frac{Q_\Phi^2}{U_1^2 \cdot I_1^2} = \frac{(U_1^2 \cdot I_1^2 + U_1^2 \cdot I_\infty^2 + U_\infty^2 \cdot I_1^2 + U_\infty^2 \cdot I_\infty^2) - P_1^2 - 2P_1P_\infty - P_\infty^2}{U_1^2 \cdot I_1^2};$$

$$\frac{Q_\Phi^2}{U_1^2 \cdot I_1^2} = 1 + \frac{I_\infty^2}{I_1^2} + \frac{U_\infty^2}{U_1^2} + \frac{U_\infty^2 \cdot I_\infty^2}{U_1^2 \cdot I_1^2} - \frac{P_1^2}{U_1^2 \cdot I_1^2} - \frac{2P_1P_\infty}{U_1^2 \cdot I_1^2} - \frac{P_\infty^2}{U_1^2 \cdot I_1^2}. \quad (4.27)$$

де $\frac{P_1^2}{U_1^2 \cdot I_1^2} \approx 1$; $\frac{P_\infty^2}{U_1^2 \cdot I_1^2} \approx 0$; $\delta_p = \frac{P_\infty}{U_1 \cdot I_1}$; $\frac{I_\infty^2}{I_1^2} = K_{\Pi i}$ – коефіцієнт пульсації струму; $\frac{U_\infty^2}{U_1^2} = K_{\Pi u}$ – коефіцієнт пульсації напруги.

Формулу (4.27) можна переписати в такому вигляді:

$$\frac{Q_\Phi^2}{U_1^2 \cdot I_1^2} = \frac{Q_\Phi^2}{S^2} = K_{pi}^2 + K_{pu}^2 - \frac{2P_\infty}{U_1 \cdot I_1};$$

$$Q_\Phi = \sqrt{S_1^2 \cdot (K_{pi}^2 + K_{pu}^2 - 2\delta_p)} \quad (4.28)$$

де $\delta_p = K_{\Pi u} \cdot K_{\Pi i} = \frac{P_\infty}{U_1 \cdot I_1}$, з врахуванням чого вираз (4.28) можна переписати в такому вигляді:

$$\begin{aligned} Q_\Phi &= \sqrt{S_1^2 \cdot (K_{\Pi i}^2 + K_{\Pi u}^2 - 2 \cdot K_{\Pi u} \cdot K_{\Pi i})} = \\ &= U_1^2 \cdot I_1^2 \cdot \sqrt{\left(\frac{I_\infty^2}{I_1^2} + \frac{U_\infty^2}{U_1^2} - \frac{2P_\infty}{U_1 \cdot I_1}\right)}. \end{aligned} \quad (4.29)$$

Для більш наглядного аналізу цієї залежності розглянемо приклад системи, в якій присутні тільки перша та третя гармоніки, у зв'язку з чим (4.39) можна записати в такому вигляді:

$$P_{\infty} = P_3 = U_3 \cdot I_3 \cdot \cos\varphi, \text{ де } \cos\varphi \in [1; 0];$$

$$Q_{\Phi} = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{\left(\frac{I_3^2}{I_1^2} + \frac{U_3^2}{U_1^2} - \frac{2U_3 \cdot I_3 \cdot \cos\varphi}{U_1 \cdot I_1}\right)}.$$

З рисунків, наведених нижче (рис.4.15 - рис.4.18) видно, що існує таке співвідношення коефіцієнтів пульсації струму та напруги, при якому значення реактивної потужності за Фризе набуває нульового значення при значеннях кута $\varphi = 0$.

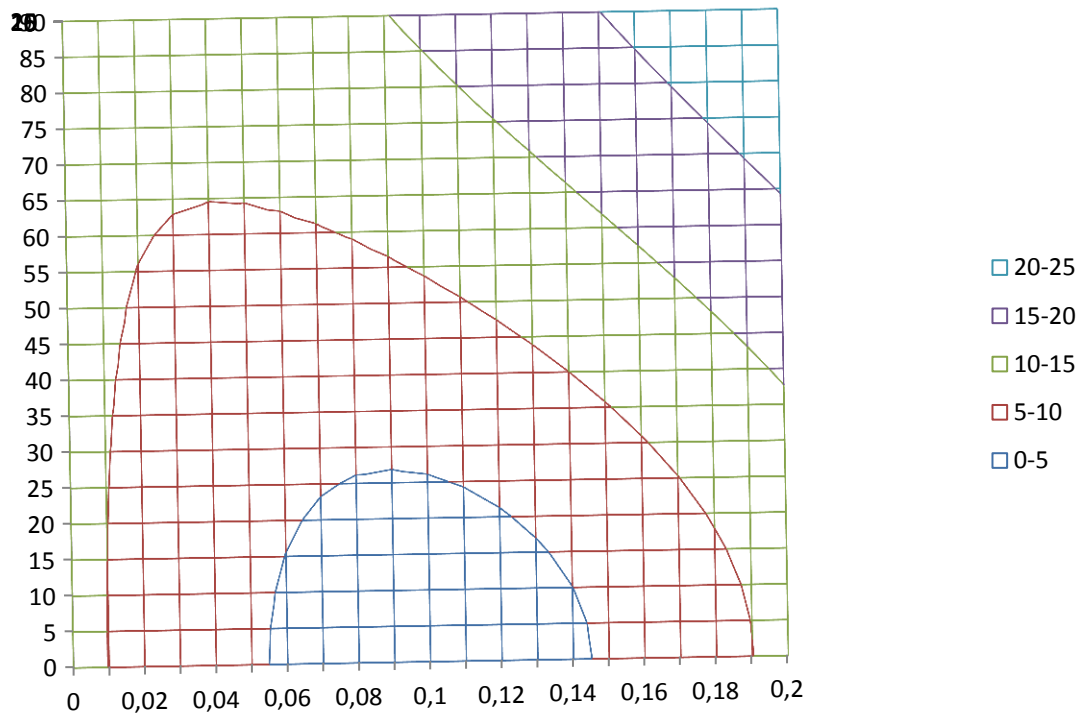


Рис. 4.15. Залежність $Q_{\Phi}(\varphi)$ при зміні $K_{\text{пу}}$ від 0 до 20%, де $\varphi \in [0; 90]$ $K_{\text{п}i} = 0,1$

Також для будь-якого значення коефіцієнта пульсації за струмом можна визначити значення коефіцієнта пульсації за напругою, і навпаки, при якому зміна значення Q_{Φ} відносно кута φ буде залишатися мінімальною або не змінюватиметься взагалі у випадку, коли один із коефіцієнтів пульсації буде рівним нулю.

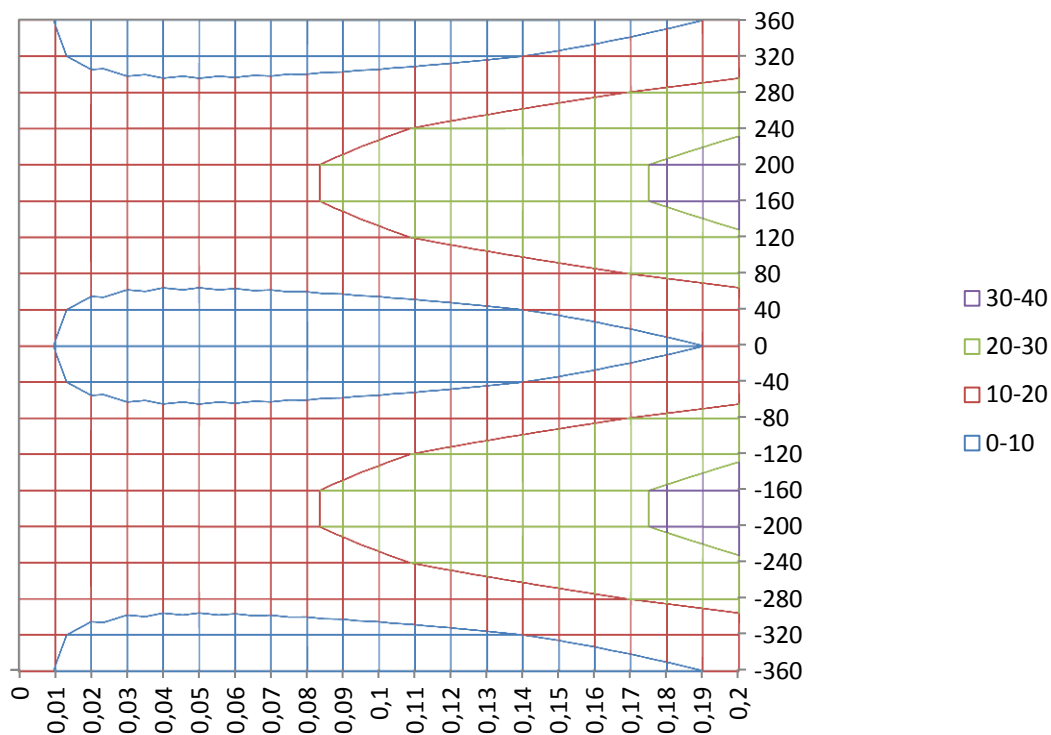


Рис. 4.16. Залежність $Q\phi(\varphi)$ при зміні $K_{\Pi u}$ від 0 до 20%, де $\varphi \in [-360; 360]$
 $K_{\Pi i} = 0,1$

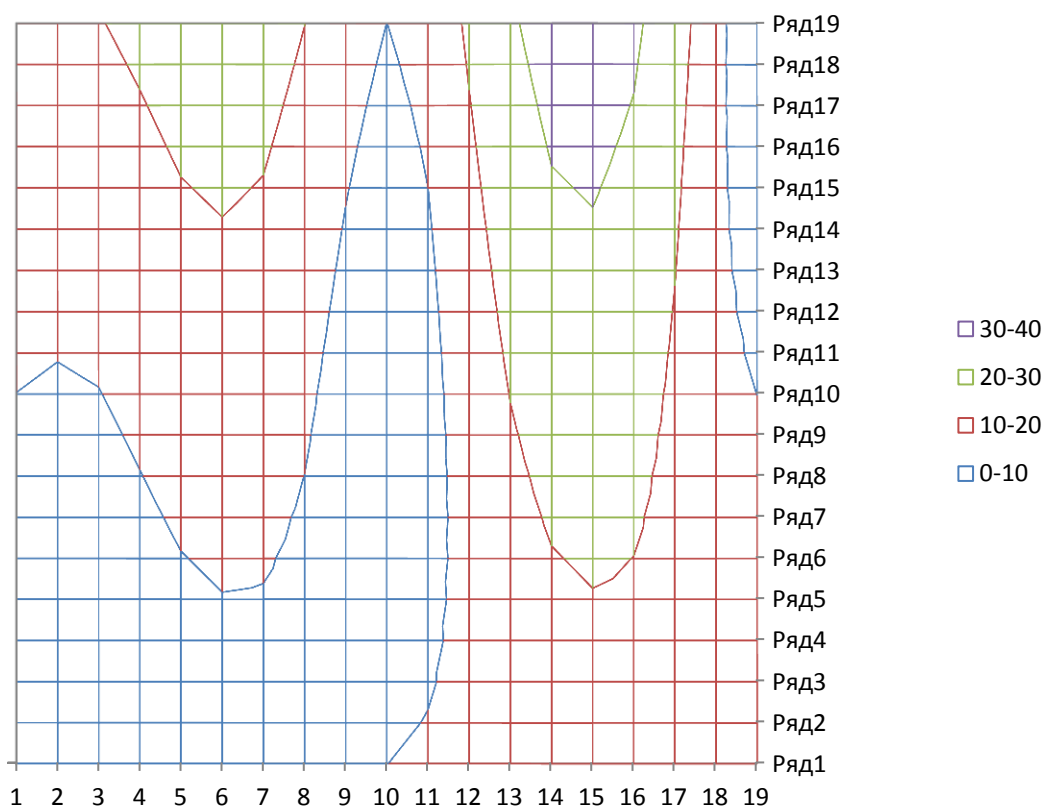


Рис. 4.17. Залежність $Q\phi(\varphi)$ при зміні $K_{\Pi u}$ від 0 до 20%, де $\varphi \in [0; 90]$ $K_{\Pi i} = 0,1$

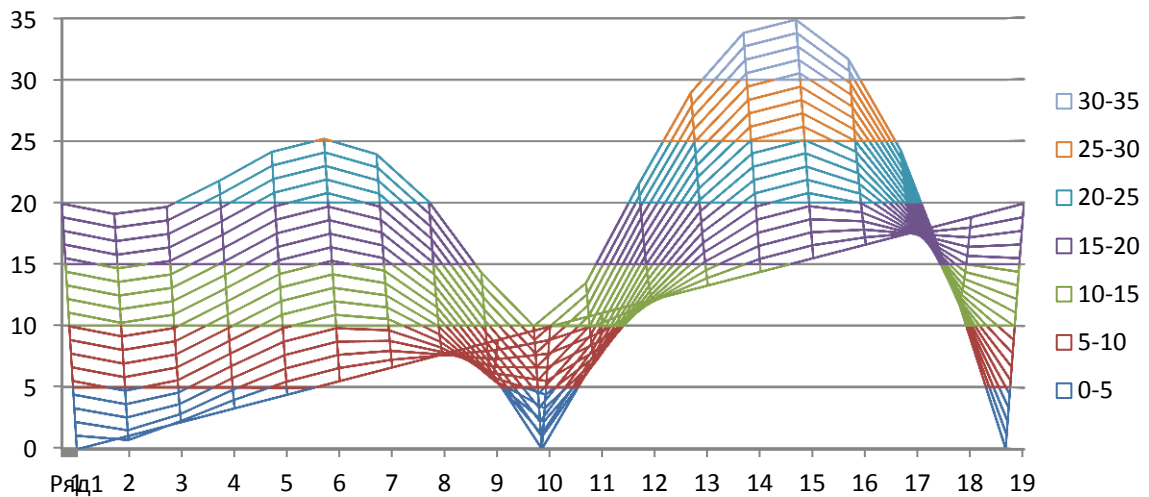


Рис. 4.18. Залежність $Q\phi(\phi)$ при зміні K_{Pu} та K_{Pi} від 0 до 20%, де $\phi \in [-360; 360]$

Отримані залежності вказують на те, що існує таке співвідношення коефіцієнтів пульсації струму та напруги, при яких значення Q_ϕ може набувати значення 0 або ж знаходитися в межах допустимих значень при більш широкому діапазоні співвідношення коефіцієнтів пульсації. Регулювання коефіцієнтів пульсації струму та напруги з метою дотримання значення Q_ϕ на допустимому рівні може бути використане для мінімізації втрат, оптимізації роботи та керування режимами роботи локальної енергетичної системи.

Висновки до розділу 4

1. Сформовано загальну оптимізаційну задачу, на основі врахування окремих оптимізаційних функцій елементів ЛСЕ із РГ та АС, як частинних складових із відповідними ваговими коефіцієнтами, з вибору та узгодження режимів роботи активного споживача та локальної системи енергопостачання із активними споживачами й розосередженою генерацією, що дало можливість розробити відповідні методики та алгоритми систем керування активними споживачами, віртуальною електростанцією та їх взаємодією із локальною системою енергопостачання.

2. Запропоновано методологічне забезпечення для оцінки ефективності системи енергопостачання й ефекту від інтеграції джерел РГ та АС, суть якого

полягає в аналізі графу ЛСЕ та оцінці кожного елементу ЛСЕ за критеріями ефективності, що дозволяє попередньо оцінити систему енергопостачання та визначити потенційні місця приєднання джерел РГ до системи енергопостачання, а також оцінити ефекти від інтеграції джерел РГ та АС.

3. Розроблено моделі систем керування обладнанням активного споживача, активними споживачами різних рівнів, об'єднанням активних споживачів, системою енергопостачання із активними споживачами, які дають можливість реалізувати ефективну взаємодію між активним споживачем та існуючою системою енергопостачання як у перехідний період, так і в інтелектуальній енергетичній системі.

4. Вдосконалено методологію вирівнювання графіків споживаної потужності у локальних системах енергопостачання, яка враховує нерівномірність споживання, суть якої полягає у визначенні параметрів коефіцієнтів пульсації по струму та напрузі та розрахунку реактивної потужності по Фризе й визначенні заходів для їх регулювання, що дозволить зменшити втрати електроенергії та створює можливість більш ефективного використання систем керування навантаженням споживачів, у тому числі й АС.

РОЗДІЛ 5

ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

У попередніх розділах з використанням розробленої оптимізаційної задачі та моделі активного споживача було розроблено шляхи та заходи з підвищення ефективності систем енергопостачання. Для практичної реалізації запропонованих підходів розроблено основні алгоритми на основі яких можуть бути розроблені програмні засоби для реалізації та подальшої інформаційної підтримки розроблення заходів щодо реалізації потенціалу активного споживача, а також вдосконалення керування системами енергопостачання із розосередженою генерацією та активним споживачем. Адекватність та ефективність запропонованих методів можна підтвердити лише практичним впровадженням, або натурно-обчислювальними експериментами.

Тому у даному розділі на прикладі розрахунків для реальних об'єктів показано працездатність, ефективність та адекватність розроблених методів і алгоритмів.

5.1. Методика оцінки енергоефективності локальних систем енергопостачання та ефекту від інтеграції джерел РГ та АС

Аналіз структури системи енергопостачання

Отже, систему енергопостачання потрібно спершу представити у вигляді графа, в якому вершинами є об'єкти системи, що розглядається, а дугами – зв'язки між цими об'єктами, тобто шлях передачі електроенергії. Вершинами графа є генератори, перетворювачі електроенергії (ТП) та споживачі.

На основі створеного графа системи енергопостачання заповнюється табл. 5.1. Заповнення її відповідними показниками (обсяг споживання або миттєва споживана потужність) та їх аналіз за коефіцієнтами ефективності дає змогу визначити ефективність роботи вибраного обладнання та споживача в цілому.

- Коефіцієнт ефективності всієї системи розподілу електроенергії:

$$K_e^r = \frac{\sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^t \sum_{l=1}^h z_{il}^i}{\sum_{i=1}^r x_i},$$

- Коефіцієнт ефективності системи розподілу електроенергії від i -го джерела енергії до приєднаних до нього споживачів:

$$K_e^i = \sum_{j=1}^{t^*} \sum_{l=1}^{h^*} z_{il}^i / x_i,$$

де t^* – кількість приєднаних трансформаторів до i -го джерела; h^* – кількість споживачів, приєднаних до однієї ТП.

- Коефіцієнт ефективності системи розподілу електроенергії від j -го трансформатора до приєднаних до нього споживачів:

$$K_e^j = \sum_{l=1}^{h^{**}} z_{il}^i / y_i,$$

Таблиця 5.1. Оціночна таблиця стану системи енергопостачання

| Час, t | T | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------------------------------|-----|----------------|------------------------------|------------------------------|-----|------------------------------|------------------------------|---|------------------------------|------------------------------|-----|--|
| Генератор і {A} та ГПП | ... | | | | | | | | | Г2 | ... | | |
| Трансформатор (ТП){B} | ТП ₁ ¹ | | | | | | ТП ₂ ¹ | | | ТП ₁ ² | ... | | |
| Споживач і {C} | C ₁₁ ¹ | | | C ₁₂ ¹ | C ₁₃ ¹ | | | C ₂₁ ¹ | | C ₂₂ ¹ | C ₁₁ ² | ... | |
| Обладн. споживач. | 1 | ... | N ₁ | ... | 1 | ... | N ₃ | 1 | 2 | 1 | ... | ... | |

де t^{**} – кількість споживачів, приєднаних до j -го трансформатора; y_i – вимірювані показники для трансформатора до якого приєднані споживачі.

Визначення елементів системи енергопостачання з найбільшими втратами та розміру втрат у системі електропостачання

При більш детальному аналізі окремих ланок графа системи енергопостачання проводиться укрупнення даних елементів та проводиться оцінка їхньої ефективності.

Втрати для кожної з ланок передачі електроенергії визначаються як різниця вимірюваних коефіцієнтів на вищому і нижчому рівнях.

Відносний коефіцієнт втрат на виділеній ланці передачі електроенергії:

$$K_e^{\text{втрат}} = 1 - \left(\frac{\sum_{l=1}^n b}{a} \right),$$

де a – вимірний показник на вищому рівні; b – вимірний показник на нижчому рівні.

Також одним із оціночних показників може бути відносний коефіцієнт потреб споживачів до пропускної спроможності виділеної ланки чи окремого обладнання.

Оцінка забезпеченості споживача електричною енергією

Для проведення такої оцінки варто ввести додаткову множину змінних $\{F\}$, яка відповідатиме заданим (бажаним, оптимальним) значенням електричної енергії, яку мають отримувати споживачі. Співставлення відповідних величин із множини $\{Z\}$ та $\{F\}$ дасть змогу визначити рівень забезпеченості споживача електричною енергією.

Коефіцієнт забезпеченості споживача електроенергією визначається як

$$K_{ij}^k = \frac{z_{ij}^k}{f_{ij}^k},$$

де z_{ij}^k – існуючий вимірний об'єм споживання, f_{ij}^k – оптимальне, бажане чи нормативне значення об'єму споживання споживача.

Різниця цих показників визначає надлишок або недостачу електроенергії, що може бути також одним із оціночних критеріїв.

Якщо описані вище показники не задовольняють умовам оптимальності або нормативним коефіцієнтам, потрібно ставити питання про підвищення ефективності роботи системи шляхом модернізації мережі та обладнання або інтеграції РГ та обладнання АС. Якщо підтверджується необхідність модернізації, тоді складається план її проведення з тим розрахунком, щоб реструктурувати систему електропостачання в таку, що орієнтована на АС.

Аналіз та оцінка ефективності енергетичних процесів у СЕП із РГ та АС можна проводити як для перевірки СЕП, так і для оцінки роботи вже існуючої системи електропостачання із РГ.

Що стосується АС, то аналіз можна проводити аналогічно, але потрібно буде якимось попередньо врахувати вплив систем керування навантаженням та акумуляторних батарей на виміряні величини підмножини $\{C\}$. Що стосується зв'язків між АС, то швидше за все потрібно буде формувати додаткову підмножину. Така додаткова підмножина генераторів може бути сформована (швидше за все тільки на нижньому рівні), коли певний споживач споживає електроенергію, яка передається від іншого АС (для спрощення аналізу не потрібно розглядати окремо все генеруюче обладнання іншого АС, доцільно представляти його як один генератор). Залежно від того, на якому рівні інтегровані РГ, на тому ж рівні (в більшості випадків це рівень трансформаторних підстанцій) формуються в додаткову підмножину і РГ.

Як і в попередньому прикладі, розглянемо тільки фрагмент системи електропостачання. У випадку більш складної системи електропостачання кількість рівнів, що розглядаються, буде більшою. Дана методика дає згоду провести аналіз такої системи.

Для оцінки ефективності роботи окремого обладнання або ж окремих частин мережі аналіз проходитиме за попередньою методикою, де джерела РГ будуть включені в множину генераторів $\{A\}$.

Множину вершин графа $\{V\}$ системи електропостачання що розглядається, можна розділити на такі підмножини: $\{A\}$ – підмножина вершин існуючої централізованої системи електропостачання, що відповідає генераторам електроенергії; $\{B\}$ – підмножина вершин, що відповідає перетворювачам електроенергії; $\{C\}$ – підмножина вершин, що відповідає споживачам електроенергії.

РГ, інтегровані на різних рівнях у централізованій системі електропостачання (яка передбачає кілька рівнів трансформації електроенергії, а відповідно кілька рівнів множини $\{B\}$), можуть бути сформовані в окрему додаткову підмножину, що не має зв'язку з вищим рівнем, однак має зв'язок із нижчим рівнем.

У загальному випадку для цієї задачі можна записати:

$$\{V\} = [\{A\} \cup \{A_{\text{РГ}}^{\Gamma}\}] \cup [\{B\} \cup \{A_{\text{РГ}}^{\text{ТП}}\}] \cup \{C\},$$

де $\{A_{\text{РГ}}^{\Gamma}\}$ – множина джерел розосередженої генерації інтегрованих на вищих рівнях (рієнь ГПП або генераторів електростанцій); $\{A_{\text{РГ}}^{\text{ТП}}\}$ – множина джерел розосередженої генерації інтегрованих на рівні трансформаторних підстанцій.

Якщо для кожної підмножини співставити змінні величини, що відповідають вимірним показникам електроенергії (обсяги електроенергії) за певний інтервал часу, то:

– для підмножини генераторів електроенергії $\{A\}$, $\{A_{\text{РГ}}^{\Gamma}\}$, $\{A_{\text{РГ}}^{\text{ТП}}\}$ ці змінні, що відповідають вимірним показникам електроенергії, виробленої генераторами, можна записати у вигляді $X = (x_1; \dots; x_k)$, де k – кількість генераторів електроенергії.

Що стосується системи електропостачання із розосередженими генераторами, інтегрованими на різних рівнях, то зв'язку між множинами генераторів централізованої системи електропостачання $\{A\}$ та розосередженими генераторами інтегрованих на рівнях трансформаторних підстанцій різних рівнів (ГПП та ТП) $\{A_{\text{РГ}}^{\text{ТП(рівень1)}}\}$ та $\{A_{\text{РГ}}^{\text{ТП(рівень } n)}\}$ немає, і їхнє об'єднання в спільну підмножину не потрібне, оскільки ускладнює граф такої системи. Доцільніше (більш зручно) вводити цю множину на тому рівні, на якому інтегровані ці РГ;

– для підмножини трансформаторів електроенергії $\{B\}$ ці змінні, що відповідають вимірним показникам електроенергії, отриманої кожним перетворювачем, можна записати у вигляді $Y = (y_1^1, \dots, y_d^1; y_{d+1}^1, \dots, y_p^1; \dots; y_{m+1}^1, \dots, y_p^1)$, де d – кількість перетворювачів електроенергії (ГПП, ТП), що приєднані до першого джерела електроенергії (x_1); $(p-d)$ – кількість перетворювачів електроенергії, приєднаних до другого джерела електроенергії; t – загальна кількість перетворювачів електроенергії в системі (частині системи), що розглядається. Як вже описувалося вище, така

множина може бути об'єднана з множиною інтегрованих РГ, які підключені до системи електропостачання на рівні трансформаторів електроенергії;

– для підмножини споживачів електроенергії $\{C\}$ ці змінні, що відповідають вимірним показникам електроенергії, отриманої кожним споживачем від перетворювача (ГПП, ТП), можна записати у вигляді $Z = (z_{11}^1, \dots, z_{1p}^1; z_{2(p+1)}^1, \dots, z_{2b}^1; \dots; z_{cj}^1, z_{ki}^r, \dots, z_{th}^r)$, де z_{ji}^k – електроенергія, що отримує j -й споживач від i -го перетворювача, який у свою чергу приєднаний до k -го джерела електроенергії; h – кількість споживачів у системі, що розглядається. У випадку, якщо розглядається мережа із більш складною топологією, то потрібно провести формування відповідних множин обладнання на вищих або нижчих рівнях. Таким самим чином можна і розписати складові обладнання споживачів. Отримана множина даних може бути представлена у вигляді табл. 5.2. Аналіз за коефіцієнтами ефективності з попереднього випадку дає змогу визначити ефективність роботи встановленого обладнання, а також визначити слабкі ланки мережі. Відповідно можна підібрати один із варіантів модернізації мережі.

При аналізі впливу та ефективності інтеграції джерел РГ тільки на одному рівні ці джерела РГ можуть бути включені в множину генераторів $\{A\}$. Якщо проводиться аналіз впливу та ефективності джерела РГ інтегрованих на різних рівнях (як показано в табл. 5.3) то вони можуть бути включені в додаткову підмножину рівня, на якому відбувається інтеграція: якщо на рівні генераторів, то в другу підмножину $\{A^*\}$; якщо на рівні трансформаторів, то в другу підмножину $\{B^*\}$; якщо ж на рівні споживачів, то відповідно в підмножину $\{C^*\}$ (той же активний споживач). Ці підмножини враховуються при аналізі рівнів, які знаходяться нижче, оскільки вони не мають прямого впливу на вищі рівні. Живлення споживачів відбуватиметься в такому випадку із двох джерел, які входять до різних підмножин одного рівня, де одне з них буде існуючим обладнанням мережі, а друге – інтегрованими джерелами РГ [або ж іншого обладнання активного споживача, (АБ не є генератором – тільки споживачем)].

Таблиця 5.2. Оціночна таблиця

| Час, t | | t | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------|---|---|------------------------------|---|---|------------------------------|---|---|------------------------------|---|---|------------------------------|---|---|------------------------------|---|---|------------------------------|---|---|---|---|---|-----|--|--|
| Генератор | Існуючі | Г1 | | | | | | | | | Г2 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | <i>можливе місце інтеграції</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Перетворювачі ТП) $\{B\}$ | | ТП ₁ ¹ | | | | | | | | | ТП ₂ ¹ | | | | | | | | | ТП ₁ ² | | | | | | | | |
| <i>можливе місце інтеграції</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Споживачі $\{C\}$ | | C ₁₁ ¹ | | | C ₁₂ ¹ | | | C ₁₃ ¹ | | | C ₂₁ ¹ | | | C ₂₂ ¹ | | | C ₁₁ ² | | | | | | | | | | | |
| <i>можливе місце інтеграції</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Обладнання споживача | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | ... | | |

Таблиця 5.3. Розрахункова таблиця

| Час, t | t | | | | | | | | | | | | |
|--|------------|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----|-----|-----|
| Генератори $\{A\}$ | x_1 | | | | | | x_2 | | | | | | |
| Трансформатори (ТП) $\{B\}$ Рівень 1 | y_1^1 | $+x_{p1}^{pr1}$ | | | y_2^1 | y_3^1 | | | y_2^2 | ... | | | |
| Трансформатори (ТП) $\{B\}$ Рівень 2 | | $+x_{p2}^{pr1}$ | | | y_2^1 | y_3^1 | | | y_2^2 | ... | | | |
| ... | ... | ... | | | ... | ... | | | ... | ... | | | |
| Трансформатори (ТП) $\{B\}$ Рівень n | y_1^1 | $+x_{pn}^{pr1}$ | | | y_2^1 | y_3^1 | | | y_2^2 | ... | | | |
| Споживачі $\{C\}$ | z_{11}^1 | z_{12}^1 | z_{13}^1 | z_{21}^1 | z_{22}^1 | z_{23}^1 | z_{24}^1 | z_{31}^1 | z_{32}^1 | z_{11}^1 | ... | ... | ... |
| Обладнання споживачів | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |

**У рядках, виділених кольором, коефіцієнти вказані не вірно. Тут головне – показати як буде відображено вплив інтегрованих джерел РГ на оціночні показники залежно від місця інтеграції даних джерел РГ (позначені знаком +).

Порівняння показників, записаних у таблиці, дасть змогу визначити ланку, в якій є найбільші втрати. Така форма представлення підходить для централізованої мережі електропостачання системи, що працює в режимі «осторова», або мікромережі, що живиться від генератора великої потужності.

5.2. Комплекс методик для реалізації потенціалу активного споживача

Формування переліку кількісних показників енергоефективності для оцінки впровадження енергозберігаючих заходів та обладнання активного споживача.

Енергетичні показники та характеристики визначають систему координат, в рамках якої формулюються та аналізуються заходи з енергозбереження (додаток В).

Енергетичні показники та характеристики можна поділити на групи:

- 1) енергоекономічні;
- 2) для оцінки енергоефективності видобування та переробки ПЕР;
- 3) для характеристики технічного рівня використання енергозберігаючих технологій та обладнання;
- 4) для оцінки споживчих властивостей енергоефективної техніки, технологій, матеріалів та конструкцій;
- 5) загальносистемні для систем енергопостачання за типами енергозбереження;
- 6) часткові для систем енергопостачання за типами енергозбереження.

Основне призначення більшості цих показників – оцінка енергоефективності виробництва товарів і послуг у загальному розумінні цих понять. Тому широко використовуються такі поняття, як енергоємність довільної вибірки товарів, робіт і послуг, загальні та часткові витрати видів ПЕР, характеристики потенційного та поточного енергозберігаючого ефекту, рівні втрат, оцінки спроможності зберігати та виробляти енергію, ефективності використання енергії тощо. Значна частка показників та характеристик належить до сфери нормування ПЕР.

До системи енергетичних показників відносять ті, що дають змогу визначити обсяги можливої економії палива та енергії, масштабність реалізації нововведень, а також характеризувати їх рівень ефективності.

Перелік цих показників може бути досить великим. У цьому дослідженні для формування комплексної системи управління енергоефективністю в

промислового, комерційного та житлового секторах використовуються такі показники: питомі витрати енергетичних ресурсів (палива, тепла та електричної енергії) на виробництво продукції, проведення робіт і надання послуг; коефіцієнти корисного використання енергоресурсів, корисної дії, ексергії тощо; показники втрат енергоресурсів; повні витрати енергоресурсів та повна енергоємність продукції; показники виходу та використання вторинних енергоресурсів; енергоємність основних виробничих фондів, сировини і матеріалів тощо. При необхідності можна використовувати для порівняння чи аналізу відносні показники споживання або збереження енергоресурсів.

Проаналізувавши всі групи показників, сформуємо перелік з 30-ти кількісних енерготехнологічних показників (Додаток 4.4). До переліку потрапили ті кількісні показники енергоефективності, що найкраще відображатимуть зміни в енергосистемі після впровадження різноманітних енергозберігаючих заходів. Цей перелік є універсальним для різних об'єктів дослідження, тому потребує актуалізації залежно від конкретного випадку.

Ранжування переліку кількісних показників за групами та за рівнями для промислового, комерційного та житлового секторів.

Для спрощення аналізу впроваджених енергозберігаючих заходів у промислового, житлового чи комерційного секторі економіки виконаємо розподіл показників енергоефективності за п'ятьма рівнями (табл. 5.4). Для промислового: регіон; промисловий вузол; підприємство; технологія; обладнання. Для комерційного та житлового: регіон; громада; організація; дільниця; пристрій.

Ранжування кількісних показників енергоефективності за рівнями ієрархії дасть змогу швидко визначити потрібний перелік показників залежно від того, на якому саме рівні ми хочемо аналізувати впроваджені енергозберігаючі заходи. Для того щоб можна було зробити експрес-оцінку зміни показників, відмітимо напрям бажаного зростання ефективності по кожному з них.

Таблиця 5.4 Перелік кількісних показників енергоефективності, ранжований за п'ятьма рівнями для промислового, комерційного та житлового секторів

| № з/п | Показник | Напрямок зростання ефективності | Рівень | | | | |
|---|---|---------------------------------|--------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | | | Регіон | Промисловий вузол / громада | Підприємство / організація | Технологія / дільниця | Обладнання / пристрій |
| Група відтворення основних виробничих фондів в енергетиці | | | | | | | |
| 1 | Енергоемність основних виробничих фондів | ↓ | + | + | + | + | - |
| 2 | Електроємність основних виробничих фондів | ↓ | + | + | + | + | - |
| 3 | Енергоозброєність праці | ↓ | + | + | + | + | - |
| 4 | Електроозброєність праці за потужністю | ↓ | + | + | + | + | - |
| 5 | Електроозброєність праці за енергією | ↓ | + | + | + | + | - |
| Група забезпечення паливом, тепловою та електричною енергією | | | | | | | |
| 6 | Енергоемність продукції | ↓ | - | - | + | + | + |
| 7 | Електроємність продукції | ↓ | - | - | + | + | + |
| 8 | Теплоємність продукції | ↓ | - | - | + | + | + |
| 9 | Питомі витрати енергетичного ресурсу | ↓ | - | - | + | + | + |
| 10 | Питомі витрати палива | ↓ | - | - | + | + | + |
| 11 | Питомі витрати електроенергії | ↓ | - | - | + | + | + |
| 12 | Питомі витрати теплоенергії | ↓ | - | - | + | + | + |
| 13 | Відсоткова доля джерела енергії | ↑↓ * | + | + | + | + | + |
| 14 | Коефіцієнт електрифікації у відношенні до корисної енергії | ↓ | + | + | + | + | - |
| 15 | Коефіцієнт електрифікації у відношенні до первинної енергії | ↓ | + | + | + | + | - |
| 16 | Електропаливний коефіцієнт | ↑ | + | + | + | + | - |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 17 | Теплоелектричний коефіцієнт | – | + | + | + | + | – |
| Група енергозбереження та енергоефективності | | | | | | | |
| 18 | Коефіцієнт корисної дії | ↑ | – | – | – | + | + |
| 19 | Ексергетичний коефіцієнт корисної дії (ексергія) | – | + | + | + | + | + |
| 20 | Коефіцієнт корисного використання енергії | ↑ | + | + | + | + | + |
| 21 | Коефіцієнт корисного використання палива | ↑ | + | + | + | + | + |
| 22 | Коефіцієнт перетворення енергетичних ресурсів | ↑ | + | + | + | + | + |
| 23 | Коефіцієнт використання обладнання | ↑ | + | + | + | + | + |
| Група характеристики використання РГ, НВДЕ та ВЕР | | | | | | | |
| 24 | Коефіцієнт утилізації ВЕР | ↑ | + | + | + | + | + |
| 25 | Коефіцієнт виробітку за рахунок ВЕР | ↑ | + | + | + | + | + |
| 26 | Коефіцієнт використання виробітку енергії за рахунок ВЕР | ↑ | + | + | + | + | + |
| 27 | Коефіцієнт залучення РГ та НВДЕ | ↑ | + | + | + | + | + |
| 28 | Відсоткова доля НВДЕ | ↑ | + | + | + | + | + |
| Група втрат | | | | | | | |
| 29 | Втрати енергоносіїв на виготовлення та експлуатацію (використання) речовини, матеріалів, продукції, виробів | ↓ | + | + | + | + | + |
| 30 | Втрати палива та енергії під час видобутку, виробництва, перетворення, споживання, зберігання та розподілу | ↓ | + | + | + | + | + |

Алгоритм оцінки ефекту від впровадження заходів з енергозбереження на об'єктах промислового, комерційного чи житлового секторів за кількісними показниками енергоефективності. Для візуалізації алгоритму сформуємо блок-схему послідовності дій.

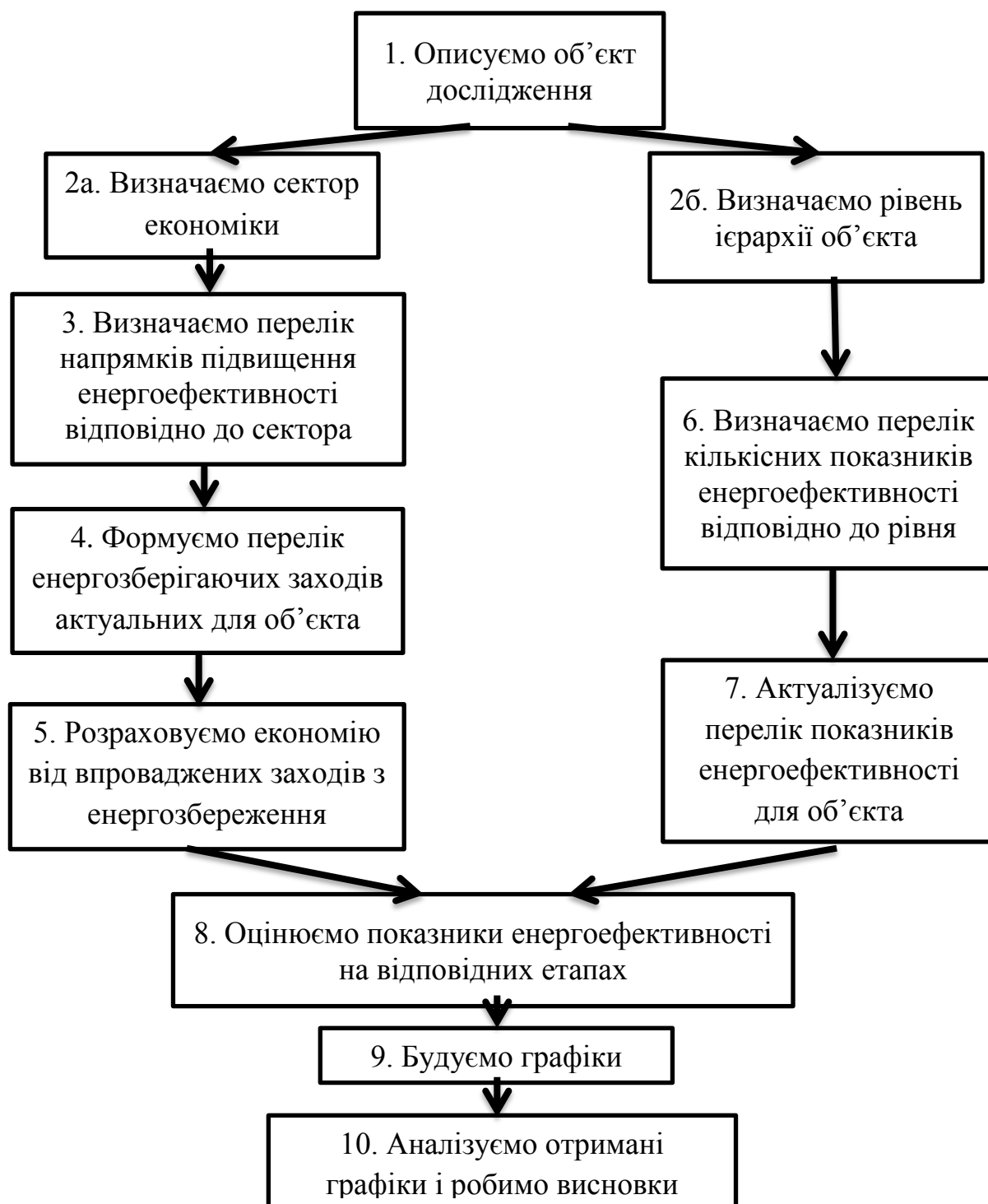


Рис. 5.1. Блок-схема послідовності виконання алгоритму аналізу рівнів реалізуємі технічного потенціалу енергозбереження за енерготехнологічними критеріями для об'єкта

Алгоритм оцінки ефекту від впровадження власних джерел розосередженої генерації та іншого обладнання активного споживача за кількісними показниками енергоефективності

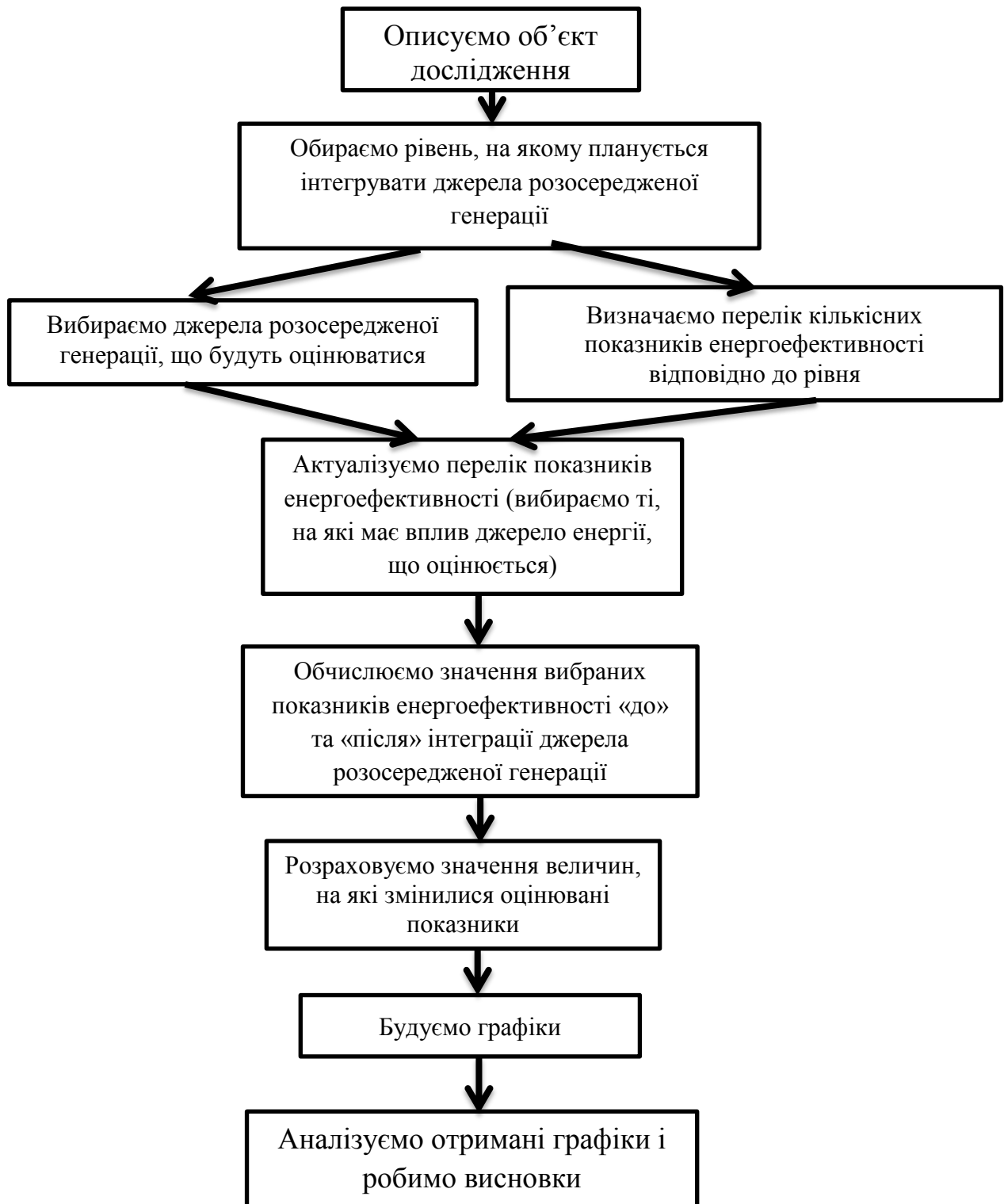


Рис. 5.2. Блок-схема послідовності виконання алгоритму аналізу ефективності інтеграції джерела розосередженої генерації

5.3. Алгоритми вибору режимів живлення активного споживача залежно від стану встановленого обладнання

Мета алгоритму: визначення та забезпечення оптимальних режимів роботи активного споживача залежно від наявного обладнання (РГ, АБ, АС2, СКН).

Опис алгоритму: Цей алгоритм базується на умові виконання оптимального балансу складових електроенергії в контрольованому перетині на кожному інтервалі виділеного часу, для якого встановлюється оптимальне значення оцінюваної величини, які узгоджуються із системним оператором (для прикладу оцінюються миттєві значення потужності).

Для досягнення поставленої мети потрібно розв'язати наступні задачі:

1. Оцінка стану обладнання активного споживача.

Ця задача передбачає визначення стану генераторів (ввімкнений/вимкнений, режим роботи генератора, ...), стану навантаження споживача (кількість ввімкненого обладнання, сумарне навантаження та графік споживання із визначеними інтервалами часу, ...), систем керування, особливостей їх роботи, а також стану інших ключових елементів, що задіяні в процесі живлення.

2. Визначення контрольованих перетинів у системі енергопостачання активного споживача.

Для адекватного визначення всіх вимірюваних величин, вимірювання потрібно проводити в контрольованих перетинах кола.

Контрольованими перетинами (КП) кола є сукупність перетинів на множині елементів кола, зв'язок між якими обумовлює вид протікання основних електромагнітних процесів у колі.

3. Вимірювання миттєвих значень напруги, струму та миттєвої споживаної потужності в контрольованому перетині кола системи енергопостачання активного споживача.

Ці величини потрібно постійно контролювати з метою визначення оптимальних моментів, коли потрібно змінювати режим живлення з найбільш збалансованою вигодою і для споживача, і для системи енергопостачання.

Така задача передбачає визначення наступних величин:

- миттєвих значень напруги ($u(t)$);
- миттєвих значень струму ($i(t)$),

де $i(t) = i_1(t) + i_2(t) + \dots + i_n(t)$; n – кількість ввімкнених навантажень;

- значень миттєвої споживаної потужності ($p^-(t)$) та генерованої потужності ($p^+(t)$).

4. Оцінка та узгодження контрольних та оптимальних параметрів напруги, струму та миттєвої споживаної потужності.

Ця задача передбачає визначення таких величин:

- миттєвих значень напруги ($u(t)$);
- максимально допустимих ($i_{MAX}(t)$) та оптимальних ($i_{OPT}(t)$) значень струму;
- максимально допустимих ($p_{MAX}(t)$) та оптимальних ($p_{OPT}(t)$) значень миттєвої потужності;
- величини спожитої з мережі (W^-) та згенерованої (W^+) в мережу енергії.

А також узгодження оптимального графіка споживання електроенергії з мережі [$W^-_{OPT}(t)$] та генерації електроенергії в мережу [$W^+_{OPT}(t)$], узгодження часу ввімкнення/вимкнення керованого навантаження (за відсутності СКН) та ін.

5. Порівняння діючих значень із оптимальними.

Вирішення цієї задачі дає змогу отримати інформацію про необхідність коригування режиму живлення, а у випадку виникнення такої потреби змінити його на більш оптимальний. Мають виконуватися такі умови:

$$i_{OPT1}(t) \leq i(t) \leq i_{OPT2}(t); \quad p_{OPT1}(t) \leq p(t) \leq p_{OPT2}(t).$$

У разі виконання цих умов режим живлення не змінюється, а в іншому ж випадку вирішуються завдання із п.7.

6. Визначення інтервалу часу, протягом якого можливим є підтримання необхідного рівня споживання чи генерації.

Виділення інтервалів часу (t_i), протягом яких відбуваються споживання електроенергії з мережі (t_i^C), (t_i^-) та генерація електроенергії в мережу (t_i^G), (t_i^+).

7. Порівняння діючих значень вимірюваних величин із контрольними значеннями, відповідність яким є необхідною для зміни режиму живлення:

якщо $i(t_i) \leq i_{\text{контрольне } 1}(t)$, то «включення режиму 1», інакше «включення режиму 2»;

якщо $i(t_i) > i_{\text{контрольне } 2}(t)$, то «включення режиму 2»;

якщо $i(t_i) = i_{\text{контрольне } N}(t)$, то...

8. Вибір режиму живлення із можливих варіантів режимів живлення залежно від можливостей обладнання активного споживача.

Залежно від наявного обладнання вибираються окремі режими, які можливі для комбінацій обладнання даного активного споживача, деякі із можливих варіантів живлення активного споживача наведено в табл. 5.5

9. Повторне визначення діючих значень контрольованих величин('): $i'(t_i)$, $p'(t_i)$ та ін.

10. Повторний контроль параметрів режиму живлення та споживання.

З метою перевірки правильності вибору режиму та його спроможності задовольняти необхідний рівень генерації чи потреби споживача в електроенергії протягом визначеного періоду часу потрібен повторний контроль:

якщо $i'(t_i) \leq i'_{\text{контрольне } 1}(t)$, то «підтримання режиму 1», інакше «зміна режиму 2»;

якщо $i'(t_i) > i'_{\text{контрольне } 2}(t)$, то «перехід до умови зміни режиму 2»;

якщо $i'(t_i) = i'_{\text{контрольне } N}(t)$, то...

Таблиця 5.5 Можливі варіанти впливу активного споживача на мережу

| ОБЛАДНАННЯ | Елементи | М | АС 2 | РГ | АБ | СКН |
|------------|----------|---|------|----|----|-----|
| 1 одиниця | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2 одиниці | М | X | 1 | 2 | 3 | 4 |
| | АС 2 | 1 | X | 5 | 6 | 7 |
| | РГ | 2 | 5 | X | 8 | 9 |
| | АБ | 3 | 6 | 8 | X | 10 |
| | СКН | 4 | 7 | 9 | 10 | X |
| 3 одиниці | М+АС 2 | X | X | 1 | 2 | 3 |
| | М+РГ | X | 1 | X | 4 | 5 |
| | М+АБ | X | 2 | 4 | X | 6 |
| | М+СКН | X | 3 | 5 | 6 | X |
| | АС 2+РГ | 1 | X | X | 7 | 8 |
| | АС 2+АБ | 2 | X | 7 | X | 9 |
| | АС 2+СКН | 3 | X | 8 | 9 | X |
| | РГ+АБ | 4 | 7 | X | X | 10 |
| | РГ+СКН | 5 | 8 | X | 10 | X |
| | АБ+СКН | 6 | 9 | 10 | X | X |

11. Визначення залишкового інтервалу часу протягом якого залишається можливим підтримання необхідного рівня споживання ($t_{\text{залишкове}}^-$) чи генерації ($t_{\text{залишкове}}^+$).

12. Порівняння контрольованих величин із умовами зміни режиму живлення.

У випадку задоволення умов зміни режиму живлення проводиться оцінка можливості такої зміни, задається відповідна команда контролеру та здійснюються відповідні перемикання. Після чого повторюється вирішення описаних вище задач. Якщо ні, то здійснюється коригування діючого режиму живлення.

13. Коригування режиму живлення. Врахування поправок та повторення вирішення циклу перерахованих вище задач.

Постановка описаних вище завдань дає змогу в загальному випадку описати процедуру вибору оптимального режиму живлення активного споживача залежно від наявного обладнання та існуючих варіантів живлення. Вирішення цих задач дозволяє вибрати найбільш оптимальний режим живлення споживача. Деякі з них можуть бути описані більш широко, що дозволить вибирати більш оптимальний режим живлення не тільки з технологічної, а й з економічної точки зору, те ж саме стосується і генеруючих можливостей активного споживача.

5.4. Вплив параметрів концентратора вітрового потоку на швидкість вітру в зоні вітроколеса

Вплив параметрів концентратора конфузорного та дифузорного типу на швидкість потоку в зоні робочого колеса

Комп'ютерне моделювання роботи концентраторів вітрового потоку здійснювалося за допомогою програмного комплексу Solid Works. На рис. 5.3. наведено вигляд комп'ютерної моделі концентратора дифузорного типу. На рис. 5.4. представлено результати моделювання, а саме значення швидкостей потоку повітря в дифузорі. Результати моделювання параметрів потоку на вході та виході в концентратор дифузорного, конфузорного та комбінованого типу представлені нижче..

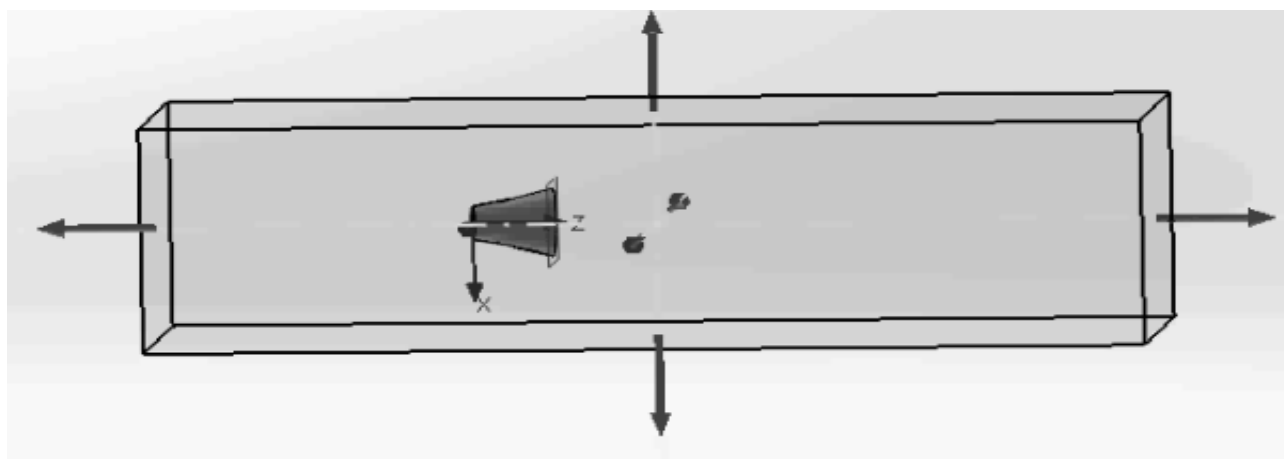


Рис 5.3. Загальний вигляд змодельованого концентратора дифузорного типу.

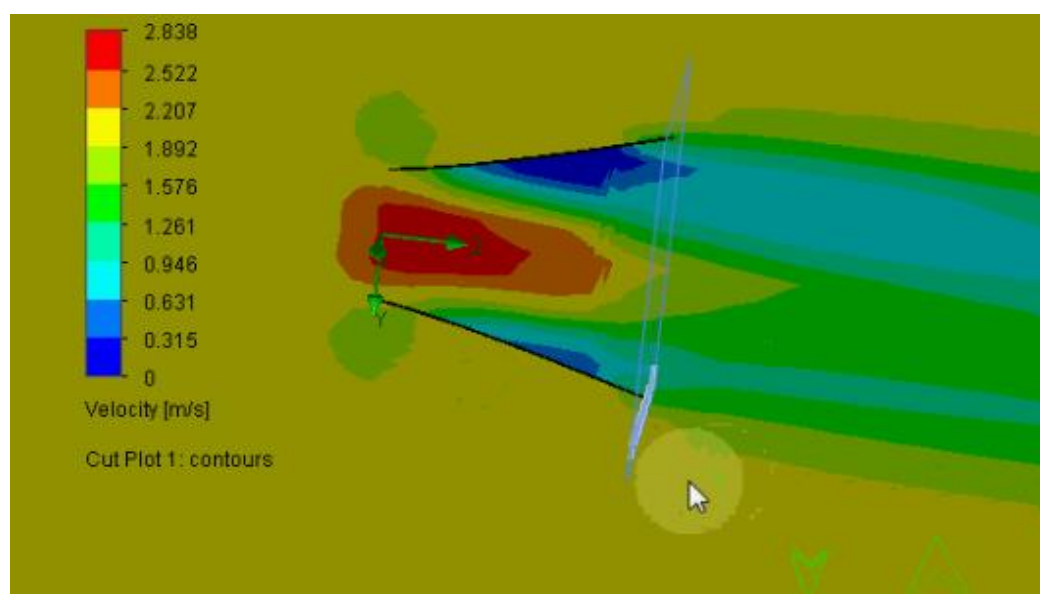


Рис 5.4. Результати моделювання концентратора дифузорного типу

Результати розрахунків параметрів потоку на вході в концентратор конфузорного типу та в зоні робочого колеса, опрацьовані у вигляді графіків, які зображено на рис. 5.5 та 5.6.

На рис. 5.5 показано графічні результати розрахунків залежностей відносної швидкості потоку \bar{V}_1 у вхідному перерізі концентратора від відносної довжини концентратора \bar{l}^k та його кута розходження β . Із графіків слідує, що швидкість потоку у вхідному перерізі концентратора завжди менша, ніж швидкість потоку поза зоною дії концентратора. Причому, чим більший кут розходження, тим значніше зниження швидкості (табл. 5.6).

Таблиця 5.6 Залежність швидкості потоку на вході концентратора від відносної довжини концентратора та кута його розходження

| Відносна довжина концентратора L | Кут розходження концентратора конфузорного типу β (град) | | | | | | | |
|-------------------------------------|--|------|------|-------|------|------|------|------|
| | 0° | 5° | 10° | 15° | 20° | 30° | 40° | 50° |
| L=1 | 1 | 0,97 | 0,95 | 0,935 | 0,92 | 0,9 | 0,88 | 0,86 |
| L=2 | 1 | 0,95 | 0,93 | 0,9 | 0,87 | 0,82 | 0,78 | 0,75 |
| L=4 | 1 | 0,93 | 0,9 | 0,85 | 0,81 | 0,75 | 0,71 | 0,68 |

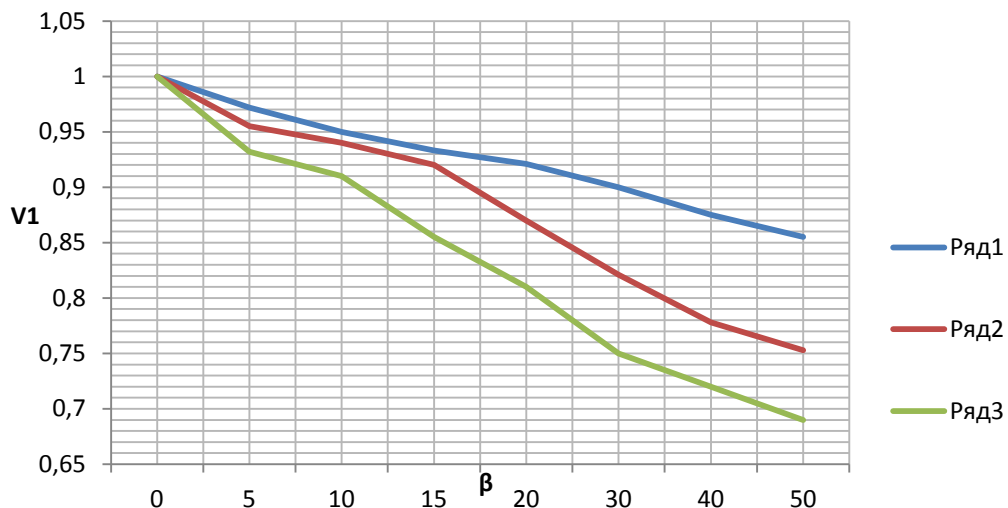


Рис. 5.5. Графіки залежностей $\bar{V}_1 = \phi(\beta; \bar{l}^k)$ для концентратора конфузорного типу

Таблиця 5.6 Залежність швидкості потоку в зоні робочого вітроколеса від відносної довжини концентратора та кута його розходження

| Відносна довжина концентратор | Кут розходження концентратора конфузорового типу β (град) | | | | | | | |
|-------------------------------|---|------|------|------|-------|------|------|------|
| | 0° | 5° | 10° | 15° | 20° | 30° | 40° | 50° |
| L | 0° | 5° | 10° | 15° | 20° | 30° | 40° | 50° |
| L=1 | 1 | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,36 | 1,43 | 1,5 |
| L=2 | 1 | 1,18 | 1,23 | 1,36 | 1,475 | 1,61 | 1,75 | 1,85 |
| L=4 | 1 | 1,35 | 1,5 | 1,7 | 1,85 | 2,1 | 2,35 | 2,5 |

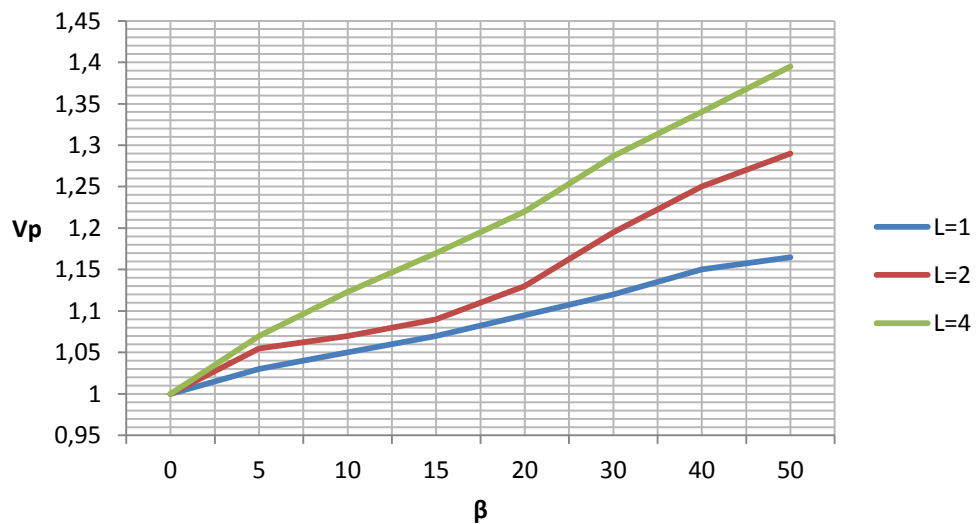


Рис. 5.6. Графіки залежностей $\bar{V} = \phi(\beta; \bar{l}^k)$ для концентратора потоку конфузорового типу

Зі збільшенням відносної довжини концентратора \bar{l}^k величина \bar{V}_1 так само зменшиться. Зазначене вище зменшення відносної швидкості можна пояснити збільшенням відносної площі взаємодії потоку з концентратором конфузорового типу та зростанням сили опору тиску в кінці.

У самому концентраторі при русі потоку від входу до виходу відбувається збільшення швидкості (рис. 5.6). Темп зростання швидкості зі збільшенням кута β постійно зростає. Аналіз впливу відносної довжини концентратора показав, що зі збільшенням відносної довжини концентратора \bar{l}^k величина \bar{V} суттєво збільшується (табл. 5.6).

На основі отриманих графіків можна легко визначити абсолютні значення швидкостей у зоні розташування концентратора конфузорового типу, для чого необхідно буде відносні значення перерахувати в абсолютні величини.

Результати досліджень та розрахунків параметрів потоку на підході до концентратора в зоні робочого колеса і на виході з концентратора дифузорового типу оброблено у вигляді графіків, що представлені на рис. 5.7.

Графічні результати розрахунків залежностей відносної швидкості потоку \bar{V}_1 в зоні робочого колеса концентратора дифузорового типу від відносної довжини дифузора $\bar{l}^{\bar{\theta}}$ та кута його розходження α . З графіків випливає, що відносна швидкість потоку у вхідному перерізі концентратора (зона робочого колеса) перевищує відносну швидкість потоку поза зоною дії концентратора. Темп зростання швидкості зі збільшенням кута постійно зростає (табл. 5.7).

Таблиця 5.7. Залежність швидкості потоку в зоні робочого вітроколеса від відносної довжини концентратора та кута його розходження

| Відносна довжина концентратора | Кут розходження концентратора дифузорового типу α (град.) | | | | | | | |
|--------------------------------|--|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|
| | 0° | 5° | 10° | 15° | 20° | 30° | 40° | 50° |
| L | | | | | | | | |
| L=1 | 1 | 1,03 | 1,05 | 1,07 | 1,095 | 1,12 | 1,15 | 1,165 |
| L=2 | 1 | 1,055 | 1,07 | 1,09 | 1,13 | 1,195 | 1,25 | 1,29 |
| L=4 | 1 | 1,07 | 1,123 | 1,17 | 1,22 | 1,287 | 1,34 | 1,395 |

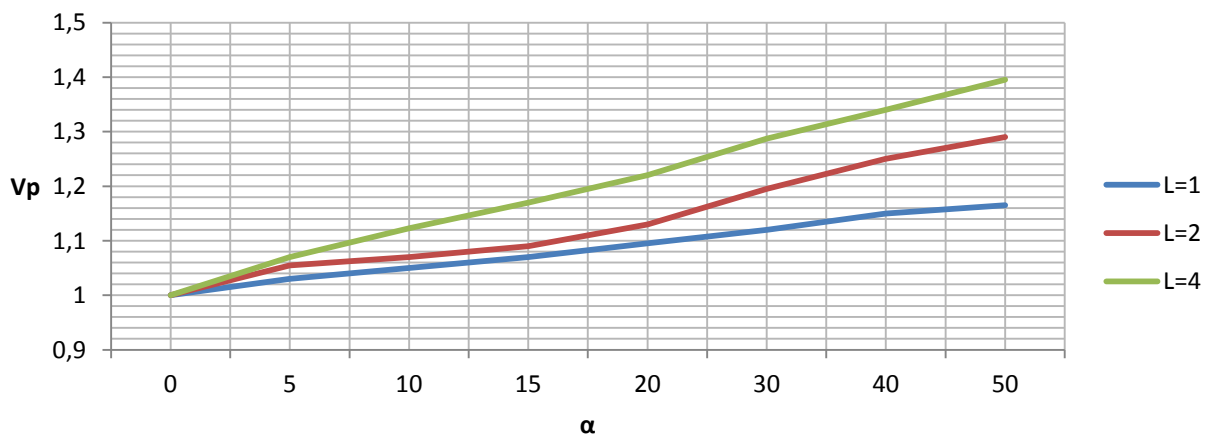


Рис. 5.7. Графіки залежностей $\bar{V}_1 = \phi(\alpha; \bar{l}^{\bar{\theta}})$ для концентратора дифузорового типу

На основі отриманих графіків можна визначити абсолютні значення швидкостей у зоні розміщення концентратора дифузорового типу. На основі результатів моделювання можна зробити висновок, що зі збільшенням кута розходження дифузора і його відносної довжини, спостерігається зменшення відносної швидкості потоку у вхідному розрізі концентратора.

Вплив параметрів концентратора комбінованого типу на швидкості потоку в зоні робочого колеса

Результати досліджень та розрахунків відносної ширини робочого потоку, параметрів потоку у вхідному перерізі, в зоні робочого колеса і на виході з концентратора комбінованого типу (об'єднання конфузора та дифузора) оброблені у вигляді графіків які представлені на рис.5.8 – рис. 5.9.

Далі на рис. 5.8 представлені графіки залежностей відносної швидкості потоку \bar{V}_1 на вході в концентратор. З графіків випливає, що \bar{V}_1 концентратора комбінованого типу менше, ніж швидкість потоку поза зоною дії концентратора. Причому, чим більший кут розходження вхідного конфузора концентратора, тим значніше зниження швидкості. Зі збільшенням відносної довжини вхідної ділянки концентратора швидкість так само зменшується. Зменшення швидкості, яке спостерігається, пояснюється збільшенням відносної площі взаємодії потоку з концентратором (табл. 5.8).

Таблиця 5.8. Залежність швидкості потоку в зоні робочого вітроколеса від відносної довжини концентратора та кута його розходження

| Відносна довжина концентратора L | Кут розходження концентратора конфузороного типу β (град.) | | | | | | | |
|-------------------------------------|--|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 0° | 5° | 10° | 15° | 20° | 30° | 40° | 50° |
| L=1 | 1 | 0,972 | 0,95 | 0,933 | 0,921 | 0,9 | 0,875 | 0,855 |
| L=2 | 1 | 0,955 | 0,94 | 0,92 | 0,87 | 0,821 | 0,778 | 0,753 |
| L=4 | 1 | 0,932 | 0,91 | 0,855 | 0,81 | 0,75 | 0,72 | 0,69 |

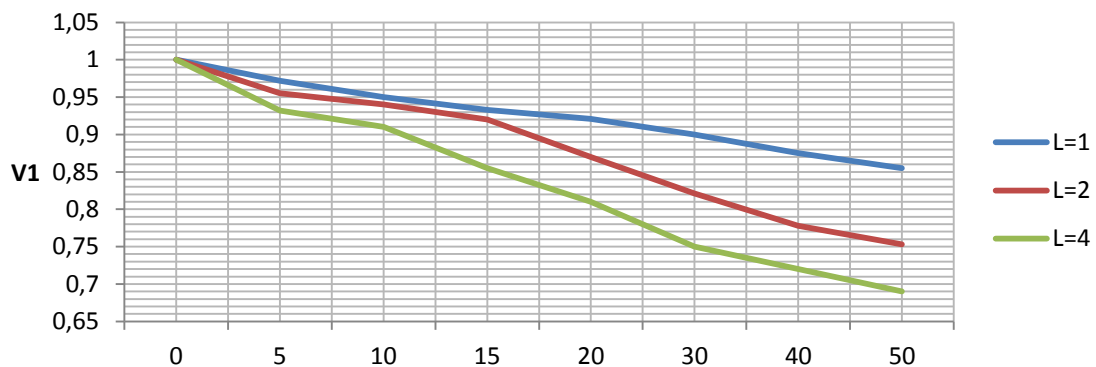


Рис. 5.8. Графіки залежностей відносної швидкості потоку у вхідному перерізі концентратора комбінованого типу для $\alpha = 15^\circ$

На рис. 5.9 наведені результати розрахунків залежностей швидкості потоку в зоні робочого колеса концентратора комбінованого типу для $\alpha = 15^\circ$.

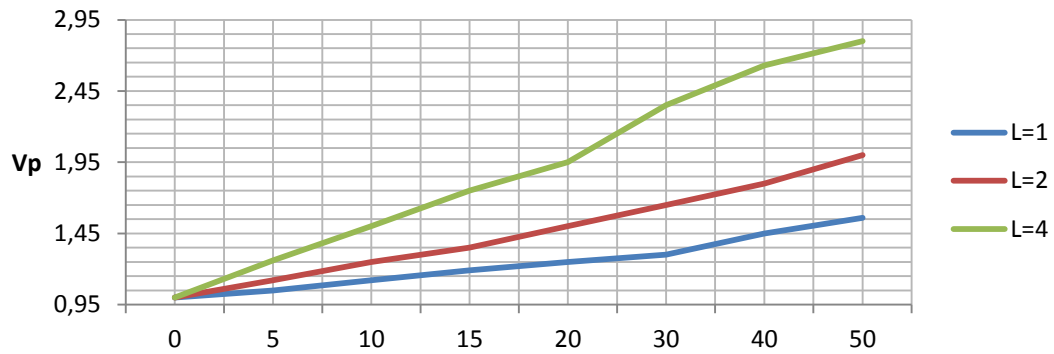


Рис. 5.9. Графіки залежностей відносної швидкості потоку в зоні робочого колеса концентратора комбінованого типу для $\alpha = 15^\circ$.

Знаючи відносні швидкості потоку в зоні робочого колеса концентратора і використовуючи отримані дані, можна легко визначити швидкості у вихідному перерізі концентратора (табл. 5.9).

Таблиця 5.9. Залежність швидкості потоку в зоні робочого вітроколеса від відносної довжини концентратора та кута його розходження

| Відносна довжина | Кут розходження концентратора дифузорного типу β (град.) при $\alpha=15$ | | | | | | | |
|------------------|--|------|------|------|------|------|------|------|
| | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| L | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| L=1 | 1 | 1,05 | 1,12 | 1,19 | 1,25 | 1,3 | 1,45 | 1,56 |
| L=2 | 1 | 1,12 | 1,25 | 1,35 | 1,5 | 1,65 | 1,8 | 2 |
| L=4 | 1 | 1,26 | 1,5 | 1,75 | 1,95 | 2,35 | 2,63 | 2,8 |

Провівши аналіз параметрів потоку в зоні робочого колеса концентраторів конфузорного і дифузорного типу, можна зробити такий висновок. При розрахунковій швидкості потоку поза зоною розміщення концентратора \bar{V}_0 найбільше збільшення швидкості потоку спостерігається в концентраторах конфузорного типу, причому збільшення градієнта \bar{V} залежить від збільшення відносної довжини і кута розходження конфузора. Крім цього, конфузор здійснює великий вплив на робоче середовище, в якому розміщується. За результатами досліджень ширини робочого потоку він забезпечує більше надходження потоку, що проходить в концентратор, який впливає на збільшення швидкості потоку і, як наслідок, підвищення потужності й ефективності роботи енергоустановок, що використовують концентратори.

Розглядаючи результати досліджень концентраторів конфузорного і комбінованого типу, можна зробити висновок про те, що комбіновані концентратори потоку більш ефективні. Як показали розрахунки, швидкості потоку в зоні робочого колеса концентратора комбінованого типу вищі, ніж у конфузорному концентраторі.

У цілому, використовуючи отримані графіки і знаючи швидкість поза концентратором, можна легко визначати абсолютні значення швидкостей у зоні розміщення робочого колеса концентратора. Також можна визначати значення кутів розходження концентратора, які необхідно встановити для забезпечення розрахункової швидкості потоку, при якій розвивається номінальна потужність ВЕУ. Крім цього, отримані графіки можна використовувати для енергоустановок з концентратором змінного розходження для визначення його оптимального кута при змінах швидкості вітру в навколишньому середовищі.

4.5. Основні результати впроваджень

Досліджуваним об'єктом виступав багатоквартирний житловий будинок, добовий графік споживання якого наведено на рис. 5.10., для якого потрібно було визначити потенціал активної поведінки та оцінити можливий ефект від таких дій.

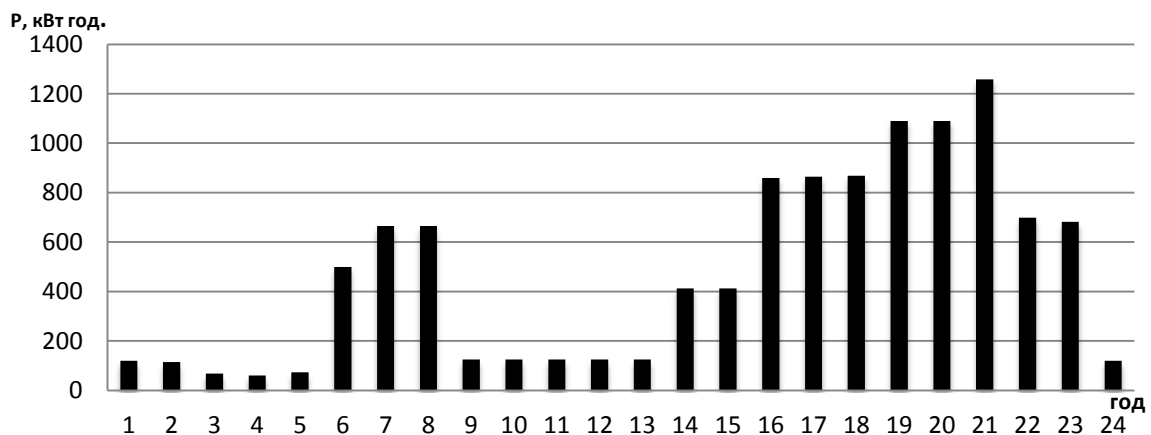
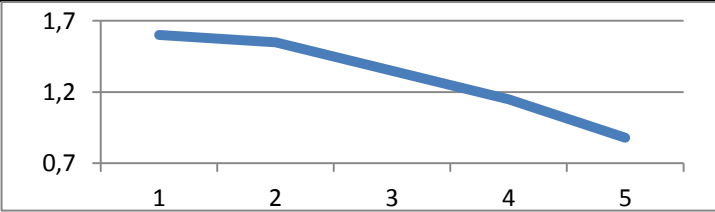
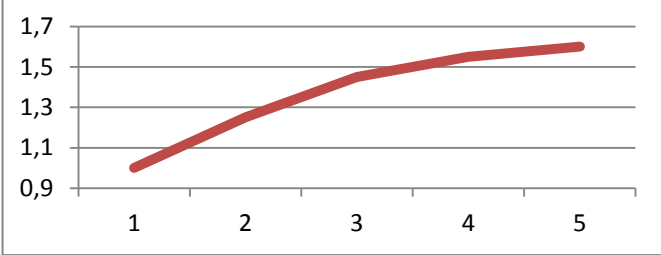
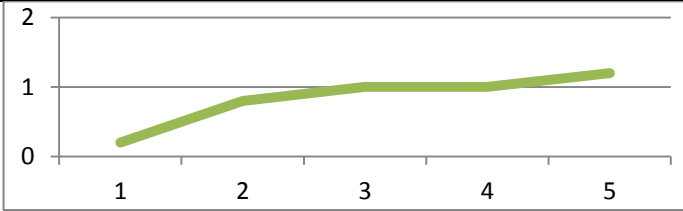
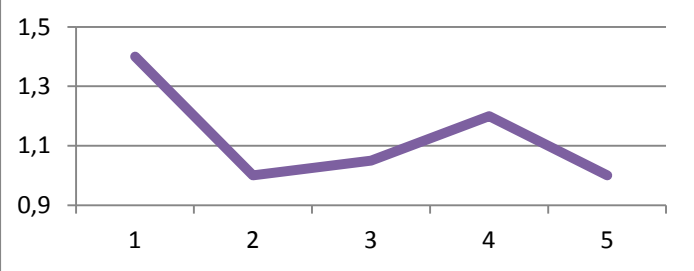


Рис 5.10. Добовий графік споживання ел.енергії в багатоквартирному будинку

Для даного будинку пріоритетними були визначені наступні складові оптимізаційної задачі (табл. 5.10), про які згадувалося раніше.

Таблиця 5.10 Пріоритетні складові оптимізаційної задачі для будинку

| № з/п | Графічне зображення | Опис складової |
|-------|--|--|
| 1 |  | Мінімізація витрат на електроенергію: $F_1(\dot{X}) \rightarrow \min$ |
| 2 |  | Максимізація прибутку від продажу електроенергії, виробленої від власних джерел РГ: $F_2(\dot{X}) \rightarrow \max$ |
| 3 |  | Оптимізація споживання: $F_3(\dot{X}) \rightarrow \text{opt}$ |
| 4 |  | Оптимізація режимів роботи системи електропостачання: $F_6(\dot{X}) \rightarrow \text{opt}$ |

Умовно приймемо, що функція кожної з визначених складових набуватиме наступних значень (табл. 5.11). Крім того, для вибраних даних розглянемо можливі варіанти комбінацій критеріїв важливості кожного із значень (табл. 5.12). На рис. 5.11 представлено функції кожної складової загальної оптимізаційної задачі у графічному вигляді.

Таблиця 5.11. Можливі значення вибраних оптимізаційних функцій

| Функція | Значення функції | | | | |
|----------|------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Варіант 1 | Варіант 2 | Варіант 3 | Варіант 4 | Варіант 5 |
| $F_1(X)$ | 1,6 | 1,55 | 1,35 | 1,15 | 0,88 |
| $F_2(X)$ | 1 | 1,25 | 1,45 | 1,55 | 1,6 |
| $F_3(X)$ | 0,2 | 0,8 | 1 | 1 | 1,2 |
| $F_6(X)$ | 1,4 | 1 | 1,05 | 1,2 | 1 |

Таблиця 5.12. Критерії важливості для вибраних оптимізаційних функцій

| α_i | Значення коефіцієнта | | | | |
|-----------------------|----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Варіант 1 | Варіант 2 | Варіант 3 | Варіант 4 | Варіант 5 |
| α_1 | 0,4 | 0,15 | 0,2 | 0,25 | 0,45 |
| α_2 | 0,25 | 0,4 | 0,15 | 0,2 | 0,2 |
| α_3 | 0,2 | 0,25 | 0,4 | 0,15 | 0,3 |
| α_4 | 0,15 | 0,2 | 0,25 | 0,4 | 0,05 |
| $\alpha_{\text{сум}}$ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

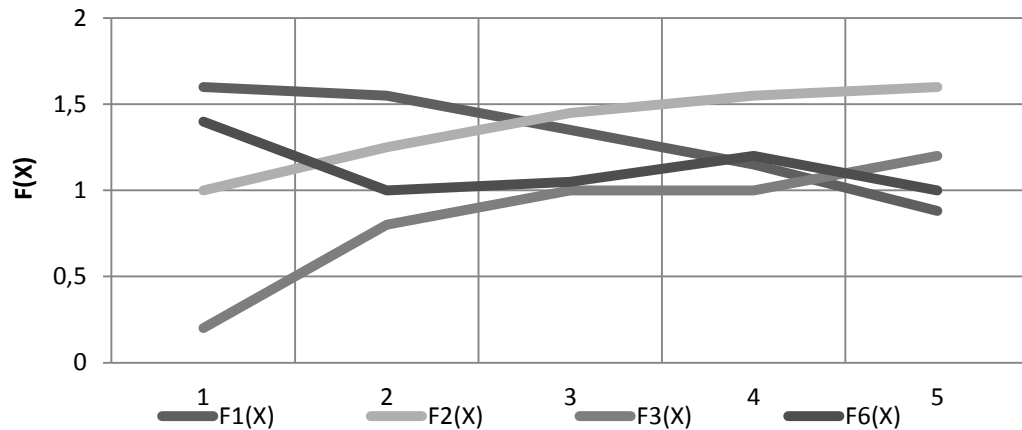


Рис. 5.11. Функції складових загальної оптимізаційної задачі

Для кожного набору варіантів критеріїв важливості, що розглядаються, розв'язання загальної оптимізаційної задачі. Результати представлено на рис. 5.12. (у в.о.). Порівнюючи ці варіанти, можна зробити висновок, що сумарна вигода від використання активного споживача може бути різною залежно від поставлених завдань та їхньої пріоритетності. Варто відзначити, що в даному розрахунку не враховувалися інтереси СЕП та можливості надання додаткових послуг. За обраних умов, найбільш вигідним споживачу буде варіант номер 4.

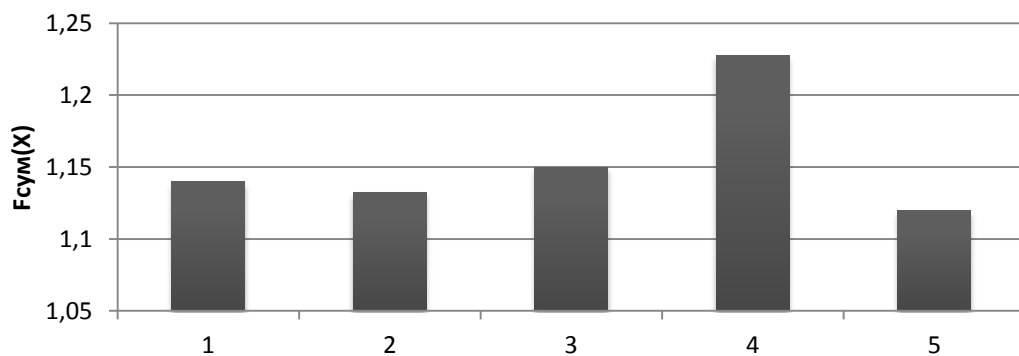


Рис. 5.12. Значення загальної оптимізаційної функції

Запропонований підхід може бути використаний для побудови системи керування локальною системою енергопостачання будь-якого рівня.

Таблиця 5.13 Розрахункові значення аналізу ЛСЕ

| | Час, t | год | I година | | | | | | | |
|----------------------|-------------------|--------|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | Генератор або ГПП | кВт | 174,022 167,008 | | | | | | | |
| Трансформатор | облік | 90,474 | | | | | 76,534 | | | |
| | розрахунок | 86,827 | | | | | 73,661 | | | |
| Споживачі | облік | 58,813 | | | 12,324 | 15,690 | 5,103 | 14,062 | 54,496 | |
| | розрахунок | 57,100 | | | 11,977 | 15,382 | 4,998 | 13,547 | 52,000 | |
| Обладнання споживача | | 16,300 | 13,800 | 13,500 | 13,500 | 11,977 | 15,382 | 4,998 | 13,547 | 52,000 |
| Позначення | | Н1 | Н2 | Н3 | Н4 | Н5 | Н6 | Н7 | Н8 | Н9 |
| Розрахунок рівня | | 16,300 | 13,800 | 55,031 | | | | | | 52,000 |
| Рівень 1 | Обладнання 1 | 0,8 | 1,2 | | | | | | | 10,0 |
| | Обладнання 2 | 8,2 | 7,9 | | | | | | | 12,0 |
| | Обладнання 3 | 0,6 | 1,2 | | | | | | | 18,0 |
| | Обладнання 4 | 1,5 | 0,0 | | | | | | | 4,0 |
| | Обладнання 5 | 3,2 | 2,5 | | | | | | | 4,0 |
| | Обладнання 6 | 2,0 | 1,0 | | | | | | | 4,0 |
| Розрахунок рівня | | | | 13,5 | 13,5 | 27,4 | | 4,9 | 13,4 | |
| Рівень 2 | Обладнання 7 | | | 0,8 | 0,8 | | | 0,8 | 0,8 | |
| | Обладнання 8 | | | 6,0 | 6,0 | | | 0,0 | 6,0 | |
| | Обладнання 9 | | | 1,2 | 1,2 | | | 0,0 | 1,2 | |
| | Обладнання 10 | | | 1,0 | 1,0 | | | 1,3 | 1,0 | |
| | Обладнання 11 | | | 2,5 | 2,5 | | | 2,8 | 2,4 | |
| | Обладнання 12 | | | 2,0 | 2,0 | | | 0,0 | 2,0 | |
| рівень 3 | Обладнання 13 | | | | | 1,0 | 0,8 | | | |
| | Обладнання 14 | | | | | 5,0 | 7,2 | | | |
| | Обладнання 15 | | | | | 0,8 | 1,2 | | | |
| | Обладнання 16 | | | | | 1,0 | 1,0 | | | |
| | Обладнання 17 | | | | | 2,0 | 3,0 | | | |
| | Обладнання 18 | | | | | 2,0 | 2,0 | | | |

| | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--------------------------|------------|-----------|---------|----------|--------|----------|--------|----------|--------|--------|
| | Час, t | год | | | | | | | | | |
| | Генератор або ГПП | кВт | | 174,022 | | | | | | | |
| | | | | 167,008 | | | | | | | |
| | Трансформатор | облік | | 90,474 | | | | 76,534 | | | |
| | | розрахунок | | 86,827 | | | | 73,661 | | | |
| | Можливе місце інтеграції | | 5-100 кВт | | | | | | | | |
| | Споживачі | облік | | 58,813 | | 12,324 | 15,690 | 5,103 | 14,062 | 54,496 | |
| | | розрахунок | | 57,100 | | 11,977 | 15,382 | 4,998 | 13,547 | 52,000 | |
| | Обладнання споживача | | 16,300 | 13,800 | 13,500 | 13,500 | 11,977 | 15,382 | 4,998 | 13,547 | 52,000 |
| | Позначення | | H1 | H2 | H3 | H4 | H5 | H6 | H7 | H8 | H9 |
| Можливе місце інтеграції | | 1-32 кВт | | | | | | | 4-55 | | |
| Розрахунок рівня | | 16,300 | 13,800 | 55,031 | | | | 52,000 | | | |
| Рівень 1 | Обладнання 1 | | 0,8 | 1,2 | | | | | 10,0 | | |
| | Обладнання 2 | | 8,2 | 7,9 | | | | | 12,0 | | |
| | Обладнання 3 | | 0,6 | 1,2 | | | | | 18,0 | | |
| | Обладнання 4 | | 1,5 | 0,0 | | | | | 4,0 | | |
| | Обладнання 5 | | 3,2 | 2,5 | | | | | 4,0 | | |
| | Обладнання 6 | | 2,0 | 1,0 | | | | | 4,0 | | |
| Можливе місце інтеграції | | | | | 1-25 кВт | | | | 1-20 кВт | | |
| Розрахунок рівня | | | | 13,5 | 13,5 | 27,4 | | 4,9 | 13,4 | | |
| Рівень 2 | Обладнання 7 | | | | 0,8 | 0,8 | | | 0,8 | 0,8 | |
| | Обладнання 8 | | | | 6,0 | 6,0 | | | 0,0 | 6,0 | |
| | Обладнання 9 | | | | 1,2 | 1,2 | | | 0,0 | 1,2 | |
| | Обладнання 10 | | | | 1,0 | 1,0 | | | 1,3 | 1,0 | |
| | Обладнання 11 | | | | 2,5 | 2,5 | | | 2,8 | 2,4 | |
| | Обладнання 12 | | | | 2,0 | 2,0 | | | 0,0 | 2,0 | |
| Можливе місце інтеграції | | | | | | | 1-27 кВт | | | | |
| Розрахунок рівня | | | | | | 11,8 | 15,2 | | | | |
| рівень 3 | Обладнання 13 | | | | | | 1,0 | 0,8 | | | |
| | Обладнання 14 | | | | | | 5,0 | 7,2 | | | |
| | Обладнання 15 | | | | | | 0,8 | 1,2 | | | |
| | Обладнання 16 | | | | | | 1,0 | 1,0 | | | |
| | Обладнання 17 | | | | | | 2,0 | 3,0 | | | |
| | Обладнання 18 | | | | | | 2,0 | 2,0 | | | |

Таблиця 5.14 Значення кількісних показників енергоефективності в обчислюваних та відносних одиницях

| № | Показник | Рівень – підприємство | | | |
|----|---|-----------------------|-----------|-----------|--------------|
| | | до | після | до (в.о.) | після (в.о.) |
| 1 | Питомі витрати електроенергії (в натуральному обчисленні) | 794,52 | 1123,52 | 0,79 | 1,12 |
| 2 | Питомі витрати теплоенергії (в натуральному обчисленні) | 501,36 | 395,00 | 0,50 | 0,40 |
| 3 | Коефіцієнт утилізації ВЕР | 0 | 0,56 | 0,00 | 0,56 |
| 4 | Коефіцієнт виробітку за рахунок ВЕР | 0 | 0,87 | 0,00 | 0,87 |
| 5 | Коефіцієнт використання виробітку енергії за рахунок ВЕР | 0 | 0,65 | 0,00 | 0,65 |
| 6 | Коефіцієнт залучення РГ та НВДЕ | 0 | 0,22 | 0,00 | 0,22 |
| 7 | Відсоткова доля НВДЕ | 0 | 0,12 | 0,00 | 0,12 |
| 8 | Відсоткова доля джерела енергії | 1 | 0,78 | 0,00 | 0,78 |
| 9 | Енергоємність продукції | 172611,22 | 129987,22 | 1,73 | 1,30 |
| 11 | Енергоємність основних виробничих фондів | 2,98 | 2,62 | 0,99 | 0,87 |
| 12 | Електроємність основних виробничих фондів | 1,82 | 1,87 | 0,91 | 0,93 |
| 13 | Коефіцієнт використання обладнання (завантаження за потужністю) | 0,60 | 0,60 | 0,60 | 0,60 |
| 14 | Електропаливний коефіцієнт | 1,96 | 2,36 | 0,98 | 1,18 |
| 15 | Теплоелектричний коефіцієнт | 0,78 | 0,51 | 0,78 | 0,51 |
| 16 | Енергоозброєність праці | 6,50 | 7,70 | 0,65 | 0,77 |

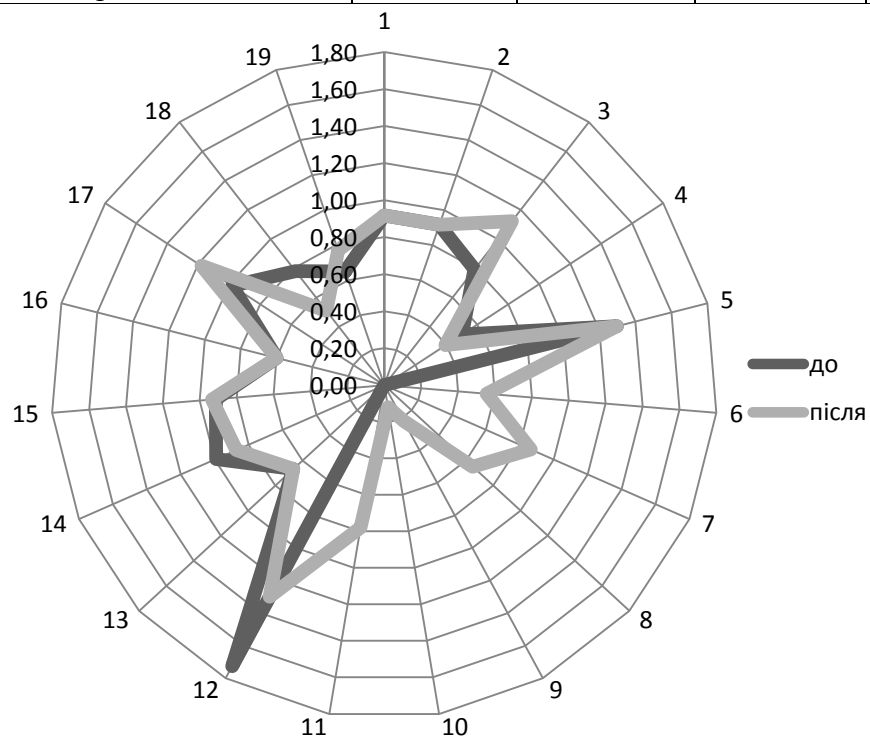


Рис. 5.14 Значення кількісних показників енергоефективності (у в.о.) для досліджуваного об'єкту до та після впровадження запропонованих заходів. (встановлення 8 ВЕУ потужністю 1 кВт).

Таблиця 5.15 Результати впровадження

| № з/п | Акти впровадження | Найменування впровадженого результату |
|-------|--|---|
| 1 | <p>Національна комісія, що здійснює регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Акт впровадження від 26 липня 2016 року.</p> | <p>Прийнято до використання наступні результати:</p> <ul style="list-style-type: none"> - комплексна оцінка ефективності ЛСЕ із джерелами РГ та АС; - методичне забезпечення для визначення потенційних вузлів інтеграції джерел РГ та АС; - методичне забезпечення щодо прийняття рішень стосовно реалізації заходів з енергозбереження; - загальні вимоги до СК ЛСЕ із РГ та алгоритми функціонування СК АС; - методичне забезпечення для оцінки ефективності функціонування АС та джерел РГ в ЛСЕ. <p>Запропонований підхід дозволив отримати наступні результати: коефіцієнт ефективності всієї системи розподілу збільшився на 3%; коефіцієнт ефективності системи розподілу електроенергії від <i>i-20</i> джерела енергії зріз на 5%; коефіцієнт забезпеченості споживача електроенергією збільшився на 18 %.</p> |
| 2 | <p>ПАТ «Прикарпаття-обленерго». Акт впровадження № 053/2147 від 04.04.2016 р.</p> | <p>Прийнято до використання наступні результати:</p> <ul style="list-style-type: none"> - умови підключення АС та джерел РГ до мережі електропостачання; - методичку оптимізації режимів роботи мережі електропостачання із РГ та АС; - методичне забезпечення оцінки ефективності участі АС в оптимізації графіка споживання ЛСЕ; - алгоритми та способи взаємодії АС між собою та мережею електропостачання. <p>Проведений розрахунок потенціалу впровадження АС в ЛСЕ показав, що вибір правильного режиму роботи АС дозволить зменшувати пікове навантаження в досліджуваному вузлі на 8-15%, залежно від сценаріїв поведінки споживачів та джерел РГ.</p> |
| 3 | <p>Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут» (НТУУ «КПІ»). Акт впровадження від 17.05.2016 р.</p> | <p>Матеріали дисертаційної роботи впроваджені у вигляді лекційних та практичних занять для дисципліни «Інтелектуальні технології в системах енергопостачання» та «Керування режимами електропостачальних систем із розосередженою генерацією та активними споживачами».</p> |

| | | |
|---|--|--|
| 4 | Мукачівський МРЕМ ПАТ «Закарпаття-обленерго». Акт впровадження від 12.04.2013 р. | <p>Прийнято до використання наступні результати:</p> <ul style="list-style-type: none"> - методологія оцінювання потенціалу керування попитом АС на електричну потужність і енергію; - рекомендації щодо оптимізації локальних мереж електропостачання м. Мукачева. <p>Очікуваний ефект від реалізації заходів може становити до 18,5 % відносно загального споживання.</p> |
| 5 | ТОВ "Полісся-Інвест". Акт впровадження від 5 червня 2013 р. | <p>Прийнято до використання наступні результати:</p> <ul style="list-style-type: none"> - алгоритм оцінки впровадження енергозберігаючих заходів за енерготехнологічними критеріями, зокрема інтегрованих систем енергопостачання з РГ; - методологічні засади проведення інструментальних обстежень в системах з елементами РГ, які дозволяють здійснювати аналіз впливу джерел РГ на енерготехнологічні показники підприємства; - вибір джерел РГ для ТОВ "Полісся-Інвест". <p>За результатами розрахунків визначено пріоритетні заходи з енергозбереження та вибрано ВЕУ, що за результатами розрахунків дозволить зменшити рівень втрат електричної енергії на 4 %. Моделювання концентратора вітрового потоку для вибраної ВЕУ показало, що потенціал збільшення виробітку електроенергії становить 15 - 20 %.</p> |
| 6 | ПП Кодола І.А. Акт впровадження від 12 лютого 2014 р. | <p>Прийнято до використання наступні матеріали:</p> <ul style="list-style-type: none"> - методи підвищення ефективності використання джерел РГ на основі низькопотенціальних та НВДЕ; - алгоритми та способи взаємодії АС між собою та мережею електропостачання. <p>Моделювання концентратора вітрового потоку ВЕУ для ПП Кодола І.А. показало, що потенціал збільшення виробітку електроенергії ВЕУ для існуючих умов експлуатації може зрости на 12 - 19 %</p> |

Висновки до розділу 5

1. Розроблено методику для оцінки ефективності ЛСЕ до та після інтеграції джерел РГ та реалізації потенціалу АС, за рахунок аналізу графу системи енергопостачання та її елементів за кількісними показниками, що дало можливість визначити доцільність інтеграції джерел РГ у вузли системи на рівнях, що розглядаються, та відповідні параметри РГ.

2. Створено комплекс методик для оцінки енергоефективності систем енергопостачання за кількісними показниками енергоефективності, а також відповідні методики для оцінки ефективності ЛСЕ до та після впровадження заходів з енергозбереження, і до та після інтеграції джерел РГ, за рахунок ранжування показників енергоефективності за рівнями та зменшення обсягу аналізованої інформації, що дало можливість створити спрощену методику оцінки енергоефективності.

3. Запропоновано алгоритми вибору режимів живлення АС залежно від стану встановленого обладнання, що є складовою СК АС, яка дозволяє керувати функціонуванням будь-якого АС електроенергії, на основі сформованої загальної оптимізаційної задачі з вибору та узгодження режимів роботи АС, що дозволяє обирати режими роботи взаємодії СЕП із АС і РГ та може бути складовою СК АС та МАСК вищого рівня.

4. Комп'ютерне моделювання параметрів вітрового потоку при проходженні через концентратори у вигляді дифузора та конфузора за допомогою програмного комплексу Solid Works, дало змогу побудувати графіки залежності швидкості вітру в робочій зоні концентратора від геометричних параметрів концентратора й підтвердити їхню ефективність та на основі отриманих результатів запропонувати варіанти вітроенергетичних установок для використання в забудованому середовищі з можливістю встановлення на будівлі, що в свою чергу дає змогу розробляти інтегровані (комплексні) системи енергопостачання на їхній основі, що розширює можливості споживачів та дає змогу переводити їх в клас «активних».

5. Представлено результати розрахунків що були прийняті до використання НКРЕКП та ПАТ «Прикарпаттяобленерго». Використовуючи запропонований підхід з визначення параметрів та місць інтеграції РГ коефіцієнт ефективності системи розподілу збільшився на 3%; коефіцієнт ефективності системи розподілу електроенергії від *i-го* джерела енергії зріз на 5%; коефіцієнт забезпеченості споживача електроенергією збільшився на 18 %. Проведений розрахунок потенціалу впровадження АС в ЛСЕ показав, що вибір правильного режиму роботи АС дозволить зменшувати пікове навантаження в досліджуваному вузлі на 8-15%, залежно від сценаріїв поведінки споживачів та джерел РГ.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено науково-прикладну задачу підвищення енергоефективності ЛСЕ, яка наразі є актуальною. Суть отриманого рішення такої задачі полягає в інтеграції джерел РГ у мережу енергопостачання, підвищенні ефективності функціонування РГ, у тому числі й на основі НВДЕ, а також використанні потенціалу АС з метою оптимізації енергоспоживання та підвищення енергоефективності ЛСЕ, її елементів та СЕП. Основні результати роботи полягають у наступному:

1. Запропоновано методологічне забезпечення для оцінки ефективності системи енергопостачання й ефекту від інтеграції джерел РГ та АС, суть якого полягає в аналізі графу ЛСЕ та оцінці кожного елементу ЛСЕ за критеріями ефективності, що дозволяє попередньо оцінити СЕП та визначити потенційні місця приєднання джерел РГ до СЕП, а також оцінити ефекти від інтеграції джерел РГ та АС.

2. Узагальнення та аналіз режимів роботи окремого обладнання АС, АС у цілому, та варіантів взаємодії АС із ЛСЕ, дозволило вдосконалити алгоритми роботи СКН, та запропонувати моделі взаємодії АС із ЛСЕ, а також моделі взаємодії обладнання АС між собою. Підтверджено необхідність розробки відповідних СК, та запропоновано основні алгоритми таких систем.

3. Вдосконалено методологію синтезу алгоритмів функціонування нових елементів та ЛСЕ (мікромережі), за рахунок узгодження частинних технічних завдань їх алгоритмів функціонування, використання якої дає можливість більш ефективно здійснювати інформаційну інтеграцію та оптимізувати роботу ЛСЕ та взаємодію її обладнання на основі РГ та НВДЕ, а також взаємодію із СЕП.

4. Створено загальну модель АС та загальну модель СК, яка дозволяє описувати будь-якого АС електроенергії, а також сформовано загальну

оптимізаційну задачу з вибору та узгодження режимів роботи АС та вибору режимів роботи СЕП із АС і РГ, що дає можливість розробити відповідні методики та алгоритми функціонування СК.

5. Запропоновано моделі СК обладнанням АС, АС різних рівнів, об'єднанням АС, системою енергопостачання із АС, які дають можливість реалізувати ефективну взаємодію між АС та існуючою СЕП як у перехідний період, так і в інтелектуальній енергетичній системі.

6. Моделювання концентраторів вітрового потоку у вигляді дифузора та конфузора, а також їхніх комбінацій у програмному комплексі Solid Works дозволило підтвердити можливість використання низькопотенціальних вітрових потоків зі швидкостями менше 3 м/с, що дозволило запропонувати основні положення побудови ІСЕ на основі НВДЕ з концентраторами енергетичного потоку, що в свою чергу дозволить створювати ефективні ІСЕ з використанням саме тих енергетичних ресурсів, доступ до яких є в споживачів.

7. Використовуючи запропонований підхід з визначення параметрів та місць інтеграції РГ коефіцієнт ефективності системи розподілу збільшився на 3%; коефіцієнт ефективності системи розподілу електроенергії від *i-20* джерела енергії зріз на 5%; коефіцієнт забезпеченості споживача електроенергією збільшився на 18 %.

8. Проведений розрахунок потенціалу впровадження АС в ЛСЕ показав, що вибір правильного режиму роботи АС дозволить зменшувати пікове навантаження в досліджуваному вузлі на 8-15%, залежно від сценаріїв поведінки споживачів та джерел РГ.

9. У подальшому отримані результати планується використовувати при розв'язанні широкого кола різноманітних задач, пов'язаних із оптимізацією режимів ЛСЕ, визначенні найбільш оптимальних умов функціонування інтегрованих РГ та АС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими [Текст] / Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П. та ін.; За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
2. Денисюк С.П. Аналіз впливу нерівномірності споживання електроенергії [Текст] / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк // Східно-європейський журнал передових технологій. – 2013. – № 8(64). – С. 9–13.
3. Денисюк С.П. Оцінка ефективності сумісної роботи розосереджених джерел генерації електроенергії, включаючи відновлювальні, в електроенергетичних системах [Текст] / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк, Д.Г. Дерев'янку // Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського –2013. – №3(80). – С. 54–59.
4. Праховник А.В. Ефективне використання енергетичних ресурсів та концентрація потоку енергії низькопотенціальних джерел [Текст] / А. В. Праховник, Т.М. Базюк // Енергетика : економіка, технології, екологія : науковий журнал. – 2013. – № 1. – С. 39–46.
5. Денисюк С.П. Активний споживач електроенергії. Проблеми та перспективи його функціонування в Україні [Текст]/ С.П. Денисюк, Т.М. Базюк // Енергетика та електрифікація. – 2013. – №11. – С. 38–42.
6. Кириленко О.В. Інформаційне та нормативне забезпечення організації мультиагентного керування електроенергетичної системи із активним споживачем [Текст] / О.В. Кириленко, С.П. Денисюк, С.Є. Танкевич, Т. М. Базюк // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. – 2016. – № 1. – С. 29–34.
7. Базюк Т.М. Підвищення ефективності інтеграції розосереджених джерел

- енергії в мережах систем електропостачання [Текст] / Т.М. Базюк // Зб. пр. Ін-ту електродинаміки. Спец. вип. – 2012. – С. 98–102.
8. Базюк Т.М. Системна інтеграція джерел розосередженої генерації в мережах із активним споживачем [Текст] / Т.М. Базюк // Зб. пр. Ін-ту електродинаміки. Спец. вип. – 2013. – С. 136–143.
 9. Денисюк С.П. Оптимальний відбір потужності в системах електропостачання [Текст] / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк // Енергетика : економіка, технології, екологія. – 2013. – № 2. – С. 50–57.
 10. Базюк Т.М. Особливості оцінки енергетичного потенціалу та зміни енергетичного балансу регіону [Текст] / Т.М. Базюк // Спецвипуск журналу "Енергетика: економіка, екологія, технології". – 2013. – С. 17–23.
 11. Базюк Т.М. Оптимізація інформаційних потоків при визначенні показників енергоефективності на підприємстві [Текст] / Т.М. Базюк, О.М. Огієвич // Енергетика : економіка, технології, екологія. – 2014. – № 2(36). – С. 129–135.
 12. Денисюк С.П. Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах [Текст] / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 3. – С. 75–79.
 13. Базюк Т.М. Оптимізація режимів споживання активним споживачем електричної енергії з мережі [Текст] / Т.М. Базюк, І.В. Притискач // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 1. – С. 95–100.
 14. Денисюк С.П. Аналіз впливу джерел розосередженої генерації на електромережу та особливості побудови віртуальних електростанцій [Текст] / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк // Електрифікація транспорту. – 2012. – № 4. – С. 23–29.
 15. Денисюк С.П. Використання відновлювальних джерел енергії в місті [Текст] / Т.М. Базюк, С.П. Денисюк // Журнал "Екологія плюс". – 2013. – № 2 (35). – С. 4–7.
 16. Ранжування показників енергоефективності для побудови інтегрованих

- систем енергопостачання [Текст]/ Т.М. Базюк, Ю.М. Чернуха // Зб. праць конференції «Енергетика. Екологія. Людина.» – 2013. – С. 357–367. Режим доступу до журналу: <http://en.iee.kpi.ua/files/2013/konference2013.pdf>
17. Sergii Denysiuk. Algorithms For Optimal Mode Selection Of Energy Prosumer [Текст] / Sergii Denysiuk, Taras Baziuk // Conference Proceedings [2014 IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems] (June 2-6, 2014, Kyiv, Ukraine), p. 171–177. Режим доступу до журналу: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6874174/?reload=true> (**Scopus**)
18. Базюк Т.М. Застосування показників енергоефективності для побудови інтегрованих систем енергопостачання [Текст] Зб. праць конференції [«Енергозбереження на залізничному транспорті та в промисловості» (6-7 червня 2013 р., смт. Жденієво, Закарпатської обл.) / Т.М. Базюк, Ю.М Чернуха / ДНУЗТ –2013. – С. 6.
19. Базюк Т.М. Мікромережі як альтернативний підхід до системної інтеграції джерел розосередженої генерації та активного споживача [Текст] Зб. праць конференції [«Сучасні проблеми систем електропостачання промислових та побутових об'єктів» (2013 р., м. Донецьк)] / Т.М. Базюк, Д.С. Трохимчук / – С. 154.
20. Денисюк С.П. Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах [Текст] Зб. праць конференції [«Оптимальне керування електроустановками» (жовтня 2013, м. Вінниця)] / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк / – ВНТУ – 2013. – С. 36.
21. Денисюк С.П. Класифікація активних споживачів відповідно до ступеня їх залученості та наявного потенціалу [Текст] Зб. праць конференції [«Енергозбереження на залізничному транспорті та в промисловості»] (11-14 червня 2014 р. смт. Воловець, Закарпатської обл.) / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк, В.П. Опришко / –2014. – С. 55–56.
22. Кириленко О.В. Особливості функціонування активних споживачів електроенергії при клієнтоорієнтованому підході [Текст] Зб. праць конф.

- [«Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2015)», (14-15 жовтня 2015 р., м. Вінниця) / О.В. Кириленко, С.П. Денисюк, С.Є. Танкевич, Т.М. Базюк / ВНТУ .– 2015.– С.78–79.
23. Кириленко О.В. Інформаційне та нормативне забезпечення організації мультиагентного керування електроенергетичної системи із активним споживачем [Текст] / Зб. праць конф. [«Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2015)», (14-15 жовтня 2015 р., м. Вінниця) / О.В. Кириленко, С.П. Денисюк, С.Є. Танкевич, Т.М. Базюк / ВНТУ .– 2015.– С. 24–26.
24. Бориченко О.В. Система показників для оцінювання енергетичної ефективності в системі енергетичного менеджменту [Текст] : Зб. тез допов. міжнар. наук.-практ. конф. [«Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2015»], (19–21 травня 2015 р., м. Київ) / О.В. Бориченко, Т.М. Базюк, В.А. Вишняков, Я.В. Рибінська / НТУУ «КПІ». – 2015. С. 23-24. Режим доступу до журн.: http://pems.kpi.ua/thesis/PEMS_2015/
25. Базюк Т.М. Дослідження можливостей підвищення ефективності вітроенергетичних установок різної потужності [Текст] Зб. праць конференції ["Енергетика. Екологія. Людина."] (травень 2015, м. Київ) /Т.М. Базюк, Д.С. Горенко /– НТУУ «КПІ» – 2015р.
26. Бориченко О.В. Система показників для оцінювання енергетичної ефективності[Текст]: Зб. тез допов. міжнар. наук.-практ. конф. [«Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2016»], (30 травня–1 червня 2016 р., м. Київ)/ О.В. Бориченко, Т.М. Базюк, В.А. Вишняков, Я.В. Рибінська / – НТУУ «КПІ» 2016.С. 64-65. Режим доступу до журн.: http://pems.kpi.ua/thesis/PEMS_2016/
27. Михайлів М.І. Основні положення влаштування дахових вітроенергетичних установок [Текст] Матеріали міжнародної науково-технічної конференції [«Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи»],(м. Івано-

- Франківськ, 2009 р.) / М.І. Михайлів, Т.М. Базюк, І.М. Михайлів/ – ІФНТУНГ– 2009 р.
28. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы: Под общ. Ред. Акад. НАН Украины А.В. Кириленко / Институт электродинамики НАН Украины. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.
 29. EPRI's IntelliGridSM initiative. [Electronic resource] – Mode of ccess: <http://intelligrid.epri.com>
 30. The Modern Grid Initiative Version 2.0., Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007. [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.net1.doe.gov/smartgrid/>
 31. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Технічна електродинаміка .- 2010. - №6 . – С.44-50.
 32. Іншеков Є.М. Класифікація завдань енергетики сталого розвитку та шляхи їх вирішення [Текст] / Є.М. Іншеков // Промелектро / Інформаційний збірник. – К. : ДІА, 2010. – № 2. – С. 45–50.
 33. Праховник А.В. Від керування електроспоживання до енергетики сталого розвитку [Текст] / А.В. Праховник // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». – К., 2010. – № 19. – С. 100–121.
 34. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.
 35. European Smart Grids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity. – 2006, 44 p. [Electronic resource] – Mode of access: ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf
 36. The National Energy Technology Laboratory: A vision for the Modern Grid, March 2007.

37. Smart Power Grids – Talking about a Revolution // IEEE Emerging Technology portal, 2009.
38. World Energy Outlook 2009. – International Energy Agency (IEA), Paris, 2009.
39. European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit European Communities: «European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the future». – European Communities, 2006. – 44 p.
40. Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration [Текст] / Angelo L’Abbate, Gianluca Fulli, Fred Starr, Stathis D. Peteves. – Luxembourg : Office for Official Publications of the European Communities, 2008. – 90 p.
41. Demand Response and Smart Metering Policy Actions Since the Energy Policy Act of 2005: A Summary for State Officials // Prepared by the U.S. Demand Response Coordinating Committee for The National Council on Electricity Policy, 2008.
42. IEEE Smart Grid. Smart Grid: A Smart Idea For America? <http://smartgrid.ieee.org/highlighted-papers/493-smart-grid-a-smart-idea-foramerica>
43. Smart Grid System Report. U.S. Department of Energy. - July, 2009.
44. National Energy Board. Canada’s Energy Future. Infrastructure changes and challenges to 2020. <http://www.neb.gc.ca/clfnsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/nrgyfr/2009/nfrstrctrchngchllng2010/nfrstrctrchngchllng2010-eng.pdf>
45. Wong J. Toronto’s Smart Grid Research Priorities. July 23, 2010 http://www.bcit.ca/files/appliedresearch/pdf/torontohydro_utilities.pdf
46. Кобец Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid [Текст] / В.В. Кобец, И.О. Волкова. – М. : ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
47. Бушуев В.В. Электроэнергетика требует «умного» управления // ЭКО. 2011. № 4. С. 4-26.
48. Интеллектуальные сети: российский взгляд // Энергоэксперт. - № 4. – 2009

49. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Smart Grid: концептуальные положения // Энергорынок. – март 2010. - № 03 (75).
50. Волкова И.О. Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации / Волкова И.О., Губко М.В., Сальникова Е.А. // Проблемы управления/Control Sciences. – 2013. – № 6. – С.53-61.
51. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. [Электронный ресурс]. 2012. URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf (Дата обращения: 02.02.2016).
52. DOE USA. Smart Grid: an introduction. www.oe.energy.gov/DOE_SG_Book_Single_Pages.pdf.
53. European Technology Platform SmartGrids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. April, 2010.
54. Shahidehpour M Smart Grid: A New Paradigm for Power Delivery// IEEE Bucharest Power Tech, Bucharest, Romania, June 28 – July 2, 2009
55. Tony Flick, Justin Morehouse Securing the Smart Grid: Next Generation Power Grid Security: Syngress, 2011. – 320 p.
56. Вариводов В.Н. Интеллектуальные электроэнергетические системы [Текст] / В.Н. Вариводов, Ю.А. Коваленко // Электричество. – М., 2011. – № 9. – С. 4–9.
57. Перетворювачі параметрів електроенергії в Smart системах енергетики [Текст] / О.В. Кириленко, Ю.І. Якименко, В.Я. Жуйков, С.П. Денисюк // Праці Інституту електродинаміки НАН України / Зб. наук. праць. – К. : Інститут електродинаміки НАН України, 2010. – Спецвип. – С. 17–23.
58. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України [Текст] / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.Г. Баталов, С.П. Денисюк // Праці Інституту електродинаміки НАН України / Зб. наук. праць. – К. : Інститут електродинаміки НАН України, 2011. – Спецвип. Ч. 1. – С. 20–31.

59. Воропай, Н.И. Предпосылки и перспективы развития распределенной генерации в электроэнергетических системах // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. Сб. докл. Всерос. н.-т. конф. Благовещенск, октябрь 5-7, 2005.
60. Стычинский, З.А. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика / З.А. Стычинский, Н.И. Воропай. - МАФО, 2010. – 211 с
61. Волков Э.П. Развитие Единой национальной электрической сети России // Известия академии наук. Энергетика, 2012, №5.
62. Агроскин В. Распределённая генерация, перспективы и проблемы [Электронный ресурс] / В. Агроскин // ЭСКО / Электронный журнал энергосервисной компании «Экологічні системи». – 2003. – № 7 (19). – Режим доступа до журн. : http://esco-ecosys.narod.ru/2003_7
63. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников [Текст] / Н.М. Мхитарян. – К.: Наукова думка, 1999. – 320 с.
64. Кудря С.О. Вступ до спеціальності. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії [Электронный ресурс] : курс лекцій / С.О. Кудря, В.І. Будько ; НТУУ «КПІ»; відп. ред. В. М. Кириленко. – Електронні текстові дані (1 файл: 3,13 Мбайт). – К. : НТУУ «КПІ», 2013. – 387 с.– Назва з екрана.
65. Комплексное использование энергии возобновляемых источников [Текст] / Н.М. Мхитарян, С.О. Кудря, Л.В. Яценко [и др.] // Альтернативная энергетика и экология. – К., 2013. – № 17. – С. 15–22.
66. Девтерева Т.В. Денисенко Григорий Иванович – жизнь отданная людям. К 90-летию со дня рождения [Электронный ресурс] / Т.В. Девтерева. – Режим доступа : <http://kpi.ua/ru/denysenko-foto#sthash.XZZ0dgF5.dpuf>.
67. Кирилин В.А. Энергетика сегодня и завтра [Текст] / В.А. Кирилин. – М. : Педагогика, 1983. – 128 с.
68. Современные проблемы энергетики [Текст] / Д.Г. Жимерин, М.А. Стырикович, А.А. Бесчинский [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 229 с.

69. Троицкий В.С. Размышление об энергетике будущего [Текст] / В.С. Троицкий. – М. : Энергия, 1984. – № 9. – С. 31–35.
70. Васильев Ю.С. Экология использования возобновляющихся энергоисточников [Текст] / Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. – Л. : Изд-во ЛГУ, 1991. – 342 с.
71. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах [Текст] / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.А. Ковальчук, В.О. Хоменко // Вісник Чернігівського держ. технологічного ун-ту. – Чернігів, 2011. – № 1. – С. 104–108.
72. Лежнюк П.Д. Оптимізація режиму розподільних електричних мереж з розосередженими джерелами електроенергії [Текст] / П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, В.В. Кулик // Наукові праці Донецького національного технічного ун-ту. Серія «Електротехніка і енергетика». – Донецьк, 2011.– № 11 (186). – С. 250–254.
73. Обрезков В.И. Введение в специальность. Возобновляемые нетрадиционные источники электроэнергии [Текст] / В.И. Обрезков. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 303 с.
74. Кривцов В.С. Неисчерпаемая энергия. Кн. 3. Альтернативная энергетика [Текст] / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Х. : Нац. аэрокосм. ун-т «ХАИ», 2005. – 600 с.
75. Берковский Б.М. Возобновляемые источники энергии на службе человека [Текст] / Б.М. Берковский, В.А. Кузьминов. – М. : Наука, 1987. – 125 с.
76. Денисенко Г.И. Возобновляемые источники энергии [Текст] / Г.И. Денисенко. – К. : Вища школа, 1983. – 168 с.
77. Непорожный П.С. Введение в специальность. Гидроэнергетика [Текст] / П.С. Непорожный, В.И. Обрезков. – М. : Энергоиздат, 1982. – 303 с.
78. Кузьмин И.И. Прогноз энергобаланса планеты [Текст] / И.И. Кузьмин, А.Я. Столеревский // Энергетика, экономика, экология. – 1984. – № 11. – С. 30–43.

79. Матвеев Ю. Китайська енергетика з відновлюваних джерел [Текст] / Ю. Матвеев // Зелена енергетика. – 2002. – № 4 (8). – С. 14–16.
80. Langcak P. Getting a Clear View: Strategic Perspectives for Renewable Energy Companies. — Renewable Energy World. — March-April, 2003. — PP. 29–37.
81. Martinot E., McDoom O. Promoting Energy Efficiency and Renewable Energy: GEF Climate Change Projects and Impacts. — October 1999. — Pre-Publication Draft, Global Environment Facility. — 1999.
82. Смирнов А.В., Антонович Д.В., Егоров А.Е. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии — приоритетное направление в развитии автономной энергетики // Инж. системы. АВОК. — Северо-Запад. — 2002. — № 2(6) . — С. 26–29.
83. IEA, Energy to 2050 — Scenarios for a Sustainable Future. — International Energy Agency(IEA), Paris, France, 2003. — 145 p.
84. Рабинович М.Д. Экспериментальные системы автономного энергоснабжения с комплексным использованием возобновляемых источников энергии // Праці ін-ту електродинаміки НАН України. Електродинаміка.: Зб. наук. пр. — Київ.: ІЕД НАН України, 2000. — С. 185–193.
85. Фиалко Н.М. Когенерационные технологии и повышение эффективности использования топлива в энергетическом оборудовании // Первая в Украине Международная конференция “Когенерация в промышленности и коммунальной энергетике” 18–20 октября, Киев 2004, Украина. — С. 263–264.
86. Денисова А.Е. Оптимизация угла наклона плоского коллектора гелиосистемы теплоснабжения для условий Украины // Труды Одесского политехнического университета. — 1997. — Вып. 1 . — С. 206–209.
87. Norton B. Solar Energy Thermal Technology // Springer-Verlag. London, 1991. — P. 2–9.

88. ESTIF, A Solar Thermal Strategy: Sun in Action II, Renewable Energy World. — July-August, 2003. — PP. 200–209.
89. Магда Я. Геотермальные ресурсы: возможности использования в Украине // Энергетическая политика Украины. — 2004. — № 4. — С. 23–30.
90. Баласанян Г.А. Интегрированная система энергоснабжения с геотермальным источником тепла // Тр. Одес. политехн. ун-та. — Одесса, 2006. — Вып. 2(26). — С. 83–87.
91. Баласанян Г.А. Интегрированные системы энергоснабжения на базе установок когенерации и альтернативных источников тепла // Матер. I Всеукраїнської науково-технічної конференції «Енергосбереження в промисловості України», 25-56 квітня, 2007 р. м. Київ, Україна. — С. 27–28.
92. Долинский А.А., Шурчков А.В., Резакова Т.А. Геотермальные когенерационные установки для автономного электро- и теплоснабжения // Пром. теплотехника. — 2004. — Т. 21, № 3. — С. 62–67.
93. Долинский А.А., Шурчков А.В., Резакова Т.А., Горохов М.И. Когенерационная установка на основе геотермальных энергоносителей // Пром. теплотехника. — 2005. — Т.27. — №1. — С. 36–39.
94. Henderson H.I. Implications of Measured Commercial Building Loads on Geothermal System Sizing. — ASHRAE Transactions 105, SE-99-20-02, 1999. — 105 p.
95. Kavanaugh P.K., Rafferty, K. Ground-source Heat Pumps – Design of Geothermal Systems For Commercial and Institutional Buildings. — American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, USA, 1997. — P. 22–32.
96. Lund J.W. et al. Geothermal (Ground-Source) Heat Pumps – A World Overview, edited and updated version of the article from Renewable Energy World (July-

- Aug, 2003, Vol. 6, No. 4), Geo-Heat Center (GHC) Quarterly Bulletin. — Vol. 25, No. 3, ISSN 0276-1084. — September, 2004. — 10 p.
97. NRCan, Commercial Earth Energy Systems: A Buyer's Guide, Natural Resources Canada's Renewable and Electrical Energy Division. — ISBN 0-662-32808-6. — Cat. No. M92-251/2002E, Ottawa, ON, Canada, 2002. — 99 p.
98. Закиров Д. Г. Состояние и перспективы использования низкопотенциальной теплоты с помощью тепловых насосов // Промышленная энергетика. — 2004. — № 7. — С. 4–7.
99. Kavanaugh P.K., Rafferty, K. Ground-source Heat Pumps – Design of Geothermal Systems For Commercial and Institutional Buildings. — American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, USA, 1997. — P. 22–32.
100. Lund J.W. et al. Geothermal (Ground-Source) Heat Pumps – A World Overview, edited and updated version of the article from Renewable Energy World (July-Aug, 2003, Vol. 6, No. 4), Geo-Heat Center (GHC) Quarterly Bulletin. — Vol. 25, No. 3, ISSN 0276-1084. — September, 2004. — 10 p.
101. Khan M.H., and Spitler J.D. Performance analysis of a residential ground source heat pump system with antifreeze solution. — School of Mechanical and Aerospace Engineering, Oklahoma State University, Stillwater, Oklahoma, USA. — 10 p.
102. Накорчевский А.И., Басок Б.И., Беляева Т.Г. Проблемы грунтового аккумулирования теплоты и методы их решения // Пром. теплотехника. — 2003. — Т. 25, № 3. — С. 42–50.
103. Дубовський С.В. Сучасний стан та перспективи розвитку комбінованого виробництва електричної і теплової енергії на Україні // Первая в Украине Международная конференция “Когенерация в промышленности и коммунальной энергетике” 18–20 октября, Киев 2004, Украина. — С. 200–202.

104. Дубовський С.В. Енергоекономічний аналіз сполучених систем генерації електричної енергії і теплоти [Текст] / С. В. Дубовський ; НАН України, Ін-т заг. енергетики. - Київ : Наукова думка, 2014. - 181, [1] с. : рис., табл. - - Бібліогр.: с. 172-179. - 300 экз. - ISBN 978-966-00-1447-3
105. Любчик Г.М., Варламов Г.Б., Маляренко В.А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії. — Київ: ІВЦ „Політехніка”, 2003. — 232 с.
106. Ефективність перспективних інтегрованих систем енергозабезпечення на базі установок когенерації малої потужності (теоретичні основи, аналіз, оптимізація) [Текст] : автореф. дис... д-ра техн. наук: 05.14.06 / Баласанян Геннадій Альбертович ; Одеський національний політехнічний ун-т. - О., 2007. - 36 с.
107. Ханик Я., Станіславчук О., Білецька Л. Нові технологічні процеси – шлях до енергозбереження і захисту довкілля // Проблеми економії енергії: Збірник матеріалів IV Міжнар. конф. — Львів: Видавництво Національного університету „Львівська політехніка”. — 2003. — С. 114–119.
108. Баласанян Г.А. Интегрированные системы энергоснабжения на базе установок когенерации и альтернативных источников тепла // Матер. І Всеукраїнської науково-технічної конференції «Енергосбережение в промышленности Украины», 25-56 квітня, 2007 р. м. Київ, Україна. С. 27–28.
109. Андриющенко А.И., Семенов Б.А. Система показателей для оценки топливной эффективности эксплуатационных режимов ТЭЦ // Пром. теплотехника. — 2005. — № 12. — С. 2–7.
110. Долинський А.А., Базеев Е.Т., Дюков В.А., Диденко В.М. К методике оценки эффективности комбинированного производства теплоты и электроэнергии // Первая в Украине Международная конференция “Когенерация в промышленности и коммунальной энергетике”, 18–20 октября, Киев 2004, Украина. — С. 193–194.

111. Долинский А.А., Басок Б.И., Коломейко Д.А. Эксергетический анализ когенерационных объектов малой энергетики // Четвертая Международная конференция “Проблемы промышленной теплотехники”, 26–30 сентября, Киев 2005, Украина. — С. 73–74.
112. Бальзанников М.И. Направления совершенствования конструкций ветроэнергетических агрегатов // Энергетическое строительство. - 1994. - №10
113. Волкова, И.О. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике / И.О. Волкова, Д.Г. Шувалова, Е.А. Сальникова // Академия энергетике. – 2011. - №2 [40]. – С.50-57.
114. IEEE standard for interconnecting Distributed resources with Electric Power Systems, IEEE 1547. 2003.
115. Закон України «Про енергозбереження»: № 74/94 від 1.07.94 р. // Закони України. — Київ, 1997. — Т.7. — С. 281–291.
116. Закон України «Про пріоритетні напрямки розвитку науки і техніки»: № 2623 — III від 11.07.2001 р. // Закони України. — Київ, 2001.
117. Закон України «Про електроенергетику»: №575/97-вр. від 16.10.1997. Редакція від 16.07.2015 р. [Електронний ресурс]: Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80/ed20150716>
118. Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»: №663-VII від 24.10.2013 р. [Електронний ресурс]: Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/663-18/page>
119. Маляренко В.А. Энергетика і навколишнє середовище [Текст] : монографія / В.А. Маляренко. – Х. : САГА, 2008. – 364 с.
120. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии [Текст] / Дж. Твайделл, А. Уэйр ; пер. с англ., под ред. В.А. Коробкова. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.

121. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах электроснабжения [Текст]/ А.В. Праховник – К.:Освіта України, 2007. – 464.
122. Баласанян Г.А. Согласование электрических и тепловых нагрузок интегрированных систем энергоснабжения на базе установок когенерации и альтернативных источников тепла // Холодильна техніка і технологія. — Одесса, 2007. — Вып. 2. — С. 43–47.
123. Баласанян Г.А., Мазуренко А.С. Использование аккумулирования тепла при согласовании графиков тепловой и электрической нагрузок когенерационных установок // Інтегровані технології та енергозбереження. — 2005. — № 3. — С. 53–58.
124. Баласанян Г.А. Эффективность интегрированной системы энергоснабжения на базе когенерационной установки и теплового насоса // Новини енергетики. — 2006. — № 2. — С. 29–33.
125. Долинский А.А., Накорчевский А.И. Основные положения проекта “Когенерация – аккумулярование – тепловые насосы” (Использование летней теплоты когенерационных ТЭС для теплоснабжения в отопительный сезон) // Пром. теплотехника. — 2006. — № 4. — С. 72–79.
126. Баласанян Г.А. Интегрированная система энергоснабжения с геотермальным источником тепла // Тр. Одес. политехн. ун-та. — Одесса, 2006. — Вып. 2(26). — С. 83–87.
127. Лежнюк П.Д. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах [Текст] / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.А. Ковальчук, В.О. Хоменко // Вісник Чернігівського держ. технологічного ун-ту. – Чернігів, – 2011. – №1. – С. 104–108.
128. Лежнюк П.Д. Оптимізація режиму розподільних електричних мереж з розосередженими джерелами електроенергії [Текст] / П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, В.В. Кулик // Наукові праці Донецького національного

- технічного ун-ту. Серія «Електротехніка і енергетика». – Донецьк, 2011.– № 11 (186). – С. 250–254.
129. Губко М.В. Модель поведения активного потребителя для мультиагентной системы управления спросом / Сборник трудов Всероссийской мультikonференции по проблемам управления, // г. Геленджик, Геленджик. 30 сентября-5 октября, С. 139-143
130. Потоки энергии и эксергии. Е.И. Янтовский –М. –«Наука» – 1988. – 144с.
131. Обоскалов В.П., Паниковская Т.Ю. Управление энергопотреблением в конкурентном рынке электроэнергии <http://www.sei.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S4-14r.pdf>
132. Згуровець О.В. Эффективные методы управления потреблением электрической энергии. / О.В. Згуровець, Г.П. Костенко // Проблеми загальної енергетики. –№16, – 2007. Режим доступа: http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/3094/200716_St_11.pdf?sequence=1
133. Агунов М.В., Агунов А.В., Вербова Н.М. Новый подход к измерению электрической мощности // Пром. энергетика. – 2004. – № 2. – С. 30–33.
134. Баланс энергии установившихся режимов цепей несинусоидального тока и напряжения // В.Е. Тонкаль, В.Я. Жуйков, С.П. Денисюк и др. // Докл. АН УССР. Сер. А. – 1987. – № 7. – С. 71–74.
135. Бородин Д. В. Средства измерительной техники для измерения показателей качества электрической энергии // Электроэнергетика. –2008. –№1. –С. 30–35.
136. Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринев Е.П. Снижение коммерческих потерь в электрических системах // Электрические станции. – 1998. – № 9.
137. Вагин Г.Я., Иванов В.Б., Смирнов С.А. Влияние высших гармоник тока и напряжения на погрешность электросчетчиков // Пром. Энерг. – 1976. – №4.
138. Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами. –К.: [Текст], 2010.– 264 с.
139. Тонкаль В.Е., Новосельцев А.В., Денисюк С.П. та ін.. Баланс энергий в електрических цепях. – Київ. Наукова думка. – 1992. с. 310.

140. Бушуев В.В. Сценарии развития мировой энергетики в 2010-2050 гг. // Международный форум «ТЭК России в XXI веке», Москва, 8 апреля 2010 г.
141. Управління енерговикористанням: Збірник доповідей / Під ред. А.В. Праховника. – Київ: 2002. – 565 с.
142. Klöckl B. On the properties of stochastic power sources in combination with local energy storage [Текст] / B. Klöckl, P. Stricker, G. Koeppel // Cigré Symposium on Power Systems with Dispersed Generation, 13–16 April 2005, Athens.
143. Кудря С.О. Вступ до спеціальності. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії [Електронний ресурс] : курс лекцій / С.О. Кудря, В.І. Будько ; НТУУ «КПІ»; відп. ред. В. М. Кириленко. – Електронні текстові дані (1 файл: 3,13 Мбайт). – К. : НТУУ «КПІ», 2013. – 387 с.– Назва з екрана.
144. Троицкий В.С. Размышление об энергетике будущего [Текст] / В.С. Троицкий. – М. : Энергия, 1984. – № 9. – С. 31–35.
145. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах [Текст] / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.А. Ковальчук, В.О. Хоменко // Вісник Чернігівського держ. технологічного ун-ту. – Чернігів, 2011. – № 1. – С. 104–108.
146. Билека Б.Д., Гаркуша Л.К., Кабков В.Я. Принцип формирования и выбора схем и оборудования когенерационных установок для коммунальной энергетики // Четвертая Международная конф. “Проблемы промышленной теплотехники” 26–30 сентября, Киев 2005, Украина. — С. 23–24.
147. Shandurkova, B. A. Bremdal, R. Bacher, S. Ottesen Andreas Nilsen. A Prosumer Oriented Energy Market. Developments and future outlooks for Smart Grid oriented energy markets, NCE Smart Energy Markets, Halden, 2012.
148. *Стогній Б.С.* Сталий розвиток енергетики та інтелектуальні енергетичні системи // Пр. Ін.-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр: Спец. випуск. – 2010. – С. 6–9.

149. E. M. Davidson, S. D. J. McArthur, J. R. McDonald, T. Cumming, and I. Watt, “Applying multi-agent system technology in practice: Automated management and analysis of SCADA and digital fault recorder data,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 559–567, May 2006.
150. S. D. J. McArthur, S. M. Strachan, and G. Jahn, “The design of a multiagent transformer condition monitoring system,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 4, pp. 1845–1852, Nov. 2004.
151. T. Nagata and H. Sasaki, “A multi-agent approach to power system restoration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 2, pp. 457–462, May 2002.
152. S. E. Widergren, J. M. Roop, R. T. Guttromson, and Z. Huang, “Simulating the dynamic coupling of market and physical system operations,” in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting*, 2004, Jun. 2004, pp. 748–753.
153. A. L. Dimeas and N. D. Hatziargyriou, “Operation of a multi-agent system for microgrid control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1447–1455, 2005.
154. D. P. Buse, P. Sun, Q. H. Wu, and J. Fitch, “Agent-based substation automation,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 1, no. 2, pp. 50–55, 2003.
155. M. Wooldridge, G. Weiss, Ed., “Intelligent Agents,” in *Multi-agent Systems*. Cambridge, MA: MIT Press, Apr. 1999, pp. 3–51.
156. Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), 2007. [Online].
157. T. Wittig, N. R. Jennings, and E. M. Mandan, “ARCHON—A framework for intelligent co-operations,” *IEE-BCS J. Intell. Syst. Eng.*, № 3, pp. 168–179, 1994.
158. S. Sheng, K. K. Li, W. L. Chan, Z. Xiangjun, and D. Xianzhong, “Agent-based self-healing protection system,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 2, pp. 610–618, Apr. 2006.
159. Лукашов Г.А. Методические подходы к оценке энергетического потенциала региона / Г.А. Лукашов // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*. – 2011. – №2. – С.347-354.
160. Лаженцев В.Н., Дмитриева Т.Е. Природно-ресурсный потенциал как объект комплексных региональных исследований. – Сыктывкар, 2001. – 52 с.

161. Бушуев В.В. Энергетический потенциал и устойчивое развитие. – Москва: ИАЦ Энергия, 2006.– 386 с.
162. Ишаев В.И. Энергетический потенциал российского Дальнего Востока в стратегии национальной безопасности Российской Федерации. – Москва: Индрик, 2008. – 240 с.
163. Енергетичний потенціал України. Дослідження. – Київ: Центр соціальних досліджень «Софія», . –2007.– 49 с.
164. Автоматизированное проектирование электронных схем [Текст] / Ю. М. Калниболотский, К. С. Сундучков, А. И. Солодовник. - К. : Техніка, 1987. - 302 с. : табл., рис. - Библиогр.: с. 291-299 (165 назв.).
165. Калниболотский Ю.М., Рысин В.С. Проектирование электронных схем // Киев.: – Техника. – 1976. –144с.
166. К. Gertis. Стекланные двойные фасады. Имеют ли смысл, с точки зрения строительной физики, новые разработки фасадов? (начало) / К. Gertis // «АВОК».– №7.– 2003.– С.10-17
167. К. Gertis. Стекланные двойные фасады. Имеют ли смысл, с точки зрения строительной физики, новые разработки фасадов? (продолжение) / К. Gertis // «АВОК».– №8.– 2003.– С.22-31
168. К. Gertis. Стекланные двойные фасады. Имеют ли смысл, с точки зрения строительной физики, новые разработки фасадов? (окончание) / К. Gertis // «АВОК».– №8.– 2003.– С.20-23
- 169.** Табунщиков Ю.А. Аэродинамика высотных зданий / Ю.А. Табунщиков, Н.В. Шилкин // Наукoвий журнал “АВОК”. – М. – 2004. –№8. – С.14-23
Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2662
170. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.
171. Andrew Keane, Mark O’Malley “Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks”, ISSN 2074-2630.

172. N. S. Rau and Y.-H. Wan, Optimum location of resources in distributed planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.
173. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, "Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization", IEEE, 2011.
174. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison "Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation" IEEE Transactions on Power Systems, vol.26,no.1,pp.252-260, 2011.
175. Nikhil K. Ardeshta, Badrul H. Chowdhury, "Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation", IEEE, pp. 1-8, 2010.
176. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011.– С. 48–55.
177. Pareto V. Cours d'economie politique [Text] / V. Pareto. – Lausanne : Lausanne Rouge, 1896. – 430 p.
178. Экспертные оценки и их применение в энергетике [Текст] / И.С. Вартазаров, И.Г. Горлов, Е.В. Минаев, Р.М. Хвастунов ; под ред. Р.М. Хвастунова. – М. : Энергоиздат, 1981. – 185 с.
179. Козирський В.В. Ефективність роботи фотоелектричних перетворювачів як елементів smart-grid систем [Електронний ресурс] / В.В. Козирський, О.В. Гай, О.А. Велігорський // Енергетика і автоматика / Електронне наукове фахове видання. – К., 2012. – № 4. – Режим доступу до журн.: http://www.nbu.gov.ua/e-journals/eia/2012_4/12bvibva.pdf
180. Бурков В. Н., Губко М. В., Новиков Д. А. Организационные механизмы управления в электроэнергетике / Управление развитием крупномасштабных систем [под ред. А.Д. Цвиркуна]. - М.: Издательство физико-математической литературы, 2012. С. 261-278.

ДОДАТОК Б

Таблиця Б1. Режими взаємодії активного споживача з ЛСЕ

| ГРУПА 1: НОРМАЛЬНІ РЕЖИМИ | | | | | | | | | | |
|---------------------------|--|----------------------------------|-----------------------|----------------|----|-----|------------------|-----------------|--|---|
| № з/П | Баланс потужностей | Примітка | Режим роботи елемента | | | № | Режими роботи АС | | Баланс потужностей АС | Примітка |
| | | | Г ₁ | Н ₁ | АС | | Г _{АС} | Н _{АС} | | |
| 1 | $P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С + P_{АС}^Г = 0$ | 2Г-1Н | Г | С | Г | I | Г | В | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г)$ | $P_{генерации} > 0; P_{споживання} = 0$ |
| | | | | | | II | Г | С | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г) - P(Н_{АС}^С)$ | $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |
| 2 | $P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С + P_{АС}^С = 0$ | 1Г-2Н | Г | С | С | III | Г | С | $P_{АС}^С = P(Г_{АС}^Г) - P(Н_{АС}^С)$ | $P_{спож.} > P_{ген.} > 0$ |
| | | | | | | IV | В | С | $P_{АС}^С = P(Н_{АС}^С)$ | $P_{ген.} = 0; P_{спож.} > 0$ |
| | | | | | | V | С | С | $P_{АС}^С = P(Г_{АС}^С) + P(Н_{АС}^С)$ | $P_{спож.} = P(Г_{АС}^С) + P(Н_{АС}^С) > 0$ |
| 3 | 1) $P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С = 0;$ 2) В* | 1Г-1Н; В* - автономний режим АС. | Г | С | В* | I | Г | В | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г)$ | $P_{генерации} > 0; P_{споживання} = 0$ |
| | | | | | | II | Г | С | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г) - P(Н_{АС}^С)$ | $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |
| | | | | | | III | Г | С | $P_{АС}^С = P(Г_{АС}^Г) - P(Н_{АС}^С)$ | $P_{спож.} > P_{ген.} > 0$ |
| | | | | | | VI | Г | С | $P(Г_{АС}^Г) = P(Н_{АС}^С)$ | $P_{ген.} = P_{спож.}$ |
| 5 | $P_{Г1}^Г + P_{АС}^С = 0$ | 1Г-1Н | Г | В | С | III | Г | С | $P_{АС}^С = P(Г_{АС}^Г) - P(Н_{АС}^С)$ | $P_{спож.} > P_{ген.} > 0$ |
| | | | | | | IV | В | С | $P_{АС}^С = P(Н_{АС}^С)$ | $P_{ген.} = 0; P_{спож.} > 0$ |
| | | | | | | V | С | С | $P_{АС}^С = P(Г_{АС}^С) + P(Н_{АС}^С)$ | $P_{спож.} = P(Г_{АС}^С) + P(Н_{АС}^С) > 0$ |
| 7 | $P_{АС}^Г + P_{Г1}^С + P_{Н1}^С = 0$ | 1Г-2Н | С | С | Г | I | Г | В | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г)$ | $P_{генерации} > 0; P_{споживання} = 0$ |
| | | | | | | II | Г | С | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г) - P(Н_{АС}^С)$ | $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |
| 10 | $P_{АС}^Г + P_{Г1}^С = 0$ | 1Г-1Н | С | В | Г | I | Г | В | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г)$ | $P_{генерации} > 0; P_{споживання} = 0$ |
| | | | | | | II | Г | С | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г) - P(Н_{АС}^С)$ | $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |
| 13 | $P_{Н1}^С + P_{АС}^Г = 0$ | 1Г-1Н | В | С | Г | I | Г | В | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г)$ | $P_{генерации} > 0; P_{споживання} = 0$ |
| | | | | | | II | Г | С | $P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г) - P(Н_{АС}^С)$ | $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |

| ГРУПА 2: РЕЖИМИ НАДЛИШКОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|--|--|-----------------------|-------|----------|-----|------------------|----------|---|--|
| № з/п | Баланс потужностей | Примітка | Режим роботи елемента | | | № | Режими роботи АС | | Баланс потужностей АС | Примітка |
| | | | Γ_1 | H_1 | АС | | $\Gamma_{АС}$ | $H_{АС}$ | | |
| 4 | 1) $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} > 0$; 2) $P_{АС}^{\Gamma} > 0$ | 1) Стабілізація напруги 2) Акумулявання | Γ | B | Γ | I | Γ | B | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma})$ | $P_{генерация} > 0$; $P_{споживання} = 0$ |
| | | | | | | II | Γ | C | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) - P(H_{АС}^C)$ | $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |
| 6 | $P_{\Gamma_1}^{\Gamma} > 0$ | B^* - автономний режим роботи АС | Γ | B | B^* | I | Γ | B | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma})$ | $P_{генерация} > 0$; $P_{споживання} = 0$ |
| | | | | | | II | Γ | C | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) - P(H_{АС}^C)$ | $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |
| | | | | | | III | Γ | C | $P_{АС}^C = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) - P(H_{АС}^C)$ | $P_{спож.} > P_{ген.} > 0$ |
| | | | | | | VI | Γ | C | $P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) = P(H_{АС}^C)$ | $P_{ген.} = P_{спож.}$ |
| 16 | $P_{АС}^{\Gamma} > 0$ | Акумулявання | B | B | Γ | I | Γ | B | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma})$ | $P_{генерация} > 0$; $P_{споживання} = 0$ |
| | | | | | | II | Γ | C | $P_{АС}^{\Gamma} = P(\Gamma_{АС}^{\Gamma}) - P(H_{АС}^C)$ | $P_{ген.} > P_{спож.} > 0$ |

ДОДАТОК В

Таблиця В1. Перелік кількісних показників енергоефективності

| № з/п | Показник | Одиниці вимірювання | Визначення |
|-------|----------------------|------------------------------------|--|
| 1 | $\eta_{\text{екс}}$ | % | <u>Ексергетичний коефіцієнт корисної дії</u> – величина, що характеризує термодинамічну ефективність процесів виробництва продукції, робіт, послуг і дорівнює відношенню корисно витраченої ексергії до підведеної |
| 2 | η | % | <u>Коефіцієнт корисної дії</u> – відношення всієї кількості корисно використаної енергії об'єктом до кількості підведеної енергії |
| 3 | $\eta_{\text{ккв}}$ | % | <u>Коефіцієнт корисного використання енергії (к.к.в) для будь-яких процесів, установок, об'єктів</u> – це відношення корисно використаної енергії до енергії зовнішнього джерела, підведеної до об'єкта |
| 4 | $\eta_{\text{кквп}}$ | % | <u>Коефіцієнт корисного використання палива (в умовному обчисленні)</u> – це відношення корисно використаного в т.у.п. до кількості палива, підведеного до об'єкту в т.у.п. |
| 5 | $K_{\text{п.ер}}$ | % | <u>Коефіцієнт перетворення енергетичних ресурсів</u> – відношення всієї кількості енергії, одержаної в процесі перетворення енергетичного ресурсу, до кількості підведеної енергії |
| 6 | b | Дж/одиноцю продукції, послуг | <u>Питомі витрати енергетичного ресурсу</u> – це відношення сумарних витрат ПЕР на виробництво даного виду продукції (послуг) до обсягу виробленої продукції (послуг) |
| 7 | $b_{\text{ум}}$ | т.у.п./одиноцю продукції, послуг | <u>Питомі витрати палива (в умовному обчисленні)</u> – це відношення сумарних витрат ПЕР (в т.у.п.) на виробництво даного виду продукції (послуг) до обсягу виробленої продукції (послуг) |
| 8 | w | кВт.год./одиноцю продукції, послуг | <u>Питомі витрати електроенергії (в натуральному обчисленні)</u> – це відношення сумарної витрати електроенергії на виробництво даного виду продукції (послуг) до обсягу виробленої продукції (послуг) |
| 9 | q | Гкал/одиноцю продукції, послуг | <u>Питомі витрати теплоенергії (в натуральному обчисленні)</u> – це відношення сумарної витрати теплової енергії на виробництво даного виду продукції (послуг) до обсягу виробленої продукції (послуг) |
| 10 | $\Delta^{\text{п}}$ | кг, м ³ | <u>Втрати енергоносіїв на виготовлення та експлуатацію (використання) речовини, матеріалів, продукції, виробів (у натуральних одиницях)</u> |
| 11 | $\Delta^{\text{Е}}$ | кг, м ³ | <u>Втрати палива та енергії під час видобутку, виробництва, перетворення, споживання, переробки, транспортування, зберігання та розподілу (у натуральному обчисленні)</u> |
| 12 | $K_{\text{увер}}$ | % | <u>Коефіцієнт утилізації ВЕР</u> – відношення фактичної економії палива внаслідок використання ВЕР до можливої економії палива внаслідок використання ВЕР |
| 13 | $K_{\text{ввер}}$ | % | <u>Коефіцієнт виробітку за рахунок ВЕР</u> – відношення фактичного виробітку енергії за рахунок ВЕР до можливого виробітку енергії за рахунок ВЕР |
| 14 | $K_{\text{вевер}}$ | % | <u>Коефіцієнт використання виробітку енергії за рахунок ВЕР</u> – відношення фактичного використання енергії, одержаної за рахунок ВЕР, до фактичного виробітку енергії за рахунок ВЕР |

| | | | |
|----|------------------|------------------------------------|--|
| 15 | $K_{де}$ | % | <u>Відсоткова доля джерела енергії</u> – це відношення спожитої енергії від окремого джерела (кВт.год) до загального енергоспоживання (кВт.год) |
| 16 | $K_{зРГНВДЕ}$ | % | <u>Коефіцієнт залучення РГ та НВДЕ</u> – це відношення обсягів спожитої енергії, що вироблена за рахунок РГ та НВДЕ, до всієї спожитої енергії |
| 17 | $K_{НВДЕ}$ | % | <u>Відсоткова доля НВДЕ</u> – це відношення споживання енергії виробленої за рахунок НВДЕ до загального обсягу енергоспоживання |
| 18 | W_E | Дж/одиноцю продукції, послуг | <u>Енергоємність продукції</u> – відношення всієї спожитої за рік енергії (в натуральному обчисленні) до річних обсягів продукції (в натуральному, умовному чи вартісному обчисленні) |
| 19 | W_S | кВт.год./одиноцю продукції, послуг | <u>Електроємність продукції</u> – відношення всієї спожитої за рік електроенергії (в натуральному обчисленні) до річних обсягів продукції (в натуральному, умовному чи вартісному обчисленні) |
| 20 | W_Q | Дж(Гкал)/одиноцю продукції, послуг | <u>Теплоємність продукції</u> – відношення всієї спожитої за рік теплової енергії (в натуральному обчисленні) до річних обсягів продукції (в натуральному, умовному чи вартісному обчисленні) |
| 21 | $W_{E,овф}$ | Дж/грн | <u>Енергоємність основних виробничих фондів</u> – відношення всіх спожитих видів енергії до вартості виробничих фондів |
| 22 | $W_{S,овф}$ | кВт.год./грн. | <u>Електроємність основних виробничих фондів</u> – це відношення спожитої електричної енергії до вартості виробничих фондів |
| 23 | K_B | % | <u>Коефіцієнт використання обладнання (завантаження за потужністю)</u> – це відношення фактично споживаної потужності до суми номінальних потужностей встановленого обладнання |
| 24 | $K_{еп}$ | кВт.год./т.у.п. | <u>Електропаливний коефіцієнт</u> – відношення обсягів спожитої за рік електричної енергії до річних обсягів спожитої енергії в паливі (без урахування витрат на виробництво електричної енергії) |
| 25 | $K_{ел}/E_{кор}$ | % | <u>Коефіцієнт електрифікації</u> (відношення кількості спожитої електричної енергії до всієї спожитої енергії за рік) <u>у відношенні до корисної енергії</u> (корисна енергія = підведена енергія – втрати енергії) |
| 26 | $K_{ел}/E_{пер}$ | % | <u>Коефіцієнт електрифікації</u> (відношення кількості спожитої електричної енергії до всієї спожитої енергії за рік) <u>у відношенні до первинної енергії</u> (енергія, зосереджена у природних ресурсах (наприклад, вугілля, сира нафта, сонячне світло, уран), яку не піддавали ніяким штучним змінам чи перетворенням) |
| 27 | $K_{тел}$ | Дж/Вт (Гкал/кВт. год.) | <u>Теплоелектричний коефіцієнт</u> – відношення обсягів спожитої за рік теплової енергії (у вигляді пари та гарячої води) до річних обсягів використаної електричної енергії |
| 28 | $W_{пр}$ | Дж/год (т.у.п./год.) | <u>Енергоозброєність праці</u> – показник, що визначається загальною установчою потужністю двигунів, установок, механізмів у кВт, що припадає на 1 робітника |

ДОДАТОК Г

Технічне завдання для побудови інтелектуальної системи керування «Активний споживач»

1. Назва роботи – Інтелектуальна система керування «Активний споживач» (ІСК АС).
2. Мета роботи:
 - 2.1 . Доопрацювання пакету програм до рівня програмного продукту, придатного до комерціалізації; розробка проектно-конструкторської документації інтелектуальної системи керування активним споживачем (ІСК АС), автономним енергетичним комплексом, який забезпечує оптимальні режими експлуатації компонентів АС, взаємодія комплексу з зовнішніми мережами та споживачами енергії; створення типового пілотного енергетичного комплексу із ІСК АС на реальному об'єкті.
 - 2.2 . ІСК АС призначена для використання при проектуванні створених енергокомплексів і при реконструкції існуючих з метою підвищення їх енергоефективності та скорочення капітальних затрат та експлуатаційних витрат виробництва енергії, а також з метою оптимізації взаємодії із мережею енергопостачання.
3. Технічні вимоги
 - 3.1 . Склад ІСК АС
 - 3.1.1. ІСК АС створюється для типової конфігурації локальної системи енергопостачання, до складу якої входять джерела РГ, накопичувачі енергії, СКН. Рівень номінальної потужності компонентів ЛСЕ визначається виходячи з вибраного об'єкта для впровадження.
 - 3.2 . Технічні вимоги до апаратної частини ІСК АС:
 - 3.2.1. Інтелектуальні датчики повинні мати уніфіковані вихідні сигнали: струмові (0-5 мА, 4-20 мА) або напруги для підключення до контролерів;
 - 3.2.2. Інтелектуальні контролери та апаратна частина системи управління мають будуватись на базі добре відпрацьованих промислових контролерів і допоміжних систем (інформаційні панелі збору інформації, комутуючі прилади, перетворювачі інтерфейсів і т.д.);
 - 3.2.3. Контролери, які забезпечують керування електричною та тепловою частиною ІСК АС, мають бути, переважно, одних виробників;
 - 3.2.4. Необхідно узгодити конфігурацію керуючого ПК і перетворювачів інтерфейсів, які дозволять комутувати контролери з керуючим ПК;
 - 3.2.5. ІСК АС повинна створювати можливість забезпечення віддаленого доступу та забезпечувати захист від несанкціонованого втручання СК.
 - 3.3. Технічні вимоги до програмної частини ІСК АС
 - 3.3.1. Інтелектуальна система керування повинна забезпечувати регулювання на двох рівнях. Перший рівень регулювання – реалізація «стандартних» режимів, реакція на нештатні та аварійні ситуації;
 - 3.3.1. Верхній рівень регулювання має забезпечувати адаптаційну систему керування, задача якої – визначати реакцію системи керування на випадкові відхилення зовнішніх параметрів від закладених «стандартних» значень;
 - 3.3.2. До складу програмної частини ІСК АС повинні входити допоміжні модулі, які дають змогу розраховувати оптимальну конфігурацію обладнання АС, проводити техніко-економічні розрахунки як прогнозні,

- які визначають заплановані експлуатаційні затрати, так і поточні для визначення ефективності роботи ЛСЕ;
- 3.3.3. ІСК АС повинна мати дружній інтерфейс, зрозумілий оператору з мінімальною спеціальною підготовкою, і забезпечувати стандартну форму видавання звітів;
- 3.3.4. Комплект документації на програмний продукт повинен відповідати стандарту ISO 9000-3: опис програми, опис застосування, керівництво користувача, довідкова система.
- 3.4. Технічні вимоги до органів керування ІСК АС
- 3.5. Вимоги за призначенням:
- 3.5.1. Інтелектуальне ядро ІСК АС призначено для визначення оптимальної конфігурації ЛСЕ, проведення прогнозних техніко-економічних розрахунків, що визначають заплановані експлуатаційні затрати, поточних розрахунків для визначення ефективності роботи ЛСЕ; для забезпечення регулювання на першому рівні (реалізація «стандартних» режимів, реакція на нештатні та аварійні ситуації) і на верхньому рівні (забезпечення адаптивної системи управління, задача якої – визначати реакцію системи на випадкові відхилення зовнішніх параметрів від закладених «стандартних» значень); для формування стандартних звітів;
- 3.5.2. Система інтелектуальних датчиків і керуючих органів призначена для змінення режимних параметрів обладнання АС та ЛСЕ, передачі даних керуючим контролерам і реалізація команд відповідних СК;
- 3.5.3. Мікропроцесорні контролери СК АС призначені для керування режимами роботи обладнанням АС і взаємодією із ЛСЕ та іншими АС.
- 3.6. Технічні характеристики
- 3.6.1. Система повинна забезпечувати керування типовим енергокомплексом та мати можливість забезпечувати імпорт і експорт електроенергії до зовнішньої мережі або іншого АС;
- 3.6.2. Під час експлуатації в складі ЛСЕ система повинна забезпечувати диспетчеризацію генерації, навантаження мережі й споживача.
- 3.7. Техніко-економічні вимоги:
- 3.7.1. ІСК АС повинна забезпечувати:
- зниження експлуатаційних затрат не менш ніж на 15%;
 - мінімізацію капітальних затрат під час будування автономних енергетичних комплексів за рахунок оптимізації системних рішень;
- 3.7.2. Склад і характеристики апаратної частини ІСК АС мають бути орієнтовані на наявне на ринку обладнання;
4. Перелік етапів, зміст основних робіт за етапами
5. Використання результатів роботи
- 5.1. Результати роботи можуть бути використані проектними та науковими організаціями при створенні ЛСЕ із РГ та АС;
- 5.2. Результати роботи можуть бути використані під час розробки та створення технології інтелектуальних мереж у великій енергосистемі при інтеграції локальних енергетичних систем в енергосистему енергопостачання вищого рівня;
- 5.3. Інтелектуальний програмний продукт, створений у результаті роботи над проектом, може бути комерціалізований.

ДОДАТОК Д

Акти впровадження результатів роботи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Начальник Управління
інноваційних технологій НКРЕКП
Попович Владислав Іванович

«26» липня 2016 р.

**Акт впровадження
результатів дисертаційної роботи
Базюка Тараса Миколайовича**

Цим актом підтверджую, що результати науково-технічних досліджень, які отримані в рамках виконання дисертаційної роботи Базюка Тараса Миколайовича за темою «Підвищення енергоефективності локальних систем енергопостачання із активними споживачами та розосередженою генерацією», що виконувалася в Інституті енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут», було передано для використання в роботі Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг.

Нами прийнято до використання наступні результати (матеріали):

- комплексна оцінка ефективності локальних систем енергопостачання із джерелами розосередженої генерації та активними споживачами;
- методичне забезпечення для визначення потенційних вузлів інтеграції джерел розосередженої генерації та активних споживачів;
- методичне забезпечення для оцінки потенціалу активних споживачів та параметрів необхідного обладнання для реалізації даного потенціалу;
- методичне забезпечення щодо прийняття рішень стосовно реалізації заходів з енергозбереження;
- загальні вимоги до систем керування локальної системи енергопостачання із розосередженою генерацією та алгоритми функціонування систем керування активним споживачем;
- методичне забезпечення для оцінки ефективності функціонування активних споживачів та джерел розосередженої генерації в локальній системі енергопостачання.

Отримані результати використовуються Національною комісією, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг, при розгляді інвестиційних програм ліцензіатів НКРЕКП, а також для формування вимог до систем керування, які впроваджуються в районних електричних мережах та мережах енергорозподільних організацій, а також при розробці заходів із перспективного розвитку та модернізації електричних мереж цих компаній.

Необхідно відзначити актуальність отриманих результатів для розподільних електричних мереж, для яких перспективним напрямком розвитку є інформатизація та впровадження джерел розосередженої генерації й активних споживачів електроенергії.

Результати дисертаційної роботи Базюка Тараса Миколайовича можуть бути корисними для використання також енергогенеруючими компаніями.

Начальник відділу нормативного
забезпечення автоматизованих систем

С.Петренко
С.Петренко

Лінійне Поповича В.І. застосування
Тарасовий енергоменеджмент управління інноваційних технологій НКРЕКП



Публічне акціонерне товариство «Прикарпаттяобленерго»
 Україна, 76014, м. Івано-Франківськ, вул. Індустріальна, 34
 п/р 26003301757 у філії – Івано-Франківське обласне управління
 АТ «Ощадбанк», МФО 336503
 код 00131564
 телефон (0342) 52 05 27
 факс (03422) 2 39 38
 e-mail: kanc@if.energy.gov.ua
 www.oe.if.ua

№ 053/2147 Дата: 04.04.2014р.

Акт впровадження
результатів дисертаційної роботи
Базюка Тараса Миколайовича

Цим актом підтверджуємо, що результати науково-технічних досліджень, які отримані в рамках виконання дисертаційної роботи Базюка Тараса Миколайовича за темою «Методи підвищення енергоефективності систем енергопостачання із розосередженою генерацією та активними споживачами», що виконувалася в рамках науково-дослідної роботи за темою «Розвиток методологічних засад інтелектуалізації процесів генерації та розподілу електроенергії в інтегрованих системах з активним споживачем», тема № 2668-п, номер державної реєстрації 0113U002489, код КВНТД 1.213.14.01, було впроваджено в ПАТ «Прикарпаттяобленерго».

Нами отримано та прийнято до використання наступні результати:

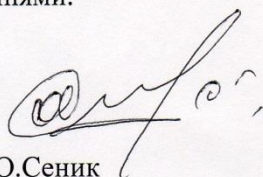
- аналіз потенціалу активних споживачів у сучасних розподільчих мережах;
- аналіз електромагнітних процесів у елементах обладнання активного споживача;
- аналіз особливостей взаємодії активного споживача із мережею;
- шляхи оптимізації режимів роботи обладнання активного споживача;
- умови підключення активних споживачів до мережі електропостачання;
- умови підключення джерел розосередженої генерації до мережі електропостачання;
- регламент підключення активних споживачів та джерел розосередженої генерації до мережі електропостачання;
- методи підвищення ефективності використання розосередженої генерації на основі низькопотенціальних та нетрадиційних і відновлювальних джерел енергії;
- методи оптимізації режимів роботи мережі електропостачання за рахунок інтеграції джерел розосередженої генерації та активних споживачів;

- методичне забезпечення оцінки ефективності участі активних споживачів в оптимізації графіка споживання;
- рекомендації щодо переведення різних груп споживачів у клас активних споживачів;
- алгоритми та способи взаємодії активних споживачів між собою та мережею електропостачання;
- методи розвантаження розподільних мереж.

Отримані результати використовуються ПАТ «Прикарпаттяобленерго» при розробці заходів із перспективного розвитку та модернізації мереж компанії.

Необхідно відзначити актуальність отриманих результатів для розподільчих мереж, для яких перспективним напрямком розвитку є впровадження джерел розосередженої генерації та активних споживачів електроенергії. Метою виконаних робіт є підвищення енергоефективності при генерації електроенергії від розосереджених джерел, а також її передачі через розподільні мережі.

Результати дисертаційної роботи Базюка Тараса Миколайовича можуть бути корисними для використання іншими мережевими та генеруючими компаніями.



О.Сеник
Технічний директор

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Начальник Мукачівського МРЕМ

П.П. Гусинець

2013 р.



Акт

впровадження (використання) результатів дисертаційної роботи

Базюка Тараса Миколайовича

Цим актом підтверджуємо, що результати дисертаційної роботи Базюка Т.М. за напрямком досліджень «інтегровані системи електропостачання на основі розосередженої генерації та нетрадиційних і відновлювальних джерел енергії» було використано при розробці: «Концепції формування інтелектуального міста (енергетична складова)» для м. Мукачєва.

Особливо важливими, як в теоретичному так і в практичному плані вважаємо такі результати, отримані Базюком Т.М.:

- аналіз різних типів генераторів електроенергії;
- аналіз особливостей інтеграції різних типів генераторів енергії та активних споживачів для керування попитом на їх послуги та забезпечення активної їх участі у роботі енергосистеми;
- сформовано принципи системної інтеграції РГ та НВДЕ в міську енергосистему;
- аналіз джерел енергії та елементів інтелектуальної енергетики (Smart Grid) на протікання процесів в інтегрованих системах з активним споживачем;
- методологія оцінювання потенціалу керування попитом активного споживача на електричну потужність і енергію;
- методологія багатокритеріального вибору місць розміщення та параметрів джерел розосередженої генерації;
- рекомендації щодо визначення структури та параметрів віртуальних станцій;
- технічні умови підключення джерел розосередженої генерації до систем електропостачання;
- рекомендації щодо оптимізації розподільчих мереж м. Мукачєва;
- рекомендації по розвитку локальних мереж м. Мукачєва;
- пропозиції щодо використання принципів Smart Grid в міському енергогосподарстві м. Мукачєва.

Головний інженер Мукачівського МРЕМ

С.С. Товт



ЗАТВЕРДЖУЮ:

Ген. директор
 ТОВ «Полісся-Інвест»
 Сивопляс Г.В.
 5 червня 2013 року

Акт впровадження
 результатів науково-технічних досліджень
 Базюка Т.М. та Чернухи Ю.М.

Цим актом підтверджуємо, що результати виконаних досліджень Базюка Тараса Миколайовича та Чернухи Юрія Миколайовича з аналізу рівнів реалізуємітї технічного потенціалу енергозбереження та розробки алгоритму оцінки впровадження енергозберігаючих заходів за енерготехнологічними критеріями, зокрема інтегрованих систем з розосередженою генерацією і нетрадиційними та відновлювальними джерелами енергії, було впроваджено в ТОВ «Полісся-Інвест». Дослідження виконувались в рамках науково-дослідної роботи кафедри, тема №2668-п, «Розвиток методологічних засад інтелектуалізації процесів генерації та розподілу електроенергії в інтегрованих системах з активним споживачем», кандидатської дисертації Базюка Т.М. «Методи підвищення ефективності інтегрованих систем енергопостачання з розосередженою генерацією та активним споживачем» та магістерської дисертації Чернухи Ю.М. «Аналіз рівнів реалізуємітї технічного потенціалу енергозбереження за енерготехнологічними критеріями».

Під час виконання зазначених робіт Базюком Т.М. та Чернухою Ю.М. було виконано комплекс досліджень з аналізу інтеграції розосередженої генерації та нетрадиційних і відновлювальних джерел енергії в систему енергопостачання, спираючись на використання енерготехнологічних показників. Розглянуто можливі комбінації сумісної роботи РГ, НВДЕ та централізованої системи енергопостачання.

Розроблено та впроваджено в ТОВ «Полісся-Інвест» методологічні засади проведення інструментальних обстежень в системах з елементами РГ та НВДЕ, які дозволяють здійснювати аналіз впливу РГ та НВДЕ на енерготехнологічні показники підприємства.

Отримані результати були використані ТОВ «Полісся-Інвест» при виборі доцільної комбінації РГ та НВДЕ для інтеграції в систему енергопостачання зважаючи на встановлене обладнання та потреби підприємства у споживанні електричної та теплової енергії.

Метою виконаних робіт є підвищення енергоефективності системи енергопостачання та пом'якшення екологічного впливу ТОВ «Полісся-Інвест».

Енергетик ТОВ «Полісся-Інвест»

_____ Степура М.А.
 5 червня 2013 року

ЗАТВЕРДЖУЮ: Директор ПП Кодола І.А.
«12» лютого 2014 р.**Акт впровадження
результатів науково-дослідної роботи**

Цим актом підтверджуємо, що результати науково-технічних досліджень, що виконувались в рамках виконання дисертаційної роботи Базюка Тараса Миколайовича за темою «Методи підвищення енергоефективності систем енергопостачання із розосередженою генерацією та активними споживачами», а також в рамках науково-дослідної роботи за темою «Розвиток методологічних засад інтелектуалізації процесів генерації та розподілу електроенергії в інтегрованих системах з активним споживачем», тема № 2668-п, номер державної реєстрації 0113U002489, код КВНТД 1.213.14.01, було впроваджено на підприємстві ПП Кодола І.А.

Нами отримано та прийнято до використання наступні матеріали:

- аналіз потенціалу активних споживачів у сучасних розподільчих мережах;
- аналіз особливостей взаємодії активного споживача із мережею;
- умови підключення активних споживачів та джерел розосередженої генерації до мережі електропостачання;
- регламент підключення активних споживачів та джерел розосередженої генерації в мережу електропостачання;
- методи підвищення ефективності використання розосередженої генерації на основі низькопотенціальних та нетрадиційних і відновлювальних джерел енергії;
- алгоритми та способи взаємодії активних споживачів між собою та мережею електропостачання;
- режими роботи обладнання активного споживача.

Варто відзначити що для нашого підприємства впровадження джерел розосередженої генерації є перспективним напрямком розвитку, тому питання інтеграції таких джерел в систему енергопостачання нашого підприємства для нас є актуальним.

Результати дисертаційної роботи Базюка Тараса Миколайовича використовуються на підприємстві ПП Кодола І.А при розробці заходів із розвитку та модернізації системи електропостачання нашого підприємства.

Очікуваний економічний ефект складає 45 тис. грн.

Головний інженер



Кодола І.А.

«12» лютого 2014 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ
Перший проректор
Національного технічного
університету України
Київський політехнічний
інститут»
акад. НАН України, д.т.н., проф.



Ю.І. Якименко

« травня 2016 р.

АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційної роботи науково-педагогічного працівника кафедри електропостачання Базюка Т.М. у навчальний процес НТУУ «КПІ»

Ми, що нижче підписалися, в.о. завідувача кафедри електропостачання М.М. Федосенко, голова методичної комісії ІЕЕ А.Л. Ган, склали цей акт про те, що результати наукових досліджень за темою кандидатської дисертаційної роботи Базюка Тараса Миколайовича «Підвищення енергоефективності локальних систем енергопостачання із активними споживачами та розосередженою генерацією» використовуються у навчальному процесі Інституту енергозбереження та енергоменеджменту НТУУ «КПІ» на кафедрі електропостачання

| Найменування впровадженого результату | Форма впровадження та досягнутий фактичний ефект |
|---|---|
| Методики визначення вихідних параметрів джерел розосередженої генерації, місць інтеграції в систему енергопостачання, а також методи узгодження взаємодії та оптимізації функціонування локальних систем енергопостачання із розосередженою генерацією та активними споживачами | Матеріали дисертаційної роботи впроваджені у вигляді лекційних та практичних занять для дисципліни «Інтелектуальні технології в системах енергопостачання» та «Керування режимами електропостачальних систем із розосередженою генерацією та активними споживачами» Впровадження вказаних методично-навчальних матеріалів дозволило перейти до комплексного вивчення студентами сучасної методології формування інтегрованих енергопостачальних систем за рахунок інтеграції джерел розосередженої генерації та активних споживачів, а також способів оптимізації їх взаємодії |

В.о. завідувача кафедри
електропостачання, к.т.н., доц.

Голова методичної комісії ІЕЕ,
к.т.н, доц.

М.М. Федосенко

А.Л. Ган