

С.П.Денисюк, Т.М.Базюк  
М.М.Федосенко, О.С.Ярмолук

# СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З АКТИВНИМ СПОЖИВАЧЕМ: **моделі та режими**



С.П. Денисюк, Т.М. Базюк,  
М.М. Федосенко, О.С. Ярмолюк

**СИСТЕМИ  
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
З АКТИВНИМ СПОЖИВАЧЕМ:  
моделі та режими**



Монографія

Київ  
КПІ ім. Ігоря Сікорського  
2017

УДК 621.311

*Рекомендовано до видання  
Вченою радою ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського як монографія  
(протокол № 2 від 25.09.2017 року)*

**Рецензенти:**

**О. М. Юрченко**, д.т.н., проф., Інститут електродинаміки Національної академії наук України  
**О. П. Лазуренко**, к.т.н., проф., Національний технічний Університет «Харківський політехнічний інститут»

**Денисюк С.П., Базюк Т.М., Федосенко М.М., Ярмолук О.С. Системи електропостачання з активним споживачем: моделі та режими.** – Київ: вид-во ПП «АВЕРС», 2017. – 182 с.  
ISBN 978-966-8777-18-9

Розглянуто особливості роботи локальних систем енергопостачання з розосередженою генерацією та активними споживачами, з виділенням основних елементів концепції Smart Grid, передумов інноваційного розвитку енергетики та формування активних енергокомплексів. Представлена архітектура інтелектуальної енергетичної системи з виділенням референтної архітектури Smart Grid та інтегрованих систем енергозабезпечення й використання.

Дана оцінка напрямків підвищення ефективності та системної інтеграції джерел розосередженої генерації, особливості формування інтегрованих (комплексних) систем енергопостачання, інтеграції альтернативних джерел енергії в локальні системи енергопостачання з виділенням переваг архітектури просюмера, формування мультиагентних систем керування.

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

Створено загальну модель активного споживача та загальну модель системи керування, яка дає змогу описувати будь-якого активного споживача електроенергії, а також сформовано загальну оптимізаційну задачу з вибору й узгодження режимів роботи активного споживача та вибору режимів роботи системи електропостачання із активним споживачем та розосередженою генерацією, що дає можливість розробити відповідні методики й алгоритми функціонування системи керування. Запропоновано моделі систем керування обладнанням активного споживача, активного споживача різних рівнів, об'єднанням активного споживача, системою енергопостачання із активними споживачами, які дають можливість реалізувати ефективну взаємодію між активними споживачами та існуючою системою електропостачання в нових інтелектуальних енергетичних системах.

Розроблено методичне забезпечення оцінки ефективності локальних систем енергопостачання й ефекту від інтеграції джерел розосередженої генерації й активних споживачів, використання якої дає можливість попередньо оцінити систему електропостачання, визначити потенційні місця приєднання джерел розосередженої генерації, а також оцінити ефекти від таких дій.

Монографія призначена для наукових, педагогічних та інженерно-технічних працівників навчальних закладів; для аспірантів і магістрантів університетів відповідних спеціальностей.

**УДК 621.311**

**ISBN 978-966-8777-18-9**

© С. Денисюк, Т. Базюк, М. Федосенко, О. Ярмолук,  
КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ .....	5
ВСТУП.....	6
1 ОСНОВНІ ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ З РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ТА АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ .....	14
1.1 Особливості роботи систем енергопостачання та можливі шляхи їхнього розвитку в Україні .....	14
1.2 Основні елементи концепції Smart Grid .....	24
1.3 Основні передумови інноваційного розвитку енергетики .....	31
1.4 Активний енергокомплекс і його взаємодія з енергосистемою .....	34
2 АРХІТЕКТУРА ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ .....	40
2.1 Референтна архітектура Smart Grid.....	40
2.2 Інтегровані системи енергозабезпечення та використання .....	46
2.3 Особливості перетворення енергетичних ресурсів. Особливості та ефективність споживання електричної енергії та потенціал активної поведінки споживачів.....	51
3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА СИСТЕМНА ІНТЕГРАЦІЯ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ .....	67
3.1 Особливості формування інтегрованих (комплексних) систем енергопостачання.....	67
3.2 Інтеграція альтернативних джерел енергії в локальні системи енергопостачання.....	71
3.3 Переваги архітектури просюмера.....	81
4 МУЛЬТИАГЕНТНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ .....	90
4.1 Класифікація завдань, вирішуваних інтелектуальною інформаційною системою активного споживача .....	90
4.2 Особливості формування фреймів .....	93
4.3 Технології моделювання й оптимізації виробництва та споживання енергоресурсів і води.....	97
5 ФУНКЦІОНУВАННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ .....	101
5.1 Розвиток та особливості функціонування активного споживача .....	101
5.2 Моделі активного споживача.....	111
5.3 Оптимізація режимів роботи активного споживача .....	123
6 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ .....	131

6.1 Загальна оптимізаційна задача з вибору й узгодження режимів роботи активного споживача .....	131
6.2 Формалізація задачі активного споживача .....	140
6.3 Інтелектуальна система, яка функціонує на основі мультиагентних технологій.....	142
7 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ .....	149
7.1 Методика оцінки енергоефективності локальних систем енергопостачання й ефекту від інтеграції джерел розосередженої генерації й активних споживачів .....	149
7.2 Методичне забезпечення реалізації потенціалу активного споживача	155
7.2.1 Формування переліку кількісних показників енергоефективності для оцінки впровадження енергозберігаючих заходів та обладнання активного споживача .....	155
7.2.2 Ранжування переліку кількісних показників за групами та за рівнями для промислового, комерційного та житлового секторів .....	156
7.2.3 Алгоритм оцінки ефекту від впровадження заходів з енергозбереження на об'єктах промислового, комерційного чи житлового секторів за кількісними показниками енергоефективності	160
7.2.4 Алгоритм оцінки ефекту від впровадження власних джерел розосередженої генерації та іншого обладнання активного споживача за кількісними показниками енергоефективності.....	161
7.3 Алгоритми вибору режимів живлення активного споживача залежно від стану встановленого обладнання.....	162
ВИСНОВКИ.....	169
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ .....	170

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;  
АС – активний споживач;  
АСКОЕВР – автоматизована система контролю, обліку і керування ефективністю виробництва та розподілу потужності й енергії;  
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;  
ВЕС – вітрова електростанція;  
ВрЕС – віртуальна електростанція;  
ГЕС – гідроелектростанція;  
ГПП – головна понижувальна підстанція;  
ДО – динамічний об’єкт;  
ДРГ – джерела розосередженої генерації;  
ЕНС – енергетично незмінний стан;  
ІІС – інтелектуальна інформаційна система;  
ІнЕС – інтелектуальна енергетична система;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
ЛСЕ – локальна система енергопостачання;  
МАС – мультиагентна система;  
МАСК – мультиагентна система керування;  
НВДЕ – нетрадиційні та відновлювані джерела електроенергії;  
ОЕО – одиниці енергоспоживчого обладнання;  
ОЕС – об’єднана енергетична система;  
ПЕР – паливно-енергетичні ресурси;  
РГ – розосереджена генерація;  
СЕР – системи енергопостачання;  
СЕС – сонячна електростанція;  
СК – система керування;  
СКН – система керування навантаженням;  
ТЕС – теплова електростанція;  
ТЕЦ – теплоелектроцентраль;  
ТП – трансформаторна підстанція;  
DLC – Direct Load Control;  
DR – Demand response;  
DSM – Demand Side Management;  
GWAC – Government wide Acquisition Contract;  
SGAM – Smart Grid Architecture Model.

## ВСТУП

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 лише виробництва, але й постачання та споживання енергії [1–6]. Згідно з концепцією розвитку енергетики Smart Grid, крім класичних виробників та споживачів енергії, передбачається широке застосування активних споживачів (АС) – просьюмерів (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. Поведінка споживачів визначається не лише 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 й 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 систем енергопостачання (СЕП) у цілому є актуальною науково-технічною задачею.

Використання будь-якого енергетичного ресурсу обумовлює три основні проблеми: відновлення енергетичних ресурсів та їх вичерпаності; ефективності витрати праці для залучення відповідних ресурсів; екологічні наслідки

розробки, використання та відновлення або вичерпування енергетичних ресурсів [1–6]. Остання з перерахованих вище проблем є складовою глобальної екологічної проблеми, яка є наслідком діяльності людини, та широко відома в літературі як проблема «сталого розвитку» (англ. sustainable development) – забезпечення кращого майбутнього для майбутніх поколінь [1–5].

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 низки змін, які в більшості випадків супроводжуються втратами. Внаслідок цього ефективність потоку первинної енергії знижується, а отже урізноманітнюються виклики до енергозабезпечення й енерговикористання.

Надзвичайно важливим в енерговикористанні є поняття енергоефективності [7–10]. Енергоефективність передбачає мінімізацію витрат енергетичного ресурсу (первинного, вторинного) при одержанні такого самого корисного ефекту.

Зараз у світі спостерігаються дві протилежні тенденції, що мають відношення до енергоспоживання [8, 10, 11]. Перша обумовлена принципом мінімізації витрат паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), праці та капіталу при забезпеченні оптимального рівня кінцевого споживання. Друга тенденція випливає з ідеології економічного зростання, збільшення обсягів і видів кінцевого споживання.

На початку XX ст. у світі відбулися зміни пріоритетів стратегії розвитку енергетики, які відповідають вимогам забезпечення «сталого розвитку» [1, 2, 7, 8, 12–14]. На сьогодні існує досить багато тлумачень цього терміну, проте жодне з них не стало загально визнаним. Але у всіх випадках йдеться про розвиток суспільства у межах господарської (екологічної) ємності природного середовища, що не вносить незворотних змін у природу та не створює загрози для тривалого існування людини як біологічного виду [8]. У концепції «сталого розвитку» головний наголос зроблено на нерозривності й узгодженості дій у забезпеченні трьох складових: безперебійного постачання електричної енергії відповідної якості; енергоощадності та доступної ціни на електроенергію; мінімального впливу на навколишнє середовище [7, 8, 12].

Приоритетна інтеграція систем електро-, тепло- та газопостачання на рівні джерел електроенергії та тепла (теплоелектротентралі (ТЕЦ)) фактично пов'язує СЕП, виробничі та транспортні енергетичні системи (супер- і міні системи) лише на стороні виробництва енергії [15]. Ситуація в СЕП радикально змінилася після появи технологій та економічних механізмів їх використання в плані альтернативних можливостей для споживачів у активному виборі обладнання використання енергії – теплопостачання від ТЕЦ або електроопалення, електричні або газові печі у побутових споживачів тощо.

Узагальненням цих можливостей стало введення поняття енергетичного хаба [16]. Таким чином інтеграція систем електро-, тепло- і газопостачання має місце як на стороні виробництва енергії, так і на стороні її споживання, а також на рівнях супер-, міні- та мікросистем.

Зростання масштабів впровадження РГ та розширення використання когенерації призведе до зростання ролі розподільних електричних мереж у порівнянні з транспортними мережами внаслідок наближення вироблення електроенергії і тепла до їх споживання.

Функціонування ринків газу, електроенергії та тепла й активність споживачів у керуванні власним енергоспоживанням викликають істотну невизначеність у режимах транспортних електричної, газової та теплової мереж. Висока частка РГ електроенергії та тепла, перш за все на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), у тому числі безпосередньо у споживачів, призведе до істотної зміни властивостей енергетичних систем як виробничо-транспортних, так і СЕП.

При створенні та функціонуванні інтегрованих енергетичних систем, їх інтелектуалізації виключно важливу роль на всіх рівнях ієрархії побудови цих систем відіграють інформаційно-комунікаційні технології як інфраструктурна основа інтеграції складових в цільну загальну систему [1, 15, 17]. Наступні нові технології постають критичними:

- технології вдосконалення інфраструктури вимірювань;
- технології інтелектуального розподілу електроенергії, що включає системи керування попитом;
- технології інтелектуальних керуючих мереж;
- нові технології керування активами;
- технології оцінювання ризиків зовнішніх і внутрішніх загроз порушення надійності функціонування режиму.

На сьогоднішній день українські електричні мережі базуються на застарілій конструкції середини ХХ ст. Це одна з основних причин складності розширення мережевої інфраструктури для задоволення постійно зростаючих енергетичних потреб. До 2030 р. очікується, що попит на електроенергію зросте на 19 %, а існуюча мережева інфраструктура має можливість наростити свою продуктивність лише на 6 % [2, 18, 19]. З цих причин відключення споживачів і перебої електропостачання – проблеми для більшості електричних мереж.

Зміна технологічного базису енергетики – формування інтелектуальних енергетичних систем (ІнЕС) – призводить до децентралізації прийняття економічних рішень, суттєвих змін у керуванні галуззю та правилах взаємодії економічних агентів на ринку, у першу чергу – комерційних компаній та домогосподарств, що до останнього часу виступали як споживачі послуг ринку.

Новий технологічний базис створює умови для кардинальної зміни економічної поведінки відповідних агентів ринку з «пасивної» на «активну»: змінюються функції та роль агентів-споживачів послуг в енергосистемі, відбувається трансформація споживача від сторони, що приймає виклик енергосистеми, до ролі «замовника» послуг – АС. Нові ролі проявляються в діях з керування попитом і в наданні додаткових системних послуг з регулювання навантаження, що наділяє споживача здатністю конкурувати з генерацією [20].

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

ІНЕС як інфраструктурні системи при їх аналізі потребують застосування системного підходу, який проявляється в тому, що дослідження та розробки таких систем вимагають паралельного опрацювання на нормативно-законодавчому, технологічному, інформаційному, мережевому й управлінському рівнях [21].

Центр ваги переноситься з централізованої до розподіленої СК. Це пояснюється тим, що розподільні мережі майбутнього будуватимуться з активною участю споживача, на основі розгортання РГ в енергосегментах і кластерах існуючої енергетичної системи [22, 23]. Цей процес буде супроводжуватися формуванням систем оптових і роздрібних ринків, у яких АС відіграватимуть важливу роль, що призведе до формування реального конкурентного середовища, у першу чергу – на роздрібних ринках електроенергії.

Однією з ключових засад концепції Smart Grid є клієнтоорієнтований підхід, що визначив необхідність застосування методологічних підходів до зміни ролі споживача на ринку електроенергії та формування методів реалізації його активної поведінки.

Проведені дослідження показують, що необхідним є залучення споживачів електроенергії до оптимізації процесів функціонування енергетичної системи. При формуванні механізмів DSM важливо вивчити передумови споживчої поведінки, оскільки вона визначається не лише ціною електроенергії, але й заповненням власного графіка її споживання, 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, 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 розосереджених джерел енергії (ДРЕГ).

Розроблення та вдосконалення методів інтеграції ДРЕГ в електричні мережі, підвищення ефективності функціонування РЕГ, у тому числі й на основі НВДЕ, а також використання потенціалу АС з метою оптимізації енергоспоживання та підвищення енергоефективності ЛСЕ, її елементів і СЕП у цілому є проблемою. Системна інтеграція АС як у СЕП, так і на ринку електроенергії потребує розгляду низки питань щодо забезпечення процесу переходу від «пасивних» до «активних» споживачів електроенергії.

На сьогодні важливим є підвищення рівнів енергетичної ефективності ЛСЕ за рахунок інтеграції ДРЕГ і реалізації потенціалу АС, зокрема, за такими напрямками:

- 1) проаналізувати особливості побудови, функціонування, перспективні шляхи розвитку та вдосконалення ЛСЕ з АС та РЕГ, оцінити ефективність роботи ДРЕГ та АС, зокрема, з визначенням місця інтеграції ДРЕГ, оцінки ефективності роботи ЛСЕ та її елементів;

- 2) розробити уточнені математичні моделі АС та моделі їх функціонування, моделі системи оперативного керування АС із урахуванням його взаємодії з усіма елементами ЛСЕ;

- 3) сформулювати узагальнений критерій оптимізаційної задачі функціонування ЛСЕ з АС і РЕГ та її окремих елементів із врахуванням всіх значимих факторів;

- 4) розробити алгоритм прийняття рішень для СК АС в різних режимах їх роботи та взаємодії з централізованою чи з розосередженою системою й алгоритм вибору стратегії поведінки АС (законів керування) та структури СК взаємодією інтегрованих елементів у складі існуючих СЕП.

Інтегровані СЕП дають підстави у загальному випадку узагальнення та розвитку уявлень про проблему. Інтегровані ІнЕС можна образно уявити у вигляді деякої тришарової структури в трьох вимірах [1]. Ці групи шарів визначаються наступним чином: шари систем (системи електро, тепло/холодо- та газопостачання), шари масштабу (супер-, міні-, мікросистеми), шари функцій (енергетичні функції, функції комунікацій та керування функції вироблення рішень). Наведемо характеристики багатошарової структури Smart Grid [24, 25].

Шари систем – це ключові інфраструктурні енергетичні системи. Необхідно відзначити наявність технологічних взаємозв'язків між цими енергетичними системами на різних рівнях.

Шари масштабу представляються у вигляді таких взаємопов'язаних систем [24, 25]:

- супер системи включають великі електростанції (конденсаційні та ТЕЦ), великі котельні, газові родовища, підземні сховища газу, транспортні

електричні, газові та теплові мережі;

- міні системи включають міні джерела енергії, що підключаються до розподільних електричних, теплових і газових мереж (міні ТЕЦ, пікові котельні, вітрові електростанції (ВЕС), міні гідроелектростанції (ГЕС), сонячні електростанції (СЕС) та ін.), а також власне розподільні мережі;

- мікросистеми включають окремі вітроагрегати, мікротурбіни установки, сонячні колектори та фотопанелі, мікро накопичувачі електроенергії та тепла тощо), а також внутрішньобудинкові електричні, теплові та газові мережі.

Шари функцій включають такі складові функції [24, 25]:

- енергетичні функції: виробництво, транспорт, зберігання, розподіл і споживання енергоресурсів (електроенергії, тепла/холоду, газу) на всіх рівнях шарів систем та шарів масштабу;

- функції комунікацій і керування: вимір (отримання) інформації, її обробка, передача та візуалізація (представлення), а також системи керування режимами та розвитком інтегрованих ІнЕС;

- функції вироблення рішень включають моделі та методи обґрунтування рішень щодо розвитку інтегрованих енергетичних систем, а також налаштувань систем керування ними.

Наявні досить сильні взаємозв'язки між шарами функцій: шар комунікацій і керування використовує інформацію з шару енергетичних функцій (поточні параметри структури та режиму систем, прогнозна інформація на близьку та віддалену перспективу тощо). Також – результати роботи моделей і методів шару вироблення рішень; шар вироблення рішень використовує інформацію з шару енергетичних функцій, шару комунікацій і керування та на цій основі виробляє рішення для шару комунікацій та керування [24, 25].

Представлена тришарова структура інтегрованих ІнЕС дає можливість розглянути проблему з різних позицій. Зараз є необхідні комп'ютерні моделі, що дають змогу оцінювати варіанти реалізації інтеграційних чинників, урахувавши невизначеність початкової інформації.

Рівень мікро систем поки що практично не досліджено. У цьому плані в першу чергу необхідним є глибокий аналіз та адаптація до міжнародного досвіду. Можливі проблеми, які потребують інтеграційних досліджень з точки зору масштабування. Цей аспект також стосується взаємозв'язків між супер-, міні- та мікро системами.

Щодо фізичних взаємозв'язків між енергетичними системами різного рівня. Ці фізичні зв'язки визначаються необхідною пропускну спроможністю інтерфейсу між рівнями систем для передачі енергоресурсу від його виробництва до споживачів із урахуванням вимог надійності, зокрема, в плані необхідного рівня резервування цієї пропускну здатності. Вимоги до пропускну здатності інтерфейсу між системами різного рівня визначаються

простими умовами і ситуаціями та відповідають традиційним загальноприйнятним у передових країнах.

При їх розгляді доцільно здійснити агрегування моделей суміжних рівнів для досліджуваного рівня. На прикладі електроенергетичних систем це означає, що при розгляді виробничо-транспортної системи СЕП на рівні розподільної електричної мережі враховується в агрегованому вигляді, при розгляді розподільної електричної мережі виробничо-транспортна система, з одного боку, та мікро система (наприклад, будинкового рівня), з другого боку, моделюються в агрегованому вигляді. Тим самим реалізується ієрархічний підхід до моделювання виділеної системи, який у найбільшій мірі відповідає уявленню багаторівневих систем [24, 25].

Вперше припущення [26], що під впливом комп'ютерних технологій споживач стане також виконувати функцію виробника, було висловлено Маршаллом Маклюеном і Баррінгтоні Невіттом в їх спільній роботі [27]. Сам термін Prosumer з'являється в книзі «Третя хвиля» (1980) американського футуролога Елвіна Тоффлера, де воно утворене від «producer + consumer» [28]. За Тоффлером, просьюмерізм у чистому вигляді присутній в умовах традиційного суспільства та натурального господарства, у так звану «першу хвилю».

Промислова революція XVIII ст., яка почала «другу хвилю» розвитку суспільства, звела до мінімуму таку форму виробництва та споживання, оскільки суб'єкти виконання відповідних функцій відокремилися один від одного. У 50-х роках XX ст. наступила нова фаза – «третя хвиля». Відбулася реінтеграція функцій виробництва та споживання, ознаменована «новим народженням» або «воскресінням» просьюмера.

Можна у загальному стверджувати, що АС є учасник споживчого (роздрібного, локального) ринку енергії, який має можливість, виходячи зі своїх потреб і 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 у СЕП або безпосередньо іншим споживачам, які цього потребують;
- 4) надавати відповідні додаткові послуги споживачам чи СЕП, якщо існує така можливість.

Орієнтація на потреби споживачів (клієнтоорієнтований підхід) та їхні

можливості (додаткових послуг і генерації електроенергії) потребує створення певних стимулів і використання різного роду сучасних мультиагентних систем (МАС) та мультиагентних (багатоагентних) систем керування (МАСК), адаптованих до реалій електроенергетики України.

Монографія відповідає науковим напрямам розвитку науки і техніки до 2020 року «Енергетика та енергоефективність»; кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського «Управління ефективністю енерговикористання» та підготовлена за результатами виконання науково-дослідної роботи «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» (№ держреєстрації 0117U004285).

## **1 ОСНОВНІ ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ З РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ТА АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ**

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

Традиційні СЕП в Україні мають ряд суттєвих недоліків, до яких можна віднести [1, 2, 29]:

- 1) зростання цін на електроенергію;
- 2) моральне та фізичне старіння активів;
- 3) зниження надійності електропостачання;
- 4) обмеженість приєднання нових споживачів електроенергії;
- 5) низьку якість електроенергії;
- 6) високий рівень втрат електроенергії в мережах;
- 7) непрозорість і непослідовність регуляторної політики;
- 8) надмірне адміністративне втручання в діяльність ринку та його суб'єктів;
- 9) економічно необґрунтовані тарифи на виробництво та передачу електроенергії;
- 10) практику перехресного субсидування між групами споживачів і між споживачами різних галузей;
- 11) низьку ефективність керування активами, що перебувають у державній власності, й інші проблеми (див. табл. 1.1).

У табл. 1.2 наведено результати узагальнення процесів та задач для СЕП. 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 [8].

Зараз гостро постає питання оновлення енергетичної системи України. Така ситуація співпала з розвитком нового напрямку галузі – інтелектуальної енергетики, що у світі отримала назву Smart Grid [2, 29–31].

Розвиток енергетики має орієнтуватися на НВДЕ різної потужності та комплексне використання таких джерел разом із традиційними технологіями виробництва енергії [32–38]. 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 та теплового навантажень споживачів відповідним графікам генерації, добовою і сезонною нерівномірністю тощо.

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 та 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 теплових електростанцій (ТЕС), щоб вранці знов запустити їх на повну потужність
Недосконалість систем вимірювання, автоматики, релейного захисту та оперативного керування	Відставання у впровадженні сучасних технологій, обладнання, приладів і засобів забезпечення ефективного та надійного функціонування електричних мереж і систем
Відсутність маневрових та пікових потужностей	Об'єднана енергетична система (ОЕС) не в змозі забезпечити оптимальний графік навантажень, вимоги щодо частоти, рівня напруги та, зрештою, ефективну синхронну роботу з енергетичними об'єднаннями інших країн
Нестабільна робота та виникнення аварійних ситуацій	Стан споживачів електроенергії, а також процеси, які протікають у 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 і процесу споживання
Відсутність механізмів накопичення інформації про час та обсяги споживання	Такі механізми дають змогу раціоналізувати споживання та зменшити навантаження на електромережу в цілому

Таблиця 1.2 – Узагальнення процесів та задач для СЕП для України

№ з/п	Ознака	Генератор	Лінія електропередачі (ЛЕП)	Трансформатор	Перетворювач електроенергії	Накопичувач енергії	Споживач (навантаження)
1	2	3	4	5	6	7	8
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 Фризе $Q_\Phi$	–	–	–	[+]	–	[+]
13	Зниження встановленої потужності $S$	{+}	–	[+]	–	–	{+}
14	Усунення несиметрії та неурівноваженості сигналів струму та напруги	[+]	–	[+]	[+]	–	[+]
15	Регулювання перетоків електроенергії	–	[+]	[+]	–	[+]	[+]

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8
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 коефіцієнта корисної дії	[+]	[+]	{+}	{+}	{+}	[+]
22	Оптимізація режимів	[+]	{+}	{+}	{+}	[+]	[+]
23	Оптимізація параметрів	[+]	{+}	[+]	[+]	[+]	[+]
24	Оптимізація структури системи	[+]	[+]	[+]	[+]	[+]	[+]

(+) – проблема наявна;

[+] – проблема потребує першочергового вирішення;

{+} – перспективне вирішення на майбутнє

Враховуючи всі задачі, які стоять перед інтелектуальною енергетикою, можна виділити кілька пріоритетних напрямів для модернізації та розвитку існуючих СЕП:

- 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 АС.

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 [39]. Впровадження ДРГ призводить до зміни традиційної централізованої структури СЕП до децентралізованої, що, у свою чергу, вимагає змін у концепціях моніторингу, керування та балансування системи. СЕП з елементами РГ потребує встановлювати зв'язок між виробниками та споживачами електричної енергії для забезпечення керованості всіх елементів мережі [40].

Завдяки розвитку сучасних інформаційних систем з'явилася можливість пов'язати виробників і споживачів електроенергії, утворивши єдину систему, в якій у покритті графіка навантажень оптимальним шляхом у режимі реального

часу братимуть участь і виробники, і споживачі, які мають власні ДРГ. 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.

ЛСЕ дають змогу використовувати технології «інтелектуальних мереж», тобто здійснювати комплексне керування 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, та тим самим різко підвищити ефективність електропостачання.

Однією з найбільш важливих характеристик інтелектуальних ЛСЕ є створення сприятливих умов для системної інтеграції ДРГ, у тому числі й НВДЕ різної потужності (у першу чергу малої та середньої), розташованих у безпосередній близькості від споживачів, у централізовану СЕП. Також утворені ними ЛСЕ (мікромережі) можуть працювати як автономно на виділену групу навантажень (споживачів), так і паралельно з системами централізованого енергопостачання [32], а також забезпечувати додатковий резерв потужності як автономно (на рівні мікромережі), так і в складі віртуальної електростанції (ВрЕС) (на локальному чи системному рівні) тощо.

Розв'язати задачу ефективного використання РГ і підвищення конкурентоспроможності СЕП на основі НВДЕ можливо за рахунок впровадження ІнЕС [36, 37, 41–44]. При цьому з'являється можливість виникнення синергетичного ефекту за рахунок взаємодоповнення переваг і взаємної компенсації недоліків. Це крім підвищення ефективності складових такої системи дає змогу зменшити кількість трансформацій енергії та скоротити загальні витрати на енергетичні ресурси. Можливості, які створює інтеграція ДРГ в СЕП, та комплексні СЕП на основі таких джерел дають змогу, крім забезпечення власних потреб, отримувати певного роду прибуток за рахунок продажу надлишків виробленої енергії у СЕП або іншим споживачам, а для більш ефективної оптимізації роботи таких систем у цілому, та ДРГ зокрема, доцільно використовувати різного роду накопичувачі енергії та відповідні СК як такими комплексами, так і власним навантаженням. При реалізації описаної вище структури СЕП передбачається, що споживачі, які мають можливість використання власних ДРГ, систем накопичення енергії та СК своїм енергоспоживанням, зможуть стати активними учасниками ринку електричної енергії та внесуть свій вагомий вклад у реалізацію концепції «суспільства сталого розвитку».

Створення інтегрованих СЕП, які використовують різні за природою й енергетичним потенціалом джерела енергії, вимагає розробки нових методів їх

аналізу й оптимізації. Методи аналізу окремих енерговикористовуючих установок (техніко-економічного аналізу, оптимізації експлуатаційних та екологічних показників, теплового балансу), зазвичай, виявляються недостатніми. Це визначається великою кількістю варіантів схем ІнЕС та наявністю в системі різних видів енергетичної продукції та джерел енергії. Наявність в інтегрованій СЕП двох і більше видів джерел енергії ускладнює аналіз її ефективності, потребує вибору критеріїв оцінки прийняття схемних і технологічних рішень [45]. Інтеграція в мережу значної кількості нових елементів потребує розробки нових систем і законів керування та взаємодії елементів СЕП, відповідних механізмів взаєморозрахунків між ними.

На сьогодні основними інтересами споживачів залишаються можливості резервування, економія за рахунок зниження витрат, підвищений коефіцієнт корисної дії одночасної генерації тепла й електроенергії. Привабливою для споживача виявляється і можливість економії у періоди пікових навантажень і зростаючих цін. Розвиток конкурентного ринку приведе 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, отримані споживачем від енергопостачальної компанії, тим вигідніше буде включати власні РГ з урахуванням різниці між цінами на паливо й електроенергію.

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 й якості електроенергії.

РГ дають змогу здійснювати підтримку напруги та частоти, зменшувати втрати в мережах і витрати на підтримку резервів централізованої генерації. Огляд різноманітних типів систем децентралізованого виробництва електроенергії наведено у табл. 1.3.

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

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 СКН) як з метою мінімізації витрат на електроенергію, так і з метою отримання доходу від продажу електроенергії та потужності, використовуючи ДРГ чи накопичувачі енергії [16, 46–48].

Таблиця 1.3 – З'єднання компонентів системи з РГ та їх інтеграція в мережу

	Берегові ВЕС	Шельфові ВЕС	СЕС	Мікротурбіни	Паливні елементи	Електростанції на двигуні Стирлінга	Електростанції на поршневих двигунах	Електростанції на паровому циклі
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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			Низькі	Майже відсутні	Низькі	Достатньо низькі	

Продовження таблиці 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Доступність за вимогою	Низька			Висока				
Ринковий статус	Є та широко використовуються		Є	Є, входять у комерційне застосування	Є, нові впровадження		Є та широко використовуються	
Сфера застосування	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		Будь-яке джерело тепла	Природний газ, дизельне паливо, біопаливо	

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

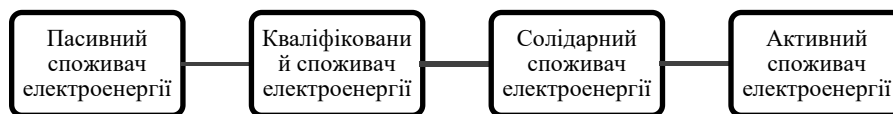


Рисунок 1.1 – Еволюція споживачів електроенергії

*Споживач електричної енергії* – суб'єкт господарювання або фізична особа, що використовує електричну енергію для власних потреб на підставі договору

з електропостачальником про постачання електричної енергії або інших підставах, передбачених законом України [49, 50].

*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 [50].

*Солідарний споживач електричної енергії* (відповідальний споживач) – це такий споживач електричної енергії, який у складі групи інших споживачів електроенергії спільно відповідає перед іншими учасниками ринку електричної енергії за дотримання правил взаємодії з СЕП і правил споживання електричної енергії.

*АС електричної енергії* (prosumer) – споживач електричної енергії, який має бажання та можливість тим чи іншим способом коригувати своє енергоспоживання з СЕП, а за наявності можливостей і надавати окремі додаткові послуги для інших учасників ринку електроенергії [48].

При взаємодії технологій інтелектуальних мереж, СКН і ДРГ АС можуть отримувати різного роду вигоди. Рівень активної участі споживачів і цілі взаємодії з гравцями ринку залежать від різних персональних і поведінкових характеристик споживачів.

Підключення 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 СЕП із РГ. Розподільна електрична мережа буває нерівномірно завантажена, отже, потребує коригування потокорозподілу, яке можна провести шляхом відповідної реконфігурації мережі. Установки РГ можуть інтегруватися на різних рівнях СЕП, а з метою забезпечення найкращого ефекту вони мають бути розміщені оптимально, що потребує розроблення 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, 16, 51, 52].

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 безпеки.

Основним стандартом, який регламентує під'єднання на паралельну роботу ВДЕ, є стандарт Інституту інженерів з електротехніки та електроніки (*IEEE 1547*) [53]. Комплекс стандартів *IEEE 1547* містить низку документів, присвячених різним аспектам забезпечення взаємодії та зв'язності між розподіленими ресурсами, інтегрованими до складу енергетичних систем, і

містить такі складові:

- 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 щодо обміну інформацією, моніторингу та контролю ВДЕ;
- 4) *IEEE* 1547.4 – вимоги до обладнання та його експлуатації у відокремлених ЛСЕ 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 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.

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. Якісну характеристику інтеграції представлено у табл. 1.4, де  $\{A\}$  та  $\{B\}$  – множини характеристик інтегрованих елементів,  $\{C\}$  – множина характеристика інтегрованих елементів що узгоджуються / не узгоджуються.

Таблиця 1.4 – Способи інтеграції елементів у систему

Незалежна	Взаємо- доповнення	Взаємо- компен- сація	Погли- нання	Взаємо- виключення	Запере- чення
$\{A\} \notin \{B\}$	$\{A\} \cup \{B\}$	$(\{A\} \cap \{B\}) \cup C$	$\{A\} \supset \{B\}$	$(\{A\} \cap \{B\}) \notin C$	$\{A\} \cap \{B\}; B \notin A$

## 1.2 Основні елементи концепції Smart Grid

В ЄС, Канаді, Китаї та США [8, 13, 14, 54] концепція Smart Grid є державною політикою технологічного розвитку енергетики майбутнього [2]. Існує досить велика кількість способів реалізації такого підходу [31]. Це можна пояснити тим, що у різних країнах, незважаючи на спільні погляди та фактори розвитку електроенергетичної системи, є деякі відмінності, 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 [1, 3–8, 11, 12, 31, 47, 54–60] було затверджено цю концепцію. Основні положення її полягають у наступному:

- 1) інтеграція ДРГ у СЕП;
- 2) розвиток і впровадження інтелектуальних СК;
- 3) впровадження новітніх інформаційних технологій;
- 4) мотивація активної поведінки споживачів.

Якщо розглядати можливі критерії оптимізації обладнання СЕП, то можна виділити ряд перспективних напрямів (табл. 1.5), більшість з яких потребує першочергового вирішення.

ЄС, США та Китай сформували пріоритетні напрями розвитку електроенергетичних мереж (табл. 1.6). Світовий досвід модернізації електромереж показав, що сучасні електричні мережі мають [5, 61–67]:

- 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 та топологію мережі;
- забезпечувати розширення ринкових можливостей інфраструктури шляхом взаємного надання послуг суб'єктами ринку й інфраструктурою;
- мінімізувати втрати електроенергії, розширити системи самодіагностики та самовідновлення при виконанні умов надійності та якості електроенергії;
- інтегрувати електромережеву й інформаційну інфраструктури для створення всережимної системи керування з повномасштабним інформаційним забезпеченням.

При появі достатньої кількості ДРГ та НВДЕ таку СЕП можна розглядати як ЛСЕ.

Переваги малопотужних РГ і комплексів на їх основі такі: одночасні аварії великої кількості малих електростанцій досить рідкісні та малоімовірні, у них коротші простої, їх легше ремонтувати, вони більш розосереджені географічно, відсутня потреба в передачі енергії на великі відстані [18].

Таблиця 1.5 – Визначення й атрибути Smart Grid в світі

Визначення терміну Smart Grid	
за класифікацією в США	за класифікацією в Європейському Союзі
Smart Grid – це повністю автоматизована енергетична система, що забезпечує двосторонній потік електричної енергії та інформації між електричними станціями і пристроями повсюдно. Smart Grid за рахунок застосування новітніх технологій, інструментів і методів наповнює електроенергетику «знаннями», що дають змогу різко підвищити ефективність функціонування енергетичної системи ... »	Smart Grids – це електричні мережі, що задовольняють майбутнім вимогам щодо енергоефективності та економічності функціонування енергосистеми за 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"> <li>- спроможність самостійного відновлення після збурень;</li> <li>- забезпечення активної участі споживачів у регулюванні енергоспоживання в мережі;</li> <li>- відмовостійкість в умовах фізичних і кібернетичних атак;</li> <li>- забезпечення якісної енергії відповідно до вимог XXI ст.;</li> <li>- поєднання всіх варіантів генерації та накопичення енергії;</li> <li>- можливість реалізації нових продуктів, послуг та ринків;</li> <li>- оптимальне використання виробничих засобів і підвищення експлуатаційної ефективності</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- гнучкість: задоволення вимог споживачів і здатність реагувати на зміни і проблеми в майбутньому;</li> <li>- доступність: можливість підключення для всіх учасників мережі: для джерел відновлюваної енергії та для ефективних локальних джерел генерації з нульовим або низьким рівнем викиду вуглецю;</li> <li>- надійність: мережа має бути надійною і забезпечувати високу якість подачі енергії, відповідати цифровим стандартам і бути стійкою до можливих ризиків і негативних впливів;</li> <li>- економічність: за рахунок інновацій, ефективного керування розподілом енергії та рівних умов конкуренції</li> </ul>

Таблиця 1.6 – Пріоритетні напрями розвитку електроенергетичних мереж у світі

Країна	Пріоритети
ЄС	Вирішення проблем інтеграції ВДЕ та енергоефективності, інтеграції ринків ЄС у рамках безвуглецевої економіки
США	Проблеми надійності енергопостачання, пікового споживання потужності та старіння виробничих об'єктів та інфраструктури
Китай	Швидкий розвиток енергосистеми, проблеми об'єднання ВЕС великої потужності та створення зв'язків між різними регіонами

Smart Grid – електрична мережа, яка шляхом використання інтелектуальних рішень інтегрує дії всіх підключених до неї учасників з метою забезпечення сталого, економічно ефективного та безпечного енергопостачання. Три базові принципи Smart Grid: безпека, стандартизація, інтеграція [68].

На сьогодні вже виділяють три покоління Smart Grid [68]:

**Smart Grid 1.0** – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому окремі пристрої і об'єкти системи можуть підключатися до мережі без застосування єдиних цифрових стандартів.

**Smart Grid 2.0** – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому підключення будь-яких вузлів системи можливо тільки за умови переходу на єдину IP-протокол і включення в єдину інтегровану IP-мережу.

**Smart Grid 3.0** – гнучка енергетична система, що базується на принципах децентралізованого керування та рівноправності споживача і постачальника.

Ключові технології для кожного покоління Smart Grid наведено в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Ключові технології для кожного покоління Smart Grid

Покоління	Ключові технології
Smart Grid 3.0	Роумінг енергії; торгівля енергією Peer-to-Peer; наскрізна архітектура і стандарти керування; єдиний Soft-grid для всієї мережі
Smart Grid 2.0	IP-протокол; електромобілі; зберігання енергії
Smart Grid 1.0	Реагування на попит; АМІ-мережа (на базі AMR, RTU і т.п. пристроїв); спеціалізоване програмне забезпечення (EMS / SCADA); розподілена автоматизація

На сьогодні маємо таку поточну ситуацію: аналогові лічильники; цифрові лічильники; системи керування для локальних рішень (DCS, BMS та ін.).

Впровадження Smart Grid призводить до формування нових ринків. Обсяги

ринку Smart Grid та основні напрями інвестицій характеризуються такими цифрами:

- 20 млрд. дол. на рік – обсяг ринку SCADA в Китаї в 2020 р. (2012 р. – 3 млрд. дол.) або 61% світового ринку;
- 10,3 млрд. дол. – витрати на АМІ в країнах Східної Європи в 2012–2023 рр.;
- 20,5 млрд. дол. – інвестиції в Soft grid наростаючим підсумком за 2012–2020 рр.; очікуваний ROI – 121,8 млрд. дол. до 2020 р.;
- 7 млрд. дол. – загальні інвестиції в Smart Grid в США в 2012 р.;
- 349 великих блекаутів і 150 млрд. дол. фінансових втрат від них за 2005–2009 рр. в США;
- 45 млрд. дол. – планований обсяг інвестицій в Smart Grid в Китаї в 2011–2016 рр.;
- 3,72 млрд. дол. – обсяг глобального ринку АМІ в 2016 р в ЄС (2011 р. – 1,2 млрд. дол.);
- 15 млрд. дол. – обсяг глобального ринку інтелектуальних лічильників до 2016 р. (4,4 млрд. дол. в 2010 р.).

Впровадження Smart Grid призводить як до зміни технологій функціонування енергосистеми, так і до зміни системи керування енергосистемою.

Ключові елементи Smart Grid:

- **Condition-Based / Predictive Maintenance / Asset Management** (профілактичне, реактивне, обслуговуюче та оціночне обладнання);
- **Demand Response Analysis** (аналіз реагування на попит);
- **Direct Customer Load Control** (пряме керування навантаженням у споживача);
- **Dispatcher Training and Simulation** (моделювання диспетчеризації);
- **Distribution System Real-Time Analysis Tools** (інструменти аналізу розосередженої системи в режимі реального часу);
- **Emergency System Restoration Support** (підтримка аварійного відновлення системи);
- **Fault Detection** (виявлення несправностей в автоматичному режимі);
- **Feeder Equipment Monitoring** (обладнання моніторингу подачі електроенергії);
- **Integrated Volt VAR Control** (інтегрована система контролю напруги);
- **Integration of DMS (OMS) / AMI / GIS** (інтеграція систем різних рівнів і функціоналу, включаючи DMS (OMS), AMI, GIS);
- **Load Forecasting** (прогнозування навантаження);
- **Multilevel Feeder Configuration** (багаторівнева конфігурація пристроїв подачі електроенергії);

- **Network Switching Management / Analysis / Optimization** (керування, аналіз і оптимізація рішень щодо мережевої комутації);
- **Power Quality Assessments** (оцінка якості електроенергії);
- **Relay Protection Coordination** (керування релейним захистом).

На сьогодні боротьба за ринок Smart Grid триває: реалізуються масштабні регіональні ініціативи. Пріоритети національних проектів в Smart Grid наведено в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Пріоритети національних проектів в Smart Grid

Регіон	Перший рівень значущості	Другий рівень значущості	Третій рівень значущості
АТР	Розподілена автоматизація	ПЗ для мережевих операцій	Модернізація мереж передачі електроенергії
Китай	Розподілена автоматизація	Інфраструктура АМІ	Модернізація мереж передачі електроенергії
Європа	Програмне забезпечення для мережевих операцій	Аналіз даних	Інфраструктура АМІ
Латинська Америка	Модернізація мереж передачі електроенергії	Інфраструктура АМІ	Розподілена автоматизація
Північна Америка	Аналіз даних	Програмне забезпечення для мережевих операцій	Розподілена автоматизація

На сьогодні положення коцепції Smart Grid поширюються на сфери теплопостачання та газозабезпечення. Аналізу резервів електроенергетики України в сфері теплозабезпечення присвячено ряд робіт [21–23, 69, 70].

Так, у [21] особливу увагу звернено на питання підтримки нічного провалу графіка навантаження з залученням систем електротеплозабезпечення об'єктів житлово-комунального господарства. Характеристики основних електротеплотехнологій теплозабезпечення, які використовуються в Україні, детально висвітлено у роботах [71, 72]. В Україні актуальним є подальше поширення в житлово-комунальному господарстві гібридних систем теплозабезпечення, що базуються на сумісному використанні електроенергії та традиційних та/або НВДЕ [73]. Такі системи як активні споживачі можуть

сприяти ущільненню добового графіка навантаження за рахунок підтримки його нічного провалу. Поряд з цим функціонування гібридних систем у відповідних режимах дає змогу підвищити енергетичну ефективність теплозабезпечення, його якість і комфортність.

Застосування для теплозабезпечення об'єктів житлово-комунального господарства гібридних систем як АС інтелектуальних електричних мереж має на меті поєднати переваги двох підсистем теплозабезпечення, що призведе до певного синергетичного ефекту у всіх ланках ланцюга генерація – передача – споживання енергії. Наприклад, гібридні системи можуть містити два базові контури, перший з яких є контуром електро-теплозабезпечення, другий – теплозабезпечення, з використанням традиційних та/або НВДЕ. Ці контури певним чином взаємодіють між собою, забезпечуючи якісне та комфортне опалення та гаряче водопостачання. Існують два основні варіанти реалізації контура електротеплозабезпечення:

- 1) наявність окремого контура електротеплозабезпечення в кожній квартирі;
- 2) контур електротеплозабезпечення є загальнобудинковим.

Стосовно контура теплозабезпечення від традиційних та/або НВДЕ, то тут типовими є варіанти обладнання будинків системами централізованого, помірно-централізованого, децентралізованого й автономного теплопостачань.

Гібридна система теплозабезпечення, що розглядається як АС, має бути оснащена певним основним обладнанням. Це насамперед стосується контура електротеплозабезпечення, який у загальному випадку містить такі види обладнання: споживаюче обладнання, здатне до зміни навантаження; власні ДРГ електричної енергії; акумулятори електричної енергії; акумулятори теплової енергії.

Стосовно контура теплозабезпечення на основі використання традиційних та/або НВДЕ, то тут серед основних вимог виділяється можливість керування тепловим навантаженням будинку, що передбачає його приєднання до теплових мереж через індивідуальний тепловий пункт. Таке керування повинно бути узгодженим з контуром електротеплозабезпечення.

У поквартирних системах як споживаюче обладнання доцільно застосовувати різні види електротеплоакумуляційного обладнання, що забезпечує підтримку нічних електричних навантажень. Це насамперед системи підлогового електроопалення (кабельного та водяного), підлогового теплонасосного водяного тощо. Перспективним є також застосування акумуляційних електропечей зі спеціальними твердотілими наповнювачами для накопичення теплоти.

Щодо власних ДРГ електричної енергії, яка є однією з важливих складових інтелектуальної енергетики, то за умови загальнобудинкової локалізації контура електротеплозабезпечення доцільним є застосування насамперед СЕС

з розташуванням активних елементів на фасадах та покрівлях будинків. Окремі ДРГ інтегруються з утворенням мікросистем (Microgrids) або ВрЕС.

Характеризуючи особливості застосування розглянутих електричних контурів, слід зазначити, що їх поквартирна локалізація забезпечує дещо вищу маневреність і меншу інерційність теплозабезпечення, гарантує гнучкіше керування тепловим станом окремих приміщень у межах квартири. Загальнобудинкова локалізація електричного контура відповідає меншим капітальним витратам на встановлення обладнання, простіше інтегрування в систему теплозабезпечення тощо.

У табл. 1.9 систематизовано окремі типи гібридних систем теплозабезпечення будівель [69, 73].

Таблиця 1.9 – Основні типи гібридних систем електротеплозабезпечення

№ з/п	Характеристика	Тип гібридної системи
1	Тип локалізації контура електротеплозабезпечення	Система з поквартирною локалізацією контура електротеплозабезпечення. Система з загальнобудинковою локалізацією контура електротеплозабезпечення
2	Тип системи контура теплозабезпечення	Централізоване теплопостачання. Помірно-централізоване теплопостачання. Децентралізоване теплопостачання. Автономне теплопостачання
3	Кількість джерел теплоти	Бівалентна система, в якій використовують два джерела теплоти. Полівалентна система, в якій використовують понад два джерела теплоти
4	Наявність власної РГ електричної або теплової енергій	Системи з власною генерацією електричної або теплової енергії. Системи без власної генерації електричної або теплової енергії
5	Наявність акумулювання електричної або теплової енергій	Системи з акумулюванням електричної або теплової енергії. Системи без акумулювання електричної або теплової енергії

### 1.3 Основні передумови інноваційного розвитку енергетики

Класифікація передумов і загальних принципів розвитку енергетики на платформі Smart Grid дає змогу провести порівняння інноваційної концепції з діючою класичною концепцією за певними критеріями, а також систематизувати процес оцінки перспектив переходу національної енергетики на інтелектуальний шлях розвитку [74].

До основних передумов (факторів та чинників) розвитку галузі на платформі Smart Grid можна віднести: зростання електроспоживання на тлі дефіциту джерел електроенергії; підвищення вимог до безпеки, надійності й якості електропостачання на тлі зношеності обладнання мережевих компаній; зростання тарифів на електроенергію; підвищення вимог у сфері енергоефективності, екології і охорони довкілля. Відповідно до зазначених передумов, порівняльні характеристики функціональних властивостей енергетичної системи, що розвивається на базі концепції Smart Grid, і такої, що функціонує за класичними принципами, наведено в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Основні передумови інноваційного розвитку енергетики та порівняльні характеристики функціональних властивостей енергетичної системи на основі класичної концепції і на базі концепції Smart Grid

Основні передумови інноваційного розвитку енергетики	Енергетична система на основі класичної концепції	Енергетична система на основі концепції Smart Grid
1	2	3
Зростання електроспоживання на тлі дефіциту джерел електроенергії	Одностороння комунікація між елементами або її відсутність	Двосторонні комунікації
	Централізована генерація – складноінтегрована РГ	РГ
	Обмежений контроль перетоків потужності	Керування перетоками потужності
Підвищення вимог до безпеки, надійності та якості електропостачання на тлі	Топологія переважно радіальна	Топологія переважно мережева
	Реакція на наслідки аварії	Реакції на запобігання аварії

Продовження таблиці 1.10

1	2	3
високого ступеня зносу обладнання мережевих компаній	Робота обладнання до відмови	Моніторинг і самодіагностика, що продовжують термін експлуатації обладнання
	Ручне відновлення	Автоматичне відновлення – «самовідновлювані мережі»
	Схильність до системних аварій	Запобігання розвитку системних аварій
	Ручне та фіксоване виділення мережі	Адаптивне виділення мережі
	Перевірка обладнання за місцем	Віддалений моніторинг обладнання
	Надійність як технічна категорія	Надійність як техніко-економічна категорія
Зростання тарифів на електроенергію	Недоступна або сильно запізнена інформація про ціну, обсяги, надійність та якість енергопостачання електроенергії для споживача	Інформація у реальному часі
		Програма керування споживанням електроенергії (обсяг і функціональні властивості)
		Можливість регулювання пікового споживання, зміна ціни під час пікових навантажень
		Встановлення диференційованих цін на різні рівні надійності та якості електроенергії

Продовження таблиці 1.10

1	2	3
Підвищення вимог у сфері енергоефективності, екології й охорони довкілля	Високий рівень втрат електроенергії	Зниження втрат електроенергії на 25–30 %
	Напрямок потоку потужності від генерації до споживача відповідно до заздалегідь заданих рівнів напруги і опору	Здатність електричної мережі самостійно регулювати подачу електроенергії в залежності від зниження або зростання режиму споживання
Підвищення вимог у сфері енергоефективності, екології й охорони довкілля	Пошук і відновлення енергопостачання – витрати на виїзд оперативного персоналу, недовідпуск електроенергії	Зниження кількості виїздів працівників на аварії та проведення оперативної діагностики, зменшення недовідпуску електроенергії
	Високий рівень викидів CO <sub>2</sub> в атмосферу	Зниження викидів в атмосферу в результаті зниження кількості та потужностей генеруючих елементів мережі, у тому числі за рахунок використання РГ і оптимального споживання електроенергії

Після енергетичної кризи 1973 року в США було прийнято закон про національну політику енергозбереження, за допомогою якого розроблено комплекс заходів з керування попитом. До середини 1980-х років програми керування попитом використовувалися практично у всіх штатах, що дало змогу знизити потребу в будівництві нових ліній електропередачі. Протягом багатьох

років енергокомпанії впроваджували «Програму прямого керування навантаженням» (англ. Direct Load Control, DLC) як різновид добровільного зниження споживачем рівня електроспоживання у відповідь на зміну ціни (англ. Demand response, DR), в рамках якої споживачі погоджувалися на короточасне відключення навантаження при аварійних ситуаціях в енергосистемі в обмін на спеціальні тарифи. Починаючи з 2010 року DR почав активно зростати на ринках електроенергії та отримав можливість конкурувати з її виробництвом [75, 76].

У 1993 році Міжнародне Енергетичне Агентство запустило програму з керування попитом (англ. The Demand-Side Management Programme, IEA DSM), у якій беруть участь 15 держав для розвитку і просування можливостей DSM. У даний час перед ініціативною групою стоять завдання щодо розвитку інноваційного енергосервісу, інтеграції DSM, енергоефективності, РГ і ВДЕ, зі зміни поведінки споживачів [77].

На думку Єврокомісії, енергоефективність та DR важливіше і вигідніше для балансування попиту та пропозиції на ринках електроенергії, ніж будівництво нових або підтримання в експлуатації станцій і мереж при зростанні частки ВДЕ в енергобалансі [78]. Потенціал впровадження DR в ЄС оцінювався на 2015 рік у зниженні пікового споживання до 180 ГВт [79]. Програма DR в країнах ЄС знаходиться на різних стадіях розвитку. Такі країни як Бельгія, Франція, Ірландія та Великобританія законодавчо закріпили порядок DR, права й обов'язки незалежних агрегаторів, технічні умови та вимоги для участі споживачів в DR [80].

#### **1.4 Активний енергокомплекс і його взаємодія з енергосистемою**

Енергосистеми еволюціонували з погано розвинених розрізнених систем у централізовану енергосистему, що працює на викопному паливі, потім в централізовану систему на ВДЕ, наближаючись до останнього етапу, – до розосередженої енергосистеми на ВДЕ [81]. Під Microgrid розуміється локальна розосереджена мережа низької напруги, яка об'єднує, наприклад, один або кілька розосереджених енергооб'єктів, найчастіше на ВДЕ, накопичувачі енергії, паливні елементи, когенерацію, електромобілі, систему керування попитом, яка може працювати ізольовано або підключаючись до центральної енергосистеми. Саме розосереджена енергетика та її самоорганізація в мікромережу з використанням ефективних технологічних рішень інтелектуального керування, на думку експертів, є енергетикою майбутнього [81]. Не існує загальноприйнятої мінімальної та максимальної загальних встановлених потужностей Microgrid, у середньому вона становить 1–10 кВт,

хоча в США може досягати й кілька МВт [82].

Важливим елементом активного енергокомплексу майбутнього є так звані «prosumer» (PROducer + conSUMER) – АС, що з'явилися за рахунок розвитку технологій побутових генераторів енергії (сонячних батарей) та інтелектуальних лічильників, енергоефективних рішень і керування попитом, та які, з часом, можуть стати повноцінними учасниками ринку. Європейський Парламент відносить до категорії prosumer широке коло суб'єктів: «побутовий prosumer» (громадяни з власною мікрогенерацією), «колективний prosumer» (об'єднання некомерційного характеру), «комерційний prosumer» (торгівельні центри, офісні будівлі), «громадський prosumer» (школа, лікарня).

Мікромережі спочатку створювалися для забезпечення безперебійного енергопостачання об'єктів, віддалених від центральної мережі, або як такі, що мають стратегічне значення. На свій час у США Microgrid сприймається як перший крок на шляху до інноваційного й ефективного використання енергоресурсів на локальному рівні для отримання комерційної вигоди та отримали назву розвинених Microgrid (advanced Microgrid) [83].

В ЄС Директива по енергоефективності від 25.10.2012 (Energy Efficiency Directive 2012/27/EU), Директива про відновлювальну енергетику від 23.04.2009 (Renewable Energy Directive 2009/28/EU) та Комюніке Єврокомісії про державну підтримку захисту навколишнього середовища та енергетики на 2014–2020 рр. від 28.06.2014 (Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014–2020) містять положення про малі виробники електроенергії. У травні 2016 року Європейський Парламент визнав необхідність розробки визначення «prosumer» і нових законодавчих норм для залучення інвестицій в розвиток виробництва електроенергії для власних потреб, яке є важливим елементом в досягненні цілей ЄС з ВДЕ [83].

Функції керування розосередженими енергоресурсами можуть виконувати локальні СК кожного агрегату. Однак зі зростанням кількості об'єктів керування в мікромережі неможливо обійтися без автоматизованої інформаційно-керуючої системи, яка повинна здійснювати координоване і оптимальне керування всіма розосередженими енергоресурсами, мінімізуючи витрати на паливо, закупівлі енергії на ринках і технічне обслуговування обладнання, підвищуючи доходи від продажу енергії та надання системних послуг (цінозалежне споживання, регулювання частоти та напруги).

Активний енергокомплекс також не може обійтися без електромобілів, які можуть відігравати роль переносних акумуляторів, наприклад, під час заряджання на парковці (за статистикою близько 80 % всього часу) вони можуть видати, за необхідності, акумуляовану раніше енергію в мережу.

Структура активного енергокомплексу і системи керування ним залежить від кількості і роду розосереджених енергоресурсів, які входять до нього. Такі

системи керування отримали загальну назву Distributed Energy Resource Management System [84]. Same Distributed Energy Resource Management System відповідає за взаємодію з «великою» енергосистемою, яку, в свою чергу, представляє DMS енергетичної компанії. DMS встановлює «межі» та норми, щоб при приєднанні мікромережі вона не завдала шкоди мережі через можливі замикання, порушення напруги, неправильну топологію.

Також досить перспективним є ринок сонячних батарей з акумулятором для побутового застосування одним або невеликою групою споживачів, які разом утворюють так звану наномережу (panogrid).

Оборот наномереж сонячних батарей з акумулятором склав 1,2 млрд. дол. США в 2015 році та виросте до 23,1 млрд. дол. США в 2024 році. Відповідно до огляду ринку Navigant найбільше наномережі поширені в Європі і також очікується їх бурхливе зростання до 2024 року (з 184,4 МВт у 2015 році до 4272,1 МВт у 2024 році). Найуспішніші компанії, що працюють в даній галузі: Tesla and SolarCity, SunPower, Sunrun, Gildemeister, LG Chemical, DC System Pioneers, E3 / DC, Green Charge Networks, Ideal Power, Sunverge, Timber Rock Energy Solutions, Alectra Utilities [85].

На думку Eurelectric, вигідне роздрібне ціноутворення для prosumer забезпечить інвестиції в розосереджену енергетику з боку споживачів. Чіткі законодавчі рамки дадуть змогу учасникам ринку запускати нові послуги для допомоги prosumer найбільш ефективно використовувати власні генеруючі установки. Prosumer повинні бути інтегровані в ринок на рівних умовах з іншими генераторами енергії, їх енергія повинна продаватися за ринковою ціною [84]. В ЄС є кілька схем надання компенсації для prosumer, схожих з виплатами по ВДЕ, у тому числі, «зелені тарифи», аукціони і чисте вимірювання. Система чистого вимірювання (Net-metering), відповідно до якої споживач сплачує електроенергетичній компанії тільки різницю між спожитою з мережі енергією та енергією, відпущеною в мережу. Тобто надлишок енергії, виробленої споживачем, відпускається в мережу і може бути повернуто (спожито) протягом певного періоду часу (годину, день, місяць, рік), мережа використовується як акумулятор [83].

Компанії-розробники інноваційних платформ активного керування розосередженими енергоресурсами (Blue Pillar, Enbala, Viridity, Innovari, Powerit Solutions) знаходяться в постійному пошуку партнерів на рівні енергетичних і комунальних компаній для тестування й установки своїх програм, змагаючись при цьому з компаніями, що надають послуги з керування споживанням (EnerNOC, Comverge), й енергосервісними компаніями-гігантами (Honeywell, Schneider Electric, Siemens, Johnson Controls / Tyco), які активно адаптують свої програми з керування «великими» енергосистемами до мікромереж [87]. Негативні риси розосереджених енергоресурсів (наприклад,

переривчастість ВДЕ та, відповідно, напруги в мережі) можуть згладжуватися цілим набором існуючих технологій і програмних рішень [82]:

- автоматизація розподільної мережі й автоматизація підстанції (самовідновлення), адаптивні системи захисту на великих територіях, системи керування і контролю на великих територіях (інформованість на блоці керування живленням), енергоукомплектування останнього покоління (FACTS, «інтелектуальні» інвертери тощо);

- керування розподільними мережами з боку енергокомпанії включає в себе використання: програмного забезпечення з керування мережами (Distribution Management System, DMS), програмного забезпечення з керування виробництвом електроенергії (Energy Management Systems, EMS), СК при відключеннях (Outage Management Systems, OMS), додатків з керування напругою та реактивною потужністю (IVVC, CVVC), геопросторового керування об'єктами (GIS), аналітичних програм з хмарними технологіями, програм керування попитом і т. ін.;

- з боку споживача: інфраструктуру інтелектуальних лічильників (advanced metering infrastructure, AMI), «інтелектуальні» будинки, зарядки для електромобілів тощо.

В умовах ускладнення ринку завданням регулятора є створення мінімальних стандартів поведінки суб'єктів ринку для забезпечення стабільності та безпеки роботи енергосистеми, у тому числі при надзвичайних ситуаціях або кібератаках.

Визначена необхідність державного стимулювання проектів з агрегації й автоматизації керування малою генерацією, більш широкого використання можливостей DR, що, в свою чергу, потребує розроблення та впровадження обов'язкових галузевих стандартів, які забезпечують сумісність Smart-технологій, які застосовуються споживачами.

Як приклад наведемо технічні рішення EssPro™ компанії АББ зі збереження енергії, дають можливість забезпечити високу продуктивність сонячних установок

Рішення компанії АББ щодо накопиченню енергії [88] для населення можуть ефективно застосовуватися з обладнанням, що працює в найширшому діапазоні потужності: від 25 кВт до декількох мегават. У комплект поставки інтегрованого модуля зберігання енергії АББ входять трансформатор, комутаційна апаратура низької та середньої напруг, а також перетворювачі та засоби керування.

Технічні рішення EssPro™ компанії АББ з збереження енергії дають змогу забезпечити високу продуктивність сонячних установок і підтримувати надійність та ефективність електричної мережі від систем перетворення енергії

до повністю інтегрованих готових акумуляторних блоків для систем зберігання енергії. Система перетворення енергії EssPro пов'язує акумуляторний блок систем зберігання енергії з електричною мережею і перетворює накопичену енергію постійного струму в енергію змінного струму, що відповідає вимогам мережі для збутових потреб.

Інтегрована в мережу система EssPro і системи зберігання енергії відповідають всім вимогам до електроживлення у межах від декількох сотень кіловат до десятків мегават. Комплексні рішення АББ готові до об'єднання як з мережами середньої напруги, так і з високовольтними мережами. Мережа EssPro, розроблена на основі величезного досвіду компанії АББ в сфері рішень для електромереж збутових компаній і всеосяжного знання акумуляторних технологій, об'єднує передові засоби і алгоритми керування з технологією акумулювання енергії. Завдяки цьому EssPro найкращим чином вирішує завдання по збільшенню продуктивності системи зберігання енергії.

Як еволюцію розвитку поняття prosumer необхідно вказати на таку назву як prosumage, що визначає функціональне поєднання традиційних prosumer та накопичувачів електроенергії (акумуляторів). Наведемо аргументи на користь і проти збільшення prosumage в контексті низьковуглецевої трансформації енергії (табл. 1.11) [89].

Таблиця 1.11 – Аргументи на користь і проти збільшення prosumage

Аргументи на користь просюмеджів	Аргументи проти просюмеджів
Споживчі переваги	Втрати ефективності
Участь та прийняття енергетичних перетворень	Впливи на розподіл
Нижчі і менш змінні витрати електроенергії	Ефекти «відскоку»
Активізація приватного капіталу [92]	Занепокоєння щодо захисту даних та дистанційного керування
Гнучкість, секторальні зв'язки та енергоефективність	
Різноманітність мережі розподілу	
Різноманітність мережі передачі	
Підвищена конкуренція	
Місцеві пільги	
Політична економія та нові інституційні аргументи	

Якщо розглядати потенційні переваги просюмеджів, то відправною точкою

є більш централізована система з однаковими генеруючими потужностями, а не альтернативна система на основі викопних видів палива. Деякі плюси та мінуси можуть бути дійсними лише з певних перспектив, наприклад, від окремого prosumage, системного оператора, енергопостачальної компанії або суспільства в цілому [90–92].

Споживачі можуть мати переваги для місцевих рішень з відновлюваної енергії, за незалежність від енергетичної галузі та для енергетичного диктату, навіть якщо останній сприймається або лише частково реалізується [90]. Цей момент також був чітко згаданий споживачами, які інвестували в батареї, що підключаються до фотоелектрики в Німеччині. Інший важливий аргумент на користь просюмерів пов'язаний з більш високим громадським (суспільним) визнанням трансформації енергії та реальною реалізацією відповідних цілей енергетичної політики. Мотивацією для споживачів, щоб стати просюмерами, є перевага активної участі в низьковуглецевій трансформації енергії.

## 2 АРХІТЕКТУРА ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

### 2.1 Референтна архітектура Smart Grid

Об'єднання в єдину платформу всіх функціональних технологій обумовлює необхідність по новому поглянути на побудову як окремих систем, так і на їх інтеграцію, переходячи від жорсткої сформованої структури «генерація–мережі–споживач» до більш гнучкої, в якій кожен вузол мережі може бути активним елементом (як споживачем, так і постачальником енергії). При цьому ІнЕС повинна в автоматичному режимі здійснювати переконфігурацію при зміні умов. Новою постає і технологія функціонування такої метасистеми, оскільки в ній односпрямований рух енергетичних потоків (джерело–споживач) перетворюється у багатонаправлені рухи (наприклад, джерело–споживач; споживач–джерело). При цьому інфраструктура ІнЕС повинна забезпечувати постачання, транспортування і споживання різних за видами енергетичних потоків (енергоносіїв).

У зв'язку зі складною структурою, можливим проявом конфліктів, конкуренції в ІнЕС класична ієрархічна схема побудови та керування окремими системами не може виконати загальні цільові установки. Нова системна конструкція повинна поєднувати певну самостійність низки центрів прийняття рішень та їх скоординованість у забезпеченні сталого енергопостачання споживачів. Вона повинна будуватися за принципом субсидарності та саморегуляції, відповідно до яких керування здійснюється не шляхом впливу на регульовану систему ззовні, а формується в ній самій. Реалізація цього принципу можлива за допомогою мультиагентного підходу, який передбачає організацію взаємодії агентів один з одним, в результаті чого і виникають внутрішні керуючі фактори. При цьому системи мають своє власне керування, цілі, завдання та працюють незалежно, координуючись з іншими системами в рамках виконання єдиних цільових установок.

Окремо необхідно сказати про системи керування ІнЕС. Ефективність керування досягається як інтелектуальними інформаційними технологіями та комп'ютерними моделями, так і сучасними високоефективними пристроями, на яких інтелектуальні інформаційні технології та моделі реалізуються.

Саме СК покликані забезпечити спільне ефективне функціонування ІнЕС. Розробка методології та методів такого інтегрованого керування режимами спільно працюючих енергетичних систем є найважливішим завданням досліджень у рамках даної проблеми.

Щодо функції вироблення рішень. Ця область досліджень охоплює області, починаючи від етапів створення ІнЕС до вибору раціональних параметрів їх СК.

На всіх цих етапах виникають завдання адаптації існуючих і розробки нових моделей і методів до інтегрованих інтелектуальних енергетичних систем, які набувають нових властивостей, з урахуванням всіх особливостей, пов'язаних з невизначеністю інформації, багатокритеріальністю та розбіжністю інтересів суб'єктів відносин. Вибудовування нової методології вироблення рішень для обґрунтування розвитку та керування функціонуванням інтегрованих ІнЕС, формування відповідної системи моделей і методів. Це важливі завдання подальших досліджень.

Необхідним є перехід до нових структур у вигляді ІнЕС. Вони припускають інтеграцію самоорганізованих систем: електро-, тепло-, холодо-, газопостачання, побудованих за мультиагентним принципом на інтелектуальній основі.

Коротко розглянемо опис референтної архітектури Smart Grid (англ. Smart Grid Architecture Model, SGAM) [93, 94].

Використання архітектури SGAM [93, 94] визначено для застосування до концептуальної моделі, виходячи з принципів розподілу з точки зору електричних процесів і з точки зору керування інформацією (розбиття на ієрархічні зони (рівні) керування електричними процесами). Концептуальна модель, до якої застосовується дана архітектура, являє собою множину понять і зв'язків між ними. Концептуальна модель надає засоби для аналізу варіантів використання, ідентифікації інтерфейсів, для яких необхідні стандарти взаємодії.

Розвиток сучасних енергосистем характеризується переходом від класичного централізованого та ієрархічного ланцюга виробництва електроенергії до більш децентралізованої системи, в якій учасники динамічно міняються ролями і взаємодіють між собою. Концептуальна модель енергосистеми, розроблена NIST, дозволяє сформулювати характеристики кожної складової енергосистеми та відслідковувати взаємозв'язки між її елементами (див. рис. 2.1).

Концептуальна модель, яка використовується в SGAM, заснована на моделі NIST з деякими доповненнями.

Важливо відмітити, що принципи цілісності та сумісності забезпечують узгодженість архітектури. Цілісність гарантує, що п'ять шарів однозначно пов'язані між собою; сумісність гарантує, що умови для взаємодії виконуються на кожному шарі. Обидва принципи повинні бути реалізовані для кожного визначеного варіанту використання.

Зокрема, введено новий домен «Розосереджені енергоресурси», а також відповідні взаємозв'язки з іншими доменами. Це доповнення суттєве для архітектури ІнЕС, оскільки дає змогу краще описувати клас систем різного ієрархічного рівня Microgrid.

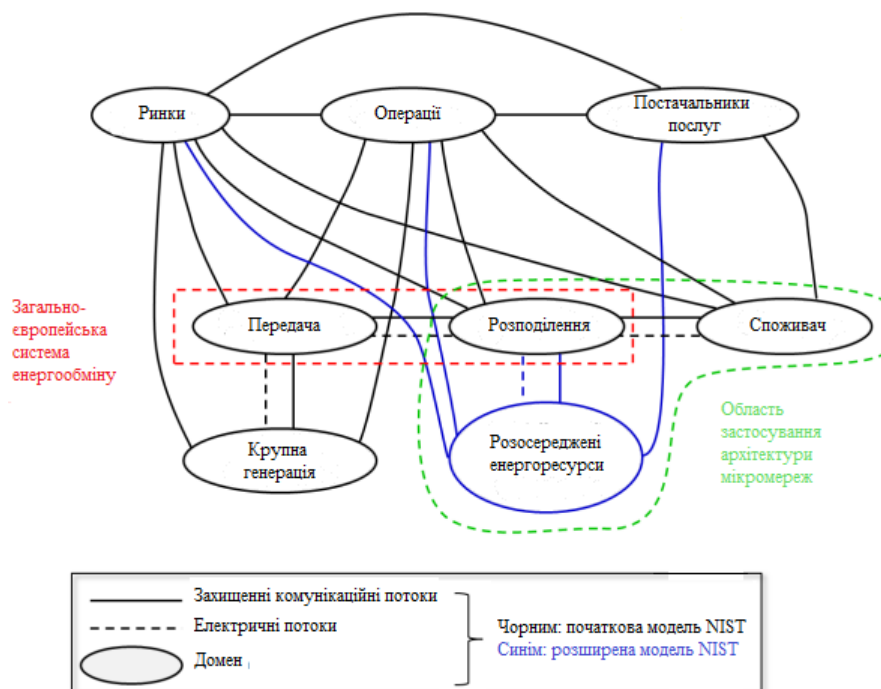


Рисунок 2.1 – Концептуальна модель енергосистеми SGAM

Дана архітектура побудована на п'яти абстрактних шарах: «Бізнес-шар», «Функціональний шар», «Інформаційний шар», «Комунікаційний шар» і «Компонентний шар» (див. табл. 2.1).

При розробці архітектури передбачається така послідовність етапів:

1. Вибір варіанту використання. Вибраний варіант використання повинен бути проаналізований і схематизований за допомогою SGAM.

2. Розробка компонентного шару. Вміст шару компонентів береться з опису акторів, у варіанта використання. Зазвичай актор виступає власником деякого пристрою, котрий повинен бути представлений на даному шарі.

3. Розробка бізнес-шару. В бізнес-шарі розміщуються бізнес-процеси, сервіси і організації, пов'язані з варіантом використання. Цей рівень також включає в себе бізнес-цілі, економічні та нормативно-правові обмеження.

4. Розробка функціонального шару. Даний шар призначений для представлення функцій і їх взаємозв'язків у відношенні рівнів керування і зон. Функції витягуються з варіанту використання. Як правило, варіант

використання складається з декількох часткових варіантів використання з конкретними відношеннями. Часткові варіанти використання можуть бути перетворені в функції, коли актори і абстрактні моделі формулюються незалежним чином. Шар функцій являє основні кроки процесу, прецеденти і сервіси, незалежно від їх фізичної реалізації у конкретних схемах і компонентах.

Таблиця 2.1 – Шари архітектури SGAM та їх опис

Шар	Опис
Бізнес-шар	Бізнес-шар відображає бізнес-погляд на обмін інформацією всередині ІнЕС. SGAM може бути використаний для відображення поведінки регуляторних та економічних (ринкових) структур, бізнес-моделей, бізнес-портфоліо (продуктів та послуг), суб'єктів електроенергетики. Також у цьому шарі можуть бути представлені бізнес-можливості та бізнес-процеси. Таким чином він підтримує керівників в прийнятті рішень, пов'язаних з новими бізнес-моделями і конкретними бізнес-проектами, а також регуляторів в визначенні нових моделей ринку
Функціональний шар	Описує функції та сервіси, у тому числі їх відношення з архітектурної точки зору. Функції надаються незалежними від акторів і фізичної реалізації систем та компонентів. Функції отримуються шляхом аналізу функціональності варіантів використання
Інформаційний шар	Описується інформація, яка використовується та передається між функціями, сервісами та компонентами. Шар містить інформацію, об'єкти й основні стандартні моделі даних. Ці інформаційні об'єкти та стандартні моделі даних являють собою загальну семантику для функцій і сервісів в цілях забезпечення сумісності при обміні інформацією
Комунікаційний шар	Основну увагу в даному шарі приділяється опису протоколів і механізмів для сумісності при обміні інформацією між компонентами в контексті функцій або сервісів, а також у зв'язку з інформаційними об'єктами та моделями даних
Компонентний шар	Акцент компонентного шару зроблено на фізичному розподілі задіяних компонентів в контексті ІнЕС. Він включає в себе енергетичне обладнання, захист і дистанційне керування пристроями, мережеву інфраструктуру (дротові/бездротові з'єднання зв'язку, маршрутизатори, комутатори, сервери) та інші типи комп'ютерів

5. Розробка інформаційного шару. Він описує інформаційні об'єкти чи моделі даних, які застовуються у варіантах використання, функціях або сервісах. Інформаційний шар описує інформацію, яка може використовуватись або котрою можуть обмінюватись учасники, є похідними від опису діаграм послідовності варіантів використання.

6. Розробка комунікаційного шару. На шарі комунікації акцент робиться на описі протоколів і механізмів узгодженого обміну інформацією між акторами варіантів використання. Відповідні протоколи і механізми визначаються на основі інформаційних об'єктів і канонічної моделі даних, а також при розгляді нефункціональних вимог варіантів використання.

Кожний із рівнів поділяють на ієрархічні рівні (зони) керування енергосистемою. Виділяють шість зон: «Енергетичне обладнання», «Вимірювальні та керуючі пристрої», «Енергооб'єкт», «Операції», «Підприємство» і «Ринок». Також рівні ділять на домени, тобто області ланцюга доданої цінності в електроенергетиці. Виділяють п'ять областей: «Велика генерація», «Передача», «Розподіл», «Розосереджені енергоресурси» і «Споживач». Необхідно відмітити, що включення в опис архітектури п'яти шарів є важливим методологічним принципом, оскільки соціо- та кібер-технічний характер ІнеС визначає необхідність спільного взаємопов'язаного проектування соціальних моделей поведінки акторів, технологічної структури, СК.

Кожний шар охоплює проекцію ІнеС, яка покривається доменами енергосистеми та зонами (рівнями керування). Структура SGAM дає уявлення про те, на яких рівнях керування відбувається взаємодія між доменами (див. табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Домени архітектури SGAM та їх опис

Домен SGAM	Опис
Велика генерація	Генерація електричної енергії в великих кількостях (ТЕС, атомні електростанції та ГЕС, ВЕС, потужні СЕС)
Передача	Інфраструктура і організація, яка транспортує електроенергію на великі відстані
Розподіл	Інфраструктура й організація, яка розподіляє електроенергію споживачам
Розосереджені енергоресурси	Розосереджені електричні ресурси безпосередньо пов'язані з розподільною мережею, застосовуються в технологіях малої генерації (як правило, в діапазоні від 3 до 10000 кВт)
Споживач	Промислові, комерційні об'єкти (наприклад, хімічні заводи, аеропорти, порти, торговельні центри)

Опис зон архітектури SGAM наведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Опис зон (рівнів керування) архітектури SGAM

Рівні керування	Значення
Енергетичне обладнання	Обладнання, яке виконує фізичне, хімічне та просторове перетворення енергій (електроенергія, сонячна енергія, вода, вітер та ін.)
Вимірювальні та керуючі прилади	Пристрої для захисту, керування та контролю технологічних процесів енергоблоку системи, наприклад, релейний захист, будь-який вид інтелектуальних електронних пристроїв
Енергооб'єкт	Визначає рівень агрегації обладнання, наприклад, для функціональної агрегації, автоматизації підстанцій, локальних систем SCADA
Операції	Операції керування у відповідному домені, наприклад, система керування розподільними мережами, система керування виробництвом і передачею електроенергії тощо
Підприємство	Комерційні й організаційні процеси, послуги й інфраструктура підприємств (комунальні послуги, постачальники послуг, постачальники електроенергії)
Ринок	Відображає ринкові операції, які є можливими в ланцюзі перетворення енергії

Підхід SGAM дає універсальні можливості щодо представлення архітектур для ІнЕС. При його застосуванні рекомендовано дотримуватись наступних принципів:

- **універсальність** – модель призначена для універсального представлення архітектури ІнЕС у загальному вигляді;
- **локалізація** – об'єкти розміщуються на відповідному рівні і шарі архітектури, що дає змогу всесторонньо та системно описати об'єкт і його взаємодію з іншими об'єктами;
- **цілісність** – цілісне відображення певного варіанту використання означає, що всі рівні заповнені відповідними об'єктами. Якщо шар залишається незаповненим, то це означає, що для реалізації відповідного варіанту використання не визначені всі необхідні елементи;
- **гнучкість** – передбачається на будь-якому рівні SGAM можливість представлення альтернативних рішень для реалізації одного й того самого варіанту використання. Гнучкість забезпечується за рахунок того, що функції та послуги можуть бути розміщені в різних зонах, а також можуть бути вкладені в різні компоненти. Крім того, функції чи сервіси можуть бути відображені в

інформаційному і комунікаційному шарі різними способами для задоволення конкретних функціональних і нефункціональних вимог;

- **масштабованість** – можливе розширення окремих доменів і зон для деталізації варіантів використання, функцій чи сервісів;

- **розширюваність** – модель містить домени та зони, які можна побачити в електроенергетиці у наш час, але передбачається можливість додавання нових доменів і зон в процесі еволюції ІнЕС;

- **сумісність** – створення взаємозв'язків між акторами, додатками, системами та компонентами означає їх з'єднання за допомогою обміну інформацією в моделях даних, протоколів, функцій чи сервісів і бізнес обмежень. У загальному випадку зв'язок між об'єктами встановлюється за допомогою інтерфейсів. Сумісність взаємозв'язків може бути представлено у вигляді цілісної мережі об'єктів, інтерфейсів і зв'язків для всіх шарів моделі.

## 2.2 Інтегровані системи енергозабезпечення та використання

Об'єднання розрізнених систем різного рівня в єдиний технологічний комплекс забезпечить реалізацію нових функціональних можливостей, застосування більш досконалих технологій в експлуатації та створення інтегрованих централізовано-розподілених систем з координованим керуванням їх режимами й активною участю споживачів у процесі енергопостачання [15].

Концепція енергетичних хабів розвивається в роботах [95, 96]. У них представлено математичні моделі для визначення оптимальних потужностей споживання та виробництва енергоресурсів. Розглядаються різні види енергоносіїв, типи перетворювачів енергії, відзначається складність проблеми керування енергетичними хабами у часовому розрізі.

У роботі [97] автори моделюють енергетичну систему з накопичувачем енергії у вигляді мультиагентної системи (енергетичних хабів). У цій роботі розглядаються споживачі, підключені до системи централізованого енергопостачання з тепловими насосами. Залежно від тарифу на електроенергію модель визначає індивідуальний або централізований режим роботи споживачів.

Велике число зарубіжних робіт присвячено обговоренню та розвитку проблеми створення інтегрованих СЕП [24]. Для розрахунку й оптимізації процесів у системах газо- та теплопостачання в основному застосовуються мережеві моделі поточкорозподілу, є також спроба застосування фрактального підходу до моделювання великих інтегрованих електротеплових мереж [98]. Для оптимізації режимів можуть використовуватися як класичні методи

математичного програмування, так і еволюційні алгоритми.

Також здійснено аналіз інтегрованих СЕП з урахуванням активності споживачів у керуванні власним енергопостачанням, використання накопичувачів енергії, сучасних інформаційно-телекомунікаційних технологій тощо [25, 98–103]. При цьому розглядаються конкретні алгоритми керування до різних інтегрованих СЕП: електроенергією та теплом; електроенергією, водою та газом; електроенергією та газом; електроенергією, теплом і холодом тощо.

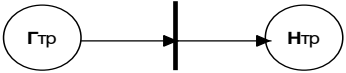
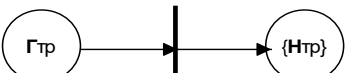
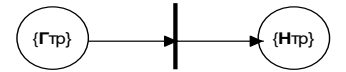
Коротко охарактеризуємо особливості побудови моделі ЛСЕ з розосередженою генерацією й активними споживачами.

Інтеграція ДРГ – це впровадження на системному рівні ДРГ у територіальну електромережу загального користування. Важливими питаннями інтеграції є побудова систем захисту; використання пристроїв силової електроніки; моделювання надійності; забезпечення якості електроенергії; виконання вимог стандартів підключення; моделювання систем і процесів, у тому числі комп'ютерне моделювання.

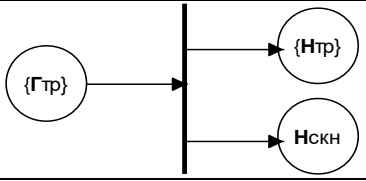
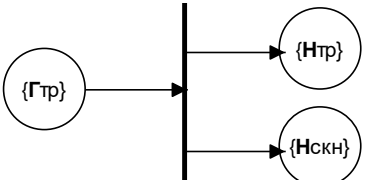
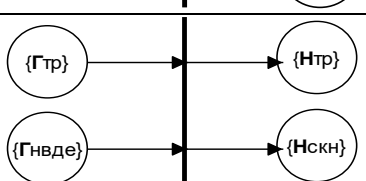
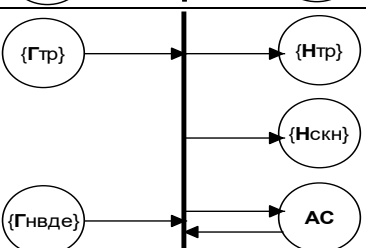
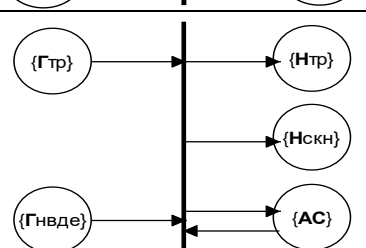
Системна інтеграція нових елементів у СЕП потребує правильної оцінки функціонування існуючих та нових підсистем з метою отримання найбільшої ефективності від їх поєднання. З метою досягнення найбільшого ефекту від інтеграції нових елементів у СЕП доцільно розглянути її як технічну енергетичну систему.

Еволюційний розвиток СЕП відбувався у наступній послідовності (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Еволюційний розвиток СЕП

№	Схема	Вираз
1	2	3
1		$P_{\Gamma} = P_H$
2		$P_{\Gamma} = \sum P_H ;$ $W_{\Gamma} + W_{\text{втр}} = \sum W_H ;$ $W_{\text{втр}} = \text{const}$
3		$\sum P_{\Gamma} = \sum P_H ;$ $\sum W_{\Gamma} + W_{\text{втр}} = \sum W_H ;$ $W_{\text{втр}} = \text{const}$

Продовження таблиці 2.4

1	2	3
4		$\sum P_{\Gamma} = \sum P_H + P_{H(CKH)} ;$ $\sum W_{\Gamma} + W_{\text{втрат}} = \sum W_H + W_{CKH} ;$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow \min$
5		$\sum P_{\Gamma} = \sum P_H + \sum P_{H(CKH)} ;$ $\sum W_{\Gamma} + W_{\text{втрат}} = \sum W_H + \sum W_{CKH} ;$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow \min$
6		$\sum P_{\Gamma} + \sum P_{\Gamma(HBDE)} = \sum P_H + \sum P_{H(CKH)}$ $\sum W_{\Gamma} + \sum W_{\Gamma(HBDE)} + W_{\text{втрат}}$ $= \sum W_H + \sum W_{CKH}$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow \min$
7		$\sum P_{\Gamma} + \sum P_{\Gamma(HBDE)} = \sum P_H + \sum P_{H(CKH)} \pm P_{AC}$ $\sum W_{\Gamma} + \sum W_{\Gamma(HBDE)} + W_{\text{втрат}}$ $= \sum W_H + \sum W_{CKH} \pm W_{AC}$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow \min$
8		$\sum P_{\Gamma} + \sum P_{\Gamma(HBDE)} = \sum P_H + \sum P_{H(CKH)}$ $\pm \sum P_{AC}$ $\sum W_{\Gamma} + \sum W_{\Gamma(HBDE)} + W_{\text{втрат}}$ $= \sum W_H + \sum W_{CKH}$ $\pm \sum W_{AC}$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow \min$

Продовження таблиці 2.4

1	2	3
9		$\sum P_{\Gamma} + P_{\Gamma(\text{НВДЕ})} = \sum P_{\text{Н}(\text{СКН})} \pm \sum P_{\text{АС}}$ $\sum W_{\Gamma} + \sum W_{\Gamma(\text{НВДЕ})} + W_{\text{втрат}} = \sum W_{\text{СКН}} \pm \sum W_{\text{АС}}$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow \min$
10		$\sum P_{\Gamma(\text{АС})} \pm P_{\text{АБ}(\text{АС})} = \sum P_{\text{Н}(\text{СКН})} + \sum P_{\text{Н}(\text{АС})}$ $\sum W_{\Gamma(\text{АС})} \pm W_{\text{АБ}(\text{АС})} = \sum W_{\text{Н}(\text{СКН})} + \sum W_{\text{Н}(\text{АС})}$ $W_{\text{втрат}} \rightarrow 0$

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.

З метою аналізу інтегрованих СЕП з комбінованим виробництвом теплової й електричної енергії від різних джерел на рис. 2.2 схематично представлено описаний вище підхід.

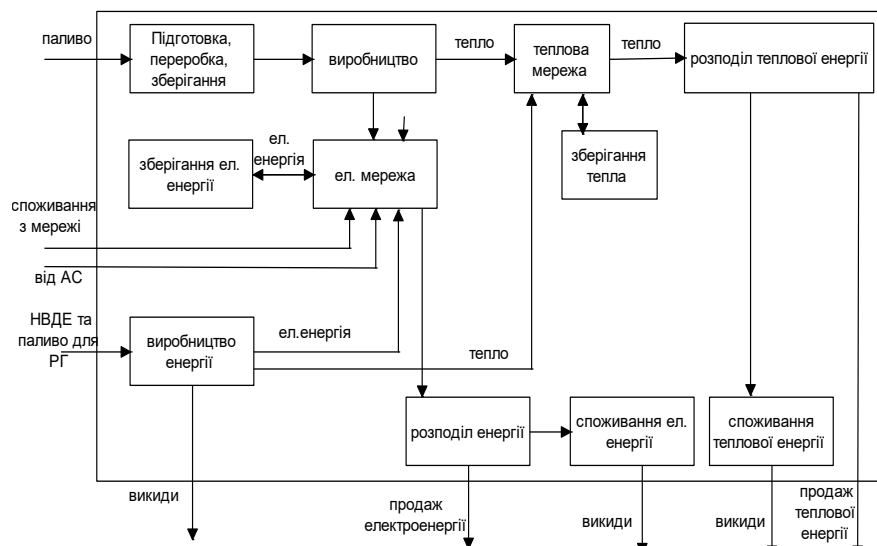


Рисунок 2.2 – Технічна енергетична система інтегрованої СЕП із РГ та АС

Системна інтеграція РГ і НВДЕ в існуючу СЕП може відбуватися на різних рівнях такої системи. На рис. 2.3 представлено схему ЛСЕ, в яку інтегровано ДРГ на різних рівнях (вузол 1 та 2), а також АС (вузол 3).

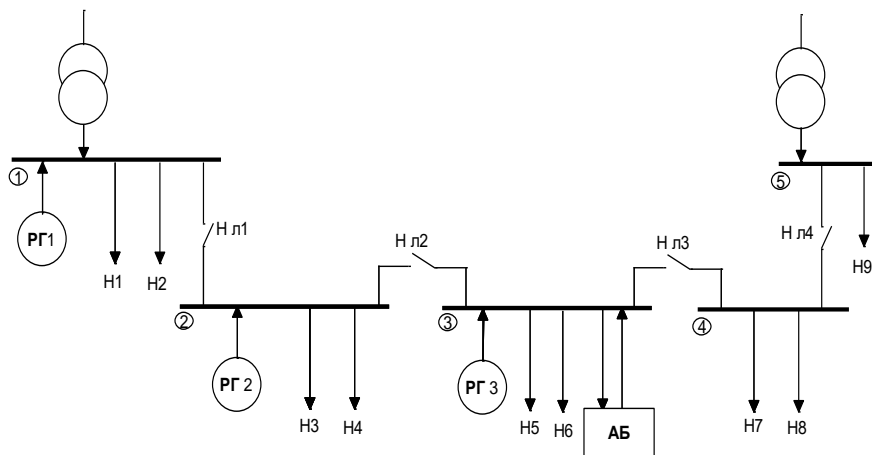


Рисунок 2.3 – Типова модель СЕП із РГ та АС

Баланс енергій у вузлах такої системи наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Баланс енергій у вузлах типової моделі

Номер вузла	Баланс енергії у вузлі
1	$W_{M1} = W_{PG1} + W_{H1} + W_{H2} + W_{H\text{Л1}}$
2	$W_{H\text{Л1}} = W_{PG2} + W_{H3} + W_{H4} + W_{H\text{Л2}}$
3	$W_{H\text{Л2}} = W_{PG3} + W_{H5} + W_{H6} + W_{AB}$
4	$W_{H\text{Л3}} = W_{H7} + W_{H8} + W_{H\text{Л4}}$
5	$W_{M2} = W_{H\text{Л4}} + W_{H9}$

Тут позначено:  $W_{Mi}$ ,  $W_{PGi}$ ,  $W_{Hi}$ ,  $W_{H\text{Л}i}$  – обсяг електроенергії, що передається від/до мережі, РГ, навантаження, лінії електропередач відповідно.

### 2.3 Особливості перетворення енергетичних ресурсів. Особливості та ефективність споживання електричної енергії та потенціал активної поведінки споживачів

Класифікація видів НВДЕ, способи перетворення енергії від таких джерел і типи станцій представлено в джерелах [37]. НВДЕ у порівнянні з традиційними ресурсами мають цілу низку недоліків:

- мала 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 особливості, рівень використання НВДЕ у різних країнах світу з кожним роком зростає [19, 38, 104]. Вирішенням проблем ефективного використання НВДЕ в Україні має бути комплексний підхід [105, 106]:

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

Хоча сумарне навантаження СЕП складається з навантажень великої

кількості різних споживачів електроенергії з характерними для них графіками споживання, які можуть відрізнятися за сезонами року, однак 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 поточних і перспективних рішень стосовно кожної окремої групи.

З розвитком електроенергетики та широкого застосування засобів силової електроніки характер споживання поступово змінюється. Він стає несиметричним, неврівноваженим 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 і внутрішньому опорі генератора системи та знижують пропускну спроможність мережі.

Традиційний спосіб оцінки споживання електроенергії не змушує споживачів та електропостачальні організації до вживання заходів, які забезпечують покращення якості електроенергії до рівнів, заданих технічними умовами.

Частково компенсувати втрати в електричних мережах можна за рахунок використання різного роду механізмів та засобів керування енергоспоживанням.

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

- довгострокова перспектива: механізми підвищення енергоефективності (Energy efficiency);
- короткострокова перспектива: механізми керування попитом (Demand response і Load Management) [107, 108].

Крім того, зазначені механізми також можуть бути поділені на статичне та динамічне реагування (табл. 2.6).

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

Таблиця 2.6 – 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 будуть економити 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

Описані в роботах [47, 109, 110] моделі дають змогу виділити основні економічні фактори, які впливають на поведінку АС. Також у [110] 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,  $T = 24$  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;  
 $\xi_g$  – 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;  
 $\xi_a$  – аналогічні параметри тарифікації для споживаної електроенергії, включаючи обумовлені в контракті обмеження на споживання;  
 $\eta$  – зовнішні умови на горизонті планування, наприклад, середньодобова температура або тривалість світлового дня;  
 $\theta$  – тип споживача, сукупність його внутрішніх характеристик, що впливають на функцію витрат;  
 $P_a(t, a, \xi_a)$  – ціна на споживану електроенергію у залежності від часового проміжку, обсягу споживання й інших параметрів;  
 $P_g(t, a, \xi_a)$  – ціна на передану в мережу електроенергію залежно від часового проміжку, обсягу зовнішньої генерації й інших параметрів;  
 $C_g(t, g)$  – витрати на виробництво АС 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 [110].

Також цільову функцію АС може бути представлено як суму прибутку від споживання (різниці вигоди від споживання та вартості купленої з мережі енергії) та прибутку від функціонування власної генерації (різниці прибутку від проданої в мережу енергії та собівартості її виробітку) та записана в наступному вигляді [47]:

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

Окремими випадками даної задачі можуть бути наступні сценарії поведінки [47]:

1) оптимізація функціонування власної генерації (отримання максимального прибутку від власних ДРГ):

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

2) оптимізація графіка навантаження споживача:

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

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 обсягу електроенергії  $g$  в період часу  $t$ ;

$a_n^{a_n}(t)$  – елемент матриці;

$a(t) = \sum_{n=1}^N a_n^{a_n}(t)$  – сумарне споживання в момент часу  $t$ ;

$d_n^{a_n}$  – грошовий еквівалент вигідності для споживача;

$c_n(g_n(t))$  – собівартість генерації;

$\xi_g$  – параметри тарифу для електроенергії, що передається в мережу;

$\xi_a$  – параметри тарифу для електроенергії, що передається в мережу, (враховуючи обмеження у контракті);

$\eta$  – 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 СЕП із ДРГ необхідно сформулювати відповідні закони регулювання останніх. Формування законів регулювання можливе за умови вибору та систематизації критеріїв, зокрема, оптимального відбору потужності [66, 111–117]. 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. 2.7 критерії (умови) оптимальної передачі енергії від одного елемента системи до іншого в загальному випадку взаємодоповнюються, взаємозамінюються чи можуть бути відсутніми [118].

Таблиця 2.7 – Критерії оптимальності та їхні характеристики

№ з/п	Критерій	Характеристика
1	2	3
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 $Q_\phi$
6	$Q_{ЛЧ} \rightarrow 0$	Усунення складової потужності Фризе $Q_\phi$ , що компенсується лінійним двополюсником
7	$Q_{НЧ} \rightarrow 0$	Усунення складової потужності Фризе $Q_\phi$ , 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 $i(t)$

Продовження таблиці 2.7

1	2	3
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 $i(t)$

У табл. 2.7 використано умови: 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 наведені 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 ВрЕС здійснюються автоматичним вимикачем з генераторної сторони головного силового трансформатора (головний вимикач). Залежно від потужності електростанції розмикач із 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.

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 і резервних потужностей, а також реконструкція вже існуючих електростанцій і мереж. Можливими способами вирішення існуючих проблем в енергетиці є або заміна існуючого обладнання СЕП на нове та подальше нарощування генеруючих потужностей, або розвиток СЕП шляхом інтеграції ДРГ і нових технологій, розвиток інтелектуального керування такою системою, а також реалізація потенціалу АС [1, 2].

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 та відповідно до наявних бюджетних обмежень; у маркетингу – з точки зору

спроможності задовольняти потреби споживача; у теорії керування – з точки зору впливу (тобто вибору механізму керування) на споживача, який розглядається як керована активна система (що означає наявність у нього власних інтересів і переваг: самостійний (вільний) вибір дій і спотворення інформації); у поведінковій економіці – з точки зору впливу соціальних і психологічних чинників на економічну поведінку споживачів.

Електричне навантаження окремих споживачів, а отже, й 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 відображає добові ритми життя суспільства та характерний для багатьох енергосистем (графіки різних енергосистем відрізняються не стільки формою, скільки рівнем навантаження). На такому графіку виділяють три часові зони: зону мінімального навантаження (нічні години, або нічний провал) з потужністю не більше  $P_{\min}$ , зону середнього, або напівпікового навантаження з потужністю  $P_{\text{нп}}$ :  $P_{\min} \leq P_{\text{нп}} \leq P_{\max}$ , та зону максимального, або пікового навантаження з потужністю не більше  $P_{\max}$ . Напівпікова зона характеризується одноразовим протягом доби значним зростанням навантаження у ранкові години та її глибоким спадом у кінці доби, а пікова – поряд із відносно невеликими підйомами (до рівня максимального навантаження) та 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 добовий графік електричного навантаження має провали, підйоми, спади та піки, що чергуються між собою та визначають у цілому його нерівномірний (нерівний) характер.

Для оцінки добового графіка навантаження надалі використаємо таку систему аналітичних характеристик:

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

Очевидно, що для рівномірних (рівних) графіків  $a = b = 1$ ;  $P_{\min} = P_{\max} = P_{\text{ср}}$  і  $\Delta P_{\max} = \Delta P_{\text{п}} = \Delta P_{\text{нп}} = 0$ . Оскільки абсолютно рівномірних добових графіків електричного навантаження енергосистем практично не буває, то прийнятним 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 є тижневі (робочі та вихідні дні) та сезонні (опалювальний і міжопалювальний періоди для енергосистем з переважанням ТЕС або зимовий, паводковий і літній періоди для енергосистем зі значною часткою ГЕС). Чим більш рівномірне навантаження генераторів, тим кращі умови їх роботи. Тому виникає так звана проблема регулювання графіків навантаження, 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 керування 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) використання власних генераторів.

Аналізуючи більш детально тип зміни навантаження завдяки його перенесенню, 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.

Як приклад, 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 зі струмом  $i_i^{(k)}(t; t_i^{(k)})$  і періодом енергетичних процесів  $T_i^{(k)}$ , для якого можлива зміна зсуву в часі  $t_i^{(k)}$  умовного початку періоду  $T_i^{(k)}$  відносно початкового періоду  $T$  генератора напруги, без зміни споживаної активної потужності. За некероване

навантаження приймемо  $j$ -те навантаження  $i_i^{(n)}(t; t_j^{(n)})$  з періодом енергетичних процесів  $T_j^{(n)}$ , для якого величина  $t_j^{(n)}$ , що за своєю суттю аналогічна величині  $t_i^{(k)}$ , є незмінною [116, 117].

Струм генератора запишемо в наступному вигляді:

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

Вигляд кривої  $i(t)$  залежить від інтервалів  $t_i^{(k)}$ , тому їх зміна призводить до зміни енергоспоживання в системі, що розглядається [117].

Завдання системи керування  $i$ -ми навантаженнями полягає у формуванні струму  $i(t)$  шляхом зміни інтервалів  $t_i^{(k)}$  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  $i(t) = g_o u(t)$ ).

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. 2.8).

Таблиця 2.8 – Заходи з керування навантаженням

Спонукальні			Примусові
Організаційні	Технічні	Економічні	Технічні
Непрямі дії або керування (наприклад, ініціативи щодо енергозбереження та/або стимулювання застосування СК, установлених споживачем); інформування споживачів (популяризація програм керування попитом серед споживачів)	Децентралізація генерації (маються на увазі джерела постачань від неенергопостачальних компаній); пряме керування устаткуванням споживача (обмежувачі попиту та СК, встановлені енергопостачальною компанією); акумуляція енергії	Введення стимулюючих тарифів (ціни на енергію залежно від часу споживання), ставки на пікову потужність, ставки (знижки) за переривання (відключення) навантажень	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. 2.9). 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.

Таблиця 2.9 – Механізми керування попитом

№ з/п	Елементи програми керування попитом	Теперішній стан	Перспективний стан
1	2	3	4
1	Пряме керування попитом	Споживач на власний розсуд вмикає або вимикає обладнання в години мінімуму/ максимуму тарифу у відповідності з існуючим тарифним меню	Обладнання споживача оснащене відповідними пристроями для дистанційного відключення в пікові моменти та вмикання у моменти мінімальних цін
2	Програми потреби (пропозиції/ навантаження) Програми зворотної купівлі	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 та продавати потужність
3	Програми переривання	Примусове відключення при форс-	Відключення за згодою споживача з

Продовження таблиці 2.9

1	2	3	4
		мажорних ситуаціях	наданням можливості зниження виплат у сторону постачальника за рахунок системи модифікації цін
4	Тариф, диференційований за часом доби	Споживач на власний розсуд вмикає або вимикає обладнання під час дії зонних тарифів	Існування як добровільних програм, так і примусових, заснованих на обов'язковій участі в них всіх споживачів. Споживач може або зобов'язаний завантажити своє обладнання під час дії того чи іншого тарифу
5	Програми зниження навантаження	Примусове зниження навантаження при форс-мажорних ситуаціях	Зменшення навантаження за згодою споживача, з наданням зниження виплат у сторону постачальника за рахунок системи модифікації цін
6	Тарифікація в режимі реального часу	Робота в режимі реального часу на балансуючому оптовому ринку електроенергії та потужності	Робота в режимі реального часу на балансуючому оптовому ринку та потужності, а також на рівні кінцевого споживача на роздрібному ринку
7	Програми потреби (пропозиції/ навантаження) Програми зворотної покупки	Промисловий споживач на власний розсуд завантажує потужності відповідно до режимів роботи залежно від тарифу або умов	Споживач на основі оперативної інформації про поточний стан ринку може відмовитись від споживання на даний момент часу та продати потужність за одним із

Продовження таблиці 2.9

1	2	3	4
		довгострокового контракту	варіантів: змінний процент від оптових цін, постійний процент від оптових цін, постійна або змінна ціна, визначена на умовах конкурсного відбору споживачів

Можливість участі тих чи інших споживачів у регулюванні навантаження енергосистеми, а також рівень їх 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 їх регулювання. Різні тарифні ставки для різних типів споживачів дають змогу кожному з них визначати допустиму величину зменшення власної потужності та період її тривалості в години максимуму навантаження енергосистеми.

Керування АС (обсягами його споживання та 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 (ринку «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 АС 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.

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 вичерпано.

Ефект від такого керування найбільш помітний у промислових споживачів (або споживачів великої потужності), де досить значні обсяги споживання, та 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 тощо).

У зв'язку з описаним вище необхідно провести моделювання АС електроенергії з різним встановленим обладнанням. Дослідити можливі режими роботи АС. Розробити методологію оптимізації та підвищення ефективності СЕП із РГ та АС.

Коротко охарактеризуємо основні задачі системної інтеграції джерел розосередженої генерації та активних споживачів у систему енергопостачання.

Об'єднання РГ, систем акумулювання енергії й обладнання споживачів під спільним керуванням дає змогу сформувати мікромережу. На рис. 2.4 схематично зображена структура ВрЕС.

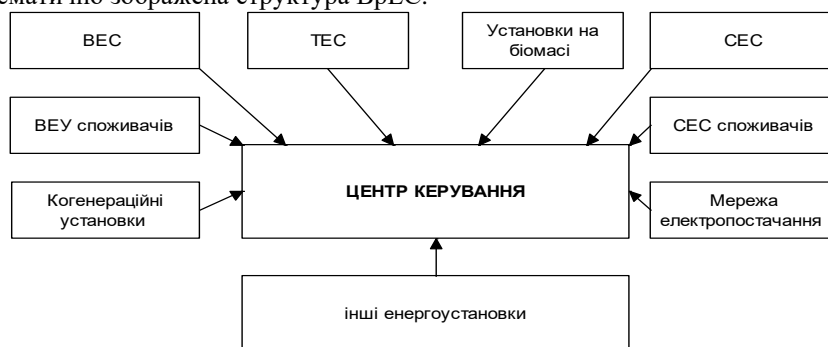


Рисунок 2.4 – Структура ВрЕС

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

Робота ДРГ доцільна тільки тоді, коли можна досягти економічних переваг у порівнянні з роботою традиційних систем. Додаткові кошти, необхідні для спорудження ІнЕС, повинні компенсуватися зниженням експлуатаційних витрат протягом терміну служби. При організації ВрЕС також виникають

додаткові витрати на створення мережі інформаційного зв'язку. Сюди входить ефективна СК, контролю та 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 керування для досягнення найбільш економічно вигідного режиму роботи. РГ 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 СЕП, у якій, крім традиційних джерел генерації, з'являються окремі ДРГ, споживачі-регулятори та накопичувачі енергії.

Можливі режими роботи системи децентралізованої генерації наведено у табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Режими роботи систем децентралізованої генерації

Режим роботи	Алгоритми
Режим власного повного енергозабезпечення	Енергія, яка виробляється ДРГ повністю споживається навантаженням
Режим власного повного енергозабезпечення з акумуляцією енергії	Енергія, яка виробляється ДРГ, перевищує потреби навантаження. Надлишок енергії витрачається на зарядження акумуляторів або віддається в мережу
Режим власного повного енергозабезпечення з надлишком електроенергії	Енергія, яка виробляється ДРГ, 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, яка виробляється ДРГ, недостатньо для покриття навантаження споживача, тому необхідним є використання сторонніх джерел енергії (накопичувачів енергії, інших ДРГ чи зовнішньої мережі)
Режим обмеження споживання	Енергії, яка виробляється ДРГ, недостатньо для покриття навантаження, накопичувачі розряджені або зовнішньої мережі немає
Режим відключення	Енергії, яка виробляється генераторами не достатньо для покриття потреб навантаження

РГ потребує 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 ДРГ в енергосистему різко ускладнює та здорожчує систему релейного захисту. Її вартість може складати 10 % та більше від загальних капіталовкладень. З підвищенням рівня децентралізації ускладнюється система керування, що вимагає суттєвого збільшення обсягу інформації, яку необхідно отримувати у реальному часі, що, у свою чергу, вимагає зростання витрат на установку й обслуговування відповідних інформаційних систем, розробки адекватних алгоритмів керування. Виникає потреба в СК, яка зможе дотримуватися оптимальних режимів роботи для кожного з багатьох учасників взаємодії в рамках СЕП.

У ІнЕС режими її роботи визначаються поділом функцій між централізованими і розосередженими генераторами. Керування РГ може бути організовано у формі Microgrids або ВрЕС шляхом інтеграції джерел генерації у фізичному плані та в умовах ринку. ВрЕС має аналогічну традиційній електростанції надійність, планованість та керовану поведінку. Структура ВрЕС представляється об'єднанням РГ, керованих навантажень і систем накопичення енергії. ВрЕС визначається як оптимальне рішення в інтеграції традиційних і РГ.

Підключення РГ до основної мережі дає змогу створювати рішення, що відповідають вимогам конкретних споживачів. РГ може працювати в двох режимах:

- *паралельно з основною мережею*. При нормальному режимі РГ генерує електроенергію, параметри якої є повністю відповідним основній мережі. При відключенні від основної мережі РГ переходить в автономний режим роботи;
- *повністю автономно*. У місцях, де відсутня основна мережа, РГ 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 у розподільній мережі не лише надає їй нові властивості, але і створює нові проблеми. Одна з важливих проблем – керування нормальними й аварійними режимами СЕП.

ДРГ 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 СЕП та орієнтація на потреби споживачів та їх можливості (у плані створення додаткових послуг і генерації енергії) потребують використання різного роду МАСК, основні учасники яких є активними.

### **3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА СИСТЕМНА ІНТЕГРАЦІЯ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ**

#### **3.1 Особливості формування інтегрованих (комплексних) систем енергопостачання**

Одним із способів вирішення проблем підвищення ефективності та системи інтеграції ДРГ є формування ІнЕС, що поєднують в собі різного роду ДРГ з подальшим їх встановленням безпосередньо біля споживачів енергетичних продуктів, а також системна інтеграція даних ІнЕС в ЛСЕ або централізовану СЕП з метою отримання максимальної ефективності та вигоди від такої взаємодії.

Успішне розв'язання задачі енергозбереження й ефективного використання енергетичних ресурсів передбачає розробку та створення ефективних інтегрованих СЕП на основі ДРГ і НВДЕ у межах єдиної СЕП [9, 38, 119].

Переваги ДРГ можемо розділити на наступні групи:

- підвищення надійності енергозабезпечення – здійснюється за рахунок усунення можливих перебоїв 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 [38, 120].
- екологічні переваги;
- можливість утилізації надлишкового тепла.

Створення інтегрованих СЕП, до складу яких входять різні за природою та з різним енергетичним потенціалом джерела енергії, потребує вдосконалення існуючих і розробки нових методів аналізу й оптимізації таких систем. У цих системах є велика кількість взаємопов'язаних енергетичних, технологічних і режимних параметрів. Наявність двох і більше відмінних за природою й енергетичним потенціалом джерел енергії ускладнює аналіз ефективності ІнЕС, що, у свою чергу, потребує вибору оціночних критеріїв і методик для прийняття відповідних рішень щодо ефективності таких систем.

Визначимо, що інтегрована (комплексна) СЕП – це СЕП, 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 СЕП може складатися з таких блоків: блок енергетичних

установок (енергетична установка чи комбінація кількох (ДРГ і НВДЕ)), блок керування та блок накопичувачів енергії. Блочне (модульне) виконання дає змогу створювати різноманітні комбінації модулів залежно від виду ВДЕ та навантаження споживача. Крім того, модульне виконання СЕП дає змогу об'єднувати споживачів у локальні мережі (мікромережі).

Введення в експлуатацію ІнЕС на основі РГ і НВДЕ допомагає 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 електроенергії (виробництві 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. 3.1.

Таблиця 3.1 – Інтегровані СЕП

Рівень електропостачання	Рівень теплопостачання	Загальний рівень енергозабезпечення
1	2	3
Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії з залишком	Повне забезпечення власних потреб у теплі з залишком	$P_{\text{Т}}^{\text{спож.}} + P_{\text{Т}}^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ( $P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = P_{\text{Т}}^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}$ )
	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_{\text{Т}}^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ( $P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}$ )
Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії з залишком	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_{\text{Т}}^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ ( $P_{\text{поп.}} = P_{\text{Т}}^{\text{спож.}} - P_{\text{Т}}^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}$ )

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії з залишком	Покриття пікових навантажень у теплі	$P_T^{\text{пik.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{пik.}}; P_{\text{проп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}})$
	Відсутнє теплопостачання	$P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $(P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{надл.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$
Повне забезпечення власних потреб в електричній енергії без залишку	Повне забезпечення власних потреб у теплі з залишком	$P_T^{\text{спож.}} + P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} = P_{\text{КСЕ}};$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}}; P_{\text{проп.}} = P_T^{\text{надл.}})$
	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_T^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} = P_{\text{КСЕ}};$ $(P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = 0)$
	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_T^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} = P_{\text{КСЕ}};$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$
	Покриття пікових навантажень у теплі	$P_T^{\text{пik.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} = P_{\text{КСЕ}};$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}} - P_T^{\text{пik.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$
	Відсутнє теплопостачання	$P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} = P_{\text{КСЕ}};$ $(P_{\text{поп.}} = P_T^{\text{спож.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$
Рівень електропостачання	Рівень теплопостачання	Загальний рівень енергозабезпечення
Часткове енергозабезпечення своїх потреб в електричній енергії	Повне забезпечення власних потреб у теплі з залишком	$P_T^{\text{спож.}} + P_T^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $(P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = P_T^{\text{надл.}})$
	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_T^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $(P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}; P_{\text{проп.}} = 0)$
	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_T^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{C}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{C}} - P_{\text{Т.}}^{\text{част.}});$ $P_{\text{проп.}} = 0$

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
Часткове енергозабезпечення своїх потреб в електричній енергії	Покриття пікових навантажень у теплі	$P_{\text{Т}}^{\text{пik.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{Т.}}^{\text{пik.}});$ $P_{\text{проп.}} = 0$
	Відсутнє теплопостачання	$P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{част.}}) + P_{\text{Т.}}^{\text{С}}; P_{\text{проп.}} = 0$
Покриття пікових навантажень електроенергії	Повне забезпечення власних потреб у теплі з залишком	$P_{\text{Т.}}^{\text{спож.}} + P_{\text{Т.}}^{\text{надл.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}}); P_{\text{проп.}} = P_{\text{Т.}}^{\text{надл.}}$
	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_{\text{Т.}}^{\text{спож.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}}); P_{\text{проп.}} = 0$
	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_{\text{Т.}}^{\text{част.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{Т.}}^{\text{част.}}); P_{\text{проп.}} = 0$
	Покриття пікових навантажень у теплі	$P_{\text{Т.}}^{\text{пik.}} + P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}}) + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}});$ $P_{\text{проп.}} = 0$
	Відсутнє теплопостачання	$P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = (P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} - P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{пik.}}) + P_{\text{Т.}}^{\text{С}}; P_{\text{проп.}} = 0$
Відсутнє власне електрозабезпечення	Повне забезпечення власних потреб у теплі з залишком	$P_{\text{Т.}}^{\text{С}} + P_{\text{Т.}}^{\text{надл.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}}; P_{\text{проп.}} = P_{\text{Т.}}^{\text{надл.}}$
	Повне забезпечення власних потреб у теплі без залишку	$P_{\text{Т.}}^{\text{С}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}}; P_{\text{проп.}} = 0$
	Часткове забезпечення власних потреб у теплі	$P_{\text{Т.}}^{\text{част.}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{С}} + (P_{\text{Т.}}^{\text{С}} - P_{\text{Т.}}^{\text{част.}}); P_{\text{проп.}} = 0$

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
Відсутнє власне електрозабезпечення	Покриття пікових навантажень у теплі	$P_{\text{Т.}}^{\text{пik}} = P_{\text{КСЕ}};$ $P_{\text{поп.}} = P_{\text{ЕЛ.}}^{\text{с}} + (P_{\text{Т.}}^{\text{с}} - P_{\text{Т.}}^{\text{пik}}); P_{\text{проп.}} = 0$
	Відсутнє власне теплопостачання	$P_{\text{КСЕ}} = 0; P_{\text{поп.}} = 0; P_{\text{проп.}} = 0$

Варіанти комбінацій комплексного використання різних НВДЕ наведено у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Варіанти комбінацій комплексного використання різних НВДЕ

Номер варіанта	Низькопотенціальне тепло	Енергія сонця	Енергія вітру	Енергія води
1	+	–	–	–
2	–	+	–	–
3	–	–	+	–
4	–	–	–	+
5	+	+	–	–
6	+	–	+	–
7	+	–	–	+
8	–	+	+	–
9	–	+	–	+
10	–	–	+	+
11	+	+	+	–
12	+	+	–	+
13	+	–	+	+
14	–	+	+	+
15	+	+	+	+

### 3.2 Інтеграція альтернативних джерел енергії в локальні системи енергопостачання

Зміна економічної та технічної поведінок 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 електричні мережі потребує вирішення низки питань як фізичної (технічної, технологічної) інтеграції, так і інтеграції в СК.

Для повного опису структури та 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 –  $G_C\{V_C, H_C\}$  – 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 у СК).

2. Контрольовані перетини системи – сукупність перетинів на множині елементів ЛСЕ. Перетини графа  $G_C$  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 –  $G_{3C}\{V_{3C}, H_{3C}\}$  – визначає відношення між елементами вершин  $V_{3C}$  та дуг  $H_{3C}$ . Множина вершин  $V_{3C}$  включає елементи системи, а дуги  $h_{3C}$  ( $h_{3C} \in H_{3C}$ ), відображають наявні зв'язки між елементами множин системи на виділеному інтервалі ЕНС.

5. Граф передачі енергії –  $G_{PE}\{V_{PE}, H_{PE}\}$  – визначає відношення між елементами вершин  $V_{PE}$  та дуг  $H_{PE}$ . Множина вершин  $V_{PE}$  містить виділені елементи СЕП, а дуги  $h_{PE}$ , ( $h_{PE} \in H_{PE}$ ), відображають характер передачі енергії між елементами системи для кожного з вибраних елементів множини ЕНС. Дуга графу  $h_{PE,jj}$  характеризує втрати енергії в  $j$ -му елементі системи. Вага дуги  $h_{PE,ks}$  представляє  $n_{ЕНС}$ -мірний вектор  $\Theta = \{\theta_1, \dots, \theta_j, \dots, \theta_{n_{ЕНС}}\}$ , для якого числове значення  $j$ -го елемента  $\theta_j$  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 системи, то представлення результатів підведення балансу складових електроенергії здійснюється за допомогою графів зміни стану  $G_{3C}\{V_C, H_{3C}\}$  та передачі енергії  $G_{PE}\{V_{PE}, H_{PE}\}$ .

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  $n_{ЕНС} \cdot (n_L + n_D)$ . 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  $j = n_{\Gamma} + 1, \dots, n_{\Gamma} + n_H$  відповідає  $(j - n_{\Gamma})$ -у навантаженню схеми.

Для виділених напрямів 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) обсяг енергії, переданий на  $i$ -му ЕНС у режимі генерації через всі лінії систем:

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

2) обсяг енергії, переданий на  $i$ -му ЕНС у режимі споживання через всі лінії систем:

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

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

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

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 систем. Нульове значення відображатиме 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:

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

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

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

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

$$W_{\Pi\Sigma,i} = \sum_{j=n_{\Gamma}+1}^{n_{\Gamma}+n_{\Pi}} b_{C2}(i,j) (j \mid b_{C2}(i,j) > 0) ;$$

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

$$W_{\Pi\Sigma,i} = \sum_{j=n_{\Gamma}+1}^{n_{\Gamma}+n_{\Pi}} b_{C2}(i,j) (j \mid b_{C2}(i,j) < 0) ;$$

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

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

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

$$W_{\Pi\Sigma,i} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ЕНС}}} b_{C2}(i,j) (j \mid j = n_{\Gamma} + 1, \dots, n_{\Gamma} + n_{\Pi}) ,$$

де  $n_{\text{ЕНС}}$  – кількість ЕНС системи;  $n_{\Gamma}$ ,  $n_{\Gamma\text{с}}$  – кількість генераторів;  $n_{\Pi\Gamma}$ ,  $n_{\Pi\text{с}}$  – кількість навантажень, які працюють відповідно у режимах генерації (індекс «Г») та споживання (індекс «Н») електроенергії;  $W_{\Gamma\Gamma}$  ( $W_{\Gamma\text{с}}$ ),  $W_{\Pi\Gamma}$  ( $W_{\Pi\text{с}}$ ) – енергія, що генерується/ споживається генераторами та генерується/ споживається/ навантаженнями.

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

Для реалізації функції керування завантаженням власної генерації необхідно вирішити окремі завдання, які наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Проблеми інтеграції нових елементів у систему

Технічна інтеграція	Технологічна інтеграція	Комерційна інтеграція
Розробка стандартів; встановлення вимог до об'єктів; розробка умов при'єднання	Розробка стандартів приєднання до енергосистеми; встановлення вимог до обладнання; розробка умов при'єднання; побудова МАСК; інтеграція нових елементів в існуючу СК	Створення економічних стимулів для реалізації стратегії керування генеруючою потужністю; створення умов; надання гарантій; забезпечення взаєморозрахунків

У сфері керування власною генерацією мотиваційне керування 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.

Отже, використання інтегрованих (комплексних) СЕП на базі ДРГ і НВДЕ є одним із шляхів підвищення ефективності та надійності (існуючих СЕП, живлення споживачів); аналіз причин низької ефективності СЕП показав, що існують перспективні способи підвищення такої ефективності за рахунок інтеграції ДРГ і НВДЕ на різних рівнях СЕП, у тому числі й на рівні споживачів.

Більш детально розглянемо роль електричного просюмеру [83, 121, 122].

«Prosumer» є відносно новим терміном, який у сфері енергетики найчастіше позначає споживачів, які виробляють і споживають електроенергію. Вони «самостійно споживають» частину електроенергії, яку виробляють, та продають надлишок у мережу. На окремих інтервалах часу вони купують електроенергію з мережі, що робить їх як виробниками, так і споживачами. До можливих прикладів просюмерів належать [83, 121, 122]:

1) житлові просюмери – громадяни, які виробляють електроенергію на своїй

власності, головним чином шляхом встановлення сонячних фотоелектричних панелей на своїх дахах або через мікрокомбіновані системи генерації тепла та електроенергії (мікро-ТЕЦ);

2) співтовариство / кооперативна енергетика – кооперативи відновлюваної енергетики під керівництвом громадян, житлові асоціації, фонди, благодійні організації, які не є комерційними суб'єктами, але виробляють енергію, призначену для власного споживання, головним чином сонячними фотоелектричними панелями та вітровими турбінами;

3) комерційні просяюмери – малі та середні підприємства, універмаги, офісні будівлі, промисловість та інші суб'єкти підприємницької діяльності, основна діяльність яких не є виробництвом електроенергії, але які споживають електроенергію, яку вони виробляють, головним чином з сонячними фотоелектричними панелями та ТЕЦ на дахах, що призводить до значної економії коштів;

4) громадські просяюмери – школи, лікарні та інші громадські установи (як державної, так і комунальної власності), що виробляють електроенергію.

Однак самостійне виробництво не завжди вважається визначальною рисою просяюмерів. На сьогодні розуміння цього терміна охоплює всіх споживачів, які не тільки пасивно споживають енергію, але й беруть активну участь на ринку, створюючи таким чином цінність для себе або для інших на енергетичному ринку. Наприклад, «виробники» можуть заощаджувати енергію – через заходи з енергоефективності та керування попитом (тобто перенесення попиту на енергію до того часу, коли постачання зростає). Таке зниження попиту має цінність на ринку, у тому числі сприяє збалансуванню системи електроенергетики, для якої просяюмери можуть взаємокомпенсувати свої обсяги генерації та споживання електроенергії. Вони також можуть продавати надлишки електроенергії зі своїх систем її акумулювання.

Протягом останнього десятиліття відбулося різке скорочення витрат на технологію ВДЕ та суттєве зростання кількості громадян (домогосподарств), які виробляють власну енергію в ЄС. Зокрема, це стосується фотоелектричних панелей, які, згідно з даними Спільного дослідницького центру Європейської Комісії (European Commission Joint Research Centre – JRC), на даний час є найдешевшою новою технологією виробництва енергії. Дослідження JRC показують, що на найбільш конкурентних ринках ціни на житлові фотоелектричні сонячні системи знизилися більш ніж на 70 % у період з 2008 по 2014 роки. До 2014 року було досягнуто та навіть перевиконано мету 84,4 ГВт встановлених фотоелектричних систем, які держави-члени виклали у своїх національних планах дій щодо використання відновлюваних джерел енергії до 2020 року National Renewable Energy Action Plan (NREAP).

Завдяки падінню цін, у багатьох країнах-членах фотоелектричні панелі

отримали так званий паритет мережі (також відомий як паритет «розетки»). Це термін означає, що коли всі витрати протягом їхнього життєвого циклу, будуть враховані, вони виробляють електроенергію, що однакова за величиною або менше, ніж електроенергія з енергосистеми. Як приклад, паритету мережі для житлових споживачів сприяли високі роздрібні ціни на електроенергію в ЄС.

Для комерційних просямерів важче досягти паритету мережі через зниження цін на електроенергію для промисловості.

Аналіз виконання програми розгортання відновлюваних енергетичних технологій Міжнародної енергетичної агенції (International Energy Agency's Renewable Energy Technology Deployment – IEA-RETD) в складі житлових і комерційних просямерів показує, що на рішення стати просямером впливають не лише економічні чинники та поведінкові фактори (прагнення до більшої автономії та екологічної безпеки), впевненість, що PV панелі є стильними, технологічні фактори (нові тенденції та розвиток, такі як електромобілі або системи зберігання), а також національні умови (доступність дахів для PV, зростання частки власників будівель у порівнянні з кількістю орендарів, умови електромережі).

Дослідження підтверджують, що паритету мережі, хоча він і є важливою психологічною віхою, недостатньо для громадян і підприємств стати просямерами. Ціна електроенергії з фотоелектричних панелей повинна знизитись значно більше за паритет мережі, щоб відповідати викликам фінансового ризику та подолання інерції.

Визначення prosumer у різних джерелах зведено до табл. 3.4 [123].

Таблиця 3.4 – Визначення prosumer у різних джерелах

Автори	Назва літературного джерела	Рік, місце	Визначення
1	2	3	4
1. Alcarria, R., Robles, T., Morales, A., Gonzales-Miranda, S.	New Service Development Method for Prosumer Environments	2012, Мадрид, Іспанія	Акронім, що утворюється шляхом злиття слів виробник і споживач ... застосовується до тих користувачів, які одночасно є споживачами і виробниками послуг або вмісту
2. Brand, L. et al.	Smart district heating networks – A simulation study	2014, Лунд, Швеція	Клієнт, який одночасно виробляє і споживає пряме тепло

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4
	of prosumers' impact on technical parameters in distribution networks		
3. Bremdal, B.A.	Prosumer Oriented Business in the Energy Market	2011, Норвегія	Споживачі, які також виробляють. Споживачі, які реагують на ринок, реагуючи в режимі реального часу на сигнали попиту та пропозиції, щоб оптимізувати продукт для особистих вигод
4. Bremdal, B.A.	The Impact of Prosumers in a Smart Grid based Energy Market	2013, Норвегія	Не тільки споживачі, які виробляють енергію, але й активні учасники ринку... [із] здатністю продавати свою гнучкість як виробникам, так і споживачам різних гравців енергетичного ринку
5. Da Silva, P.G., Karnouskos, S.	The Impact of Smart Grid Prosumer Grouping on Forecasting Accuracy and its Benefits for Local Electricity Market Trading	2014, Карлс-руе, Німеччина	Споживач, який має власні виробничі потужності
6. EURELECTRIC	Prosumers – an integral part of the power system and the market	2015, Брюссель, Бельгія	Клієнти, які виробляють електроенергію, у першу чергу, для власних потреб, але також можуть продати надлишки електроенергії
7. Gaetan Mason, I.	PV Development as Prosumers: the role and challenges associated to producing and self-		PV виробники, які споживають частину виробленої електроенергії, тобто споживачі, які також є виробниками власної

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4
	consuming PV electricity		електроенергії
8. Grijalva, S., Tariq, M.U.	Prosumer-Based Smart Grid Architecture Enables a Flat, Sustainable Electricity Industry	2011 Atlanta, USA	Економічно обгрунтована приналежність: 1) споживає, виробляє та зберігає енергію; 2) працює або володіє енергоблоком невеликого чи великого розміру, а отже, транспортує електроенергію; 3) оптимізує економічні рішення щодо використання енергії
9. Grijalva, S., Costley, M., Ainsworth, N.	Prosumer-Based Control Architecture for the Future Electricity Grid	2011, Атланта, США	Суб'єкт, який може виконувати принаймні одне з наступного: споживати, виробляти, зберігати чи транспортувати електроенергію
10. Izvercianu, M., Seran, S.A., Branea, A.M.	Prosumer-oriented Value Co-creation Strategies for Tomorrow's Urban Management	2013, Тімішора, Румунія	Просюмери розширюють свою традиційну роль споживача, стаючи знаючими активними учасниками створення цінності, творчо займаючись організаційною діяльністю, з високим впливом на рівні бренду
11. Kastel, P., Gilroy-Scott, B.	Economics of pooling small local electricity prosumers – LCOE and self-consumption	2015, Велико-британія	Суб'єкти / домогосподарства, які є власне виробником та споживачем енергії
12. Nazari, M.H. et al.	Distributed Frequency Control of Prosumer-Based Electric Energy Systems	2014, Атланта, США	Економічно мотивовані агенти..., здатні виробляти, споживати та / або зберігати електроенергію, а також приймати стратегічні рішення, що дозволяють розгортати

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4
			комунікаційні та інформаційні технології
15. Picciariello, A., Vergara, C., Reneses, J., Frias, P., Soder, L.	Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers	2015, Сток-гольм, Швеція	Користувачі з власним виробництвом..., які споживають і виробляють
16. Rathnayaka, A.J.D. et al.	A Methodology to Find Influential Prosumers in Prosumer Community Groups	2014, Бентлі, Австралія.	Новий суб'єкт у мережі енергетичних цінностей, який не тільки споживає енергію, але й генерує та розподіляє «зелену» енергію по розподільних мережах
17. Rathnayaka, A.J.D. et al.	An Innovative Approach to Manage Prosumers in Smart Grid	2015, Пертш, Австралія	Ті, які одночасно генерують і споживають електроенергію
18. Rickerson W.	Residential prosumers – drivers and policy options (RE-PROSUMERS)	2014, Бостон, США	Споживачі енергії, які також виробляють свою власну електричну потужність з цілого ряду різних власних генераторів на місці
19. Ritzer, G., Dean, P., Jurgenson, N.	The Coming of Age of the Prosumer	2012. Меріленд, США	Той, хто є і виробником, і споживачем
20. Timmerman, W., Huitema, G.	Design of Energy-Management Services – Supporting the Role of the Prosumer in the Energy Market	2009, Гонінген, Нідерланди	Споживачі, які виробляють енергію
21. Timmerman, W.	Energy Management Services for	2012, Гонінген, Нідер-	Вони можуть (частково) забезпечити власне енергозабезпечення, і коли є

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4
	Prosumer Communities	ланди	надлишок виробництва по відношенню до миттєвого споживання, цей надлишок повертається назад до мережі
22. Toffler	Powershift	1990	Споживач і виробник перетворюються на «просюмер»

Таким чином, просюмер є економічно мотивований суб'єкт, який [124]:

- 1) споживає, виробляє та зберігає енергію;
- 2) працює або володіє електричною мережею малого або великого розміру і, отже, транспортує електроенергію;
- 3) оптимізує економічні рішення щодо використання енергії.

Фізично споживач може складатися з комбінації компонентів: джерел енергії, навантажень і систем акумулювання, а також електричної мережі. Просюмер також містить засоби керування системою, в яких є підсистеми прийняття економічних рішень. Просюмер має набір функцій, пов'язаних з взаємодією з навколишнім середовищем, таких як споживання або виробництво енергії й участь у ринку електроенергії. Він також має дві внутрішні функції: керування енергосистемою й економічна оптимізація використання енергії.

Важливо відзначити, що абстракція просюмер (prosumer) дає можливість нам стверджувати, що:

- а) будь-яка електроенергетична система може бути представлена як споживач;
- б) просюмери можуть бути організовані в ієрархічну структуру, яка взаємодіє лише з іншими просюмерами;
- в) просюмерами можуть взаємодіяти з усіма іншими просюмерами на подібному рівні;
- г) просюмери можуть містити всі компоненти електроенергетичних систем: виробництво, зберігання, транспортування та споживання; всі типи взаємодії, що стосуються електроенергетики, можуть бути змодельовані через їх взаємодію з іншими просюмерами чи системою в цілому.

### 3.3 Переваги архітектури просюмера

Наведена архітектура дає можливість трансформаційного процесу для галузі, в якій архітектури керування та інформації відокремлені від існуючих

інституцій. Ці інституції можуть вільно розвиватися, керуючись технологічними та ринковими чинниками. Має місце еволюція від концепції довідки з семи доменів Урядового договору придбання (англ. Government wide Acquisition Contract, GWAC), раніше запропонованої для шару промисловості, що обумовлюється запропонованою архітектурою на базі просюмерів. При цьому домен ринків еволюціонує в ринковий шар просюмера; область операцій еволюціонує в шари керування системою просюмерів; домен постачальника послуг перетворюється на послуги просюмера. Інші чотири сфери: генерування, передача, розподіл і споживач – розвиваються у складові компонентів просюмера. Той факт, що всі основні суб'єкти промисловості можуть бути змодельовані як загальний суб'єкт, то просюмер дає можливість отримати складову електроенергетики.

Запропонована архітектура здатна містити декілька функцій мережі, які на сьогодні ще не дуже поширені:

1) потенційна взаємодія з усіма просюмерами у взаємозв'язку. Після того, як комунальні послуги, будівлі, мікросередовища, будинки тощо визнані потенційними постачальниками послуг з виробництва, зберігання, споживання та (у деяких випадках) транспортних послуг, архітектура дозволяє споживачеві вимагати послуги генерації чи зберігання від інших виробників, які фізично не пов'язані з цим;

2) вибір споживачем генерації та накопичення. Споживачі матимуть право вільного вибору з великого набору постачальників генерації. Мережа, фізично пов'язана з будинком або будівлею, повинна просто надавати транспортні послуги, які перетворюються на послуги з доставки та продажу;

3) підтримка розподіленого керування. Просюмер має шар системного керування, який може використовуватися для керування як Microgrid. Синхронізація, регулювання вольт/ вар і керування можуть забезпечуватися автономно;

4) підтримка автономного відновлення: індивідуальні просюмери будинку, рівня будівлі тощо можуть взаємодіяти та координувати дії відновлення на основі заздалегідь визначених протоколів, щоб поступово відновити мережу;

5) забезпечення допоміжних послуг. Просюмери можуть взаємодіяти та координувати надання допоміжних послуг, таких як розподілене регулювання та резервування. Просюмери, що надають послуги, розширюватимуть свої регуляторні та резервні можливості та погоджуватимуть закупівлі з сусідніми або віддаленими споживачами. Це дасть змогу, наприклад, здійснювати частотне регулювання електричними транспортними засобами та розосередженим зберіганням енергії;

6) дистанційна координація. Той факт, що користувачі можуть взаємодіяти дистанційно, дозволяє синхронізувати швидкозмінні, віддалені ВДЕ з

плановими навантаженнями, такими як електричні транспортні засоби та системами зберігання, мінімізуючи таким чином ефект мінливості.

Охарактеризуємо властивості АС.

АС є критично важливою частиною інтелектуальної енергосистеми [125]:

- керовані електричні навантаження: промислові установки; освітлення; тепло- та холодоустановки; побутові прилади;
- розосереджені джерела електроенергії: когенерація; міні-електростанції; установки на ВДЕ;
- технології акумулювання електроенергії.

АС обумовлює наступні ефекти в мережі й енергосистемі [125]:

- зниження капітальних і операційних витрат на магістральні мережі при підвищенні системної надійності та надійності електропостачання великих споживачів, підключених до ІнЕС;
- зниження потреби в резерві мережевих потужностей в ІнЕС, пристроях компенсації реактивної потужності і витрат по їх експлуатації;
- оптимізація режимів завантаження ІнЕС і зниження витрат на компенсацію втрат потужності та електроенергії в ІнЕС;
- зниження витрат на компенсацію збитків від аварійних обмежень у подачі енергії обраних рівнів потужності у вузлі живлення розподільних мереж (мереж споживачів) і на аварійні ремонти в ІнЕС;
- зниження пікових навантажень і потреби в генеруючих потужностях для їх забезпечення та підтримки нормативних резервів;
- вирівнювання графіка навантаження енергосистеми, зниження потреби в маневрених потужностях, зниження вимог до обов'язкового внутрішньодобового розвантаження обладнання електростанцій;
- нові можливості для підтримки системної надійності за рахунок оперативного керування режимами, власними генеруючими і акумулюючими потужностями великого споживача.

АС визначає зростаючу конкуренцію з боку локальних торгових майданчиків [125]. Необхідні умови формування АС:

- підвищення технологічних можливостей, оперативності та рівнів автоматизації керування навантаженнями промислових, комерційних і побутовими споживачів, системами освітлення, опалення та кондиціонування:
- розширення регульовальних діапазонів;
- оснащення керуючими елементами для віддаленого керування режимами;
- єдиний інтерфейс для інтегрованого керування різними типами струмоприймачів у споживача;
- інформаційні та комунікаційні можливості для двосторонньої взаємодії з технологічною та комерційною інфраструктурою енергосистеми через засоби

інтелектуального обліку в режимі віддаленого керування навантаженнями, ВрЕС/ агрегованого споживача чи самостійного реагування за ціною;

- динамічне ціноутворення, що забезпечує адекватні ринкові сигнали для активної економічної поведінки споживача на ринку;

- оптимізація витрат на енергопостачання від зовнішніх і власних джерел з урахуванням ефективної зміни графіка навантаження;

- оптимізація обсягів отримання системних послуг з урахуванням економічної вартості збитків від недопоставки або низької якості електроенергії;

- оптимізація чистого доходу від пропозиції власних генеруючих / акумулюючих потужностей і пропозиції системних послуг з урахуванням поточної цінової динаміки;

- плата за підключення та плата за використання мережі для АС з урахуванням динаміки їх впливу на рівень завантаження, втрат, вартість альтернативних мережевих рішень;

- рівноправна участь на оптових і локальних торгових майданчиках, у тому числі у складі агрегованих споживачів або ВрЕС;

- інтелектуальні системи (схеми й алгоритми) керування попитом;

- інтелектуальні СК надійністю й якістю енергопостачання споживача з урахуванням економічної вартості збитків;

- схеми й алгоритми участі споживача в керуванні режимами енергосистеми;

- схеми й алгоритми взаємодії з комерційною інфраструктурою на базі систем інтелектуального обліку;

- інтеграція та інтелектуальне керування джерелами РГ та акумулювання;

- схеми комутації та двосторонньої взаємодії з системами передачі та розподілу електроенергії;

- конфігурація оптових і локальних ринків електроенергії та системних послуг, доступ на ринки, розподіл цінових ефектів.

Зміна ролі агентів-споживачів диктує необхідність перегляду підходів до керування в галузі: переорієнтація від Supply Chain Management (концепції, орієнтованої на керування витратами компаній-виробників) до Demand Chain Management (концепції, заснованої на безпосередньому залученні споживача в процес створення цінності). В електроенергетиці основою для здійснення такої трансформації є формування клієнтоорієнтованої моделі ринку електричної енергії, що базується на інтеграції АС у систему організаційно-економічних відносин в галузі [20].

Важливим є проведення досліджень в частині формування галузевої системи Demand Chain Management – DCM (з ключовою складовою якої є Demand Response), що включає механізми стимулювання споживачів до активної

поведінки на ринку, а також виявлення основних факторів, що впливають на їх поведінку, з метою створення інструментів, які дадуть змогу споживачам формувати стратегію своєї поведінки на ринку.

Перехід до інтелектуальної енергетики, основою якої є клієнтоорієнтованість, зумовив необхідність аналізу теоретичних методологічних підходів до зміни ролі споживача на ринку електроенергії та формування методів реалізації його активної поведінки.

АС є учасником електроенергетичного ринку, що має технологічну можливість з маневрування своїм енергоспоживанням і готовність до участі в програмах з керування попитом.

Основними характеристиками АС щодо готовності до участі в програмах з керування попитом є:

- 1) наявність технологічних установок (вся сукупність або окремі одиниці):
  - електроспоживаюче обладнання, здатне до зміни (перенесення) навантаження;
  - власна генерація (РГ);
  - накопичувачі електроенергії;
- 2) здійснення діяльності з керування попитом, що включає:
  - маневрування енергоспоживанням (зниження або перенесення навантаження в часі) з метою надання системної послуги, оплачуваної ринком, або виходячи з мінімізації витрат на електроенергію;
  - керування власною генерацією: визначення ступеня її завантаження, а також обсягу власного споживання від неї й обсягу електроенергії, що поставляється на ринок;
  - керування режимом накопичення електроенергії;
  - накопичення електроенергії, вироблюваної власним генеруючим джерелом або накопичення електроенергії, споживаної з енергосистеми;
  - споживання накопиченої електроенергії;
  - продаж накопиченої електроенергії на ринок.

Функціями АС в електроенергетичній системі є:

- керування власним енергоспоживанням відповідно до необхідності виконання своїх виробничих планів по випуску продукції або забезпечення енергією домогосподарства, оптимізуючи при цьому свої витрати на покупку електроенергії з зовнішніх ринків;
- визначення ступеня своєї участі у наданні додаткових послуг, які полягають у наданні керованих активних і реактивних навантажень (потужностей) для керування з боку системного оператора;
- визначення умов завантаження власної потужності генерації електроенергії (за її наявності), для формування заявки на участь у купівлі / продажу електроенергії на оптовому та роздрібному ринках.

Реалізація перерахованих функцій у кінцевому рахунку призводить до вибору споживачем стратегії енергопостачання: самозабезпечення; купівля електроенергії з енергосистеми; купівля електроенергії від інших споживачів.

Однією з ключових функціональних характеристик ІнЕС є мотивація активної поведінки кінцевого споживача, під якою розуміється забезпечення можливості самостійної зміни споживачами обсягу та функціональних властивостей (рівня надійності, якості тощо) одержуваної електроенергії на підставі балансу своїх потреб і можливостей енергосистеми з використанням інформації про характеристики цін, обсяги поставок електроенергії, надійності, якості тощо.

Реалізація концепції АС висуває низку вимог до розвитку енергосистеми: технологічні, економічні та організаційні вимоги.

Критерієм прийняття рішення АС є максимізація вигоди споживача, яка визначається як різниця грошового еквівалента вигідності графіка споживання та витрат на електроенергію, з урахуванням прибутку від продажу електроенергії, виробленої власною РГ.

Умовами моделі прийняття рішень АС є:

- заданий графік зміни ціни;
- заданий графік споживання для кожної одиниці енергоспоживчого обладнання (ОЕО);
- задана оцінка вигідності кожного графіка споживання;
- фіксовані графіки собівартості генерації;
- відсутність витрат на пуск/зупинку генеруючих потужностей;
- ціноутворення на електроенергію, що поставляється в мережу від власної РГ.

Методика обґрунтування стратегії АС, що включає формування графіка енергоспоживання та режиму завантаження власної генерації, містить наступні етапи:

1. Задаються параметри роботи кожної ОЕО: можливість переривання графіка роботи, тривалість роботи, інтервального включення тощо.

2. Формуються можливі комбінації графіка роботи (режими) кожної ОЕО на період планування (наприклад, на добу) у вигляді матриці, де кількість рядків відповідає максимальному з усіх ОЕО кількості можливих комбінацій графіка навантаження, а кількість стовпців – кількості періодів планування (наприклад, годин). Для неіснуючих режимів роботи – решта матриці заповнюється нулями.

3. Задається грошовий еквівалент вигідності графіка споживання для кожного режиму роботи (відповідає всьому періоду планування – добі) для кожної ОЕО.

4. Задаються цінові параметри: витрати на виробництво одиниці електроенергії на власному генеруючому обладнанні, ціна на купівлю

електроенергії з мережі, ціна на продаж електроенергії в мережу.

5. На підставі запропонованої моделі, виходячи з завдання мінімізації витрат споживача на енергопостачання і з урахуванням ступеня задоволеності графіком енергоспоживання, визначається на період планування (на кожен годину доби) графік енергоспоживання для кожної ОЕО споживача, а також обсяг вироблення електроенергії власною РГ для кожної ОЕО з розподілом обсягу, що направляється на внутрішнє споживання й обсягу продажу на ринок.

Для розробки механізмів реалізації та стимулювання АС, важливо розробити класифікацію споживачів з точки зору потенціалу їх участі у програмах керування попитом. Як традиційні для електроенергетики виділяються наступні класифікаційні ознаки:

- якісні класифікаційні ознаки: види споживачів, наявність у споживача власної генерації, вид одержуваного ефекту регулювання, вид технологічного процесу функціонування споживача, вид кінцевого споживання.

- кількісні показники: потенціал допустимого зниження навантаження, швидкість зниження навантаження, максимально можлива тривалість раптових відключень, що не призводить до зриву технологічного процесу, максимально можлива тривалість роботи в умовах регулювання навантаження.

До основних економічних факторів, що впливають на поведінку АС, можна віднести:

- ціну на споживану з мережі електроенергію та співвідношення для її розрахунку (з урахуванням виду тарифу);
- наявність власної генерації електроенергії;
- можливість видачі в мережу електроенергії, що виробляється за допомогою власної генерації;
- принцип ціноутворення на електроенергію, що видається в мережу від власної генерації;
- оцінка грошового еквівалента вигідності режиму енергоспоживання;
- наявність можливості перенесення навантаження устаткування в часі.

Основні положення системи механізмів реалізації та стимулювання активної поведінки споживача наведено нижче:

1) *Інтеграція власної генерації*. Для реалізації функції керування завантаженням власної генерації необхідно обґрунтувати вирішення наступних завдань:

- технологічна інтеграція в електроенергетичну систему;
- розроблення «стандартів» приєднання до електроенергетичної системи;
- розроблення вимог для отримання генерацією споживача статусу кваліфікованого постачальника;
- розроблення процедури отримання генерацією споживача статусу кваліфікованого постачальника;

- створення економічних стимулів для реалізації стратегії керування генеруючою потужністю;
- надання вибору суб'єкту щодо участі в інституціональному регулюванні навантаження «по команді» системного оператора;
- надання можливості подачі цінових заявок на продаж електроенергії, виробленої власною генерацією, на ринок;
- збереження можливості проведення взаєморозрахунків за трансфертною ціною на обсяг електроенергії, що виробляється власною генерацією та споживається самим споживачем.

2) *Механізм стимулювання розвантаження.* Для реалізації властивості «активності» споживача пропонується формування економічного механізму, стимулюючого споживача до керування режимами свого енергоспоживання в періоди пікових цін з метою балансування системи (Demand Response).

При цьому необхідно забезпечити для споживача індивідуальний економічний ефект від участі у керуванні своїм енергоспоживанням – запровадити новий вид системної послуги – послугу з оперативного скидання / набору навантаження, яка буде розглядатися як еквівалент додаткового завантаження / розвантаження генерації. Якщо ціна, запропонована споживачем за розвантаження / завантаження, нижчі ціни, запропонованої генератором, то балансування на ринку буде забезпечуватися при більш низькій ціні. При цьому необхідно враховувати зазначені обсяги як безпосередньо на спотовому ринку електроенергії, так і на ринку потужності – як еквівалент установленної потужності резервного генератора.

Для координації дій дрібних споживачів, не здатних через незначні обсяги споживання вплинути на формування ціни на ринку, пропонується розглянути можливість створення учасника інфраструктури – агрегатора. Зазначений учасник реалізує механізм ВрЕС – агрегує вільну потужність РГ, а також споживачів, готових знизити навантаження у рамках механізмів керування попитом, та керує зазначеною потужністю з єдиного центру за допомогою Інтернет-системи як блоком однієї електростанції.

3) *Механізм зустрічного планування.* Конструкція ринку «на добу вперед» і балансуєного ринку відповідає принципам механізму зустрічних планів. Суть механізму зустрічних планів полягає у тому, що споживачі самі визначають і повідомляють свій прогноз споживання, що забезпечує більшу надійність і точність прогнозування. Споживач оплачує плановий обсяг за базовою ціною, крім того, перевитрата та невитрата оплачуються зі штрафними коефіцієнтами. Наявність штрафів стимулює споживача до максимально точного планування. У даний час при відхиленні фактичного споживання від планового споживач потрапляє на балансуєний ринок, де відповідні обсяги перевищення купуються за дорожчою ціною, а обсяги «недобору» продаються назад на ринок за

зниженою ціною.

Для реалізації положень концепції АС необхідно переглядати штрафні коефіцієнти за гнучке реагування споживачів таким чином, щоб можна було інтегрувати механізм стимулювання розвантаження в існуючу систему ринків електроенергії та потужності.

4) *Механізми керування попитом.* Керування АС (обсягами його споживання та генерації, а також перерозподілом навантаження) проводиться за допомогою гнучко настроюваних (в залежності від типу споживача, економічної кон'юнктури, технологічних умов) меню тарифів як на споживану, так і на передану в мережу електроенергію.

Керування попитом – це комплексний підхід до взаємодії зі споживачем, заснований на його активній участі у формуванні та регулюванні навантаження із застосуванням заходів заохочень АС.

## 4 МУЛЬТИАГЕНТНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ

### 4.1 Класифікація завдань, вирішуваних інтелектуальною інформаційною системою активного споживача

Інтелектуальна інформаційна система (ІС) – це один з видів автоматизованих інформаційних систем. Інколи ІС називають системою, заснованою на знаннях. ІС є комплексом програмних, лінгвістичних і логіко-математичних засобів для реалізації основного завдання: здійснення підтримки діяльності людини і пошуку інформації в режимі розширеного діалогу.

Класифікуємо завдання, які вирішуються ІС [127–129]:

- *інтерпретація даних*. Це одне з традиційних завдань для експертних систем. Під інтерпретацією розуміється процес визначення змісту даних, результати якого мають бути погодженими і коректними. Зазвичай передбачається багатоваріантний аналіз даних.

- *діагностика*. Під діагностикою розуміється процес співвідношення об'єкта з деяким класом об'єктів і виявлення несправності в деякій системі. Несправність – це відхилення від норми. Таке трактування дозволяє з єдиних теоретичних позицій розглядати і несправність устаткування в технічних системах, і захворювання живих організмів, і всілякі природні аномалії. Важливою специфікою є тут необхідність розуміння функціональної структури («анатомії») діагностуючої системи.

- *моніторинг*. Основне завдання моніторингу – безперервна інтерпретація даних у реальному масштабі часу і сигналізація про вихід тих або інших параметрів за допустимі межі. Головні проблеми – «пропуск» тривожної ситуації й інверсне завдання «помилкового» спрацьовування. Складність цих проблем в розмитості симптомів тривожних ситуацій і необхідність врахування тимчасового контексту.

- *проектування*. Проектування полягає в підготовці специфікацій на створення «об'єктів» із заздалегідь визначеними властивостями. Під специфікацією розуміється весь набір необхідних документів – креслення, записка пояснення тощо. Основні проблеми тут – здобуття чіткого структурного опису знань про об'єкт і проблема «сліду». У завданнях проектування тісно зв'язуються два основні процеси, виконуваних у рамках відповідної електроенергетичної системи: процес виведення рішення та процес пояснення.

- *прогнозування*. Прогнозування дозволяє передбачати наслідки окремих подій або явищ на підставі аналізу наявних даних. Прогнозуючі системи логічно виводять ймовірні наслідки із заданих ситуацій. У прогнозуючій системі зазвичай використовується параметрична динамічна модель, у якій значення

параметрів «підганяються» під задану ситуацію. Висновки, що виводяться з цієї моделі, складають основу для прогнозів з ймовірними оцінками.

– *планування*. Під плануванням розуміється знаходження планів дій, які відносяться до об'єктів, здатних виконувати деякі функції. У таких електроенергетичних системах використовуються моделі поведінки реальних об'єктів із тим, аби логічно вивести наслідки планованої діяльності.

– *навчання*. Під навчанням розуміється використання комп'ютера для навчання деякої дисципліни або предмету. Системи навчання діагностують помилки при вивченні якої-небудь дисципліни за допомогою електронно-обчислювальних машин і підказують правильні рішення. Вони акумулюють знання про гіпотетичного «учня» і його характерні помилки, потім у роботі вони здатні діагностувати слабкості в знаннях учнів і знаходити відповідні засоби для їхньої ліквідації. Крім того, вони планують акт спілкування з учнем залежно від успіхів учня з метою передачі знань.

– *керування*. Під керуванням розуміється функція організованої системи, що підтримує певний режим діяльності. Такого роду електроенергетичні системи здійснюють керування поведінкою складних систем відповідно до заданих специфікацій.

– *підтримка прийняття рішень*. Підтримка прийняття рішень – це сукупність процедур, що забезпечує особу, яка приймає рішення, необхідною інформацією і рекомендаціями, що полегшують процес ухвалення рішення. Ці електроенергетичні системи допомагають фахівцям вибрати та сформулювати потрібну альтернативу серед множини виборів при ухваленні відповідальних рішень.

У загальному випадку всі системи, засновані на знаннях, можна розділити на системи, що вирішують завдання аналізу, та системи, які вирішують завдання синтезу. Основна відмінність завдань аналізу від завдань синтезу полягає в тому, що якщо в завданнях аналізу множина рішень може бути перерахована та включена в систему, то в завданнях синтезу множина рішень потенційно не обмежена та будується з рішень компонент або проблем. Завданнями аналізу є: інтерпретація даних, діагностика, підтримка ухвалення рішення. До завдань синтезу відносяться проектування, планування, керування. Комбіновані завдання: вчення, моніторинг, прогнозування.

Функціонування ІС можна описати як постійне прийняття рішень на основі аналізу поточних ситуацій для досягнення певної мети. Природно виділити окремі етапи, які утворюють типову схему функціонування інтелектуальної системи:

1. Безпосереднє сприйняття зовнішньої ситуації; результатом є формування первинного опису ситуації.

2. Зіставлення первинного опису зі знаннями системи та поповнення цього

опису; результатом є формування вторинного опису ситуації у термінах знань системи. Цей процес можна розглядати як процес розуміння ситуації, або як процес перекладу первинного опису на внутрішню мову системи. При цьому можуть змінюватися внутрішній стан системи та її знання. Вторинний опис може бути не єдиним, і система може вибирати між різними вторинними описами. Крім того, система у процесі роботи може переходити від одного вторинного опису до іншого. Якщо ми можемо формально задати форми внутрішнього представлення описів ситуацій та операції над ними, ми можемо сподіватися на певний автоматизований аналіз цих описів.

3. Планування цілеспрямованих дій та прийняття рішень, тобто аналіз можливих дій та їхніх наслідків і вибір тієї дії, яка найкраще узгоджується з метою системи. Це рішення формулюється деякою внутрішньою мовою (свідомо або підсвідомо).

4. Зворотна інтерпретація прийнятого рішення, тобто формування робочого алгоритму для здійснення реакції системи.

5. Реалізація реакції системи; наслідком є зміна зовнішньої ситуації і внутрішнього стану системи тощо.

Для функціонування ІС характерним є взаємне проникнення цих етапів. Наприклад, ті чи інші рішення можуть прийматися вже на етапі безпосереднього сприйняття ситуації. Насамперед, це рішення про те, на які зовнішні подразники слід звертати увагу, а на які не обов'язково. Оскільки зовнішніх подразників досить багато, то їхнє сприйняття повинно бути вибірковим.

ІС розробляються із залученням різних засобів і методів. Існує чотири основні підходи до їх побудови: логічний, структурний, еволюційний та імітаційний [130].

Багатоагентні системи – напрям штучного інтелекту, який розглядає рішення однієї задачі кількома інтелектуальними підсистемами – агентами. Агент – апаратна або програмна сутність, здатна діяти в інтересах досягнення мети, поставленої перед всією системою.

Соціальні системи дають ще одне модельне уявлення інтелекту за допомогою глобальної поведінки, що дозволяє їм вирішувати проблеми, які не вдалося б вирішити окремим їх членам. Агенти у таких системах автономні або напівавтономні, у кожного агента є певне коло підзадач, причому він має в своєму розпорядженні обмежене знання (або зовсім не має у своєму розпорядженні знання) про те, що роблять інші агенти, або як вони це роблять. Кожен агент виконує свою незалежну частину розв'язання проблеми та/ або видає власне результат (щось робить), або повідомляє результат іншим агентам.

Таким чином, будь-яка інформаційна система, яка вирішує інтелектуальну задачу або в яких беруть методи штучного інтелекту, відноситься до ІС.

Для ІС характерні наступні ознаки: розвинені комунікативні здібності; вміння вирішувати складні, погано формалізовані завдання; здатність до самонавчання; адаптивність.

У відповідності з перерахованими ознаками ІС може бути розділена за наступною класифікацією:

- системи з комутативними здібностями: інтелектуальні бази даних; природно-мовні інтерфейси; гіпертекстові системи; контекстні довідкові системи; когнітивна графіка;
- експертні системи: системи, що класифікуються; довизначені системи; трансформовані системи; багатоагентні системи;
- системи, що самонавчаються: індуктивні системи; нейронні мережі; системи на прецедентах; інформаційні сховища;
- адаптивні системи: CASE-технології; компонентна технологія.

Під CASE-технологією розуміють комплекс програмних засобів, які підтримують процеси створення та супроводу програмного забезпечення, включаючи аналіз і формулювання вимог, проектування, генерацію коду, тестування, документування, забезпечення якості, конфігураційне керування та керування проектом (CASE-засіб може забезпечувати підтримку тільки в заданих функціональних областях або в широкому діапазоні функціональних областей).

#### **4.2 Особливості формування фреймів**

Для роботи ІС широко застосовуються фрейми [127–130]. Фрейм – це мінімально можливий опис сутності якої-небудь події, ситуації, процесу або об'єкта. В історичному плані розвиток фреймової моделі пов'язано з теорією фреймів М. Мінського, який визначає спосіб формалізації знань, що використовується при вирішенні задач розпізнавання образів (сцен) і розуміння мови. «Відправним моментом для даної теорії служить той факт, що людина, намагаючись пізнати нову для себе ситуацію або по-новому поглянути на вже звичні речі, вибирає зі своєї пам'яті деяку структуру даних (образ), звану нами фреймом, з таким розрахунком, щоб шляхом зміни у ній окремих деталей зробити її придатною для розуміння більш широкого класу явищ або процесів». Іншими словами, фрейм – це форма опису знань, що окреслює рамки розглянутого (у поточній ситуації при вирішенні даного завдання) фрагмента предметної області.

Модель фрейма є досить універсальною, оскільки дає можливість відобразити все різноманіття знань про світ через:

- фрейми-структури, для позначення об'єктів і понять (позиція, застава,

вексель);

- фрейми-ролі (менеджер, касир, клієнт);
- фрейми-сценарії (банкрутство, збори акціонерів, святкування іменин);
- фрейми-ситуації (тривога, аварія, робочий режим пристрою) тощо.

Розрізняють фрейми-зразки (прототипи) і фрейми-екземпляри, які створюються для відображення реальних фактичних ситуацій, на основі даних, що надходять.

Фрейм має ім'я (назва) та складається з слотів.

Традиційно структура фрейму може бути представлена як список властивостей:

*(Ім'я фрейма:*

*(Ім'я 1-го слота: значення 1-го слота),*

*(Ім'я 2-го слота: значення 2-го слота),*

*.....*

*(Ім'я N-го слота: значення N-го слота)).*

Той самий запис можна представити у вигляді таблиці, доповнивши її двома стовпцями (див. табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Структура фрейму

Ім'я фрейму			
Ім'я слота	Значення слота	Спосіб отримання значення	Приєднана процедура

У табл. 4.1 додаткові стовпці («Спосіб отримання значення» та «Приєднана процедура») призначені для опису способу отримання слотом його значення та можливого приєднання до того чи іншого слоту спеціальних процедур, що допускається в теорії фреймів. Як значення слота може виступати ім'я іншої фрейма – так утворюються мережі фреймів.

Системи підтримки прийняття рішень – це програмні засоби й інформаційно-аналітичні технології, призначені спеціально для надання допомоги у вирішенні завдань пошуку, аналізу та вибору кращих з можливих варіантів. При цьому особа, яка приймає рішення, має забезпечуватися не тільки інформаційною, але в першу чергу технологічною підтримками процедури, аж до вибору кращого рішення.

Поняття про підтримку в прийнятті рішень сформулювали П. Кін і

Ч. Стейбел. Ранні визначення систем підтримки прийняття рішень (на початку 70-х років XX ст.) відображали такі три властивості систем:

- можливість оперувати з неструктурованими або слабо структурованими завданнями, на відміну від завдань, з якими має справу дослідження операцій;
- інтерактивні автоматизовані (тобто реалізовані на базі комп'ютера) системи;
- поділ даних і моделей.

У сучасному уявленні ідеальна система підтримки прийняття рішень:

- оперує зі слабо структурованими рішеннями;
- призначена для осіб, які приймають рішення, різного рівня;
- може бути адаптована для групового й індивідуального використання;
- підтримує як взаємозалежні, так і послідовні рішення;
- підтримує три фази процесу рішення: інтелектуальну частину, проектування та вибір;
- підтримує різноманітні стилі та методи вирішення, що може бути корисно при вирішенні задачі групою осіб, що приймають рішення;
- є гнучкою й адаптується до змін як організації, так і її оточення;
- проста у використанні та модифікації;
- покращує ефективність процесу прийняття рішень;
- дає змогу людині керувати процесом прийняття рішень за допомогою комп'ютера, а не навпаки;
- підтримує еволюційне використання та легко адаптується до мінливих вимог;
- може бути легко побудована, якщо є можливим сформулювати логіку конструкції системи підтримки прийняття рішень;
- підтримує моделювання;
- дає можливість використовувати знання.

Залежно від типу розв'язуваної задачі в системах підтримки прийняття рішень можуть використовуватися різні методи прийняття рішень, залучатися ті чи інші моделі та методи, розроблені в рамках предметної області. Прикладами методів прийняття рішення є:

- декомпозиція головної мети до того рівня деталізації, коли для нижнього рівня ієрархії цілей можна сформулювати критерії, які дозволяють адекватно описати ступінь досягнення цілей при прийнятті тієї чи іншої альтернативи;
- метод аналітичних ієрархічних процесів (особа, яка приймає рішення, здійснює спочатку попарне порівняння значущості обраних критеріїв, потім цей же метод використовується для попарного порівняння альтернатив щодо кожного обраного критерію; на основі цього система підтримки прийняття рішень розраховує коефіцієнти значущості критеріїв, коефіцієнти значущості альтернатив щодо кожного критерію, що дає змогу розрахувати для кожної

альтернативи значення функції корисності);

- метод аналітичних мережевих процесів, який дає можливість врахувати взаємозв'язки між критеріями;
- багатоцільове оцінювання альтернатив (кожна альтернатива оцінюється єдиним показником ефективності – ступенем впливу його виконання на досягнення головної мети).

Як приклад наведемо технології моделювання й оптимізації виробництва та споживання енергоресурсів і води [131]. Математичне забезпечення автоматизованої системи контролю, обліку та керування ефективністю виробництва та розподілу потужності й енергії (АСКОЕВР) засноване на використанні комплексу моделей станцій і енергосистеми. Технологія моделювання й оптимізації становить стрижень вертикальної інтеграції даних в АСКОЕВР енергосистеми [131].

Моделювання об'єктів і систем виробництва та розподілу енергоресурсів дає можливість замінити реальний експеримент із ними, який неможливо провести без порушення вимог безпеки енергопостачання через його високу вартість, на експеримент з «віртуальною реальністю» – моделлю виробництва та споживання енергоресурсів разом із інтегрованою АСКОЕВР.

Основними цільовими функціями, які має реалізувати ця технологія, є:

- автоматизований контроль показників технічного стану засобів обліку енергоресурсів;
- виявлення факту, локалізація місця та причин виходу показників стану коштів за запропоновані межі;
- створення та супровід моделей балансів матеріальних і енергетичних потоків ТЕС і енергосистеми;
- створення та супровід моделей техніко-економічних показників ТЕС і енергосистеми з метою автоматизації розрахунків нормативних і фактичних техніко-економічних показників у реальному масштабі часу;
- вирішення задач багатокритеріальної оптимізації розподілу електричних і теплових навантажень ТЕС і енергосистеми;
- генерація множини можливих рішень оператора-диспетчера АСКОЕВР;
- інформаційна підтримка оператора-диспетчера;
- верифікація знань про моделі на основі автоматизованого експерименту та використання архівів даних;
- наскрізне моделювання бізнес-процесів виробництва, розподілу та споживання енергоресурсів з метою застосування функціонально-вартісного аналізу виробництва і розподілу енергоресурсів на всіх рівнях АСКОЕВР.

#### **4.3 Технології моделювання й оптимізації виробництва та споживання енергоресурсів і води**

Моделі та методи моделювання енергетичних систем утворюють нову віртуальну реальність, яка є новим видом інформаційної виробничої діяльності електроенергетичних систем, що виникли в результаті розвитку інтелектуальних технологій керування в електроенергетиці. Комплекс операцій зі знаннями у новій інтелектуальній технології включає у себе наступні види операцій:

- 1) перевірка повноти, цілісності, несуперечності й узгодженості моделей;
- 2) генерація та конфігурація нових моделей;
- 3) генерація нелінійних моделей і спрощених лінеаризованих моделей;
- 4) проведення автоматизованого експерименту з віртуальними моделями;
- 5) обробка нових експертних знань і узгодження їх з наявними;
- 6) генерація моделей еталонних розрахункових режимів;
- 7) метрологічний контроль і сертифікація процесу моделювання;
- 8) захист баз знань від несанкціонованого доступу;
- 9) підтримка зовнішніх інтерфейсів баз знань.

Для побудови аналітичних моделей в електроенергетиці застосовуються три основні підходи: ідентифікаційний підхід; конструювання моделей з окремих модулів і прототипів; конструювання моделей за принципом фізичної подібності з використанням еквівалентування. Важливою особливістю всіх типів аналітичних моделей є те, що вони є нелінійними, розподіленими і нестационарними та залежать від обраного режиму функціонування енергосистеми, який визначає робочу точку в просторі параметрів, що задає параметричний опис лінеаризованої моделі енергосистеми. Створення комплексу моделювання в реальному часі є критичною технологією, оскільки відкриває можливість широкого застосування в енергетиці низки технологій керування, заснованих на використанні принципів адаптивного й оптимального керувань. До цих технологій відносяться:

- розрахунок моделі сталого режиму;
- розрахунок ступеня статичної стійкості електроенергетичної системи;
- розрахунок моделі стійкості перехідних режимів з їх навантаженням;
- оптимальне керування з прогнозуючої еталонною моделлю;
- адаптивне модальне керування;
- оптимальне оцінювання станів електроенергетичної системи;
- оптимізація режимів енергосистеми;
- адаптивне векторне керування;
- адаптивне налаштування регуляторів тощо;
- мультиагентне розподілене керування;

- мультиагентне оптимальне керування;
- моніторинг ризику зовнішніх і внутрішніх загроз порушення надійності поточного режиму енергосистеми.

Застосування інтелектуальних СК визначає, що при розробленні такої системи необхідно приділяти значну увагу засобам підвищення надійності, використанню автоматизованих процедур і алгоритмів [132]. У рамках цієї схеми широко використовуються прийоми агрегування та методи декомпозиції [133]. Опис законів функціонування інтелектуальної системи задається трьома сімействами функцій: функціями, що визначають зміни станів елементів системи  $S(t)$ ; функціями, що задають вихідні сигнали елементів  $U(t)$ ; функціями, що викликають зміни в структурі інтелектуальної системи.

Для задання повного опису інтелектуальної системи необхідно крім функцій  $S(t)$ ,  $U(t)$ ,  $W(t)$  задати початковий стан СК, тобто початкову структуру  $W$  і початкові стани всіх її елементів  $S$ . Для дослідження дискретних СК основним інструментом є апарат теорії алгоритмів, автоматів, інформації.

Коротко розглянемо функціональну модель мультиагентної системи [132].

МАСК – це багаторівнева багатозв'язна СК, з вирішенням багатокритеріальних задач в умовах невизначеності [132]. Можливості МАСК:

- наявність засобів адаптації до змін середовища;
  - можливість модифікації її структури і параметрів безпосередньо в процесі функціонування;
  - застосування динамічного моделювання в реальному часі з прогнозуванням стану;
  - здійснення паралельних обчислень, що підвищує 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 й умов їх зв'язку;
  - визначення форм та ступеня взаємодії між агентами в частині прийому та 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 (у 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 та 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 та 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. Як наслідок, 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.

МАСК складається із підсистеми оптимізації, до яких надходять запити від користувачів на оптимізацію певних сегментів мережі, формуючи чергу запитів. Основними задачами підсистеми оптимізації є: структурний аналіз ресурсів сегменту мережі; аналіз дій користувачів у вказаному сегменті мережі; побудова оптимальних зв'язків на основі цілей користувачів.

Основними вимогами, які ставляться до таких підсистем, є: рівномірне завантаження; забезпечення заданої швидкості обробки запитів; стійкість до відмов; автоматичне відновлення у разі відмов; узгоджена поведінка компонентів, спрямована на досягнення цілей системи. Невід'ємною складовою МАСК є агентна платформа. Агентна платформа являє 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) та характеризується ідентифікатором, що дає змогу чітко виділити його з 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 та/чи елемент мікромережі представляється 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 дає змогу йому приєднатися до інтерфейсу інших існуючих агентів. Загальноприйнята методика інтерфейсу здійснюється через службу каталогів, за допомогою чого агенти фіксують себе в загальному каталозі та потім самоорганізують свої дії [134–143].

Для вибору оптимального варіанту значення цільової функції групи агентів повинні виконуватися наступні умови [134–143]:

- 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 за Паретто.
- Агенти повинні володіти наступними властивостями:
- 1) мати можливість приймати зовнішні керуючі сигнали;
  - 2) вміти визначати свою реакцію на цей вплив і формувати відповідні дії;
  - 3) змінювати свою поведінку з часом залежно від накопиченої інформації;
  - 4) здатність 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).

Аналіз показав, що актуальним є розроблення алгоритмів керування поведінкою АС енергії (групою споживачів) для різних режимів роботи та взаємодії з СЕП. При цьому керування режимами роботи СЕП з РГ передбачає необхідність використання відповідних МАСК, з метою вибору оптимальних режимів роботи, для яких мають бути розроблені відповідні закони регулювання, алгоритми функціонування та методи оцінки ефективності.

## **5 ФУНКЦІОНУВАННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

### **5.1 Розвиток та особливості функціонування активного споживача**

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 та доцільність такої зміни повинен приймати сам споживач, оскільки основним завданням енергетики є забезпечення необхідних потреб споживачів без створення будь-якого дискомфорту для них. Важливим моментом оптимізації енергетичних процесів у сучасних СЕП із РГ та АС є розробка нормативно-методичного й алгоритмічного забезпечення для ефективної сумісної роботи генераторів електричної енергії (як централізованої генерації, так і ДРГ і НВДЕ) та споживача, який має власні генеруючі потужності та інші системи, що дають змогу споживачу реалізовувати свій потенціал; взаємодії споживачів між собою; взаємодії АС і СЕП.

АС 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 у наданні додаткових послуг системному оператору чи іншим споживачам;
- самостійно визначати, які обсяги 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 та роздрібному чи локальному ринках електроенергії;
- самостійно визначати, кому й які додаткові послуги надавати.

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

Повною мірою реалізувати потенціал АС можна лише поєднуючи функції обліку, контролю, керування навантаженням з акумулюванням енергії в місцях споживання та інтеграції ДРГ малої потужності в мережі споживачів.

Активність споживачів можливо забезпечити кількома технологіями (рис. 5.1), найбільш поширеними серед яких є інтелектуальні прилади обліку енергії та СК попитом на основі таких систем обліку. Також можливим є використання ДРГ, систем акумулювання енергії, комбінацій розглянутих типів обладнання та відповідних СК АС різних рівнів. Крім того, деякі з перерахованих технологій можливо досить ефективно використовувати в перехідному періоді від традиційної електроенергетичної системи до ІнЕС.

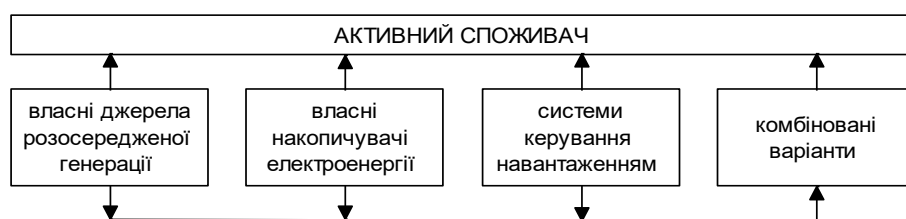


Рисунок 5.1 – Можливості АС

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 урахуванням такого різноманіття та кількості споживачів, їхніх особливостей та характеристик актуальними є питання формування певних груп споживачів електроенергії з метою оцінки доцільності та потенціалу їх активної поведінки в кожній із цих груп і розроблення відповідних методик для оцінювання рівня активної поведінки та рекомендацій щодо реалізації цього потенціалу. Приклад такої класифікації наведено на рис. 5.2.

Наведений поділ у дозволяє розробити більш точні рекомендації відповідним групам споживачів щодо вибору можливих стратегій поведінки, сформувати СК, провести налагодження взаємодії між такими елементами та сформувати відповідні закони керування.

З метою отримання максимального ефекту від інтеграції нових елементів у СЕП, необхідним є забезпечення здійснення ефективного (оптимального) 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.

Формування відповідних законів регулювання ЛСЕ можливе за умови вибору та реалізації низки критеріїв, зокрема критеріїв оптимального відбору

потужності від генераторів і критеріїв оптимального споживання електроенергії кінцевими споживачами. Це вимагає певної систематизації вже існуючих критеріїв.

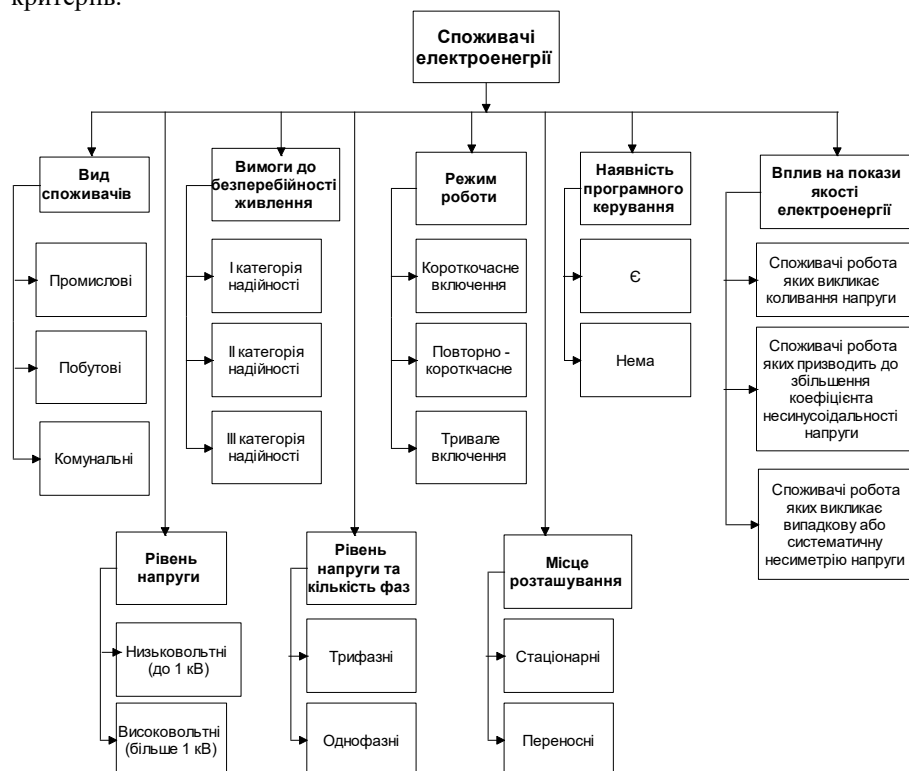


Рисунок 5.2 – Класифікація споживачів електричної енергії

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

- оптимізація електромагнітних (енергетичних) процесів у перерізах чи вузлах виділених систем;
- оптимізація параметрів елементів системи;
- оптимізація структури системи;
- оптимізація режиму роботи системи;
- оптимізація режиму роботи окремих елементів і т.ін.

Вибір оптимального рішення, що відповідає представленим критеріям, є

складним завданням, а його вирішення вимагає застосування низки спеціальних методик до початку проектування систем.

Для забезпечення ефективного та якісного впровадження нового генеруючого та іншого обладнання АС в СЕП (компенсаторів реактивної потужності, накопичувачів електроенергії тощо), а також мінімізації витрат часу та 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 пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- визначення існуючих проблемних місць і розроблення рекомендацій щодо вдосконалення структури і режимів роботи мережі;
- вибір пристроїв компенсації реактивної потужності та місць їхнього встановлення для оптимізації режимів роботи об'єкта;
- аналіз існуючих і потенційних точок підключення та визначення перспективних місць приєднання ДРГ та іншого обладнання;
- аналіз взаємодії ДРГ з об'єктами СЕП в рамках досліджуваного об'єкта та власним навантаженням;
- розроблення стратегії керування 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 у СЕП, 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 і кваліфікованих споживачів електроенергії наведено у табл. 5.1.

Для розробки механізмів реалізації та стимулювання «активної» поведінки споживача спочатку необхідно сформулювати відповідну класифікацію споживачів з точки зору потенціалу активної участі, а також відповідні методики для оцінки такого потенціалу та вибору необхідного обладнання для його реалізації. Аналіз впливу обладнання АС наведено у табл. 5.2.

Таблиця 5.1 – Порівняльна характеристика різних типів споживачів електроенергії

№ з/п	Властивості	Споживач-регулятор	Звичайний споживач «пасивний»	Кваліфікований/ «солідарний» споживач	АС
1	2	3	4	5	6
1	Етапи розвитку енергосистеми	Енергосистема колишнього СРСР	Сучасний етап	Перехідний етап	Інтелектуальна електроенергетика
2	Вид навантаження	Промислові підприємства	Промислові підприємства та домогосподарства	Промислові підприємства та домогосподарства	Промислові та комунальні підприємства, домогосподарства
3	Режим електроспоживання	Виконує план випуску продукції, оптимізує режим роботи, виходячи з потреб енергосистеми, вирівнює її графік навантаження	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 із 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 вибирати самостійно
5	Умови завантаження власних потужностей (при її наявності) для формування	Відсутній	Відсутній	Така можливість існує тільки для потужних споживачів	Така можливість існує у кожного споживача, крім того, вибір режиму

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6
	заявки на участь у купівлі/продажу енергії на оптовому та роздрібному ринках енергії				енергоспоживання здійснюється в режимі реального часу

Таблиця 5.2 – Типи та можливості АС (за встановленим обладнанням)

№ з/п	Тип АС	Опис можливостей												
		Продаж всієї енергії	Продаж невикористаної енергії	Власне енергозабезпечення								Оптимізація споживання енергії		
				повне				часткове						
				постійне	тривале	тимчасове	аварійне	постійне	тривале	тимчасове	аварійне	повне відключення	згладження піків	керування споживанням
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тільки з ДРГ	+	+	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+	+/-	-
2	Використання СКН	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+
3	Використання акумуляторних батарей (АБ)	-	-	-	+/-	+	+	+	+	+	+	+	+	-

Продовження таблиці 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	Використання РГ і СКН	+	+	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-			
5	Використання РГ та АБ	+	+	+/-	+/-	+	+	+	+	+	+	+	+	-
6	Використання СКН та АБ	-	-	-	+/-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
7	Спільне використання	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Традиційно в електроенергетиці виділяються якісні та кількісні класифікаційні ознаки, які можна застосовувати і до АС. Так, додатково АС 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 СЕП: 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.

З метою подальшої деталізації АС можна також класифікувати за низкою додаткових ознак, які наведено у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Класифікація АС

№ з/п	Класифікаційна ознака	Характеристика
1	2	3
1	Вид споживача	За видом споживачів поділяють так: населення, промислові підприємства, транспорт та суб'єкт господарювання, які, у свою чергу, поділяються на більш вузькі класифікації

Продовження таблиці 5.3

1	2	3
2	Вид технологічного процесу	<p>Основні види технологічного процесу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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;</li> <li>- процес постійний та неможливий для перенесення, але продукція відрізняється за електроємністю, а сам процес регулюється за інтенсивністю;</li> <li>- процес допускає перерви чи зупинки;</li> <li>- існує можливість розділення процесу та складування продукції;</li> </ul> <p>процес вільний від обмежень на зниження навантаження</p>
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. і більше 30 хв. відповідно
7	Наявність обладнання з малою потужністю та короткочасним включенням	Показник відображає кількість обладнання, яке потенційно може житись від АБ чи власних РГ малої потужності

Продовження таблиці 5.3

1	2	3
8	Частка обладнання I, II та 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 СЕП	Показує у скільки разів вироблена (або спожита) енергія за розглянутий період менша від того обсягу 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

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 застосовуються традиційні оціночні коефіцієнти. Як приклад, наведемо окремі економічні фактори, які впливають на поведінку АС,

особливо в перехідний період від традиційної до інтелектуальної енергетики:

- 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 АС тощо.
- Ефект від появи активного споживача та його складові [126].

#### ***Особливості АС домогосподарства***

Автоматичне керування режимами роботи електрообладнання (виділені електроприлади, для яких існує можливість перенесення їх роботи в часі: пральна машина, посудомийка, кондиціонер, нагрівачі, холодильні установки, електромобіль), виходячи з мінімізації витрат на енергопостачання та ступеня задоволеності графіком роботи.

Наявність власної генерації (підвищення доступності ВДЕ); існує можливість видачі електроенергії від власної генерації в електроенергетичну систему.

Наявність накопичувача електроенергії.

Стратегія опимального функціонування:

- планується режим роботи кожного електроприладу, при цьому здійснюється автоматичне вмикання/ вимикання електроприладів, для яких існує можливість перенесення навантаження в часі;
- визначається стратегія завантаження власної генерації: обсяг споживання від неї та обсяг видачі електроенергії в мережу;
- визначається стратегія використання накопичувача електроенергії: заряджання, продаж накопиченої електроенергії в мережу, власне споживання накопиченої електроенергії.

#### ***Особливості промислового АС***

Участь у програмах з керування попитом (DSM):

- автоматичне зниження навантаження в аварійних випадках;
- автоматичне керування режимами роботи обладнання (перенесення навантаження в часі) виходячи з мінімізації витрат;
- надання системної послуги щодо зниження енергоспоживання з отриманням оплати в розмірі еквівалента завантаження пікової/ резервної генерації.

Наявність накопичувачів електроенергії великих обсягів.

Існує можливість продажу електроенергії від власної генерації в мережу.

Стратегія оптимального функціонування:

- планується режим роботи обладнання з можливістю автоматичного

відключення у разі участі у відповідних програмах переривання, перенесення навантаження з метою надання системної послуги з отриманням відповідної оплати;

- визначається стратегія завантаження власної генерації: обсяги споживання від неї й обсяги видачі електроенергії в мережу;
- визначається стратегія використання накопичувача електроенергії: заряджання, продаж накопиченої електроенергії в мережу, власне споживання накопиченої електроенергії.

#### ***Особливості сільськогосподарського АС***

Відсутня технологічна можливість перенесення навантаження в часі.

Наявність накопичувачів електроенергії великого обсягу.

Розвиток власної генерації, у тому числі підвищення доступності ВДЕ.

Існує можливість продажу електроенергії від власної генерації в мережу.

Стратегія оптимального функціонування:

- визначається стратегія завантаження власної генерації: обсяг споживання від неї й обсяг видачі електроенергії в мережу;
- визначається стратегія використання накопичувача електроенергії: заряджання, продаж накопиченої електроенергії в мережу, власне споживання накопиченої електроенергії.

## **5.2 Моделі активного споживача**

Однією з причин зміни показників якості електричної енергії в СЕП, а саме – коливання напруги та частоти, є постійні процеси вмикання та вимикання установок споживачів. Принциповим аспектом роботи ЛСЕ, а також автономної СЕП 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 за наявності відповідних СК:

- для пасивних і кваліфікованих споживачів – СКН;
- для відповідальних (солідарних) споживачів – СК об'єднаннями

споживачів;

– для АС – СК обладнанням АС (СК «АС») різних рівнів та об'єднаннями таких споживачів.

Розглянемо можливі варіанти взаємодії АС та мережі електропостачання (рис. 5.2). На рис 5.2 виділено два активних споживачі (АС1 і АС2) та ситему електропостачання.

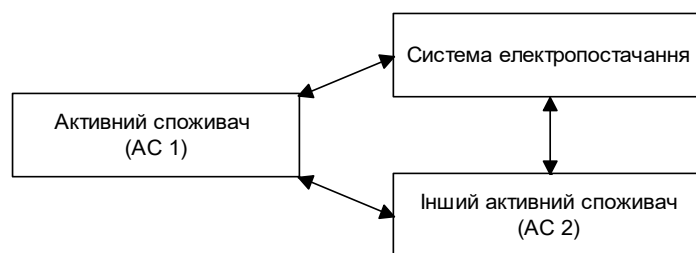


Рисунок 5.2 – Взаємодія між елементами системи

Взаємодія між цими елементами має здійснюватися на основі взаємовигідних режимів роботи для кожного із взаємодіючих елементів (виконання загальної оптимізаційної задачі для системи чи підсистеми, що розглядається). Контроль та регулювання режимів роботи обладнання АС мають здійснюватися відповідною СК, а взаємодія АС із іншими елементами системи (рис. 5.2) – інформаційно-керуючою вищого рівня. Зв'язок АС із іншими учасниками ринку наведено на рис 5.3, де прямий вплив відображено білою стрілкою; зворотній вплив – пунктирною лінією; інформаційні та керуючі сигнали – відображено чорною стрілкою.

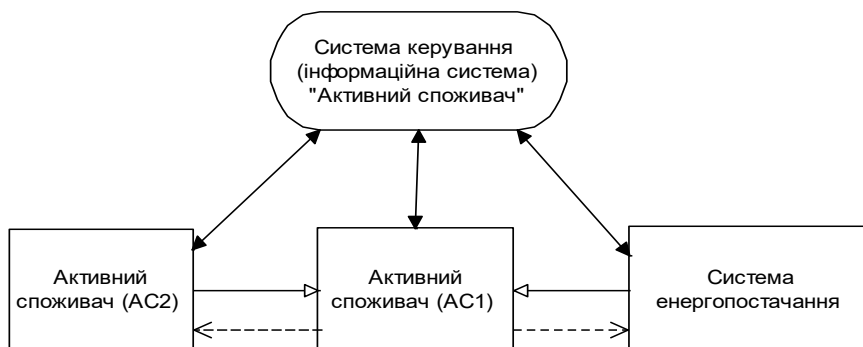


Рисунок 5.3 – Зв'язок між елементами системи та СК «АС»

Основне обладнання, використання якого створює умови до перетворення звичайного споживача на активного розділимо на такі групи: 1) ДРГ; 2) СКН споживача; 3) АБ.

Розглянемо загальний випадок АС, до складу якого входить СКН, АБ і ДРГ. Зв'язки між обладнанням такого АС та його СК (СК «АС») можна представити у вигляді схеми, показаної на рис. 5.4, а його зв'язок із СЕП та іншим АС – у вигляді схеми, зображеної на рис. 5.5.

Використання ДРГ і СКН під час їхньої експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію виробленої або зекономленої електроенергії. При коригуванні режимів роботи СЕП із АС для самих АС ця задача є першочерговою. Інший варіант можливий, якщо генератор призначений для регулювання або збереження балансу, тоді важливішим буде дотримання режиму.

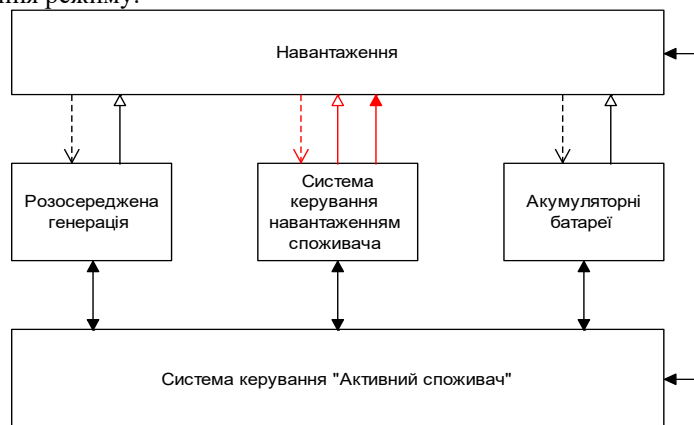


Рисунок 5.4 – Структурна схема зв'язку між основним обладнанням АС та СК «АС»

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

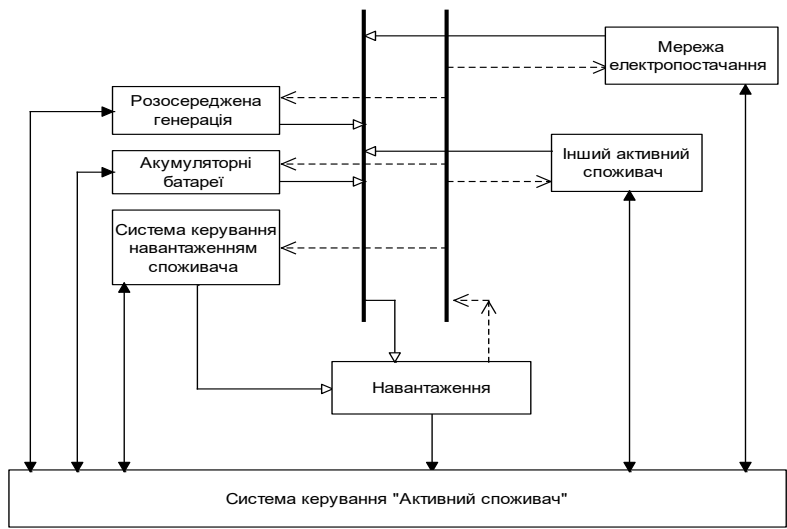


Рисунок 5.5 – Структурна схема зв'язку між обладнанням АС та іншими елементами ЄЕС

Потоки енергії у такій системі у разі споживання енергії споживачем ззовні можна відобразити у вигляді, представленому на рис. 5.6.

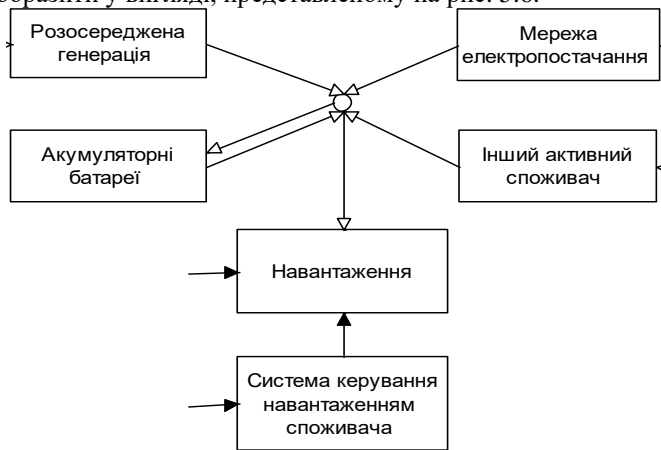


Рисунок 5.6 – Потоки енергії при споживанні енергії споживачем ззовні (чорна стрілка – інформаційні сигнали та керуючі впливи, біла стрілка – напрями потоку енергії)

Можливим є комбінування кількох типів обладнання АС, що сприяє отриманню більшого ефекту від їхнього використання.

Окремим питанням є взаємозв'язок різного роду АС 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 СЕП; 4) подовження терміну експлуатації мереж та обладнання; 5) зменшення перетоків електроенергії в мережі; 6) інші вигоди.

Комбінуючи основне обладнання АС, можна виділити такі типи АС: 1) тільки з використанням ДРГ; 2) тільки з використанням СКН; 3) тільки з використанням АБ; 4) зі спільним використанням РГ та СКН; 5) зі спільним використанням РГ та АБ; 6) зі спільним використанням СКН та АБ; 7) зі спільним використанням РГ, АБ та СКН. Можливості використання таких комбінацій обладнання детальніше проаналізовано у табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Режими взаємодії АС з ЛСЕ

№ з/п	Баланс потужностей	Примітка	Режим роботи елемента			№	Режими роботи АС		Баланс потужностей АС	Примітка
			Г <sub>1</sub>	Н <sub>1</sub>	АС		Г <sub>АС</sub>	Н <sub>АС</sub>		
Група 1: нормальні режими										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	$P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С + P_{АС}^Г = 0$	2Г-1Н	Г	С	Г	I	Г	В	$P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г)$	$P_{ген} > 0; P_{спож} = 0$
						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	$P_{АС}^Г = P(Г_{АС}^Г)$	$P_{ген} > 0; P_{спож} = 0$
						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	$P(Г_{АС}^Г) = P(Н_{АС}^С)$	$P_{ген} = P_{спож}$

Продовження таблиці 5.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	$P_{\Gamma 1}^{\Gamma} + P_{AC}^C = 0$	1Г-1Н	Г	В	С	III	Г	С	$P_{AC}^C = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) - P(H_{AC}^C)$	$P_{спож} > P_{ген} > 0$
						IV	В	С	$P_{AC}^C = P(H_{AC}^C)$	$P_{ген} = 0; P_{спож} > 0$
						V	С	С	$P_{AC}^C = P(\Gamma_{AC}^C) + P(H_{AC}^C)$	$P_{спож} = P(\Gamma_{AC}^C) + P(H_{AC}^C) > 0$
7	$P_{AC}^{\Gamma} + P_{\Gamma 1}^C + P_{HI}^C = 0$	1Г-2Н	С	С	Г	I	Г	В	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma})$	$P_{ген} > 0; P_{спож} = 0$
						II	Г	С	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) - P(H_{AC}^C)$	$P_{ген} > P_{спож} > 0$
10	$P_{AC}^{\Gamma} + P_{\Gamma 1}^C = 0$	1Г-1Н	С	В	Г	I	Г	В	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma})$	$P_{ген} > 0; P_{спож} = 0$
						II	Г	С	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) - P(H_{AC}^C)$	$P_{ген} > P_{спож} > 0$
13	$P_{HI}^C + P_{AC}^{\Gamma} = 0$	1Г-1Н	В	С	Г	I	Г	В	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma})$	$P_{ген} > 0; P_{спож} = 0$
						II	Г	С	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) - P(H_{AC}^C)$	$P_{ген} > P_{спож} > 0$
						II	Г	С	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) - P(H_{AC}^C)$	$P_{ген} > P_{спож} > 0$
Група 2: режими надлишкової генерації										
4	1) $P_{\Gamma 1}^{\Gamma} > 0$ ; 2) $P_{AC}^{\Gamma} > 0$	1) Стабілізація напруги 2) Акумулявання	Г	В	Г	I	Г	В	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma})$	$P_{ген} > 0; P_{спож} = 0$
						II	Г	С	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) - P(H_{AC}^C)$	$P_{ген} > P_{спож} > 0$
6	$P_{\Gamma 1}^{\Gamma} > 0$	В* – автономний режим роботи АС	Г	В	В*	I	Г	В	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma})$	$P_{ген} > 0; P_{спож} = 0$
						II	Г	С	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) - P(H_{AC}^C)$	$P_{ген} > P_{спож} > 0$
						III	Г	С	$P_{AC}^C = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) - P(H_{AC}^C)$	$P_{спож} > P_{ген} > 0$
						VI	Г	С	$P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) = P(H_{AC}^C)$	$P_{ген} = P_{спож}$
16	$P_{AC}^{\Gamma} > 0$	Акумулявання	В	В	Г	I	Г	В	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma})$	$P_{ген} > 0; P_{спож} = 0$
						II	Г	С	$P_{AC}^{\Gamma} = P(\Gamma_{AC}^{\Gamma}) - P(H_{AC}^C)$	$P_{ген} > P_{спож} > 0$

Зв'язок між основним обладнанням АС, СЕП та іншими АС показано на рис. 5.7.

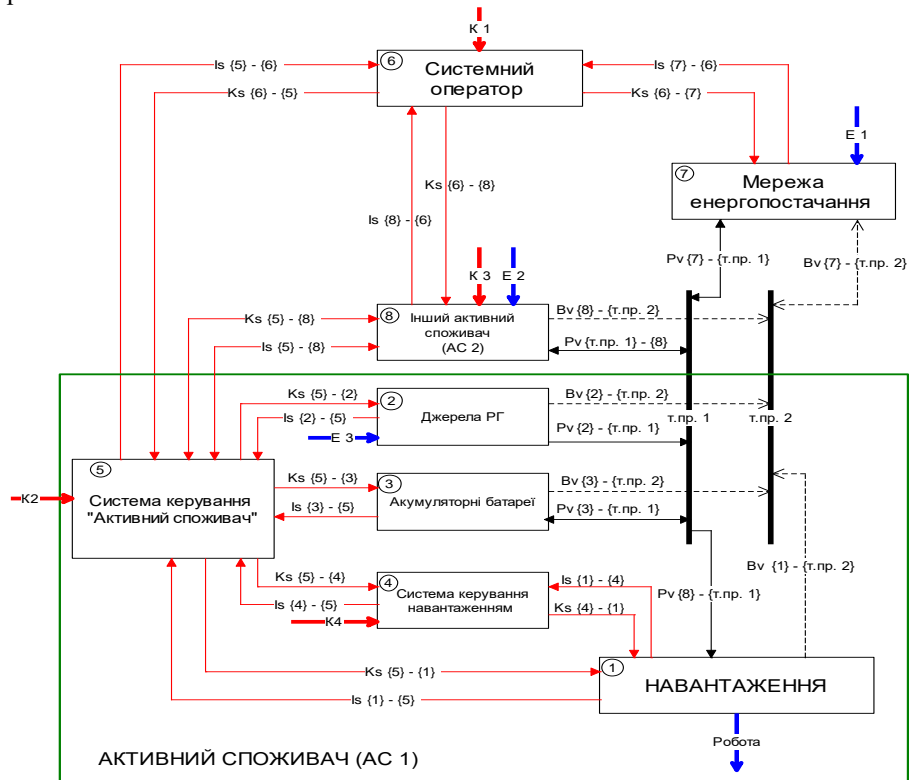


Рисунок 5.7 – Модель взаємодії обладнання АС між собою та основними елементами СЕП

На рис. 5.7 позначено: 1 – навантаження (Н); 2 – ДРГ; 3 –АБ; 4 – СКН; 5 – СК «АС»; 6 – системний оператор; 7 – мережа енергопостачання; 8 – інший АС (АС2);  $Pv \{x\} \rightarrow \{y\}$  – прямий зв'язок;  $Bv$  – зворотний сигнал;  $Is \{x\} \rightarrow \{y\}$  – інформаційний зв'язок;  $Ks \{x\} \rightarrow \{y\}$  – керуючі сигнали.

Для підвищення ефективності експлуатації електромереж існують відповідні методи та засоби забезпечення оптимальності їх режимів в умовах постійного зростання навантаження споживачів і частки децентралізованого генерування за рахунок ДРГ та обладнання АС. Для забезпечення рентабельності функціонування обладнання АС, зокрема, ДРГ і СКН, особливо

актуальними є питання організації планування й оперативного («інтелектуального») керування режимами їх роботи.

Використання ДРГ і СКН під час їх експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію (продаж) виробленої або зекономленої електроенергії. При коригуванні режимів роботи ЛСЕ з 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.

Взаємодії обладнання АС між собою і основними елементами СЕП наведено на рис. 5.2, можливі варіанти поведінки цих елементів подано у табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Можливі режими роботи елементів, що взаємодіють

Елемент (умовне позначення)	Генератори мережі (Г <sub>1</sub> )	Навантаження мережі (Н <sub>1</sub> )	АС (Н <sub>2</sub> )
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)

У табл. 5.6 зведено можливі варіанти взаємодії представлених у табл. 5.5 елементів (введено позначення В\* – автономний режим роботи АС).

Провівши аналіз отриманих варіантів взаємодії, розділимо всі можливі варіанти на наступні групи (див. табл. 5.7) та опишемо їх за наступними групами:

- 1) нормальні режими взаємодії;
- 2) режими надлишкової генерації;
- 3) неможливі режими.

Таблиця 5.6 – Можливі варіанти взаємодії мережі та АС

№ з/П	Г <sub>1</sub>	Н <sub>1</sub>	АС	Баланс потужностей	Опис взаємодії
1	Г	С	Г	$P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С + P_{АС}^Г = 0$	2 генератори – 1 навантаження
2	Г	С	С	$P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С + P_{АС}^С = 0$	1 генератор – 2 навантаження
3	Г	С	В*	1) $P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С = 0$ ; 2) В*	1 генератор – 1 навантаження; В* – автономний режим роботи АС
4	Г	В	Г	1) $P_{Г1}^Г > 0$ ; 2) $P_{АС}^Г > 0$	1) Режим акумулювання; 2) Зміна роботи генераторів
5	Г	В	С	$P_{Г1}^Г + P_{АС}^С = 0$	1 генератор – 1 навантаження
6	Г	В	В*	$P_{Г1}^Г > 0$	В* – автономний режим роботи АС
7	С	С	Г	$P_{АС}^Г + P_{Г1}^С + P_{Н1}^С = 0$	1 генератор – 2 навантаження
8	С	С	С	$P_{Г1}^С + P_{Н1}^С + P_{АС}^С \neq 0$	Режим неможливий
9	С	С	В*	$P_{Г1}^С + P_{Н1}^С \neq 0$	Режим неможливий, окрім В*
10	С	В	Г	$P_{АС}^Г + P_{Г1}^С = 0$	1 генератор – 1 навантаження
11	С	В	С	$P_{Г1}^С + P_{АС}^С \neq 0$	Режим неможливий
12	С	В	В*	$P_{Г1}^С \neq 0$	Режим неможливий, окрім В*
13	В	С	Г	$P_{Н1}^С + P_{АС}^Г = 0$	1 генератор – 1 навантаження
14	В	С	С	$P_{Н1}^С + P_{АС}^С \neq 0$	Режим неможливий
15	В	С	В*	$P_{Н1}^С \neq 0$	Режим неможливий, крім В*
16	В	В	Г	$P_{АС}^Г > 0$	Акумулювання
17	В	В	С	$P_{АС}^С \neq 0$	Дефіцит енергії
18	В	В	В*	–	–

Таблиця 5.7 – Групи режимів взаємодії АС і мережі

№ режиму взаємодії	Г <sub>1</sub>	Н <sub>1</sub>	АС	Баланс потужностей	Примітка
1	2	3	4	5	6
Група 1: нормальні режими					
1	Г	С	Г	$P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С + P_{АС}^Г = 0$	2Г – 1Н
2	Г	С	С	$P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С + P_{АС}^С = 0$	1Г – 2Н
3	Г	С	В*	1) $P_{Г1}^Г + P_{Н1}^С = 0$ ; 2) В*	1Г – 1Н; В* – автономний режим роботи АС
5	Г	В	С	$P_{Г1}^Г + P_{АС}^С = 0$	1Г – 1Н

Продовження таблиці 5.7

1	2	3	4	5	6
7	С	С	Г	$P_{AC}^Г + P_{Г1}^С = 0$	$1Г - 2Н$
10	С	В	Г	$P_{AC}^Г + P_{Г1}^С = 0$	$1Г - 1Н$
13	В	С	Г	$P_{Н1}^С + P_{AC}^Г = 0$	$1Г - 1Н$
Група 2: режими надлишкової генерації					
4	Г	В	Г	1) $P_{Г1}^Г > 0$ ; 2) $P_{AC}^Г > 0$	1) Стабілізація напруги 2) Режим акумулювання
6	Г	В	В*	1) $P_{Г1}^Г > 0$ ; 2) В*	1) Стабілізація напруги 2) В* – автономний режим роботи АС.
16	В	В	Г	$P_{AC}^Г > 0$	Акумулювання
Група 3: неможливі режими					
8	С	С	С	$P_{Г1}^С + P_{Н1}^С + P_{AC}^С \neq 0$	Режим неможливий
9	С	С	В*	$P_{Г1}^С + P_{Н1}^С \neq 0$	Режим неможливий, крім В*
11	С	В	С	$P_{Г1}^С + P_{AC}^С \neq 0$	Режим неможливий
12	С	В	В*	$P_{Г1}^С \neq 0$	Режим неможливий, крім В*
14	В	С	С	$P_{Н1}^С + P_{AC}^С \neq 0$	Режим не можливий
15	В	С	В*	$P_{Н1}^С \neq 0$	Режим не можливий, крім В*
17	В	В	С	$P_{AC}^С \neq 0$	Режим неможливий
18	В	В	В*	–	Режим неможливий, крім В*

Щодо режимів роботи «АС» відносно мережі енергопостачання (див. табл. 5.8), то їх всього три: 1) генерація; 2) споживання; 3) відключення від мережі, тобто автономний режим роботи. Кількість режимів взаємодії АС із мережею залежить від стану власного обладнання (див. табл. 5.4). Нехай АС складається з власних генеруючих джерел, накопичувачів енергії та власне навантаження споживача. Оскільки система керування навантаженням безпосередньо не взаємодіє з мережею, а тільки з навантаженням, то у даному випадку її не розглядаємо. Щодо накопичувачів енергії, то залежно від того, чи він накопичує, чи віддає енергію, його відповідно можна відносити як до навантаження споживача, так і до генератора.

Із табл. 5.8 видно, що існує всього шість можливих режимів роботи генеруючого та споживаючого обладнання АС як в автономному режимі, так і при взаємодії із мережею.

Таблиця 5.8 – Режими роботи обладнання АС

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

Здійснимо детальний аналіз взаємодії та розрахунок режимів. На рис. 5.8 для загального випадку показано варіант взаємодії обладнання АС, який має власні ДРГ, накопичувачі енергії, СКН та власне саме навантаження.

Для більш ефективної роботи власного обладнання АС, а також для більш вигідної взаємодії самого АС із СЕП та іншими як активними, так і традиційними споживачами енергії, а також з метою зменшення навантажень на інформаційні канали зв'язку, доцільно розглядати можливість створення відповідної СК обладнанням АС.

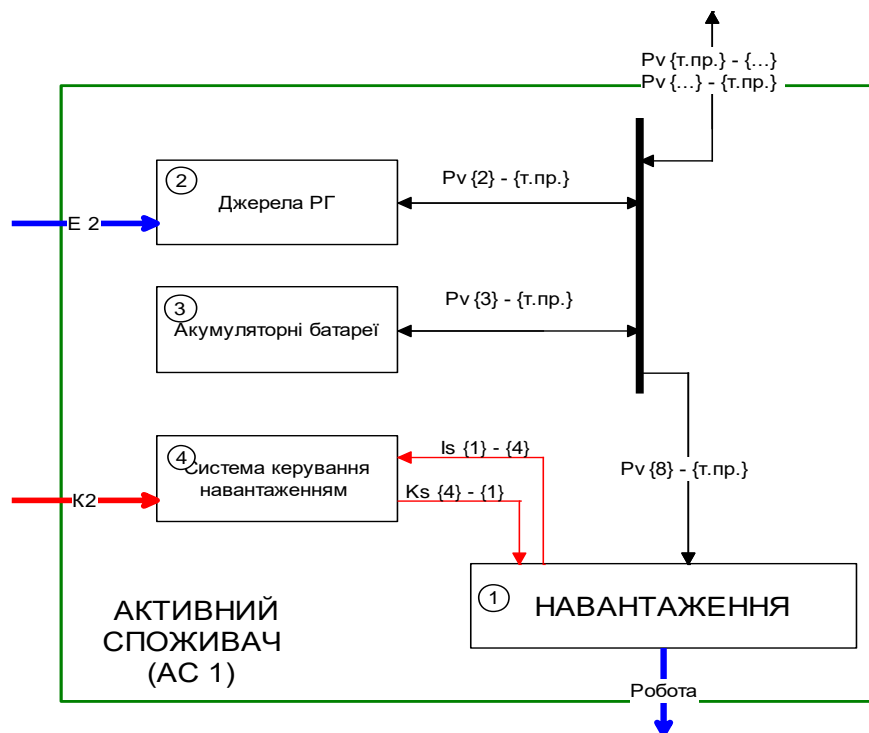


Рисунок 5.8 – Взаємодія обладнання АС між собою

На рис. 5.9 зображено модель взаємодії СК «АС» (ІСК «АС») із системним оператором, іншим АС і власним обладнанням АС. На цьому рисунку та використано наступні позначення: 1 – навантаження (Н); 2 – ДРГ; 3 – АБ; 4 – СКН; 5 – СК «АС»; 6 – системний оператор; 7 – мережа енергопостачання; 8 – інший АС (АС 2); 9 – СК «Об'єднання споживачів (вищого рівня)»; Pv – прямий зв'язок; Is – інформаційний зв'язок; Ks – керуючі сигнали.

Аналіз можливих режимів роботи АС надає змогу розробити оптимізаційну модель роботи АС, а в подальшому розробити алгоритми роботи системи керування АС.

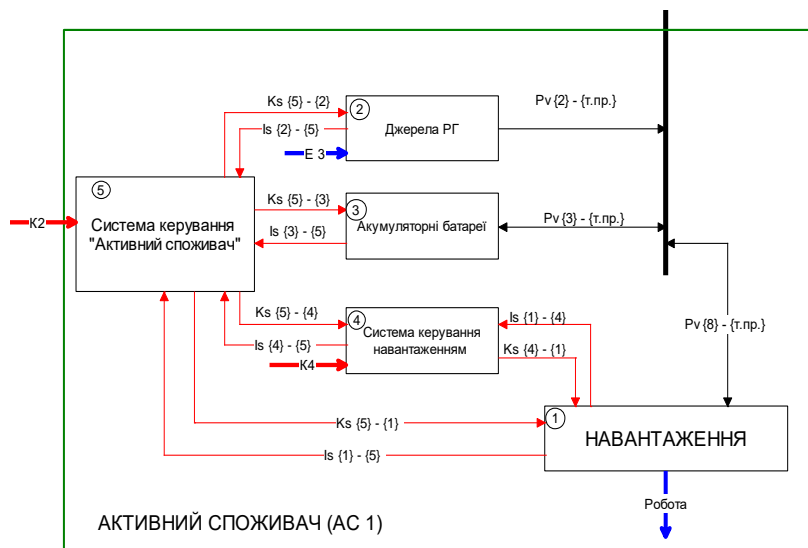


Рисунок 5.9 – Взаємодія обладнання АС та інтелектуальної СК «АС»

### 5.3 Оптимізація режимів роботи активного споживача

Для забезпечення ефективності та рентабельності функціонування обладнання АС, зокрема ДРГ і СКН особливо актуальними є питання організації планування та оперативного («інтелектуального») керування режимами їх роботи.

Однією з проблем побудови ІнЕС є проблема оптимальної роботи на основі нових алгоритмів функціонування та керування ІнЕС, 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 дасть можливість вибрати найбільш оптимальний режим роботи розподільної мережі та обладнання споживачів, із найбільшою вигодою для кожного з учасників. Залежно від рівня енергопостачальної системи, до складу якого інтегрованого АС, можуть відрізнятися його можливості та вигоди, які можуть отримувати всі учасники взаємодії.

У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі РГ, коли вони працюють паралельно з 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 %).

Інтеграція ДРГ та формування ІнЕС, керування якими здійснюється за новими ефективними алгоритмами, які враховують появу нових елементів, дасть змогу [110, 144–152]:

- 1) підключати додаткових споживачів без зростання пропускної спроможності силових трансформаторів головних понижувальних підстанцій і ліній (зараз із цим мають проблеми великі міста);
- 2) залучити споживачів до активної участі в роботі СЕП;
- 3) зростання виробничих потужностей споживачів без зростання споживання із зовнішньої живлячої мережі;
- 4) покращити техніко-економічну ефективність СЕП як самих споживачів, так і мережевих компаній;
- 5) підвищити стійкість та надійність СЕП споживачів при зниженні напруги в мережі;
- 6) створити можливість споживачам продавати надлишкову електроенергію та надавати додаткові послуги для СЕП, наслідком чого буде отримання додаткового прибутку.

У табл. 5.9 наведено вигоди, які отримує АС, і вигоди, в яких зацікавлений як АС, так і системний оператор залежно від рівня, на якому інтегруються ДРГ і НВДЕ, або інше обладнання АС.

Таблиця 5.9 – Аналіз переваг що отримує споживач та системний оператор

Рівень	Власник установок	
	Споживач	Оператор розподільних мереж
1	2	3
Обладнання/пристрій	Вирішення питань: 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

Продовження таблиці 5.9

1	2	3
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. Другорядним у цьому випадку буде отримання прибутку. Така форма власності дасть змогу системному оператору отримувати вигоди не лише за рахунок регулювання режимів, але й отримувати додатковий прибуток за рахунок генерації електроенергії
Місто/ промисловий вузол	Першочерговим є отримання максимального прибутку та створення вигод для споживачів. Оптимізація режимних параметрів і 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/ область	Окремий споживач у цьому не зацікавлений	Крім використання для потреб свого регіону, обладнання може використовуватися та для регулювання режимів в ОЕС України

Зв'язок та взаємодія між АС можуть відбуватися кількома способами: або через систему керування «АС вищого рівня», або безпосередньо. На рис. 5.10 показана взаємодія між собою та СК «Об'єднання АС» і системним оператором.

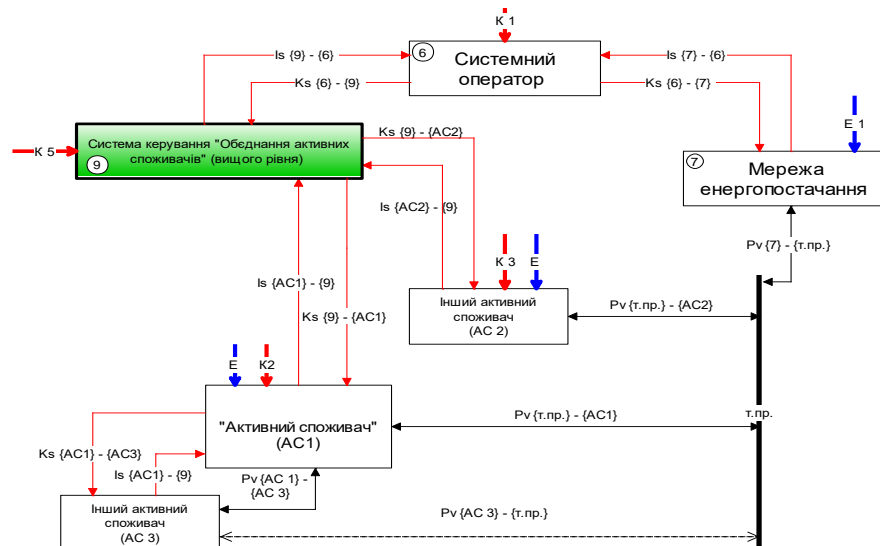


Рисунок 5.10 – Взаємодія АС між собою та СК «Об'єднання АС» і системним оператором

Можливими є такі варіанти:

- 1) прямий енергетичний зв'язок і пряма взаємодія на рівні власних СК АС;
- 2) прямий енергетичний зв'язок і взаємодія на інформаційному рівні через систему керування вищого рівня;
- 3) прямий інформаційний зв'язок і взаємодія через СЕП;
- 4) зв'язок АС через СК вищого рівня та взаємодія через СЕП.

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 АС енергії та послуг, які вони надають, і оптимальне завантаження мережі енергопостачання. Остаточний вибір режимів роботи АС та їхнього обладнання повинен задовольняти умову рівноваги Неша або знаходитися в межах оптимальності за Паретто. Зокрема, з метою отримання найбільшої вигоди для всіх учасників СЕП із ДРГ 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 (див. табл. 5.10–5.12) формується загальна

оптимізаційна задача для АС, яка в подальшому повинна вирішуватися й узгоджуватися з іншими учасниками, а на основі прийнятого рішення про взаємодію, кожною системою керування АС повинні формуватися відповідні керуючі впливи до власного обладнання з метою забезпечення вибраного режиму взаємодії. Формування окремих складових оптимізаційної задачі можливе не для всіх АС, а значення сформованих складових оптимізаційного процесу в загальній оптимізаційній задачі можуть регулюватися зовнішнім регулятором та відповідними нормативними документами. З метою оптимізації таких режимів була створена модель АС, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання.

Таблиця 5.10 – Аналіз впливу встановленого обладнання АС на складові загальної оптимізаційної задачі

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

Таблиця 5.11 – Порівняння типів АС і рівнів, на якому їх доцільно встановлювати

№	Обладнання АС	Рівень				
		Обладнання / пристрій	Технологія/ споживач	Підприємство / громада	Промисловий вузол / місто	Регіон
1	РГ	+	+	+	+	+
2	СКН	+	+	+	+	-
3	АБ	+	+	+	+/-	-
4	РГ+СКН	+/-	+	+	+	+
5	РГ+АБ	+/-	+	+	+/-	-
6	СКН+АБ	+/-	+	+	-	-
7	РГ+СКН+АБ	+/-	+	+	+	+

Таблиця 5.12 – Узгодження роботи обладнання АС

Тип АС	Опис можливостей												
	Продаж енергії		Повне власне енергозабезпечення			Часткове власне енергозабезпечення				Оптимізація споживання енергії			
	всієї	невикористаної	постійне	тривале	тимчасове	аварійне	постійне	тривале	тимчасове	аварійне	відключення	зрізання піків	керування
РГ+СКН	+	+	+/- -	+/- -	+/- -	+/- -	+/- -	+/- -	+/- -	+/- -	+	+	+
РГ+АБ	+	+	+/- -	+/- -	+	+	+	+	+	+	+	+	-
СКН+АБ	-	-	-	+/- -	+	+	+	+	+	+	+	+	+
РГ+АБ+СКН	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Загальна модель поведінки передбачає формування наступних складових оптимізаційної задачі (перелік складових є відкритим і може доповнюватися):

- 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 СЕП;
- 5) вибір оптимальних режимів роботи обладнання;
- 6) оптимізація режимів роботи СЕП;
- 7) оптимальне виробництво та використання електроенергії, виробленої від власних ДРГ;
- 8) мінімальний вплив на екологію;
- 9) інші можливі вигоди.

Залежно від особливостей та можливостей того чи іншого споживача, а також потреб СЕП формується відповідна модель й окрема оптимізаційна задача для кожного споживача.

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

Опишемо кожен із типів АС 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 чи 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.

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

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

де  $C_i$  – вагові коефіцієнти;  $i = 1, \dots, n$ .

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

Таким чином, створена загальна модель АС, яка дає змогу описувати будь-якого АС електроенергії, за рахунок аналізу основних зв'язків між елементами ЛСЕ й АС для різних варіантів їх взаємодії, що дало можливість розробити загальну модель СК АС, а також запропоновано моделі взаємодії АС із СЕП, а також моделі взаємодії обладнання АС між собою, за рахунок аналізу основних зв'язків між елементами та режимів їх роботи, що дало можливість розробити основні алгоритми відповідних СК. Визначено можливі режими роботи окремого обладнання АС, АС у цілому та варіантів взаємодії АС із СЕП чи іншими елементами ЛСЕ, що дає змогу вдосконалити алгоритми роботи СК і здійснювати автоматизоване керування режимами роботи таких систем, за рахунок вдосконалення основних алгоритмів СК.

## 6 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

### 6.1 Загальна оптимізаційна задача з вибору й узгодження режимів роботи активного споживача

Залежно від особливостей і можливостей того чи іншого споживача, а також потреб СЕП 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 та вартості відібраної з мережі електроенергії) та прибутку від власної генерації (різниці доходу від продажу електроенергії в мережу та собівартості генерації) та 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 «АС» може бути представлена у вигляді мінімізації функції затрат на виділеному проміжку часу, де від'ємне значення функції  $C_{st}(\bullet)$  означатиме прибуток, який отримує споживач від власних дій. Мінімізацію функції затрат на виділеному проміжку часу можна записати як максимізацію

функції отриманого прибутку для АС (із різною часткою генерації) і для генеруючих компаній чи ВрЕС.

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

Спосіб взаємодії споживача (як звичайного, так і 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.

3. *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 з мережі можна записати у такому вигляді:

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

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

$$\begin{aligned} \dot{X} &\in \Omega, \quad \dot{X} = (t, \xi, \eta, \theta, P_a(t, a, \xi), d(t, \eta), C_{da}(d, a)) \\ \text{або } \dot{X} &= (t; u(t); p_H^{AC-}(t); i_H^{AC-}(t); i_H^{M-}(t); B_M^-; \eta), \end{aligned}$$

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 (у тому числі від власних джерел АС); знаки «-» та «+» – відповідно позначають спожиту з мережі та спожиту із власних ДРГ енергію;

$i_H^{M-}(t)$  – струм, що споживається з мережі;

$i_H^{AC-}(t)$  – струм, що споживається з власних ДРГ;  
 $B_M^-$  – витрати на споживану з мережі електроенергію;  
 $\eta$  – 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 упущень 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

$$\begin{aligned} p_H^{AC}(t) &= p_H^{AC-}(t) + p_H^{AC+}(t); \\ i_H^{AC}(t) &= i_H^{AC-}(t) + i_H^{AC+}(t), \end{aligned}$$

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

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

Що стосується обмежень для кожного з параметрів цієї оптимізаційної задачі, то оптимальні, допустимі та граничні умови для напруги  $u(t)$  визначаються державним стандартом. Для миттєвих значень споживаної потужності  $p_H^{AC-}(t)$  і 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.

4. *Оптимізація структури, конфігурації мережі та параметрів СЕП.* Дана модель повинна передбачати: 1) живлення від ДРГ 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) заданий тип і довжину ліній електропостачання; 7) задані характеристики навантаження; 8) рівні електромагнітної сумісності; 9) задані рівні перетоків енергії; 10) баланс енергії в контрольному перетині.

5. У загальному випадку цільову функцію цієї моделі можна записати як

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

6. *Оптимізація режимів роботи обладнання АС.* Залежно від зовнішніх умов і від обраного режиму роботи обладнання АС повинна виконуватися умова

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

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

Така модель повинна враховувати: 1) коефіцієнт корисної дії системи  $\eta_i$ ; 2) тривалість безперервної роботи  $t_{б.р.}$ ; 3) рівень втрат 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.

7. *Оптимізація режимів роботи СЕП.* Ця задача актуальна для випадку, коли власником генеруючого та/ або регулюючого обладнання АС є системний оператор або ж у споживача є можливість надавати системному оператору додаткові послуги для регулювання режимів роботи СЕП. 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 СЕП; 4) рівні забезпечення пропускної спроможності; 5) забезпечення швидкості відновлення напруги; 6) максимум видачі потужності; 7) максимум прибутку; 8) оптимальне керування пристроями; 9) керування потужністю; 10) керування компенсаторами.

8. *Оптимальне виробництво електроенергії від власних ДРГ.* Забезпечення максимального виробництва електроенергії та відбору виробленої енергії від власних ДРГ:

$$F_7(\dot{X}) \rightarrow opt.$$

Дана модель має враховувати: 1) час роботи обладнання  $t_i$ ; 2) коефіцієнт корисної дії системи  $\eta_i$ ; 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.

9. *Зменшення негативного впливу на екологію.* Беручи до уваги та реалізуючи потенціал ДРГ і НВДЕ, оптимізаційне завдання можна вирішувати з точки зору мінімізації впливу на екологію:

$$F_8(\dot{X}) \rightarrow opt.$$

Оптимізаційне завдання вирішується:

- 1) мінімізацією викидів шкідливих речовин;
- 2) мінімізацією, наприклад, теплових викидів;
- 3) мінімізацією механічного впливу на навколишнє середовище тощо.

Кожен із параметрів наведеного переліку окремих оптимізаційних задач має різний ступінь важливості залежно від випадку, що розглядається. Тому для формування точного розв'язання загальної оптимізаційної задачі пропонуємо використовувати узагальнений критерій, який визначається методом скаляризації:

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

де  $F_i(X)$  – вектор оптимізованих параметрів системи;

$\alpha_i$  – 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  $\alpha_i$  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 з 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 АС, що ґрунтується на розв'язанні наведеної загальної оптимізаційної задачі, показаний на рис. 6.1.

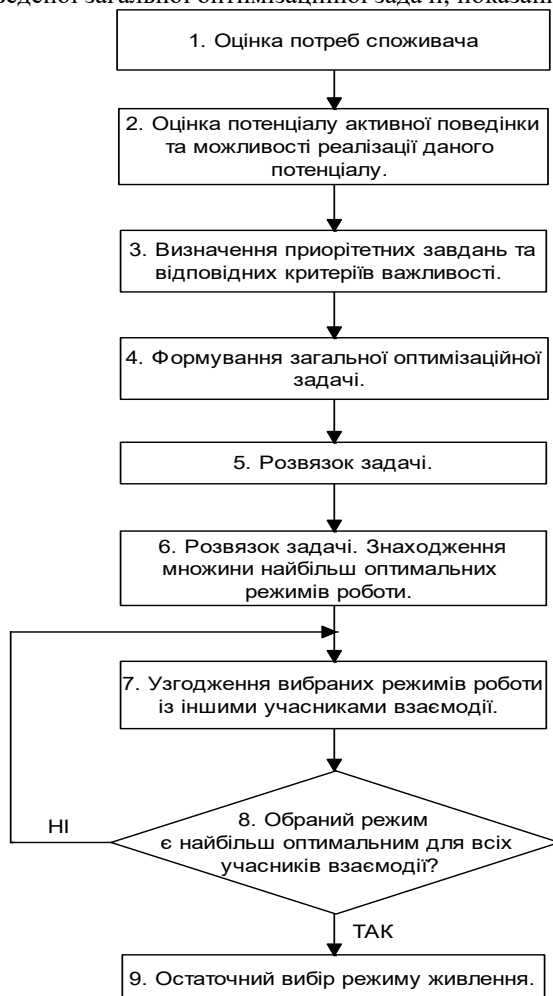


Рисунок 6.1 – Алгоритм визначення оптимального режиму роботи АС

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 СЕП із метою отримання найбільш корисного ефекту для всіх сторін. Реалізація такої моделі й алгоритму її використання здійснюється при розробці програмних засобів для оптимізації режимів роботи СЕП із РГ та АС, а також при узгодженні режимів роботи обладнання АС, розрахунку режимів роботи, розробці ряду методик для проектування СЕП із РГ та АС, методик для оцінки впливу АС на СЕП.

Для розв'язання задачі моделювання показників стану СЕП зручно використовувати її представлення у вигляді графа:

- 1) формуємо граф, у якого вершинами є об'єкти системи, що розглядається, а дугами – зв'язки між цими об'єктами, тобто шляхи передавання електроенергії. Вершинами графа є генератори, перетворювачі електроенергії (трансформаторні підстанції (ТП)) і споживачі;
- 2) визначаємо можливі шляхи електроживлення об'єкта (дуги графа);
- 3) для об'єкта, що розглядається, визначаємо існуючі та можливі (альтернативні) шляхи електроживлення;
- 4) враховуємо обмеження встановленого обладнання на передавання електроенергії, обмеження пропускної спроможності електромережі 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 квазіоптимальні варіанти (етап реалізуєності);
- 8) проводимо розрахунок додаткових оціночних коефіцієнтів для вибраних варіантів;
- 9) вибираємо оптимальний варіант електроживлення за оціночними коефіцієнтами;
- 10) вибираємо основний та резервний режими електроживлення;
- 11) здійснюємо контроль за режимами електроживлення.

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 і сигналів, отриманих від обладнання електромережі, проводити відповідну оцінку окремих оціночних коефіцієнтів і 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.

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. 6.2).

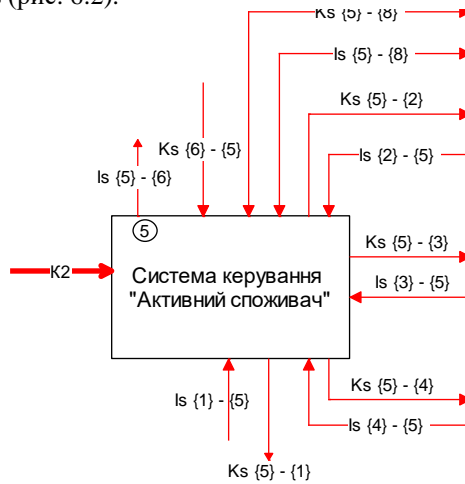


Рисунок 6.2 – Модель системи керування АС рівня 1

Модель системи керування АС описується рівнянням виду

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

де  $CK AC \{\cdot\}$  – 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 АС ( $Z=Z(t)$ ), сигналів стану обладнання іншого АС ( $Is(\{8\} \leftrightarrow \{6\})=Is(\{8\} \leftrightarrow \{6\})(t)$ ); для випадку використання власних ДРГ ( $Is(\{2\} \rightarrow \{5\})=Is(\{2\} \rightarrow \{5\})(t)$ ); для випадку використання власних АБ ( $Is(\{3\} \rightarrow \{5\})=Is(\{3\} \rightarrow \{5\})(t)$ );

$S\{\cdot\}$  – імпульсний алгебраїчний оператор виходу, який відображає властивий тому чи іншому елементу загальної моделі СЕП АС вид модуляції вектора  $Z$ ;

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

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

$Ks(\{5\} \rightarrow \{2\})=S\{Z, t_{k+1}\}$  – вектори сигналів керування на  $k$ -му інтервалі ( $t_{k-1}; t_k$ ) дискретності роботи іншого АС (АС2),  $Ks(\{5\} \rightarrow \{2\})=Ks(\{5\} \rightarrow \{2\})(t_{k-1})$ ;

$1; t_k$ ) дискретності роботи ДРГ (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 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 ( $t_k$ ;  
 $t_{k+1}$ ) дискретності роботи СКН,  $Ks(\{5\} \rightarrow \{2\}) = Ks(\{5\} \rightarrow \{2\})(t_{k+1})$ .  
Оператор СК АС  $\{\cdot\}$  визначає характер зміни значень  $Is(\{...\} \rightarrow \{5\})$  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  
 $Ks(\{5\} \rightarrow \{...\})$  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  $Ks(\{5\} \rightarrow \{...\})$  режимами роботи АС2, РГ, АБ, СКН.  
За схожим принципом може відбуватися також керування групою  
споживачів електроенергії, у тому числі й АС (рис. 6.3).

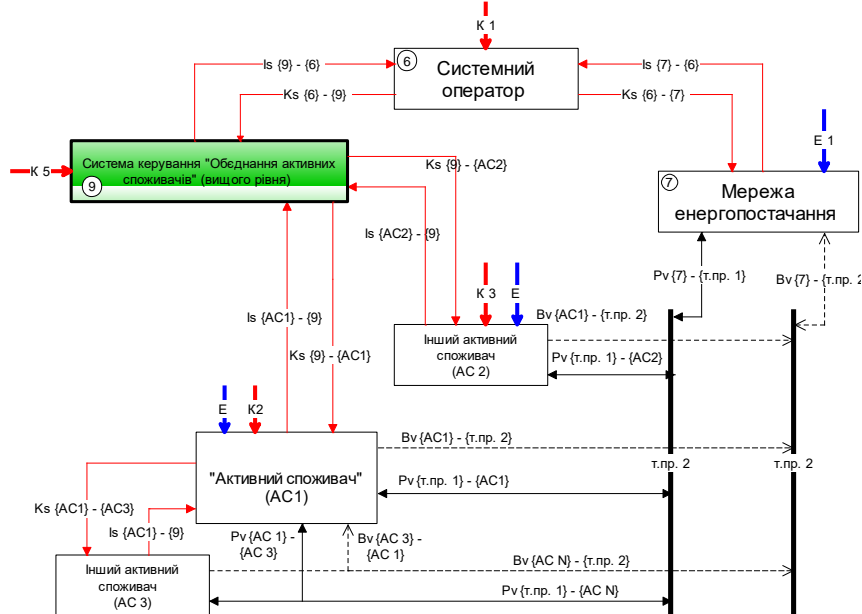


Рисунок 6.3 – Модель для керування групою споживачів електроенергії

Отже, сформовано загальну оптимізаційну задачу з вибору й узгодження режимів роботи АС та вибору режимів роботи СЕП із АС і РГ, що дало можливість розробити відповідні методики й алгоритми СК АС, ВрЕС та їх

взаємодією з ЛСЕ. Запропоновано підхід до оцінки ефективності СЕП й ефекту від інтеграції ДРГ та АС, суть якої полягає в аналізі графу ЛСЕ та оцінці кожного елементу ЛСЕ за критеріями ефективності, що дає змогу попередньо оцінити СЕП та визначити потенційні місця приєднання ДРГ до СЕП, а також оцінити ефекти від інтеграції ДРГ та АС. Розроблено моделі СК обладнанням АС, АС різних рівнів, об'єднанням АС, СЕП із АС, які дають можливість реалізувати ефективну взаємодію між АС та існуючою СЕП.

## **6.2 Формалізація задачі активного споживача**

Вирівнювання графіків електричних навантажень шляхом заповнення нічних провалів і перенесення навантажень на позапікові (денні та нічні) години доби може здійснюватися з використанням державних заходів, внутрішньогалузевих заходів, а також на основі регулювання електроспоживання безпосередньо у споживача, наприклад, за рахунок споживачів-регуляторів, тобто таких споживачів, у структурі яких є електротехнологічне обладнання, яке може працювати в режимі регулювання графіка навантаження відповідно до потреб СЕП [153].

У зв'язку з появою сучасних високошвидкісних засобів отримання, передачі, перетворення та подання інформації реалізуються можливості активної поведінки споживачів у керуванні власним електроспоживання, балансування в режимі реального часу, аналізуючи поточну інформацію про споживання електроенергії та потужності, а також про їх вартості, та приймаючи оперативні рішення щодо конкретних заходів, що знижує плату за електроенергію та потужність без шкоди для технологічного процесу.

Добові графіки електричних навантажень СЕП складаються з графіків окремих споживачів, які, як правило, нерівномірні. При цьому відомо, що щільність і рівномірність графіка навантаження суттєво впливають на економічні показники СЕП. Зміна графіків електричних навантажень (споживаної потужності) споживачів дає можливість істотно скоригувати сумарний графік електричного навантаження СЕП у сторону зниження потреби в генеруючих потужностях і поточних витратах на виробництво і передачу електроенергії.

У результаті ефективного використання таких споживачів-регуляторів скорочуються пікові навантаження, капітальні та поточні витрати, підвищується конкурентоспроможність компанії на ринку електроенергії. У споживача ж інтерес до регулювання електроспоживання пов'язаний зі зниженням плати за електроенергію (потужність). Економічною основою режимної взаємодії споживачів і СЕП служать диференційовані тарифи на

електроенергію, що стимулюють проведення відповідних заходів у споживача з регулювання електроспоживання.

За кордоном даний напрям з регулювання електроспоживання отримав назву «керування попитом» (Demand Side Management), що об'єднує технічну (споживач-регулятор) і економічну (попит, керування) складові [154]. У цілій низці країн (Австралія, Великобританія, США та ін.) розроблені та реалізуються проекти автоматизованого керування попитом на електроенергію з метою зниження пікових навантажень СЕП [155, 156].

Проблема керування попитом може вирішуватись у рамках концепції ІнЕС на основі договорів системи з конкретними АС, побудованих на врахуванні економічних інтересів кожної сторони [157–159 та ін.]. У числі регульованих електроприймачів зазвичай розглядаються кондиціонери великих житлових, комерційних і адміністративних будівель у містах, електричні водонагрівачі, електроприводи насосів систем зрошення в сільській місцевості тощо. При цьому активні споживачі мають можливості автоматизованого керування використанням електричної енергії та мінімізації витрат на її оплату [159].

Проект з установлення 32 млн. інтелектуальних лічильників в Італії став першим прикладом, що демонструє можливі результати впровадження АС [160]. Результати проекту показали, що встановлення інтелектуальних лічильників і домашніх дисплеїв стимулювали 57 % споживачів, які беруть участь в програмі, на зміну своїх звичок: 29 % відклали використання побутових приладів на вечір; 12 % намагалися уникати одночасного використання декількох приладів; 7,5 % відключали прилади замість того, щоб залишати їх в режимі очікування; 6,6 % менш інтенсивно використовували великі побутові прилади.

Використання інтелектуальних лічильників у споживачів дає можливість дистанційно контролювати споживання електроенергії, її якість, що в кінцевому рахунку дозволяє знизити втрати та повністю автоматизувати ведення балансів електроенергії. Інтелектуальні лічильники дозволяють також, застосовуючи змінні тарифи на електроенергію під час періодів пікових і непікових навантажень, керувати вимикачами навантаження та контролювати електроспоживання.

Активність споживача передбачає, що він в реальному часі або на добу вперед приймає рішення про скорочення електроспоживання або переміщення електроприймачів на інший період з меншою вартістю електроенергії.

Подібні умови можливі, перш за все, для великих споживачів, виведених на ринок на добу вперед або на спотовий ринок електроенергії, на яких поточна ціна електроенергії або на добу вперед формується з урахуванням кон'юнктури попиту та пропозиції. Можлива економія для них в оплаті електроенергії може при цьому виявитися суттєвою.

Використання ринкових механізмів і розвиток інформаційно-комунікаційних технологій стимулюють активну поведінку й іншого суб'єкта процесу електропостачання – електропостачальної організації, у якій з'являються можливості шляхом формування цінових меню в темпі процесу спонукати споживачів до активного керування власним електроспоживання для балансування системи в цілому [161–163].

З огляду на розбіжність інтересів електропостачальної організації та споживачів у процесі вирівнювання графіків навантаження, найважливішою проблемою є використання ефективного методу координації взаємодії обох сторін процесу електропостачання.

### **6.3 Інтелектуальна система, яка функціонує на основі мультиагентних технологій**

Архітектурно-структурна організація ІнЕС на основі концепції МАС дозволяє забезпечити нові якісні ознаки, що підвищують ефективність функціонування системи в складних (особливо в позаштатних і екстремальних) ситуаціях за рахунок використання наступних переваг [161–163]:

- паралелізм обробки інформації на основі спільноти агентів;
- зменшення обсягу переданої інформації (окремим агентам передаються високорівневі часткові рішення);
- гнучкість, що забезпечує можливість використання агентів різної потужності при спільному вирішенні поставленого завдання;
- підвищення надійності системи шляхом передачі функцій між агентами.

#### *1. Особливості подання вихідної інформації*

Вихідна інформація для функціонування мультиагентної системи (МАС) представляється у вигляді дерева типових процедур, що забезпечують реалізацію потоку інформації в системі «динамічний об'єкт – зовнішнє середовище» [164].

#### *2. Формальний опис інтелектуального агента*

Архітектурне рішення представлення інтелектуального агента розглянуто на рис. 3. Таке рішення є типовим для класичної моделі МАС, використаної в задачах прийняття рішень при контролі складних динамічних об'єктів (ДО) і систем [164–168].

Реалізацію представленої архітектури можна розглядати як ланку нижнього рівня багаторівневої МАС. Верхній рівень (метарівень) забезпечує координацію функціонування всієї МАС на основі глобальної стратегії вирішення загального завдання контролю складного об'єкта.

Архітектура інтелектуального агента:

1. Рівень керування.
  2. Рівень знань інтелектуального агента: знання про задачу контролю; генерація нових знань; знання про взаємодію; знання про предметну область; знання про умови задачі.
  3. Рівень інтерфейсу інтелектуального агента: правила декомпозиції задач; правила взаємодії; правила складання звітів; правила отримання висновків; правила формування планів.
  4. Робоча пам'ять інтелектуального агента.
- Формальна модель архітектури агента представляється у вигляді [164]:

$$Ag = \langle shmP, M \rangle,$$

де  $shmP = \langle B, C, D \rangle$  – поняття агента;

$B = \{B_i\}, i = 1, \dots, n$  – множина імен ознак об'єкта;

$C = \{C_j\}, j = 1, \dots, m$  – множина ознак, що забезпечують зв'язок між поняттями;

$D = \{D_k\}, k = 1, \dots, r$  – множина ознак, що характеризують поняття;

структура  $M = \langle R, N \rangle$  – множина методів, які реалізують перетворення вхідних атрибутів у вихідні.

### 3. Логічний висновок у рамках принципу конкуренції

Розглянемо формальну постановку задачі організації функціонування динамічної бази знань інтелектуальної системи. Нехай  $Y_i$  ( $i = 1, \dots, m$ ) – множина класів задач інтелектуальної підтримки оператора. Кожному класу  $Y_i$  відповідає вектор ознак  $A_j$  ( $j = 1, \dots, n_m$ ) – умов, що визначають особливості завдань даного класу. Умови поділяються на основні  $A_{jB}$  ( $j_B = 1, \dots, k$ ) та додаткові  $A_{jC}$  ( $j_C = k + 1, \dots, q$ ).

Рішення завдання аналізу та прогнозу поточної ситуації ведеться в припущенні незалежності ознак на основі принципів обробки інформації в мультипроцесорному обчислювальному середовищі [164].

Загальна структура вихідної інформації при розробці та функціонуванні МАС формується на основі семантичної мережі, за допомогою якої дається опис розглянутих задач інтелектуальної підтримки оператора інтелектуальної системи та методів їх вирішення. Ця інформація являє собою інтегроване поле знань, яке характеризуються вектором

$$X = X_A \cup X_K \cup X_S,$$

де  $X_A$  – загальні дані про завдання;

$X_K$  – результати, які можна отримати на основі її аналізу;

$X_S$  – дані, специфічні для кожного завдання і результатів її аналізу.

Вектор описує дані, що надходять на вхід логічної системи, що здійснює процедуру виведення на основі класичної та нечіткої систем знань.

Залежно від особливостей задачі, що розглядається, використовуються два основні типи завдань аналізу й інтерпретації інформації в інтелектуальній системі:

- перший тип завдань включає підходи і парадигми, засновані на використанні моделей інтелектуальної підтримки оператора на основі конкуруючих обчислювальних технологій;

- другий тип завдань відноситься до реалізації засобів інтелектуальної підтримки оператора при проведенні натурних випробувань.

Логічний висновок при пошуку моделей інтелектуальної підтримки складається з послідовності кроків:

- на першому кроці на основі поточної інформації проводиться відбір відповідних класів моделей; критерієм відбору служать умови задачі та діапазони зміни заданих характеристик;

- на другому етапі для виділених класів моделей розраховуються значення експертних оцінок, встановлюється конкретна модель і відповідні ознаки;

- третій крок – висновок укладення з формулюванням характеристики моделі, її придатності для вирішення поставленого завдання і діапазону похибок, який встановлюється на основі критеріїв, що визначають інтервальні значення експертних оцінок.

Правила формалізуються з використанням продукційних моделей «if – then», що мають наступну структуру [164]:

$$R_1: \text{«if } X_{11} \text{ is } A_{11} \& X_{21} \text{ is } A_{21} \& \dots \& X_{n1} \text{ is } A_{n1}, \text{ then } Y_1\text{»};$$

$$R_m: \text{«if } X_{1m} \text{ is } A_{1m} \& X_{2m} \text{ is } A_{2m} \& \dots \& X_{nm} \text{ is } A_{nm}, \text{ then } Y_m\text{»}.$$

де  $R_i$  ( $i = 1, \dots, m$ ) – правило продукції;

$X_{ij}$  – вхідні дані (ознаки);

$A_{ij}$  – інформація про ознаки завдання;

$Y_i$  – вихідні дані, які формулюються як клас завдання.

При формалізації бази знань інтелектуальної системи на основі нечіткої інформації використовується модифікація логічного висновку за допомогою композиційної моделі Л. Заде [164, 165] і виконання процедури імплікації по Мамдані [164]. Розроблена база знань дає змогу забезпечити контроль і прогноз розвитку ситуації в динамічно змінному середовищі [164]. Адаптивна компонента реалізує особливості функціонування інтелектуальної системи в складних умовах, коли взаємодія ДО з зовнішнім середовищем

характеризується значною невизначеністю.

#### 4. Організація МАС контролю функціонування динамічного об'єкта

Сукупність інтелектуальних агентів утворює МАС з розподілом загального рішення задачі контролю поведінки ДО між агентами. При контролі ситуацій та прогнозуванні їх розвитку використовуються деревовидні структури. Типи завдань, що вирішуються МАС, утворюють дерево цілей і дерево критеріїв.

Дерево цілей для вирішення задач контролю і прогнозу ситуацій, а саме контроль поточної ситуації:

(А) Визначити параметри середовища → Виділити параметри для роботи бази знань → Побудувати функції належності для середовища;

(В) Визначити характеристики об'єкта → Виділити елементи поточної ситуації → Побудувати функції належності для об'єкта;

(С) Виконати оцінку ситуації → Оцінити небезпеку поточної ситуації → Реалізувати модель ситуації;

(D) Розробити практичні рекомендації → Побудувати модель прогнозу та прийняття рішень → Реалізувати модель прогнозу;

(А), (В), (С), (D) → Вибрати оптимальний режим.

Дерево критеріїв оцінки рішення, а саме глобальний критерій безпеки об'єкта і поточної ситуації:

(А) → Діапазон безпечних умов;

(В) → Діапазон допустимих параметрів;

(С) → Критерій небезпеки ситуації;

(D) → Критерій допустимого інтервала;

(А) + (В) → Критерій оцінки області допустимих параметрів;

(С) + (D) → Критерій, що використовуються при функціонування бази знань;

((А) + (В)) + ((С) + (D)) → Критерій безпеки за міжнародними нормами → Критерій безпеки за національними нормами.

З урахуванням цих особливостей можна уявити таку інтерпретацію інтелектуального агента, засновану на стандартних моделях МАС [164]:

$$Ag = \langle m_A, C_A, S_A, X, Y, L \rangle,$$

де  $m_A \subset A$  – модель середовища агента (знання агента про середовище);

$M$  – набір моделей середовищ;

$C_A \subset Q$  – мета агента в складі набору  $Q$ ;

$S_A \subset S$  – стратегія функціонування агента;

$S$  – набір стратегій;

$X$  – операція виконання агентом стратегії  $S_A$ ;

$Y$  – операція «спостереження» агентом для сприйняття середовища;

$L$  – операція адаптації (навчання) агента.

Середовище функціонування агента представляється у вигляді [164]:

$$E_A = \langle E_S, Ag(MAC), C(MAC) \rangle,$$

де  $E_S = \langle R_S, T \rangle$  – життєвий простір агента в системі;  $Ag(MAC)$  – набір агентів, який утворює конфігурацію агентів в MAC;  $C(MAC)$  – з'єднання між агентами і простором  $E_S$ ;  $R_S$  – ресурси для реалізації простору  $E_S$  в рамках мультипроцесорної системи;  $T$  – топологія життєвого простору інтелектуального агента, визначається алгоритмами обробки вимірювальної інформації та сукупністю позаштатних і екстремальних ситуацій.

Кожен інтелектуальний агент може бути орієнтований на вирішення конкретної підзадачі, яка визначається деревом цілей. Взаємодії між агентами будуть насичені в часі та різноманітні за змістом. При цьому можливі випадки, коли один агент реалізує два та більше взаємопов'язаних завдань.

Результат досягнення мети для виділених рівнів інтерпретації інформації для кожного агента оцінюється відповідним комплексним критерієм [164]:

$$(KR)_C = \{K_{ij}\},$$

де  $i = 1, \dots, IC$  та  $j = 1, \dots, JC$  – якісні та кількісні параметри дерева критеріїв, відповідних дереву цілей рішення комплексної задачі аналізу обробки інформації при функціонуванні MAC.

Функціонування інтелектуальної системи з використанням технології MAC здійснюється на основі динамічної бази знань, що забезпечує аналіз і прогноз розвитку різних (у тому числі позаштатних і екстремальних) ситуацій, що виникають в процесі експлуатації ДО. Методи і моделі, покладені в основу обробки інформації, дозволяють досліджувати динамічні процеси в умовах невизначеності та неповноти вихідної інформації. У цих умовах при побудові математичної моделі реального процесу доводиться вдаватися до певних спрощень.

Векторне поле, що входить у праву частину динамічних рівнянь, завжди буде відомо з певним ступенем точності, тобто в межах малого околу функціонального простору [164, 165].

Асоціації агентів утворюють MAC, яка може бути представлена у вигляді наступного опису [164]:

$$MAC = \langle N(S), Ag, E, P(S) \rangle,$$

де  $N(S)$  – найменування системи;

$Ag \subset Ag(S)$  – набір будь-яких змін агентів MAC;

$E \subset E_S$  – сукупність всіх життєвих просторів;

$P(S)$  – загальносистемні характеристики МАС.

При реалізації концепції МАС велика увага приділяється побудові життєвого простору для окремих агентів і для інтелектуальної системи в цілому. Найбільший інтерес представляють склад і структура бази даних та динамічної бази знань, особливо їх змістовне наповнення в процесі функціонування системи у різних умовах експлуатації. Відповідні середовища передбачені для зберігання алгоритмів розв'язання задач, дерева цілей і дерева критеріїв.

Наведена архітектура та схема організації МАС дають можливість отримати важливі переваги при функціонуванні в умовах невизначеності та неповноти вихідної інформації [164, 165]:

- паралелізм обробки інформації різними агентами;
- зменшення обсягу інформації, що передається за рахунок передачі високорівневих рішень;
- гнучкість і підвищена надійність системи.

Нові якісні ознаки інтелектуальної системи, побудованої на основі концепції МАС, дозволяють забезпечити спільне рішення складних задач аналізу і прогнозу динаміки системи, а також і можливість передачі вирішальних функцій між агентами у випадку виникаючих труднощів в складних ситуаціях. Це підвищує оперативність й обґрунтованість прийнятих рішень при забезпеченні високої достовірності та актуальності інформації, що надається оператору для прийняття рішень.

ІнЕС, яка функціонує на основі мультиагентних технологій, на сьогодні починає широко використовувати блокчейни.

Вже більше кількох років енергетичні стартапи по всьому світу застосовують блокчейн для спільного користування електроенергією в мікромережах в якості тестових систем. Блокчейни швидко просуваються за межі області фінансових інструментів і криптовалют, а також створюються нові рішення для викликів зростаючого енергетичного ринку обсягом в 2 трлн. дол. [169].

Блокчейн – це база даних, розподілена між низкою комп'ютерів. Він вирішує дві ключові проблеми в онлайн-світі: забезпечує можливість проводити та зберігати інформацію про транзакції без необхідності довіреного посередника та стежить за тим, щоб ці транзакції згодом не могли бути змінені, видалені або скасовані. Це має позитивний ефект для енергетичної галузі за кількома напрямками.

У міру того, як ринок лібералізується, а відновлювальна енергетика зростає, блокчейн пропонує спосіб, що дає можливість краще справлятися з усе більш складними та децентралізованими транзакціями між користувачами, великими і дрібними виробниками, промисловими підприємствами та навіть роздрібними торговцями і комунальними компаніями.

Використання токенів блокчейна (це одиниця обліку, яка не створює зашифрованої, призначеної для презентації цифрового балансу в деякому активі, своїми словами виконує функцію «замінника цінних паперів» у цифровому світі) також дає можливість винагороджувати користувачів за економію енергії, а також проводити дрібні транзакції між приватними власниками невеликих СЕС, які просьюмерами. Можливість додавання «розумних контрактів» в ланцюжок блоків даних також дає змогу створювати автоматичні транзакції аж до найменшого рівня, де лічильники та комп'ютери можуть погоджувати попит і пропозиція в автоматичному режимі.

Зазначимо, що невеликі стартапи найчастіше створюють експериментальні рішення, але не займаються розробкою повноцінних блокчейн-сервісів. Так, сінгапурська компанія Electrify працює в області порівняння цін, оскільки країна лібералізує свій ринок електроенергії. Electrify в 2018 році запустить блокчейн-біржу для всіх споживачів і виробників, і веде переговори про співпрацю з однією з найбільших комунальних підприємств Японії. Американський стартап Grid+ в 2018 році запустить свій перший роздрібний маркетплейс в Техасі на основі блокчейн платформи Ethereum, що дозволяє користувачам, будь-то традиційні споживачі або власники сонячних панелей і домашніх акумуляторів, купувати та продавати електроенергію за оптовими цінами.

Традиційно аббревіатура P2P [26] розшифровується як «peer-to-peer», що в приблизному перекладі означає «від користувача до користувача». Однак, тут краще підходить формулювання як «взаємодія без посередників». У сучасній економіці ми маємо безліч посередників. У більшості випадків це призводить до значного подорожчання для кінцевого споживача товару або послуги, іноді в два й більше разів. Бізнес потребує скорочення витрат і виходу безпосередньо на споживача, а споживач потребує більш доступних товарів і більш вигідних умов їх придбання.

Переваги технології P2P перед традиційними способами:

- дають можливість здійснювати платежі 24 год на добу;
- не мають територіальної прив'язки – їм потрібен лише Інтернет;
- відрізняються простотою у використанні;
- мають зручний інтерфейс спілкування та взаємодії;
- відрізняються високою швидкістю здійснення транзакцій;
- економлять час;
- значно знижують витрати на інфраструктуру.

## 7 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ

Для практичної реалізації запропонованих підходів розроблено основні алгоритми на основі яких можуть бути створені програмні засоби для реалізації та подальшої інформаційної підтримки заходів щодо реалізації потенціалу АС, а також вдосконалення керування СЕП із РГ та АС.

### 7.1 Методика оцінки енергоефективності локальних систем енергопостачання й ефекту від інтеграції джерел розосередженої генерації й активних споживачів

#### *Аналіз структури СЕП*

СЕП 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 (ПЕ) та споживачі.

На основі створеного графа СЕП заповнюється табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Оціночна таблиця стану СЕП

Час, $t$	$t$											
Генератор і $\{A\}$ та головна понижувальна підстанція (ГПП)	...									Г2	...	
Трансформатор (ТП) $\{B\}$	ТП <sub>1</sub> <sup>1</sup>						ТП <sub>2</sub> <sup>1</sup>			ТП <sub>1</sub> <sup>2</sup>	...	
Споживачі $\{C\}$	C <sub>11</sub> <sup>1</sup>			C <sub>12</sub> <sup>1</sup>	C <sub>13</sub> <sup>1</sup>			C <sub>21</sub> <sup>1</sup>		C <sub>22</sub> <sup>1</sup>	C <sub>11</sub> <sup>2</sup>	...
Обладнання споживачів	1	...	N <sub>1</sub>	...	1	...	N <sub>3</sub>	1	2	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

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

де  $t^{**}$  – кількість споживачів, приєднаних до  $j$ -го трансформатора;

$y_i$  – вимірювані показники для трансформатора до якого приєднані споживачі.

*Визначення елементів СЕП з найбільшими втратами та розміру втрат у СЕП цілому*

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

Втрати для кожної з ланок передачі електроенергії визначаються як різниця вимірюваних коефіцієнтів на вищому та 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  $a$  – вимірюваний показник на вищому рівні;

$b$  – вимірюваний 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 модернізувати СЕП 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 СЕП із РГ.

Що стосується АС, то аналіз можна проводити аналогічно, але потрібно буде якось попередньо врахувати вплив систем керування навантаженням та АБ на виміряні величини підмножини  $\{C\}$ . Що стосується зв'язків між АС, то потрібно буде сформувати додаткову підмножину. Така додаткова підмножина генераторів може бути сформована, 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 та РГ.

Як приклад, розглянемо фрагмент СЕП. У випадку більш складної СЕП кількість рівнів, що розглядаються, буде більшою. Дана методика дає можливість провести аналіз такої системи. Для оцінки ефективності роботи окремого обладнання або ж окремих частин мережі аналіз проходитиме за попередньою методикою, де ДРГ будуть включені в множину генераторів  $\{A\}$ .

Множину вершин графа  $\{V\}$  СЕП що розглядається, можна розділити на такі підмножини:  $\{A\}$  – підмножина вершин існуючої централізованої СЕП, 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 СЕП (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.

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 ДРГ інтегрованих на вищих рівнях (рівень ГПП або генераторів електростанцій);

$\{A_{\text{РГ}}^{\text{ТП}}\}$  – множина ДРГ 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 СЕП із РГ, інтегрованими на різних рівнях, то зв'язку між множинами генераторів централізованої СЕП  $\{A\}$  та РГ інтегрованих на рівнях трансформаторних підстанцій різних рівнів (ГПП та ТП)  $\{A_{\text{РГ}}^{\text{ТП(рівень1)}}\}$  та  $\{A_{\text{РГ}}^{\text{ТП(рівень } n\text{)}}\}$  немає, й їхнє об'єднання в спільну підмножину не потрібно, оскільки ускладнює граф такої системи. Ця множина вводиться на тому рівні, на якому інтегровано ці РГ;

– для підмножини трансформаторів електроенергії  $\{B\}$  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

$i$  – загальна кількість перетворювачів електроенергії в системі (частині системи), що розглядається.

- для підмножини споживачів електроенергії  $\{C\}$  змінні, що відповідають виміряним показникам електроенергії, отриманої кожним споживачем від перетворювача (ГПП, ТП), можна записати у вигляді

$$Z = (z_{11}^1, \dots, z_{1p}^1; z_{2(p+1)}^1, \dots, z_{2b}^1; \dots; z_{cj}^1, z_{ki}^r, \dots, z_{th}^r),$$

$h$  – кількість споживачів у системі, що розглядається.

Якщо розглядається мережа з більш складною топологією, то потрібно провести формування відповідних множин обладнання на вищих або нижчих рівнях. Аналогічно можна і розписати складові обладнання споживачів. Отримана множина даних може бути представлена у вигляді табл. 7.2.

Таблиця 7.2 – Оціночна таблиця

Час, $t$		$t$									
Генератор	Існуючі	Г1								Г2	
	можливе місце інтеграції										...
Перетворювачі ТП {B}		ТП <sub>1</sub> <sup>1</sup>					ТП <sub>2</sub> <sup>1</sup>			ТП <sub>1</sub> <sup>2</sup>	
можливе місце інтеграції											...
Споживачі {C}		C <sub>11</sub> <sup>1</sup>	C <sub>12</sub> <sup>1</sup>			C <sub>13</sub> <sup>1</sup>		C <sub>21</sub> <sup>1</sup>		C <sub>22</sub> <sup>1</sup>	C <sub>11</sub> <sup>2</sup>
можливе місце інтеграції											...
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			...

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

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

Аналіз за коефіцієнтами ефективності з попереднього випадку дає змогу визначити ефективність роботи встановленого обладнання, а також визначити

слабкі ланки мережі. Як наслідок, можна підібрати один із варіантів модернізації СЕП.

При аналізі впливу й ефективності інтеграції ДРГ лише на одному рівні ці ДРГ можуть бути включені в множину генераторів  $\{A\}$ . Якщо проводиться аналіз впливу й ефективності ДРГ інтегрованих на різних рівнях (як показано в табл. 7.3), 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 АС).

Таблиця 7.3 – Розрахункова таблиця

Час, $t$		$t$																							
Гене- рато- ри $\{A\}$		$x_1$									$x_2$														
Трансформатори (ТПП) $\{B\}$	1	$y_1^1$		$+x_{p1}^{pr1}$		$y_2^1$		$y_3^1$		$y_2^2$		...													
	2			$+x_{p2}^{pr1}$		$y_2^1$		$y_3^1$		$y_2^2$		...													
	...	...		...		...		...		...		...													
	$n$	$y_1^1$		$+x_{pn}^{pr1}$		$y_2^1$		$y_3^1$		$y_2^2$		...													
Спо- жива- чі $\{C\}$		$z_{11}^1$		$z_{12}^1$		$z_{13}^1$		$z_{21}^1$		$z_{22}^1$		$z_{23}^1$		$z_{24}^1$		$z_{31}^1$		$z_{32}^1$		$z_{11}^1$		...		...	
Облад- нання спо- жива- чів		...		...		...		...		...		...		...		...		...		...		...		...	

Ці підмножини враховуються при аналізі рівнів, які знаходяться нижче, оскільки вони не мають прямого впливу на вищі рівні. Живлення споживачів відбуватиметься у такому випадку з двох джерел, які входять до різних

підмножин одного рівня, де одне з них буде наявним обладнанням у мережі, а друге – інтегрованими ДРГ (або ж іншого обладнання АС).

## **7.2 Методичне забезпечення реалізації потенціалу активного споживача**

### ***7.2.1 Формування переліку кількісних показників енергоефективності для оцінки впровадження енергозберігаючих заходів та обладнання активного споживача***

Енергетичні показники та характеристики визначають систему координат, в рамках якої формуються та аналізуються заходи з енергозбереження.

Енергетичні показники та характеристики можна поділити на групи:

- 1) енергоекономічні;
- 2) для оцінки енергоефективності видобування та переробки ПЕР;
- 3) для оцінки технічного рівня використання енергозберігаючих технологій та обладнання;
- 4) для оцінки споживчих властивостей енергоефективної техніки, технологій, матеріалів і конструкцій;
- 5) загальносистемні для СЕП за типами енергозбереження;
- 6) часткові для СЕП 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 широким. Для формування комплексної системи керування енергоефективністю в промисловому, комерційному та житловому секторах використовуються такі показники: питомі витрати енергетичних ресурсів (палива, тепла й 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 та матеріалів тощо.

За необхідності можна використовувати для порівняння чи аналізу відносні показники споживання або збереження енергоресурсів. Перелік кількісних енерготехнологічних показників, до якого потрапили ті кількісні показники енергоефективності, що найкраще відображатимуть зміни в енергосистемі після впровадження різноманітних енергозберігаючих заходів. Перелік є універсальним для різних об'єктів дослідження, тому потребує актуалізації залежно від конкретного випадку.

#### ***7.2.2 Ранжування переліку кількісних показників за групами та за рівнями для промислового, комерційного та житлового секторів***

Для спрощення аналізу впроваджених енергозберігаючих заходів у промисловому, житловому чи комерційному секторі економіки виконаємо розподіл показників енергоефективності за п'ятьма рівнями (табл. 7.4). Для промислового: регіон; промисловий вузол; підприємство; технологія; обладнання. Для комерційного та житлового: регіон; громада; організація; дільниця; пристрій.

Таблиця 7.4 – 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
1	2	3	4	5	6	7	8
Група відтворення основних виробничих фондів в енергетиці							
1	Енергоємність 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	Енергоємність 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	↓	+	+	+	+	–

Продовження таблиці 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8
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 відновлюваних енергоресурсів							
24	Коефіцієнт утилізації відновлюваних енергоресурсів	↑	+	+	+	+	+
25	Коефіцієнт виробітку за рахунок відновлюваних енергоресурсів	↑	+	+	+	+	+
26	Коефіцієнт використання виробітку енергії за рахунок відновлюваних енергоресурсів	↑	+	+	+	+	+
27	Коефіцієнт залучення РГ і 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	↓	+	+	+	+	+

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 заходи з енергозбереження. Для того, щоб можна було зробити експрес-оцінку зміни показників, у табл. 7.4 відмічено напрям бажаного зростання ефективності по кожному з них.

Наведемо алгоритми оцінки ефекту від впровадження заходів з енергозбереження й ефекту від впровадження власних ДРГ та іншого обладнання АС за кількісними показниками енергоефективності.

Запропоновані нижче 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, дають можливість обирати режими роботи взаємодії СЕП із АС і РГ та можуть бути складовою СК АС та МАСК вищого рівня.

**7.2.3 Алгоритм оцінки ефекту від впровадження заходів з енергозбереження на об'єктах промислового, комерційного чи житлового секторів за кількісними показниками енергоефективності**

Для візуалізації даного алгоритму сформуємо блок-схему послідовності дій (див. рис. 7.1).



Рисунок 7.1 – Блок-схема послідовності виконання алгоритму аналізу рівнів реалізуємості технічного потенціалу енергозбереження за енерготехнологічними критеріями для об'єкта

**7.2.4 Алгоритм оцінки ефекту від впровадження власних джерел розосередженої генерації та іншого обладнання активного споживача за кількісними показниками енергоефективності**

Для візуалізації даного алгоритму сформуємо блок-схему послідовності дій (див. рис. 7.2).



Рисунок 7.2 – Блок-схема послідовності виконання алгоритму аналізу ефективності інтеграції ДРГ

### 7.3 Алгоритми вибору режимів живлення активного споживача залежно від стану встановленого обладнання

Метою алгоритма вибору режимів живлення АС залежно від стану встановленого обладнання є визначення та забезпечення оптимальних режимів роботи АС залежно від наявного обладнання, зокрема, РГ, АБ, АС2, СКН.

Цей алгоритм базується на умові виконання оптимального балансу складових електроенергії в контрольованому перетині на кожному інтервалі виділеного часу, для якого встановлюється оптимальне значення оцінюваного показника (його величини), які узгоджуються з системним оператором (для прикладу оцінюються миттєві значення потужності).

Для досягнення поставленої мети потрібно розв'язати наступні задачі:

#### 1. Оцінка стану обладнання АС.

Ця задача передбачає визначення стану генераторів (ввімкнений/вимкнений, режим роботи генератора, ...), стану навантаження споживача (кількість ввімкненого обладнання, сумарне навантаження та графік споживання з визначеними інтервалами часу, ...), систем керування, особливостей їх роботи, а також стану інших ключових елементів, що задіяні в процесі живлення.

#### 2. Визначення контрольованих перетинів у СЕП АС.

Для адекватного визначення всіх вимірюваних величин вимірювання потрібно проводити в контрольованих перетинах системи.

Контрольованими перетинами системи є сукупність перетинів на множині елементів кола, зв'язок між якими обумовлює вид протікання основних електромагнітних процесів у системі.

#### 3. Вимірювання миттєвих значень напруги, струму та миттєвої споживаної потужності в контрольованому перетині СЕП АС.

Ці величини потрібно постійно контролювати з метою визначення оптимальних моментів, коли потрібно змінювати режим живлення з найбільш збалансованою вигодою і для споживача, і для СЕП.

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 й узгодження контрольних та оптимальних параметрів напруги, струму та миттєвої споживаної потужності.

Ця задача передбачає визначення таких величин:

- миттєвих значень напруги ( $u(t)$ );

- максимально допустимих ( $i_{\text{MAX}}(t)$ ) та оптимальних ( $i_{\text{ОПТ}}(t)$ ) значень струму;
- максимально допустимих ( $p_{\text{MAX}}(t)$ ) та оптимальних ( $p_{\text{ОПТ}}(t)$ ) значень миттєвої потужності;
- величини спожитої з мережі ( $W^-$ ) та згенерованої ( $W^+$ ) в мережу енергії, а також узгодження оптимального графіка споживання електроенергії з мережі [ $(W^-_{\text{оптимальне}}(\tau))$  та генерації електроенергії в мережу ( $W^+_{\text{оптимальне}}(\tau)$ ], узгодження часу ввімкнення/ вимкнення керованого навантаження (за відсутності СКН) та ін.

5. Порівняння діючих значень з 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

$$i_{\text{ОПТ1}}(t) \leq i(t) \leq i_{\text{ОПТ2}}(t); \quad p_{\text{ОПТ1}}(t) \leq p(t) \leq p_{\text{ОПТ2}}(t).$$

У разі виконання цих умов режим живлення не змінюється, а в іншому ж випадку вирішуються завдання з 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  $i(t_i) \leq i_{\text{контрольне1}}(t)$ , то «включення режиму 1», інакше «включення режиму 2»;

якщо  $i(t_i) > i_{\text{контрольне2}}(t)$ , то «включення режиму 2»;

якщо  $i(t_i) = i_{\text{контрольне n}}(t)$ , то...

8. Вибір режиму живлення з можливих варіантів режимів живлення залежно від можливостей обладнання АС.

Залежно від наявного обладнання вибираються окремі режими, які можливі для комбінацій обладнання даного АС, деякі із можливих варіантів живлення АС наведено в табл. 7.5.

9. Повторне визначення діючих значень контрольованих величин з індексом ('):  $i'(t_i)$ ,  $p'(t_i)$  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 7.5 – Можливі варіанти впливу АС на мережу

Обладнання	Елементи	М	АС2	РГ	АБ	СКН
1 одиниця		1	2	3	4	5
2 одиниці	М	X	1	2	3	4
	АС2	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+АС2	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
	АС2+РГ	1	X	X	7	8
	АС2+АБ	2	X	7	X	9
	АС2+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 СЕП, зокрема, режиму живлення. Врахування поправок та повторення розв'язання циклу перерахованих вище задач.

Постановка описаних вище завдань дає змогу в загальному випадку описати процедуру вибору оптимального режиму живлення АС залежно від наявного обладнання й існуючих варіантів живлення. Вирішення цих задач дає

можливість обрати найбільш оптимальний режим живлення споживача. Деякі з цих режимів можуть бути описані більш широко, що дасть змогу вибирати більш оптимальний режим живлення не тільки з технологічної, а й з економічної точки зору, те ж саме стосується і генеруючих можливостей АС.

У якості прикладу, досліджуваним об'єктом виступав багатоквартирний житловий будинок, добовий графік споживання якого наведено на рис. 7.3, для якого потрібно було визначити потенціал активної поведінки й оцінити можливий ефект від таких дій.

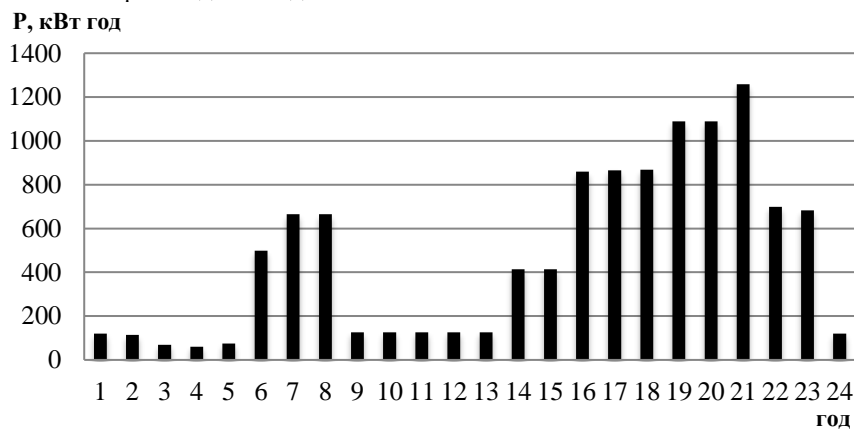
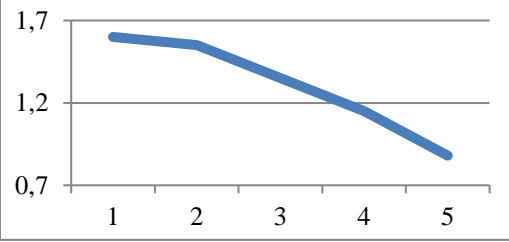
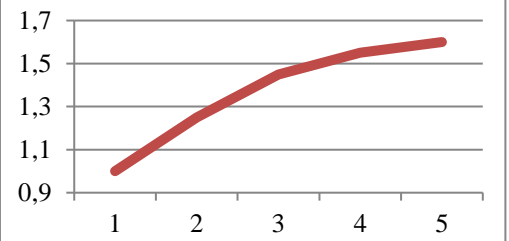
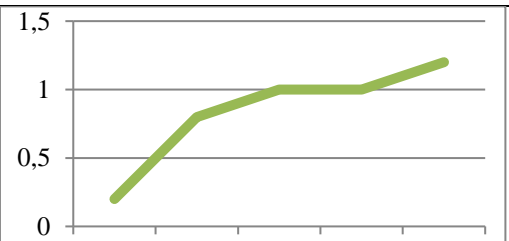
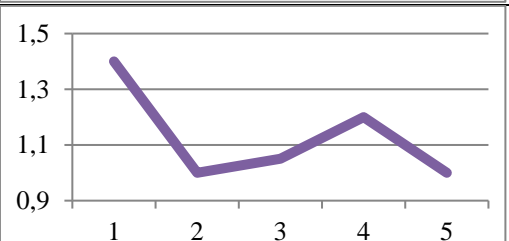


Рисунок 7.3 – Добовий графік споживання електроенергії в багатоквартирному будинку

Для даного будинку пріоритетними було визначені наступні складові оптимізаційної задачі, які показано у табл. 7.6.

Таблиця 7.6 – Пріоритетні складові оптимізаційної задачі для будинку

№ з/п	Графічне зображення	Опис складової
1		<p>Мінімізація витрат на електроенергію:</p> $F_1(\dot{X}) \rightarrow \min$
2		<p>Максимізація прибутку від продажу електроенергії, виробленої від власних ДРГ:</p> $F_2(\dot{X}) \rightarrow \max$
3		<p>Оптимізація споживання:</p> $F_3(\dot{X}) \rightarrow \text{opt}$
4		<p>Оптимізація режимів роботи СЕП:</p> $F_6(\dot{X}) \rightarrow \text{opt}$

Умовно приймемо, що функція кожної з визначених складових набуватиме наступних значень (табл. 7.7).

Таблиця 7.7 – 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

Для вибраних даних розглянемо можливі варіанти комбінацій критеріїв важливості кожного із значень (табл. 7.8).

Таблиця 7.8 – Критерії важливості для вибраних оптимізаційних функцій

$\alpha_i$	Значення коефіцієнта				
	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3	Варіант 4	Варіант 5
$\alpha_1$	0,4	0,15	0,2	0,25	0,45
$\alpha_2$	0,25	0,4	0,15	0,2	0,2
$\alpha_3$	0,2	0,25	0,4	0,15	0,3
$\alpha_4$	0,15	0,2	0,25	0,4	0,05
$\alpha_{\text{сум}}$	1	1	1	1	1

На рис. 7.4 представлено функції кожної складової загальної оптимізаційної задачі у графічному вигляді.

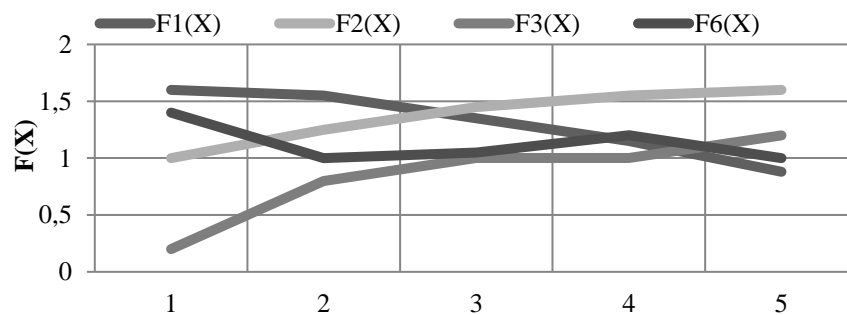


Рисунок 7.4 – Функції складових загальної оптимізаційної задачі

Для кожного набору варіантів критеріїв важливості, що розглядаються, здійснюється розв'язання загальної оптимізаційної задачі. Результати розв'язання загальної оптимізаційної задачі представлено на рис. 7.5 (у в.о.).

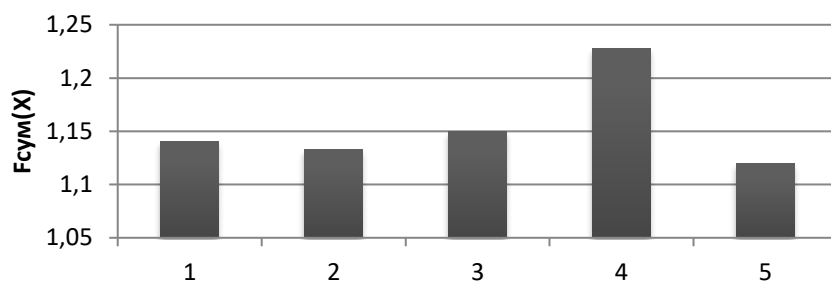


Рисунок 7.5 – Значення загальної оптимізаційної функції

Порівнюючи ці варіанти, можна зробити висновок, що сумарна вигода від використання АС може бути різною залежно від поставлених завдань та їхньої пріоритетності. Варто відзначити, що у даному розрахунку не враховувалися інтереси СЕП і можливості надання додаткових послуг. За обраних умов найбільш вигідним споживачу буде варіант номер 4.

Запропонований підхід може бути використаний для побудови СК ЛСЕ будь-якого рівня.

## ВИСНОВКИ

1. Проведений комплексний аналіз тенденцій розвитку енергетики показав доцільність створення інтегрованих СЕП та ЛСЕ з комплексним застосуванням ДРГ і НВДЕ, а також реалізації потенціалу АС.

2. Використання інтегрованих СЕП (комплексних СЕП) на базі ДРГ і НВДЕ є одним з шляхів підвищення ефективності та надійності (існуючих СЕП, живлення споживачів). Аналіз причин низької ефективності СЕП показав, що існують перспективні способи підвищення такої ефективності за рахунок інтеграції ДРГ і НВДЕ на різних рівнях СЕП, у тому числі й на рівні споживачів.

3. Сформовано загальну оптимізаційну задачу з вибору й узгодження режимів роботи АС і вибору режимів роботи СЕП із АС і РГ, що дало можливість розробити відповідні методики й алгоритми СК АС, ВрЕС та їх взаємодією з ЛСЕ.

4. Запропоновано підхід до оцінки ефективності СЕП й ефекту від інтеграції ДРГ та АС, суть якої полягає в аналізі графа ЛСЕ та оцінці кожного елементу ЛСЕ за критеріями ефективності, що дає змогу попередньо оцінити СЕП і визначити потенційні місця приєднання ДРГ до СЕП, а також оцінити ефекти від інтеграції ДРГ та АС.

5. Розроблено моделі СК обладнання АС, АС різних рівнів, об'єднанням АС, СЕП із АС, які дають можливість реалізувати ефективну взаємодію між АС та існуючою СЕП.

6. Створено комплекс методик для оцінки енергоефективності СЕП за кількісними показниками енергоефективності, а також відповідні методики для оцінки ефективності ЛСЕ до та після впровадження заходів з підвищення енергоефективності, і до та після інтеграції ДРГ, за рахунок ранжування показників енергоефективності за рівнями та зменшення обсягу аналізованої інформації, що дало можливість створити спрощену методику оцінки енергоефективності.

7. 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 дає можливість обирати режими роботи взаємодії СЕП із АС і РГ та може бути складовою СК АС та МАСК вищого рівня.

8. Проведений розрахунок потенціалу впровадження АС в ЛСЕ показав, що вибір правильного режиму роботи АС дасть можливість зменшувати пікове навантаження в досліджуваному вузлі на 8–15 %, залежно від сценаріїв поведінки споживачів і ДРГ.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

- 1 Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П. та ін. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
- 2 Кириленко А.В. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2014. 408 с.
- 3 Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. 2012. URL: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies\\_aas.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf).
- 4 DOE USA. Smart Grid: an introduction. URL: [www.ee.energy.gov/DOE\\_SG\\_Book\\_Single\\_Pages.pdf](http://www.ee.energy.gov/DOE_SG_Book_Single_Pages.pdf).
- 5 European Technology Platform SmartGrids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. April, 2010.
- 6 Shahidehpour M. Smart Grid: A New Paradigm for Power Delivery. IEEE Bucharest Power Tech, Bucharest, Romania, June 28–July 2, 2009.
- 7 Праховник А.В. Від керування електроспоживання до енергетики сталого розвитку. Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». 2010. № 19. С. 100–121.
- 8 Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні. Технічна електродинаміка. 2012. № 5. С. 52–67.
- 9 Праховник А.В. Управління енерговикористанням. Київ, 2002. 565 с.
- 10 Стогній Б.С. Сталий розвиток енергетики та інтелектуальні енергетичні системи. Праці Інституту електродинаміки НАН України. 2010. Спец. випуск. С. 6–9.
- 11 Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. Москва: ИАЦ Энергия, 2010. 208 с.
- 12 Кириленко О.В., Трач І.В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації. Праці Інституту електродинаміки НАН України. 2009. № 24. С. 3–7.
- 13 European Smart Grids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity. 2006, 44 p.
- 14 The National Energy Technology Laboratory: A vision for the Modern Grid, March 2007.
- 15 Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные энергетические системы. URL: [http://www.energystrategy.ru/projects/Energy\\_21/3-2.pdf](http://www.energystrategy.ru/projects/Energy_21/3-2.pdf).
- 16 Денисюк С.П., Базюк Т.М. Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах. Вісник Вінницького політехнічного

інституту. 2014. № 3. С. 75–79.

17 Базюк Т.М., Притискач І.В. Оптимізація режимів споживання активним споживачем електричної енергії з мережі. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2014. № 1. С. 95–100.

18 Воропай Н.И. Предпосылки и перспективы развития распределенной генерации в электроэнергетических системах. Всерос. н.-т. конф. *Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов*, Благовещенск, октябрь 5–7, 2005.

19 Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах электроснабжения. Київ: Освіта України, 2007. 464 с.

20 Сальникова Е.А. Формирование концепции активного потребителя в энергетике: автореф. дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, Санкт-Петербург. 2014. 20 с.

21 Денисюк С.П., Базюк Т.М. Аналіз впливу джерел розосередженої генерації на електромережу та особливості побудови віртуальних електростанцій. *Електрифікація транспорту*. 2012. № 4. С. 23–29.

22 Денисюк С.П., Базюк Т.М. Використання відновлювальних джерел енергії в місті. *Екологія плюс*. 2013. № 2 (35). С. 4–7.

23 Базюк Т.М., Чернуха Ю.М. Ранжування показників енергоефективності для побудови інтегрованих систем енергопостачання. *Енергетика. Екологія. Людина*. 2013. С. 357–367. URL: <http://en.iee.kpi.ua/files/2013/konference2013.pdf>.

24 Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы. *Известия РАН. Энергетика*. 2014. № 1. С. 64–73.

25 Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная "система систем". *Энергетическая политика*. 2012. № 5. С. 3–14.

26 P2P економіка. By Pchistyakov on 01.01.2017. URL: <https://bitnovosti.com/author/pchistyakov/>.

27 McLuhan M., Nevitt B. Take today, the executive as dropout. New York: Harcourt Brace Jovanovich, 1972. 304 p.

28 Тоффлер Э. Третья волна. Москва: ООО «Издательство АСТ», 2004. С. 20–51, 618–698.

29 The Modern Grid Initiative Version 2.0., Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007. URL: <http://www.net1.doe.gov/smartgrid/>.

30 EPRI's IntelliGridSM initiative. URL: <http://intelligrid.epri.com>.

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 Агроскин В. Распределённая генерация, перспективы и проблемы. *Екологічні системи*. 2003. № 7 (19). URL: [http://esco-ecosys.narod.ru/2003\\_7](http://esco-ecosys.narod.ru/2003_7).

- 33 Мхитарян Н.М., Кудря С.О., Яценко Л.В. Комплексное использование энергии возобновляемых источников. *Альтернативная энергетика и экология*. 2013. № 17. С. 15–22.
- 34 Кирилин В.А. Энергетика сегодня и завтра. Москва: Педагогика, 1983. 128 с.
- 35 Жимерин Д.Г., Стырикович М.А., Бесчинский А.А. Современные проблемы энергетики. Москва: Энергоатомиздат, 1984. 229 с.
- 36 Троицкий В.С. Размышление об энергетике будущего. *Энергия*, 1984. № 9. С. 31–35.
- 37 Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляющихся энергоисточников. Ленинград: изд-во ЛГУ, 1991. 342 с.
- 38 Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А., Хоменко В.О. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах. *Вісник Чернігівського державного технологічного університету*. 2011. № 1. С. 104–108.
- 39 Стычинский З.А., Воропай Н.И. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. МАФО, 2010. 211 с.
- 40 Волков Э.П. Развитие Единой национальной электрической сети России. *Известия академии наук. Энергетика*. 2012. № 5. С. 3–12.
- 41 Кривцов В.С., Олейников А.М., А.И. Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Кн. 3. Альтернативная энергетика. Харьков: Нац. аэрокосм.ун-т «ХАИ», 2005. 600 с.
- 42 Берковский Б.М., Кузьминов В.А. Возобновляемые источники энергии на службе человека. Москва: Наука, 1987. 125 с.
- 43 Денисенко Г.И. Возобновляемые источники энергии. Київ: Вища школа, 1983. 168 с.
- 44 Матвеев Ю. Китайська енергетика з відновлюваних джерел. *Зелена енергетика*. 2002. № 4 (8). С. 14–16.
- 45 Баласанян Г.А. Эффективность перспективных интегрированных систем энергообеспечения на базе установок когенерации малой мощности (теоретичні основи, аналіз, оптимізація): автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.06 / Одеський національний політехнічний ун-т, Одеса. 2007. 36 с.
- 46 Денисюк С.П., Базюк Т.М. Активний споживач електроенергії. Проблеми та перспективи його функціонування в Україні. *Енергетика та електрифікація*. 2013. № 11. С. 38–42.
- 47 Волкова И.О., Губко М.В., Сальникова Е.А. Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации. *Проблемы управления. Control Sciences*. 2013. № 6. С. 53–61.
- 48 Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике. *Академия энергетики*. 2011. № 2 (40). С. 50–57.

49 Закон України «Про електроенергетику»: № 575/97-вр. від 16.10.1997. Редакція від 16.07.2015 р. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80/ed20150716>.

50 Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»: № 663-VII від 24.10.2013 р. URL: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/663-18/page>.

51 Денисюк С.П., Базюк Т.М., Дерев'янка Д.Г. Оцінка ефективності сумісної роботи розосереджених джерел генерації електроенергії, включаючи відновлювальні, в електроенергетичних системах. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2013. № 3 (80). С. 54–59.

52 Базюк Т.М. Підвищення ефективності інтеграції розосереджених джерел енергії в мережах систем електропостачання. *Збірник праць Інституту електродинаміки*. 2012. Спецвипуск. С. 98–102.

53 IEEE Standard for interconnecting Distributed resources with Electric Power Systems, IEEE 1547. 2003.

54 Smart Power Grids: Talking about a Revolution. IEEE Emerging Technology portal, 2009.

55 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.

56 L'Abbate A., Fulli G., Starr F., Peteves S.D. Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2008. 90 p.

57 Бушуев В.В. Электроэнергетика требует «умного» управления. *ЭКО*. 2011. № 4. С. 4–26.

58 Интеллектуальные сети: российский взгляд. *Энергоэксперт*. 2009. № 4.

59 Кобец Б.Б., Волкова И.О. Smart Grid: концептуальные положения. *Энергорынок*. 2010. № 03 (75). С. 67–72.

60 Flick T., Morehouse J. Securing the Smart Grid: Next Generation Power Grid Security: Syngress, 2011. 320 p.

61 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.

62 IEEE Smart Grid. Smart Grid: A Smart Idea For America? URL: <http://smartgrid.ieee.org/highlighted-papers/493-smart-grid-a-smart-idea-foramerica>.

63 Smart Grid System Report. U.S. Department of Energy. July, 2009.

64 National Energy Board. Canada's Energy Future. Infrastructure changes and challenges to 2020. URL: <http://www.neb.gc.ca/clfnsi/rnrgynfmrtn/nrgyrprt/>

nrgr/2009/nfrstrctrhngchllng2010/nfrstrctrhngchllng2010-eng.pdf.

65 Wong J. Toronto's Smart Grid Research Priorities. July 23, 2010. URL: [http://www.bcit.ca/files/appliedresearch/pdf/torontohydro\\_utilities.pdf](http://www.bcit.ca/files/appliedresearch/pdf/torontohydro_utilities.pdf).

66 Вариводов В.Н., Коваленко Ю.А. Интеллектуальные электроэнергетические системы. *Электричество*. 2011. № 9. С. 4–9.

67 Стогній Б.С., Кириленко О.В., Баталов А.Г., Денисюк С.П. Интеллектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2011. Спец. вип. Ч. 1. С. 20–31.

68 Санатов Д.В. Тенденции развития технологий Smart grid. *Фонд «ЦСР «Северо-Запад»*. 2013. URL: [http://www.csr-nw.ru/files/csr/file\\_content\\_1306.pdf](http://www.csr-nw.ru/files/csr/file_content_1306.pdf).

69 Фіалко Н.М., Тимченко М.П., Халатов А.А., Шеренковський Ю.В. Интеллектуальні енергетичні системи теплозабезпечення будівель. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Теорія і практика будівництва*. 2016. № 844. С. 203–209.

70 Denysiuk S., Baziuk T. Algorithms For Optimal Mode Selection Of Energy Prosumer. Proc. on IEEE International Conference on *Intelligent Energy and Power Systems*, Kyiv, Ukraine, June 2–6, 2014. P. 171–177. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6874174/?reload=true>.

71 Пырков В.В. Электрические кабельные системы отопления. Энергетическое сопоставление. Київ: ООО «Медиа-Макс», 2004. 88 с.

72 Розинський Д.Й., Іоргачов В.Д., Меженний С.Я. Енергоощадна технологія електротеплоакумуляційного обігріву в житлово-комунальному та аграрно-промисловому комплексах України. Київ: Видавництво Купріянова О.О., 2007. 272 с.

73 Фіалко Н.М., Шеренковський Ю.В., Прокопов В.Г. Энергетическая эффективность комбинированных систем традиционного и электрического отопления. *Промышленная теплотехника*. 2011. № 5. С. 49–59.

74 Михальченко И.Н., Савина Н.В. Концепция Smart Grid: перспективы инновационного развития распределительных сетей Амурской области. *Вестник ИргТУ*. 2014. № 9 (92). С. 201–208.

75 Станкевича Д.О. Новые энергетические технологии. Исследование № 2. Москва: Ассоциация «НП Совет Рынка», 2017. 150 с.

76 Использование регулировочной способности потребителей для повышения эффективности работы рынка. Сентябрь 2016. Презентация АО «СО ЕЭС» URL: [http://www.np-sr.ru/idc/groups/public/documents/sr\\_pages/sr\\_0v048878.pdf](http://www.np-sr.ru/idc/groups/public/documents/sr_pages/sr_0v048878.pdf).

77 IEA Demand Side Management Energy Efficiency Technology Collaboration Program. URL: <http://www.ieadsm.org/>.

78 Коммюнике Еврокомиссии от 15.07.2015 «Предоставление нового плана

енергопотребителям». URL: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_EN\\_ACT\\_part1\\_v8.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v8.pdf).

79 Статус DR в ЕС. 2016. URL: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC101191/ldna27998enn.pdf>.

80 Соглашение между RTE и Carrefour в области гибкого потребления. 23.03.2017. URL: [http://so-ups.ru/index.php?id=energy\\_news\\_view&no\\_cache=1&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=10713](http://so-ups.ru/index.php?id=energy_news_view&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=10713).

81 Howell S., Rezgui Y., Hippolyte J.-L., Jayan B., Li H. Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources. 2017. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117304392>.

82 Renewables globalstatusreport. REN21. 2016. URL: [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21\\_GSR2016\\_FullReport\\_en\\_11.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf).

83 Šajn N. Electricity 'Prosumers'. Бриф Європейського парламенту. 2016. URL: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593518/EPRS\\_BRI\(2016\)593518\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593518/EPRS_BRI(2016)593518_EN.pdf).

84 Grid Interactive Microgrid Controllers and the Management of Aggregated Distributed Energy Resources. EPRI 2015. Технічний звіт.

85 Microgrid Jr Comes of Age. 2015. URL: <https://microgridknowledge.com/microgrid-jr-comes-of-age-the-rise-of-the-solar-plus-storage-nanogrid/>.

86 Winter Package Solutions – Eurelectric's key policy recommendations. 2016. URL: <http://www.eurelectric.org/publications/?page=7>.

87 DistribuTech News. 2016. URL: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/DistribuTECH-News-Building-the-Microgrid-Landscape-from-the-End-User-Up>.

88 Энергия разума. 2017. № 1. URL: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider55/Пресса-о-нас/abb-энергия-разума-01-2017.pdf?sfvrsn=2>.

89 Schill W.-P., Zerrahn A., Kunz F. Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective. *Economics of Energy & Environmental Policy*. 2017. Vol. 6, no. 1. Pp. 7–31.

90 Rickerson W. Residential prosumers – drivers and policy options (RE-PROSUMERS). IEA-RETD. USA, 2014. URL: [http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/09/RE-PROSUMERS\\_IEARETD\\_2014.pdf](http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/09/RE-PROSUMERS_IEARETD_2014.pdf).

91 CEER Position Paper on Renewable Energy Self-Generation. Council of European Energy Regulators, September 2016. URL: [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/2016/C16-SDE-55-03\\_Renewable%2520Self-Consumption\\_PP.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2016/C16-SDE-55-03_Renewable%2520Self-Consumption_PP.pdf).

92 NREL. Regulatory Considerations Associated with the Expanded Adoption of Distributed Solar. Technical Report NREL/TP-6A20-60613. 2013. URL: [www.nrel.gov/docs/fy14osti/60613.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60613.pdf).

93 CEN-CENELEC-ETSI. Smart Grid Coordination Group Smart Grid Reference Architecture. 2012. 107 p. URL: [http://gridscientific.com/images/Smart\\_Grid\\_Reference\\_Artitecture.pdf](http://gridscientific.com/images/Smart_Grid_Reference_Artitecture.pdf).

94 Uslar M., Trefke J. Applying the Smart Grid Architecture Model SGAM to the EV Domain. Proceedings of the 28th *EnviroInfo* 2014 Conference, Oldenburg, Germany September 10–12, 2014.

95 Arnold M., Andersson G. Decomposed electricity and natural gas optimal power flow. *PSCC*. 2008. 7 p.

96 Geild M., Andersson G. Optimal power flow of multiple energy carriers. *IEEE transactions on power systems*. 2007. Vol. 22, no. 1. Pp. 145–155.

97 Ahcin P., Sicic M. Simulating demand response and energy storage in energy distribution systems. International conference on *power system technology*. 2010. 7 p.

98 Mancarella P., Chin Kim Gan, Strbac G., Fractal models for electro-thermal network studies. 17th *Power System Computation* Conference, Stockholm, Sweden, August 22–26, 2011. 7 p.

99 Le Blond S., Levis T., Sooriyabandara M. Towards an integrated approach to building energy efficiency: Drivers and enables. IEEE PES Int. Conference *Innovative Smart Grid Technologies Europe*. Manchester, UK, December 5–7. 2011. 8 p.

100 Jiang Z., Li F., Qiao W., Sun H. A vision of Smart Transmission Grid. IEEE PES General Meeting. Calgary, Canada, July 26–30, 2009. 10 p.

101 Xue Y. Some viewpoints and experiences on Wide Area Measurement Systems and Wide Area Control Systems. IEEE PES General Meeting. Pittsburgh, USA, July 20–24, 2008. 6 p.

102 Yuasa K., Fujii Y. Developing advanced metering (the ubiquitous metering system). XXV *World Gas Conference*, June 4–8, 2012. 9 p. URL: <http://proceedings.wgc2012.com>.

103 Pionno M., Carretero T., Jane R. Smart gas meters and middleware for energy efficiency embedded. XXV *World Gas Conference*, June 4–8, 2012. 7 p. URL: <http://proceedings.wgc2012.com>.

104 Малярєнко В.А. Енергетика і навколишнє середовище. Харків: САГА, 2008. 364 с.

105 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. № 2. С. 43–47.

106 Баласанян Г.А. Эффективность интегрированной системы энергоснабжения на базе когенерационной установки и теплового насоса.

*Новини енергетики*. 2006. № 2. С. 29–33.

107 Обоскалов В.П., Паниковская Т.Ю. Управление энергопотреблением в конкурентном рынке электроэнергии. URL: <http://www.sei.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S4-14r.pdf>.

108 Згуровець О.В., Костенко Г.П. Эффективные методы управления потреблением электрической энергии. *Проблеми загальної енергетики*. 2007. № 16. URL: [http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/3094/200716\\_St\\_11.pdf?sequence=1](http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/3094/200716_St_11.pdf?sequence=1).

109 Губко М.В. Модель поведения активного потребителя для мультиагентной системы управления спросом. Сборник трудов Всероссийской мультиконференции по проблемам управления. С. 139–143.

110 Бурков В.Н., Губко М.В., Новиков Д.А. Организационные механизмы управления в электроэнергетике. *Управление развитием крупномасштабных систем*. 2012. С. 261–278.

111 Денисюк С.П., Базюк Т.М. Оптимальний відбір потужності в системах електропостачання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2013. № 2. С. 50–57.

112 Тонкаль В.Е., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Баланс энергии установившихся режимов цепей несинусоидального тока и напряжения. Докл. АН УССР. Сер. А. 1987. № 7. С. 71–74.

113 Бородин Д.В. Средства измерительной техники для измерения показателей качества электрической энергии. *Электроэнергетика*. 2008. № 1. С. 30–35.

114 Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринов Е.П. Снижение коммерческих потерь в электрических системах. *Электрические станции*. 1998. № 9.

115 Вагин Г.Я., Иванов В.Б., Смирнов С.А. Влияние высших гармоник тока и напряжения на погрешность электросчетчиков. *Пром. энергетика*. 1976. № 4.

116 Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами. К.: Текст, 2010. 264 с.

117 Тонкаль В.Е., Новосельцев А.В., Денисюк С.П. Баланс энергий в электрических цепях. К.: Наук. думка. 1992. 310 с.

118 Лукашов Г.А. Методические подходы к оценке энергетического потенциала региона. *Нефтегазовое дело*. 2011. № 2. С. 347–354.

119 Klöckl B., Stricker P., Koeppel G. On the properties of stochastic power sources in combination with local energy storage. Cigré Symposium on Power Systems with Dispersed Generation, 13–16 April 2005, Athens.

120 Билека Б.Д., Гаркуша Л.К., Кабков В.Я. Принцип формирования и выбора схем и оборудования когенерационных установок для коммунальной энергетики. IV Международная конференция. *Проблемы промышленной*

теплотехники. 26–30 сентября, Киев, 2005. С. 23–24.

121 Contribution to Inclusive and Sustainable Industrial Development. UNIDO, Vienna, 2015. 37 p. URL: [https://www.unido.org/sites/default/files/2015-04/PROSUMERS\\_Energy\\_0.pdf](https://www.unido.org/sites/default/files/2015-04/PROSUMERS_Energy_0.pdf).

122 Jouni K. Juntune. Prosuming Energy. User Innovation and New Energy Communities in Renewable Micro-Generatio. Unigrafia Oy Helsinki, 2014, Finland. 186 p.

123 Prosumer collectives: a review. A report for the Smart Grid Forum. Centre for Sustainability University of Otago. Report Prepared for New Zealand's Smart Grid Forum. May 2016. 28 p. URL: <https://ourarchive.otago.ac.nz/handle/10523/6646>.

124 Grijalva S., Umer Tariq M. Prosumer-Based Smart Grid Architecture Enables a Flat, Sustainable Electricity Industry. 978-1-61284-220-2/11. 2011 IEEE. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5759167>.

125 Веселов Ф.В. Активные потребители как важный фактор активного развития интеллектуальной энергетики в России. ММЭФ-2012. Международная конференция *Стратегические аспекты развития электроэнергетики в России*. Москва, апрель 2012. URL: [https://www.eriras.ru/files/veselov\\_ies.pdf](https://www.eriras.ru/files/veselov_ies.pdf).

126 Волкова И.О. Активный потребитель: реалии и прогнозы. ВШЭ, Москва, 24.09.2014. URL: <https://www.hse.ru/data/2014/09/30/1100422480/Активный%20потребитель.pdf>.

127 Писаревська Т.А. Інформаційні системи і технології в управлінні трудовими ресурсами. Київ: КНЕУ, 2000. 279 с.

128 Гаврилова Т.А., Хорошевский В.Ф. Базы знаний интеллектуальных систем. СПб.: Питер, 2000.

129 Башмаков А.И., Башмаков И.А. Интеллектуальные информационные технологии. М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2005. 304 с.

130 Смагин А.А., Липатова С.В., Мельниченко А.С. Интеллектуальные информационные системы. Ульяновск: УлГУ, 2010. 136 с.

131 Ядыкин И.Б. Системные аспекты интеллектуального управления в интеллектуальных энергетических системах. XII Всероссийское совещание по проблемам управления (ВСПУ-2014). Москва 16–19 июня 2014 г. С. 4244–4253.

132 Степаненко О.П. Інтеллектуальні системи підтримки управління діяльністю організації. *Проблемы материальной культуры: экономические науки*. С. 119–122.

133 Джексон П. Введение в экспертные системы. М.: Издательский дом «Вильямс», 2001. 624 с.

134 Davidson E.M., McArthur S.D.J., McDonald J.R., Cumming T., Watt I. Applying multi-agent system technology in practice: Automated management and analysis of SCADA and digital fault recorder data. IEEE Trans. *Power Syst.*, May 2006. Vol. 21, No. 2. Pp. 559–567.

- 135 McArthur S.D.J., Strachan S.M., Jahn G. The design of a multiagent transformer condition monitoring system. *IEEE Trans. Power Syst.*, Nov. 2004. Vol. 19, No. 4. Pp. 1845–1852.
- 136 Nagata T., Sasaki H. A multi-agent approach to power system restoration. *IEEE Trans. Power Syst.*, May 2002. Vol. 17, no. 2. Pp. 457–462.
- 137 Widergren S.E., Roop J.M., Guttromson R.T., Huang Z. Simulating the dynamic coupling of market and physical system operations. *IEEE Power Eng. Soc. General Meeting*, June 2004. Pp. 748–753.
- 138 Dimeas A.L., Hatziargyriou N.D. Operation of a multi-agent system for microgrid control. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2005. Vol. 20, no. 3. Pp. 1447–1455.
- 139 Buse D.P., Sun P., Wu Q.H., Fitch J. Agent-based substation automation. *IEEE Power Energy Mag.*, 2003. Vol. 1, No. 2. Pp. 50–55.
- 140 Wooldridge M., Weiss G., *Intelligent Agents in Multi-agent Systems*. Cambridge: MA: MIT Press, Apr. 1999. Pp. 3–51.
- 141 Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), 2007.
- 142 Wittig T., Jennings N.R., Mandan E.M. ARCHON—A framework for intelligent co-operations. *IEE-BCS J. Intell. Syst. Eng.*, 1994. No. 3. Pp. 168–179.
- 143 Sheng S., Li K.K., Chan W.L., Xiangjun Z., Xianzhong D. Agent-based self-healing protection system. *IEEE Trans. Power Del.*, Apr. 2006. Vol. 21, No. 2. Pp. 610–618.
- 144 Keane A., O'Malley M. Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks. Pp. 2074–2630.
- 145 Rau N.S., Wan Y.-H. Optimum location of resources in distributed planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, Nov. 1994. Vol. 9. Pp. 2014–2020.
- 146 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.
- 147 Keane A., Ochoa L. (Nando) F., Vittal E., Dent C.J., Harrison G.P. Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011. Vol. 26, no. 1. Pp. 252–260.
- 148 Ardeshtna N.K., Chowdhury B.H. Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation. *IEEE*, 2010. Pp. 1–8.
- 149 Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Спеціальний випуск. Ч. 1. 2011. С. 48–55.
- 150 Pareto V. *Cours d'economie politique*. Lausanne: Lausanne Rouge, 1896. 430 p.
- 151 Вартазаров И.С., Горлов И.Г., Минаев Е.В., Хвастунов Р.М.

Экспертные оценки и их применение в энергетике. М.: Энергоиздат, 1981. 185 с.

152 Козирський В.В., Гай О.В., Велигорський О.А. Ефективність роботи фотоелектричних перетворювачів як елементів smart-grid систем. *Енергетика і автоматика*. 2012. № 4. URL: [http://www.nbuiv.gov.ua/e-journals/eia/2012\\_4/12bvibva.pdf](http://www.nbuiv.gov.ua/e-journals/eia/2012_4/12bvibva.pdf).

153 Воропай Н.И., Стенников В.А. Активные потребители в интеллектуальной электроэнергетической системе. URL: [http://energystrategy.ru/projects/Energy\\_21/3-6.pdf](http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/3-6.pdf).

154 Brooks B.A., Lu E., Reicher D., Spirakis C., Wehl B. Using real-time control of demand to help balance of generation and load. *IEEE Power & Energy Magazine*. 2010. Vol. 8, no. 3. Pp. 13–18.

155 Molderink A., Bakker V., Bosman M.G.C., Hurink J.L., Smit G.J.M. Management and control of domestic smart grid technology. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2010. Vol. 1, No. 2. Pp. 109–119.

156 Ravibabu P., Praveen A., Chandra C.V., Reddy P.R., Teja M. An approach of DSM techniques for domestic load management using fuzzy logic. *IEEE Int. Conf. of Fuzzy Systems*. 2009. Pp. 1303–1307.

157 Ning Z., Ochoa L.F., Kirschen D.S. Investigating the impact of demand side management on residential consumers. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, Manchester, UK, December 5–7, 2011. 7 p.

158 Fazeli A., Christopher E., Johnson C.M., Gillion M., Summer M. Investigating the effects of dynamic demand side management within intelligent smart energy communities of future decentralized power system. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, Manchester, UK, December 5–7, 2011. 7 p.

159 De Groot R.J.W., Morren J., Slootweg J.G. Smart integration of distribution automation applications. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, Berlin, Germany, October 14–17, 2012. 6 p.

160 Глобальные проекты Smart Grid. Доклад Европейской Комиссии. *Энергоэксперт*. 2011. № 5. С. 104–108.

161 Rahbari-Asr N., Ojha U., Zhang Z., Chow M.-Y. Incremental welfare consensus algorithm for cooperative distributed generation/demand response in smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2014. Vol. 5, no. 6. Pp. 2836–2845.

162 Mohsenian-Rad A.H., Leon-Garcia A. Optimal residential load control with price prediction in real-time electricity pricing environments. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2010. Vol. 1, no. 2. Pp. 120–133.

163 Conejo A.J., Morales J.M., Baringo M. Real time demand response model. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2010. Vol. 1, No. 3, Pp. 236–242.

164 Нечаев Ю.И., Лютин А.В. Интеллектуальная система, функционирующая на основе мультиагентных технологий. *Штучний інтелект*. 2009. № 3. С. 413–422.

- 165 Заде Л. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. Москва: Мир, 1976. 168 с.
- 166 Поспелов Д.А. Многоагентные системы – настоящее и будущее. *Информационные и вычислительные системы*. 1998. № 103. С. 14–21.
- 167 Тарасов В.Б. Агенты, многоагентные системы, виртуальные сообщества: стратегическое направление в информатике и искусственном интеллекте. *Новости искусственного интеллекта*. 1998. № 2. С. 1–46.
- 168 Филатов В.А., Цыбульник Е.Е., Чалая Л.Э. Модель мультиагентной системы автономного администрирования информационных систем и распределенных баз данных. *Новости искусственного интеллекта*. 2002. № 4. С. 620–627.
- 169 Синергия блокчейн-энергетики и ВИЭ обеспечит захват \$2-триллионного рынка. URL: <https://ecotechnica.com.ua/energy/rynok/2984-sinerhiya-blokchejn-energetiki-i-vie-obespechit-zakhvat-2-trillionnogo-rynka.html>.

**Наукове видання**

**Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

**ДЕНИСЮК Сергій Петрович  
БАЗЮК Тарас Миколайович  
ФЕДОСЕНКО Микола Миколайович  
ЯРМОЛЮК Олена Сергіївна**

**СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
З АКТИВНИМ СПОЖИВАЧЕМ:  
МОДЕЛІ ТА РЕЖИМИ**

Монографія

Комп'ютерне верстання О. С. Ярмолук

Видавництво

Формат 60x84. Ум. друк. арк. 10,8. Тираж 300 пр. Зам. № 1705-21

Видавець і виготовлювач

Видавництво ПП «АВЕРС»

вул. Польова, 21, м. Київ, 03056

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 4461 від 28.12.2012 р.