

внутрішнього попиту на технології, ринкові «історії успіху» у різних сферах життя та економіки, наявність локальних представництв виробників технологій, дистрибуції високотехнологічного обладнання;

✓ достатній рівень системної інтеграції технологічних продуктів та послуг – від проектування до комплексних впроваджень різноманітних технологій, програмних та апаратних засобів;

✓ креативна культура та вміння генерувати ідеї, про що свідчать високі показники у рейтингу Global Innovation Index.

Цифровізація є першим кроком до стимулювання внутрішніх ринків споживання, впровадження та виробництва цифрових технологій, містить бачення трансформації економіки від традиційної до ефективної цифрової, визначає першочергові кроки щодо імплементації відповідних стимулів та створення умов для цифровізації в реальному секторі економіки, суспільстві, освіті, медицині, екології тощо, виклики та інструменти розвитку цифрових інфраструктур, набуття громадянами цифрових компетенцій, а також визначає критичні сфери та проекти цифровізації країни.

Сьогодні Україна знаходиться на унікальному етапі розвитку, коли є шанс зробити так званий «цифровий стрибок» у ключових сферах економіки. Тобто, швидко перейти на новий щабель розвитку в цих сферах, минаючи проміжні стадії, і почавши використання відразу сучасних систем, минаючи кілька поколінь технологій. Україна або відстане на все життя від світу, або інтегрується в загальний тренд. Фактично, у нас немає вибору – цифрова інфраструктура буде розвиватися, а це нові робочі місця, поступовий перехід на лише на електронний облік, а й на електронне управління, доєднання до міжнародного онлайн-бізнесу.

2.3. Оцінка адекватності розвитку потужностей електроенергетики України

Сьогодні ринок електричної енергії (ЕЕ) в Україні проходить другий етап свого становлення, пов'язаний із переходу від моделі одностороннього енергетичного пулу до повноцінної конкурентної моделі. Результатом такої трансформації буде усунення держави від штучного регулювання ринкових процесів та впровадження вільних конкурентних відносин між учасниками ринку. Однак, саме розвиток конкурентних відносин на ЕЕ зумовлює збільшення невизначеностей ринкового середовища щодо можливості перманентного балансування попиту та пропозиції ЕЕ як в середньостроковому, так і довгостроковому періодах. Ані держава, ані будь-який учасник ринку окремо не можуть гарантувати надійності поставки ЕЕ в майбутньому. Тому вкрай важливого значення набуває комплексна оцінка адекватності розвитку генеруючих потужностей (ГП), яка має здійснюватися з метою превентивного визначення вузьких місць в енергосистемі.

Загалом, під адекватністю ГП розуміється взаємозв'язок між наявними ресурсами генерації та попитом на ЕЕ, збалансовані через мережеву інфраструктуру. Адекватність системи відображає можливість постійного задоволення попиту на ЕЕ в енергосистемі, що гарантує безпеку її постачання. Оцінка адекватності розвитку ГП будується на детерміністичному прогнозі

попиту та пропозиції ЕЕ в поєднанні зі стохастичною невизначеністю (кліматичні змінні та ризики непланових збоїв в електропостачанні)²³⁴.

В основу оцінки адекватності ГП в ЄС покладено вимоги Регламенту № 714 / 2009 щодо необхідності розробки 10-річного плану розвитку систем передачі кожні два роки²³⁵. Однак, внутрішніми стандартами ENTSO-E визначено необхідність розробки такого плану на щорічній основі²³⁶ з метою якнайскорішого вжиття заходів щодо подолання невідповідності. Оцінка адекватності розвитку ГП передуює та є вихідними даними для планування розвитку систем передачі та проводиться оператором систем передачі (ОСП), хоча безпосередньо реалізація напрямів розвитку ГП знаходиться поза його компетентністю. Останній виступає лише в якості агрегатора даних та аналітико-моделюючого центру для визначення майбутнього балансу попиту-пропозиції ЕЕ за різних режимів навантаження.

Згідно п. 8.4 Регламенту № 714 / 2009 прогноз адекватності розвитку ГП повинен охоплювати адекватність пропозиції ЕЕ в електроенергетичній системі для задоволення поточного та майбутнього попиту на ЕЕ як для наступних 5 років, так само як і строк між 5-ма та 15 роками з дати такого прогнозу²³⁷. Означені часові рамки відбивають різні ризики безпеки функціонування електроенергетичної системи: операційні – у короткостроковому періоді, інвестиційні – у середньостроковому та політичні – у довгостроковому. Для оцінки адекватності використовуються тільки коротко- та середньострокові прогнози, тоді як довгостроковий є кількісним відображенням задекларованих цілей стратегічного розвитку країни.

З метою виконання п. 8.3 (b) та п. 8.4 Регламенту № 714 / 2009 ENTSO-E розробила методологічний підхід до прогнозування адекватності розвитку ГП, який передбачає сценарне прогнозування попиту та пропозиції ЕЕ для особливих умов функціонування електроенергетичної системи. Основу оцінки адекватності ГП є її розподіл за різними категоріями використання (рис. 2.5).

За результатами розподілу ГП за категоріями, розраховуються 3 синтетичні показники, які є кількісним виміром адекватності²³⁸:

- 1) надійно наявна потужність (Reliable Available Capacity) як різниця між чистою та недоступною ГП (тобто ГП, яка знаходиться у системному резерві, на капітальному ремонті, відключена від електромережі або невикористана);
- 2) залишкова потужність (Remaining Capacity) як різниця між надійно

²³⁴ Mid-term Adequacy Forecast 2018. Appendix 1: Methodology and Detailed Results. *ENTSO-E*. URL : <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm>

²³⁵ Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003. *EUR-LEX*. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009R0714>.

²³⁶ Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015. *ENTSO-E*. URL : http://pfbach.dk/firma_pfb/references/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf. ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment *ENTSO-E*. 2014. URL : https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141014_Target_Methodology_for_Adequacy_Assessment_after_Consultation.pdf.

²³⁷ Mid-term Adequacy Forecast 2018. Appendix 1: Methodology and Detailed Results. *ENTSO-E*. URL : <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm>

²³⁸ ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment *ENTSO-E*. 2014. URL : https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141014_Target_Methodology_for_Adequacy_Assessment_after_Consultation.pdf.

навною потужністю та навантаженням в електромережі;

3) запас адекватності (Adequacy Reference Margin) як сума резервної потужності та запасу ГП для покриття пікового сезонного навантаження, що повинна бути доступна у будь-який момент часу для гарантування безпеки поставки ЕЕ на ринку.

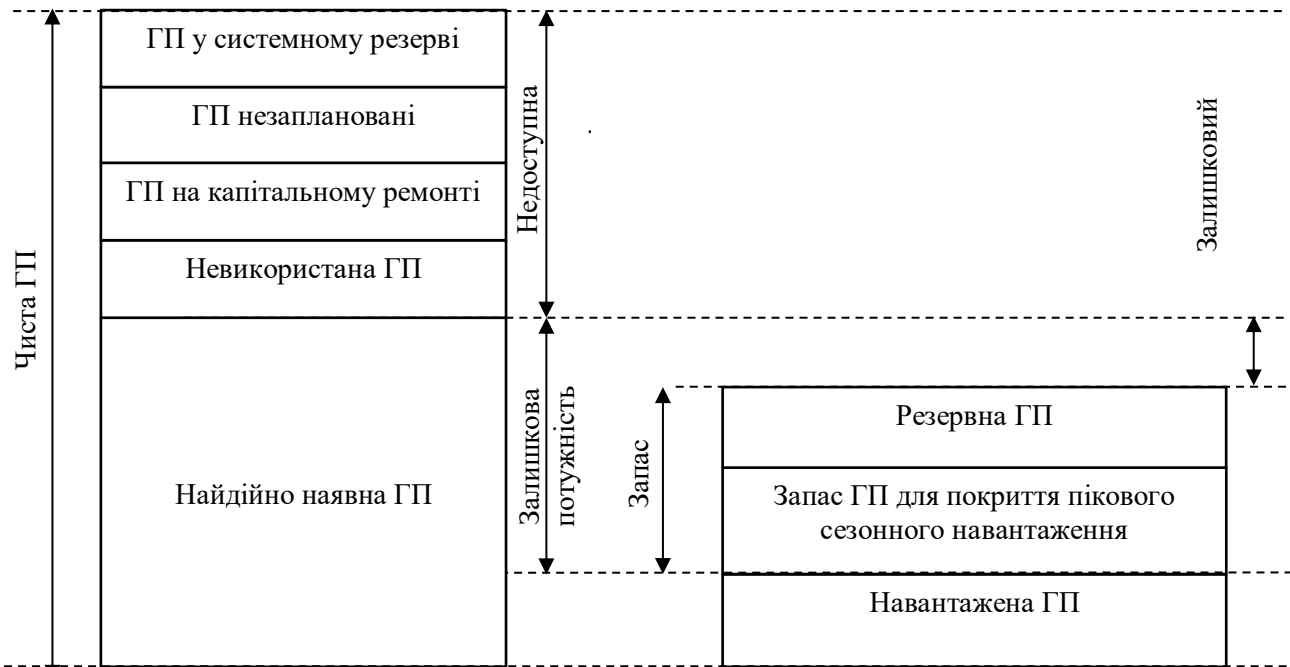


Рис. 2.5. Складові елементи оцінки адекватності розвитку ГП за методичним підходом ENTSO-E²³⁹

Методологічний підхід ENTSO-E до прогнозування адекватності розвитку ГП охоплює такі ключові етапи²⁴⁰: побудову ринкових стохастичних моделей прогнозування попиту та пропозиції ЕЕ; прогнозування погодинного навантаження в електроенергетичній системі; визначення ймовірнісних характеристик електрогенерації на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ); оцінку гнучкості електроенергетичної системи; прогнозування розвитку транскордонних перетоків ЕЕ; оцінку критеріїв адекватності розвитку ГП.

Завершується оцінка адекватності розвитку ГП розрахунком відповідних індексів адекватності, які відображають здатність електроенергетичної системи забезпечити споживчий попит в ЕЕ необхідними ГП з урахуванням операційних обмежень електроенергетичної системи. Зазначена оцінка передбачає розрахунок трьох критеріїв:

1) критерію недопоставленої енергії (Energy Not Supplied or Unserved Energy – EENS), що виражається у МВт*год./рік та відображає кількість недопоставленої ЕЕ через дефіцит ГП і потужностей та імпорتنих інтерконекторів в порівнянні з погодинним попитом.

2) критерію втрати навантаження (Loss Of Load Expectation – LOLE) –

²³⁹ ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment *ENTSO-E*. 2014. URL : https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141014_Target_Methodology_for_Adequacy_Assessment_after_Consultation.pdf.

²⁴⁰ Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015. *ENTSO-E*. URL : http://pfbach.dk/firma_pfb/references/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf

кількість годин за певний період (рік), коли доступні виробництво плюс імпорту не може покривати навантаження в певній ринковій зоні;

3) критерію імовірність втрати навантаження (Loss of load probability - LOLP) виникає щоразу, коли навантаження в системі перевищує доступну ГП, тобто відображає нездатність системи задовольнити щоденне пікове навантаження.

В Україні згідно з п. 3. ст. 19 Закону України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017 р. ОСП (наразі в особі ДП «НЕК Укренерго») повинен щороку розробляти звіт з оцінки відповідності (достатності) ГП для покриття прогнозованого попиту на ЕЕ та забезпечення необхідного резерву з урахуванням вимог безпеки постачання, який охоплює сценарну оцінку прогнозних балансів ГП та ЕЕ ОЕС України на короткострокову, середньострокову та довгострокову перспективу з урахуванням, зокрема, структурних, економічних, ринкових, екологічних умов, заходів з управління попитом та енергоефективності, з дотриманням стандартів операційної безпеки²⁴¹. Такий звіт має включати:

- 1) опис сценаріїв розвитку;
- 2) методологію моделювання попиту та пропозиції ЕЕ та роботи ОЕС України;
- 3) аналіз основних тенденцій розвитку ГП та навантаження;
- 4) оцінку ризиків ОЕС України у разі настання критичних умов з використанням відповідних критеріїв оцінки;
- 5) результати розрахунків режимів роботи ОЕС України за найгіршими сценаріями та заходи із запобігання дефіциту генеруючої та передавальної потужності.

Порядок підготовки, зміст та методологічні засади підготовки такого звіту визначаються Кодексом системи передачі (Постанова НКРЕКП 14.03.2018 № 309), згідно з яким²⁴²:

відповідність (достатність) ГП – здатність енергосистеми безперервно задовольняти попит на ЕЕ, з параметрами відповідної якості, та потужність з урахуванням запланованих та незапланованих відключень елементів енергосистеми;

оцінка відповідності (достатності) ГП – визначення можливості виконання вимог щодо балансової надійності ОЕС України при заданій структурі ГП або при її формуванні з урахуванням пропускнуої спроможності передавальної електричної мережі та можливості її розвитку.

Такий звіт повинен розроблятися на щорічній основі та передбачає плановий та звітний етап, а також громадські слухання (табл. 2.1).

Кількість сформованих ОСП довгострокових прогнозних сценаріїв розвитку попиту та пропозиції в ОЕС України повинна бути достатньою, щоб охопити реалістичний діапазон можливих шляхів розвитку на довгострокову перспективу, та не може бути менше трьох. Формування найбільш ймовірного (базового) сценарію на перспективу найближчих 15 років повинно базуватися на результатах багатofакторного аналізу показників розроблених

²⁴¹ Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 р. № 2019-VIII. *Законодавство України*. URL : <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

²⁴² Постанова НКРЕКП «Про затвердження Кодексу системи передачі» 14.03.2018 № 309. *Законодавство України*. URL : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18>.

довгострокових сценаріїв розвитку попиту та пропозиції з оцінкою ризиків порушення вимог безпеки постачання.

Таблиця 2.1

Часові рамки розробки звіту з оцінки відповідності (достатності) ГП

Часові терміни	Звітний період	Плановий період
Рік розробки	T*	T+1
Дата оприлюднення документа ОСП	до 01 листопада	до 15 березня
Дата надання проекту документа на затвердження Регулятора	до 15 грудня	до 01 травня
Перший рік, що розглядається в документі	T+2	T+2

Примітка: T – рік розробки Звіту

При моделюванні розвитку ГП в ОЕС України ОСП має здійснювати моделювання покриття графіків електричних навантажень, зокрема для днів з найбільш складними умовами роботи ОЕС України (мінімум та максимум навантажень, гідрологічні обмеження (повінь, межень) тощо), а також для характерних робочих та вихідних днів опалювального та неопалювального сезонів. За результатами проведених досліджень та моделювань ОСП оцінює відповідність (достатність) ГП шляхом розрахунку критеріїв (індикаторів) оцінки надійності/достатності, з-поміж яких критерій ймовірності втрати навантаження (LOLE), критерій очікуваної непоставленої енергії (EENS), критерій залишкової потужності (запасу потужності)²⁴³.

Аналіз представлених національним ОСП прогнозів засвідчує відсутність розрахунку задекларованих показників. Тоді як, сам методичний підхід ПрАТ «НЕК Укренерго» до оцінки достатності ГП є радше підходом до форсайт-прогнозування, оскільки різноманітність представницьких сценаріїв розвитку ГП зумовлює значну невизначеність на середньостроковому горизонті прогнозування. Тоді як кінцевим результатом такого звіту, як зазначається у самому звіті, є попередньо визначається перелік необхідних заходів щодо розвитку генерації та реалізації заходів з управління попитом, а також формування пропозицій щодо використання механізму «гарантування інвестицій в потужність» та стимулювання впровадження заходів з управління попитом²⁴⁴.

Збудовані національним ОСП прогнози розвитку ГП засновані на широкому спектрі сценарних припущень потенційного розвитку економіки та енергетики, що ускладнює завдання оцінки адекватного розвитку ГП. Тоді як цільовий сценарій розвитку ГП представляє радше консервативний прогноз, оскільки враховує лише заявлені заходи операторів виробників ЕЕ та не передбачає додаткових проектів з розвитку ГП.

Враховуючи зазначене, поточний методичний підхід до оцінки адекватності розвитку ГП не відповідає вимогам Регламенту № 714 / 2009 та

²⁴³ Постанова НКРЕКП «Про затвердження Кодексу системи передачі» 14.03.2018 № 309. *Законодавство України*. URL : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18>.

²⁴⁴ Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей від 09.10.2017. ДП «НЕК Укренерго». 2017. URL : <https://ua.energy/majbutnye-ukrenergo/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej/>.

Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей від 20.11.2018. ДП «НЕК Укренерго». 2018. URL : <https://ua.energy/majbutnye-ukrenergo/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej/>.

методології прогнозування адекватності розвитку ГП ENTSO-E, тому вбачається необхідність до його вдосконалення.

Відтак, ОСП відповідальний не тільки за поточне балансування ОЕС, але й за прогнозування її збалансованого розвитку у середньостроковому та довгостроковому періодах. Метою такого прогнозу є визначення сталого шляху розвитку енергосистеми з урахуванням безпеки постачань ЕЕ. Оскільки на лібералізованому ринку ЕЕ відсутнє централізоване планування розвитку ОЕС, то виникає необхідність оцінки адекватності розвитку ГП для забезпечення середньо- та довгострокового балансу попиту та пропозиції ЕЕ, а також розробки цільового сценарію розвитку ГП, тоді як роль державних органів регулювання РЕЕ полягатиме в ініціюванні організаційно-економічних механізмів залучення інвестицій у забезпечення цільового розвитку ГП.

Загалом, прогнозування адекватності розвитку ГП повинно охоплювати 3 ключових етапи: розробку консервативного сценарію розвитку ГП на наступні 10 років із проекцією на стратегічний період → оцінку адекватності розвитку ГП → обґрунтування заходів щодо усунення вузьких місць в енергосистемі, – для чого пропонується відповідний методичний підхід (рис. 2.6).

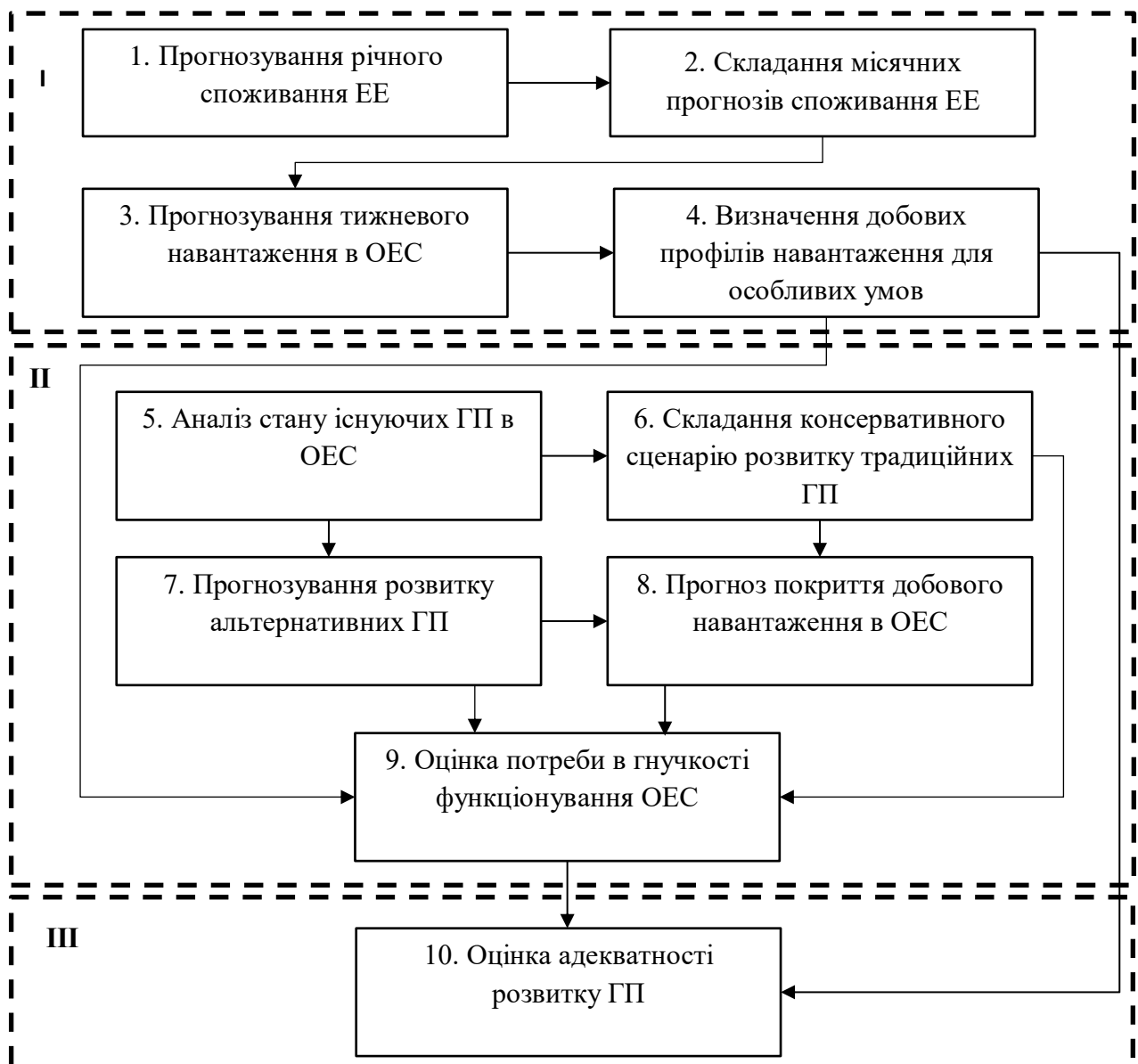


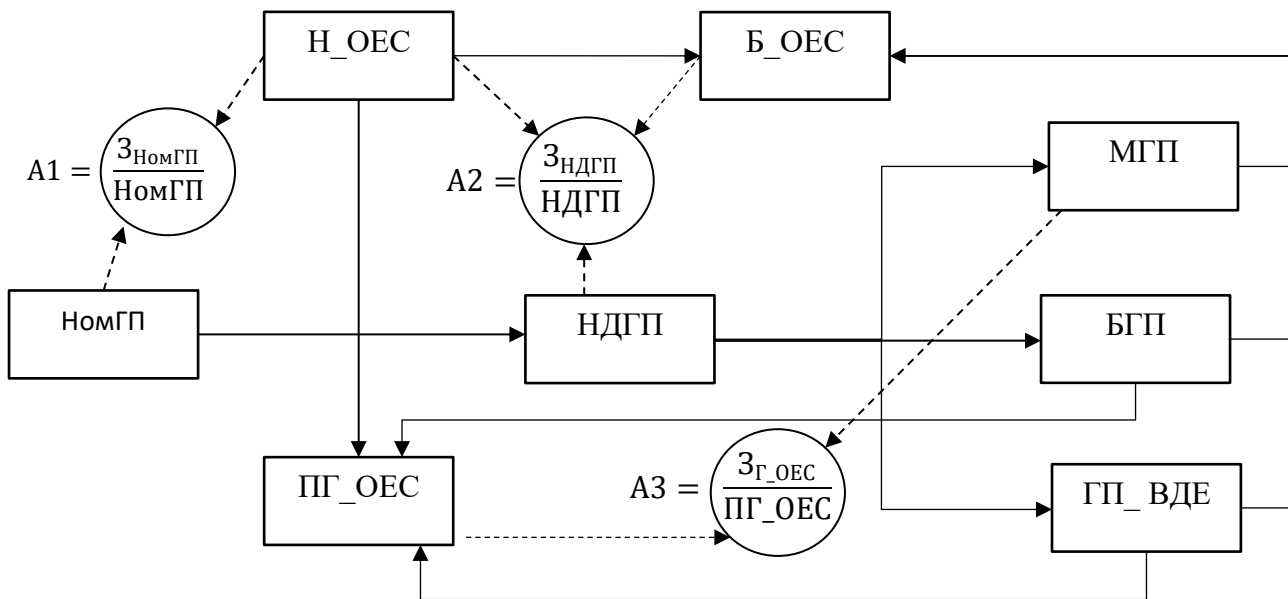
Рис. 2.6. Методичний підхід до оцінки адекватності розвитку ГП

Для оцінки адекватності розвитку ГП використовуються дві підсистеми, розрахунок прогнозів яких може відбуватися паралельно:

1) підсистема електроспоживання включає прогнозування основного (річного) тренду споживання ЕЕ та його декомпозицію до рівня часових інтервалів (рік → місяць → тиждень → доба → година);

2) підсистема електрогенерації передбачає прогнозування обсягу номінальних та наявно доступних ГП та складання енергетичного міксту ГП для кожної години прогнозного навантаження;

3) оцінка адекватності розвитку ГП відбувається шляхом порівняння двох підсистем, в результаті чого встановлюється можливість задоволення попиту ЕЕ наявно доступною ГП в кожний момент часу.



Ном_ГП – номінальна ГП; ндгп – наявно доступна ГП;

МГП – маневрові ГП;

БГП – базові ГП;

ВДЕ_ГП – ГП відновлювальної енергетики;

Н_ОЕС – навантаження в ОЕС;

Б_ОЕС – баланс попиту та пропозиції в ОЕС;

ПГ_ОЕС – потреба в гнучкості ОЕС;

З_{ном_гп}, З_{ндгп} – запаси номінальної ГП, наявно доступної ГП та гнучкості відповідно;

A1, A2, A3, A4 – критерії оцінки адекватності розвитку ГП

Рис. 2.7. Структурно-логічна аналітична модель оцінки адекватності розвитку ГП

Оцінку адекватності розвитку пропонується здійснювати за наступною структурно-логічною аналітичною моделлю (рис. 2.7) та за кількісними та якісними показниками (табл. 2.2). До оцінки адекватності розвитку ГП доцільно включити 4 критерії:

1) критерій A1 – запас номінальної потужності – відображає номінальну здатність ГП задовольняти споживчі потреби в ЕЕ;

2) критерій A2 – запас наявно доступної потужності – визначає здатність наявно доступної ГП з урахуванням планових відключень та резервів в ОЕС задовольняти споживчі потреби в ЕЕ;

3) критерій A3 – запас гнучкості ГП – визначає здатність маневрових ГП, пікових та напівпікових одиниць, змінюватися відповідно до зміни графіку

навантаження в ОЕС.

На основі оцінки визначених критеріїв адекватності розвитку ГП, яка робиться за результатами консервативного сценарію, можливо визначити напрями розвитку ГП в національній ОЕС, якою оперує ОСП, що будуть закладені в основу цільового сценарію розвитку. Однак, оцінка адекватності розвитку ГП є завершальним етапом розробки консервативного сценарію (10 етапом методичного підходу на рис. 2.6), якій передують прогнозування споживання ЕЕ (етапи 1 – 4) прогнозування генерації ГП ОЕС (етапи 5 – 9). Згідно методології розробки прогнозів розвитку ГП ENTSO-E та норм Кодексу систем передачі, оцінка адекватності розвитку ГП у 2019 р. повинно охоплювати прогноз на 2021 – 2030 рр. (Т+2) із проекцією на 2035 р. (строк реалізації Енергетичної стратегії до 2035 р.).

Таблиця 2.2

Показники оцінки адекватності розвитку ГП в ОЕС

Показник	Формула розрахунку
Кількісні показники	
Номінальна ГП (НомГП)	$\text{НомГП} = \sum_{k=1}^L \text{НомГП}_i,$ де НомГП _і – номінальна ГП k-ого енергоблоку, МВт
Наявно доступна ГП (НДГП)	$\text{НДГП} = (\text{НомГП} - \text{ГП}_{\text{невик}} - \text{ГП}_R - \text{ГП}_{\text{ПР}} - \text{ГП}_{\text{СР}}) \times (1 - \text{ВлПот}),$ де ГП – невикоритовувана потужність, МВт; ГП _Р – ГП на реконструкції, МВт; ГП _{ПР} – ГП на плановому ремонті, МВт; ГП _{СР} – ГП в системному резерві, МВт; ВлПот – відносні витрати ЕЕ на власні потреби електрогенерації, коеф.
Навантаження в ОЕС (Н_ОЕС)	$\text{Н_ОЕС} = \sum_{m=1}^N \text{Н}_m \pm \sum_{p=1}^R \text{П}_p,$ де Н _м – навантаження m-ої категорією споживачів ЕЕ, МВт; П _р – перетоки ЕЕ до р-ої ОЕС, МВт
Потреба в гнучкості ОЕС (ПГ_ОЕС)	$\text{ПГ_ОЕС} = \Delta \text{Н_ОЕС} - \text{БГП} + \text{ГП_ВДЕ},$ $\Delta \text{Н_ОЕС} = \text{Н_ОЕС}_{\text{МАКС}} - \text{Н_ОЕС}_{\text{МИН}}, \text{ тоді як}$ де Н_ОЕС _{МАКС} , Н_ОЕС _{МИН} – максимальне та мінімальне навантаження в ОЕС відповідно; БГП – базові ГП, які повинні залишатися в дії постійно, МВт (до них відноситься потужності АЕС та ТЕЦ, мінімально необхідні потужності ТЕС та ГЕС); ГП_ВДЕ – ГП відновлювальної енергетики, виробництво ЕЕ на яких залежить від погодних умов (потужності СЕС та ВЕС), МВт
Маневрові ГП (МГП)	$\text{МГП} = \sum_{s=1}^T \text{ГП_пiк}_s + \sum_{v=1}^W \text{ГП_напiв}_v,$ де ГП_пiк _с – ГП пікового навантаження, які здатні швидко (протягом декількох хвилин) змінювати навантаження від 0 до максимуму, (до них відносяться потужності ГЕС, ГАЕС, а також ГТУ) МВт; ГП_напiв _в – ГП напівпікового навантаження, які здатні змінювати навантаження з певною швидкістю від мінімального до максимального навантаження в залежності від технологічних особливостей (до них відносяться потужності ТЕС, зокрема ПТУ та ПГТУ), МВт
Залишок номінальної ГП (З _{НомГП})	$\text{З}_{\text{НомГП}} = \text{Н_ОЕС} / \text{КВВП}_{\text{МАКС}} - \text{НомГП},$ де КВВП _{МАКС} – максимальний коефіцієнт використання генеруючої потужності
Запас наявно доступної ГП (З _{ндгп})	$\text{З}_{\text{ндгп}} = \text{Н_ОЕС} / \text{КВВП}_{\text{МАКС}} - \text{НДГП},$
Запас гнучкості	$\text{З}_{\text{Г_ОЕС}} = \text{ПГ_ОЕС} / \text{КВВП}_{\text{МАКС}} - \text{МГП}$

в ОЕС (З _{Г_ОЕС})	
Якісні показники	
Запас номінальної ГП (A1 = %З _{НомГП})	$\%З_{\text{НомГП}} = \frac{H_{\text{ОЕС}}}{\text{НомГП}} \times 100 \%$
Запас наявно доступної ГП (A2 = %З _{НДГП})	$З_{\text{НДГП}} = \frac{H_{\text{ОЕС}}}{\text{НДГП}} \times 100 \%$
Запас гнучкості в ОЕС (A3 = %З _{Г_ОЕС})	$\%З_{\text{Г_ОЕС}} = \frac{\text{МГП}}{\Delta\text{Г_ОЕС}} \times 100 \%$

Прогнозування споживання ЕЕ передбачає визначення річного електроспоживання на середньостроковому часовому горизонті та його декомпозицію до рівня погодинного навантаження в ОЕС. Фундаментальними чинниками, що визначають річний тренд споживання ЕЕ, можуть виступати темпи економічного зростання, інвестицій, чисельності та доходів населення, а також енергоефективність, вплив яких на динаміку електроспоживання в ОЕС пропонується оцінити за ретроспективним аналізом на основі виробничої функції Кобба-Дугласа. Для економіко-математичного моделювання електроспоживання результати життєдіяльності (табл. 2.3) умовно виступають в якості ресурсів, оскільки визначають попит на ЕЕ, а технологічний коефіцієнт відображає енергоефективність. На основі ретроспективної динаміки визначених чинників виробнича функція Кобба-Дугласа приймає наступний вид:

$$T_{\text{ЕЕ}} = 1,037 \times T_{\text{ВВП}}^{0,681} \times T_{\text{І}}^{-0,044} \times T_{\text{Д}}^{0,084} \times T_{\text{Ч}}^{0,289}, R^2 = 0,87 \text{ та } \bar{\varepsilon} = 2,8 \%$$

де T_{ЕЕ}, T_{ВВП}, T_І, T_Д, T_Ч – темпи зростання електроспоживання, ВВП, інвестицій, доходів та чисельності населення відповідно.

Сума показників ступеня отриманої функції більше одиниці, що відображає зростаючу віддачу ресурсів.

Таблиця 2.3

Вихідні дані для прогнозування попиту на ЕЕ в Україні

Рік	Попит на ЕЕ, ГВт*год./ рік	ВВП за ПКС, млрд. дол. США	Інвестиції, млрд дол. США	Доходи населення, дол. США / особу/ міс.	Чисельність населення, млн осіб
2008	170,7	475,2	44,3	217,0	46,4
2009	154,9	403,5	19,5	156,2	46,1
2010	169,9	404,7	19,0	192,7	46,0
2011	173,3	427,0	26,2	222,3	45,8
2012	171,2	427,8	34,2	249,6	45,6
2013	168,2	427,8	31,3	272,8	45,6
2014	158,9	399,6	18,5	187,8	45,4
2015	147,7	360,4	12,5	121,3	42,9
2016	146,5	369,1	14,1	120,9	42,8
2017	150,9	378,3	16,9	143,4	42,6
2018	159,4	391,5	9,9	227,8	42,4

За умов припущення (сценарне припущення № 1) підтримання помірних темпів економічного розвитку, що відповідають середньостроковому прогнозу МВФ (T_{ВВП} = 2,5 %, T_І = 1 %, T_Д = 2,5 %, T_Ч = -0,5 %) електроспоживання буде збільшуватися на 1,7 % на рік (рис. 2.8). Верхню та нижню границю

прогнозу було розраховано за правило «трьох сігм».

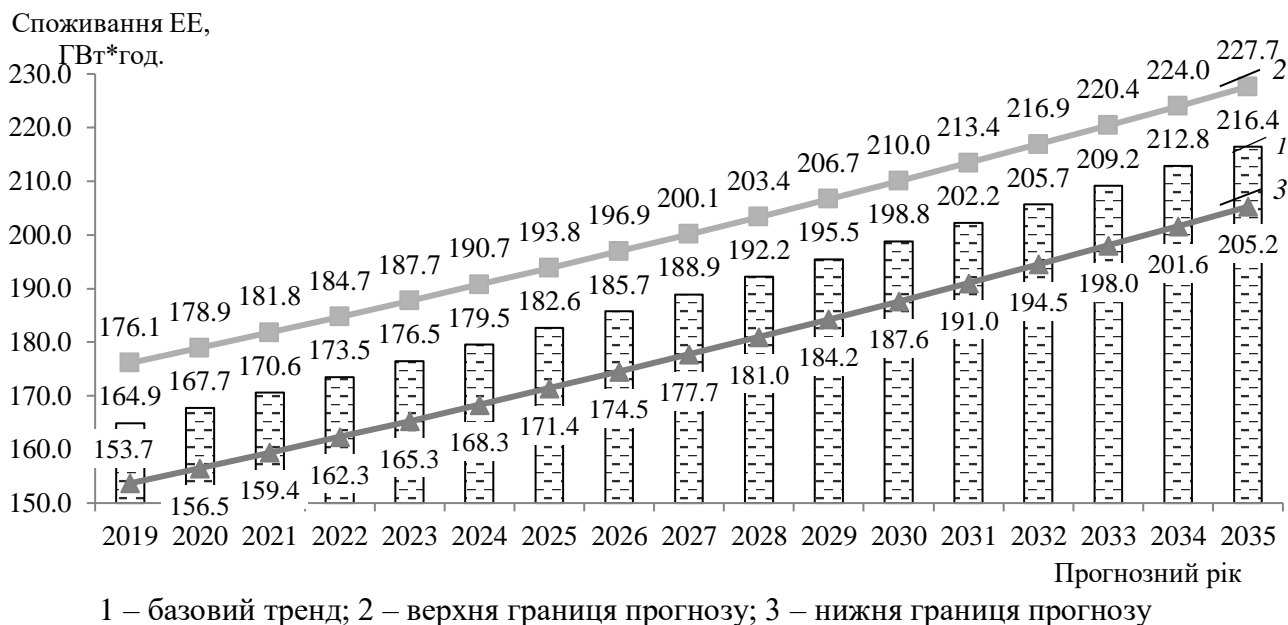


Рис. 2.8. Прогнозна динаміка електроспоживання в ОЕС України у 2019 – 2035 рр.

Таким чином, споживання ЕЕ у 2019 р. прогнозується на рівні 164,5 ГВт*год., у 2021 р. – 170,6 ГВт*год., у 2025 р. – 182,5 ГВт*год., у 2030 р. – 198,8 ГВт*год., у 2035 р. – 216,4 ГВт*год. При цьому відхилення від базовому тренду знаходиться в діапазоні 11,2 ГВт*год., що відповідає довірчому інтервалу прогнозування. Проте, як відомо, споживання ЕЕ має значну циклічність за місяцями року, днями тижня та годинами доби. Аналіз ретроспективних даних місячних обсягів споживання в 2016 – 2018 рр. дозволяє встановити місячні коефіцієнти сезонності, на основі яких проводиться декомпозиція річних обсягів споживання ЕЕ у місячні (рис.2.9).

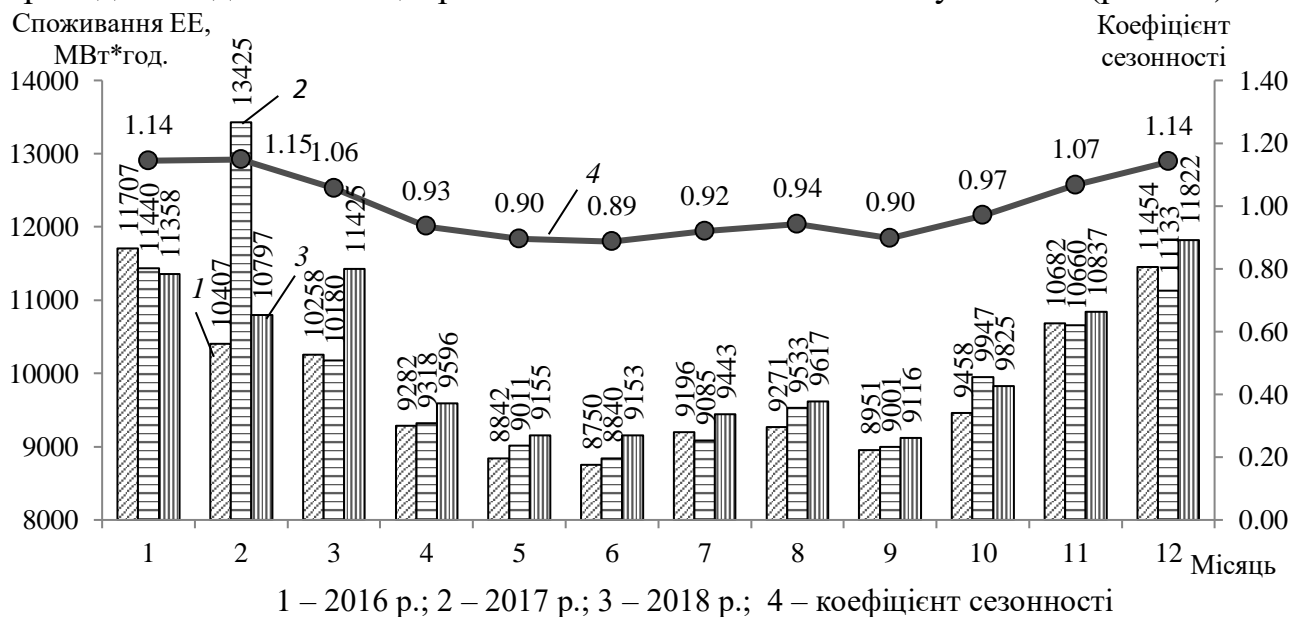


Рис. 2.9. Ретроспективна динаміка місячного споживання ЕЕ в ОЕС України у 2016 – 2018 рр.

Відповідно до розрахованих коефіцієнтів сезонності прогноз місячного споживання матиме наступний вид (рис. 2.10).

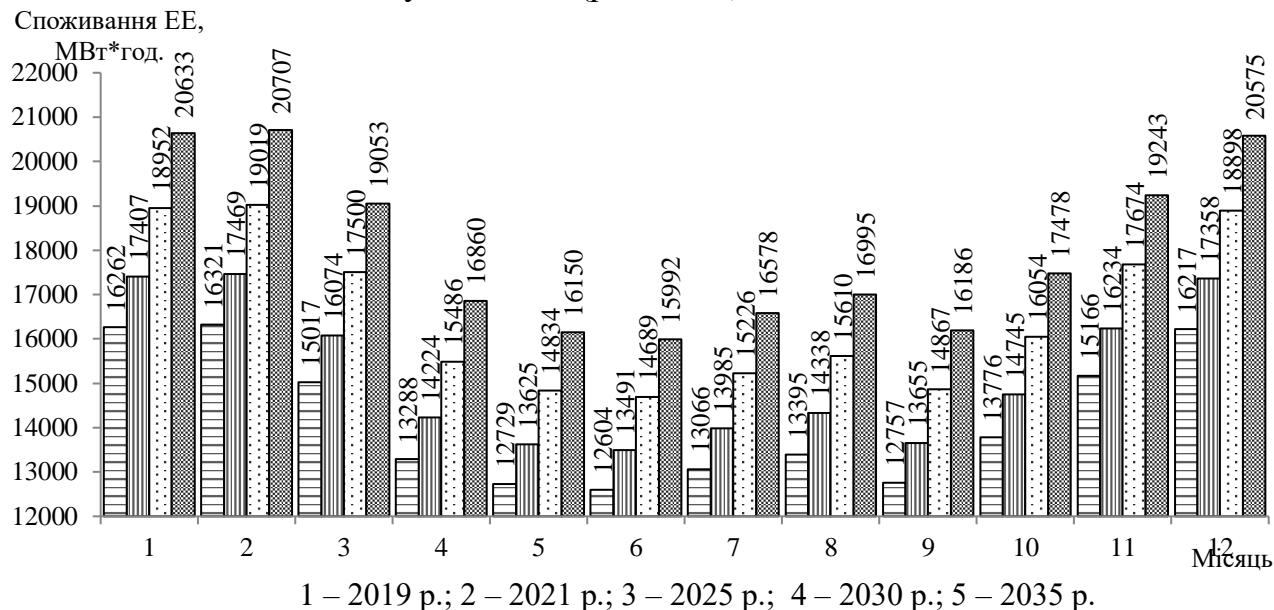


Рис. 2.10. Прогнозна динаміка місячного споживання ЕЕ в ОЕС України у 2019 – 2035 рр.

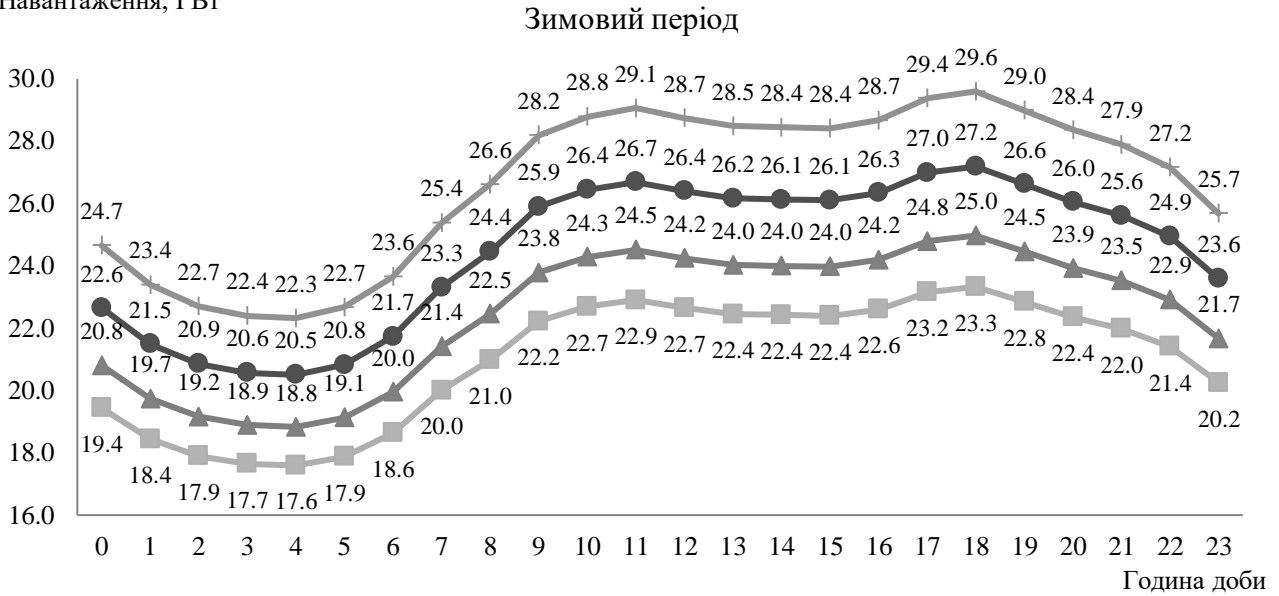
Аналогічно відбувається прогнозування тижневої та добової динаміки споживання ЕЕ.

Особливо значення для адекватності ОЕС є забезпечення відповідності попиту та пропозиції ЕЕ в особливих умовах функціонування, якими є зимовий максимум, літній максимум та паводок, посухи. На основі ретроспективної динаміки погодинного навантаження в ОЕС України у 2016 – 2018 рр. розробляються прогнозні типові профілі навантаження для цих режимів електроспоживання (рис. 2.1. – рис. 2.12). Добова циклічність в зимовий період дозволяє спрогнозувати досягнення максимального навантаження о 18 год. у 2021 – 23,3 ГВт, у 2025 р. – 25,0 ГВт, а у 2030 р. – 27,2 ГВт., 2035 р. – 29,6 ГВт, тоді як мінімальне навантаження о 4 год. – на рівнях від 17,0 до 22,3 ГВт відповідно. При цьому різниця між добовими максимумами та мінімумами складе 33 %. Для весняного періоду різниця між добовим максимумом (21 год.) та мінімумом (3 год.) встановлена 36 %, за умов якого максимальне навантаження становитиме від 18,4 ГВт до 24,1 ГВт, а мінімальне – від 13,3 ГВт до 17,7 ГВт у прогнозному періоді.

Для літнього періоду доцільно виділити два добових максимуми: о 14 год. та 22 год., коефіцієнти добової циклічності для яких складають 1,096 та 1,089 відповідно, тоді добовий мінімум припадає на 5 год. ранку та скататиме від 13,2 ГВт для 2019 р. до 17,3 ГВт для 2035 р.

Для осіннього періоду різниця між добовими максимумом та мінімумом встановлена на рівні 36 %, при цьому максимум навантаження припадатиме на 19 год., тоді як мінімум – на 3 год. Зазначений прогноз є першою основною складовою оцінки адекватності розвитку ГП.

Навантаження, ГВт



Навантаження, ГВт

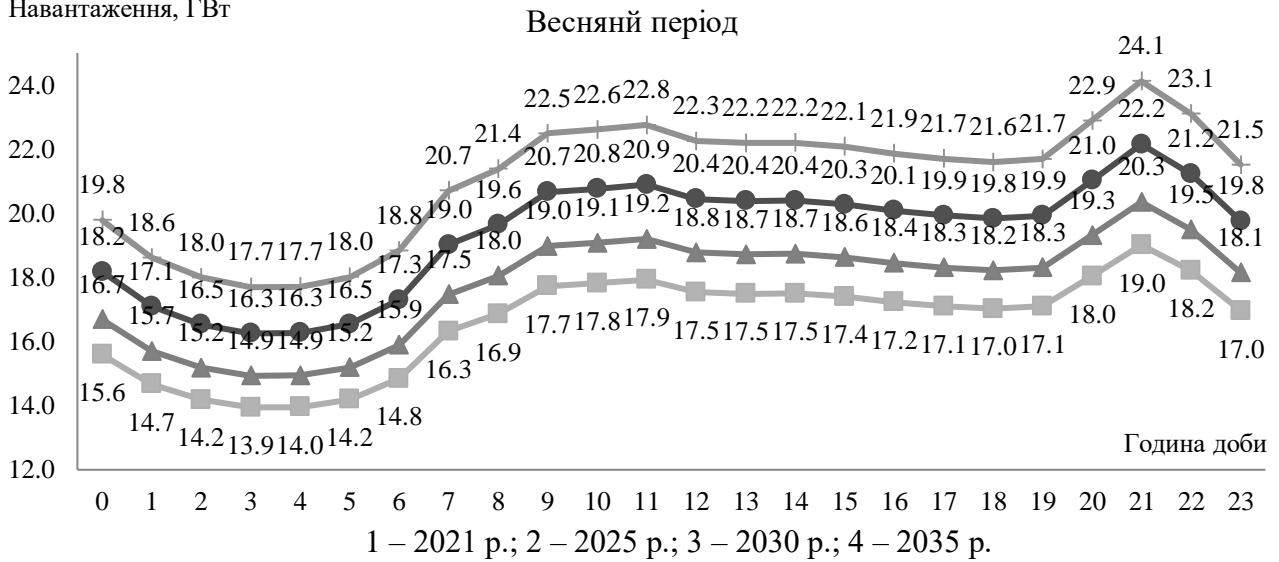
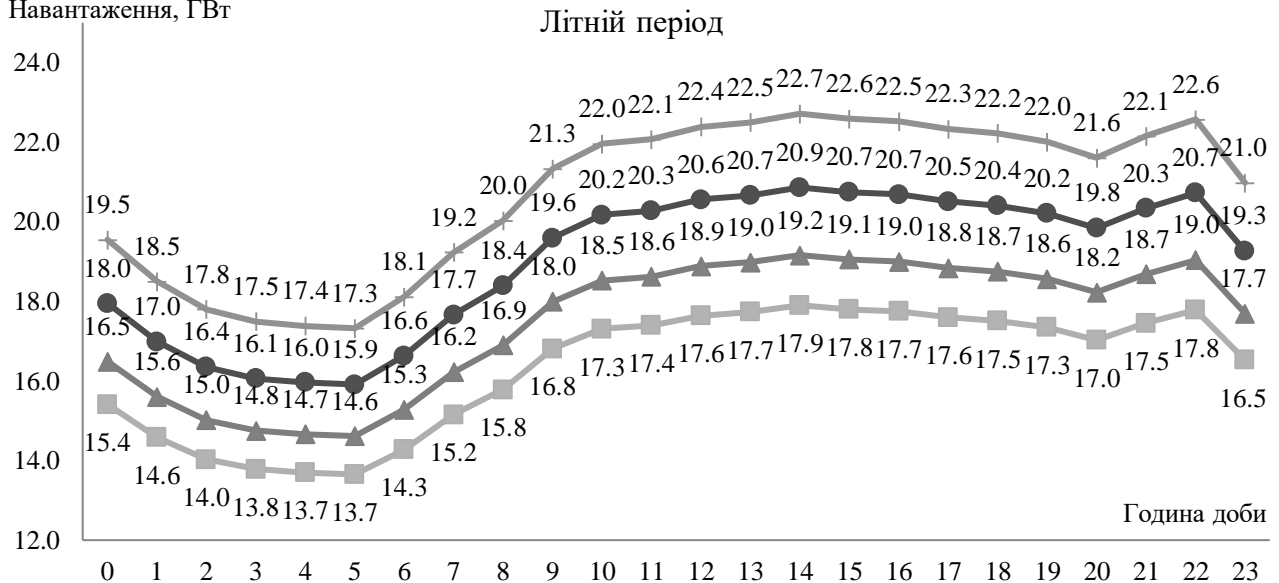
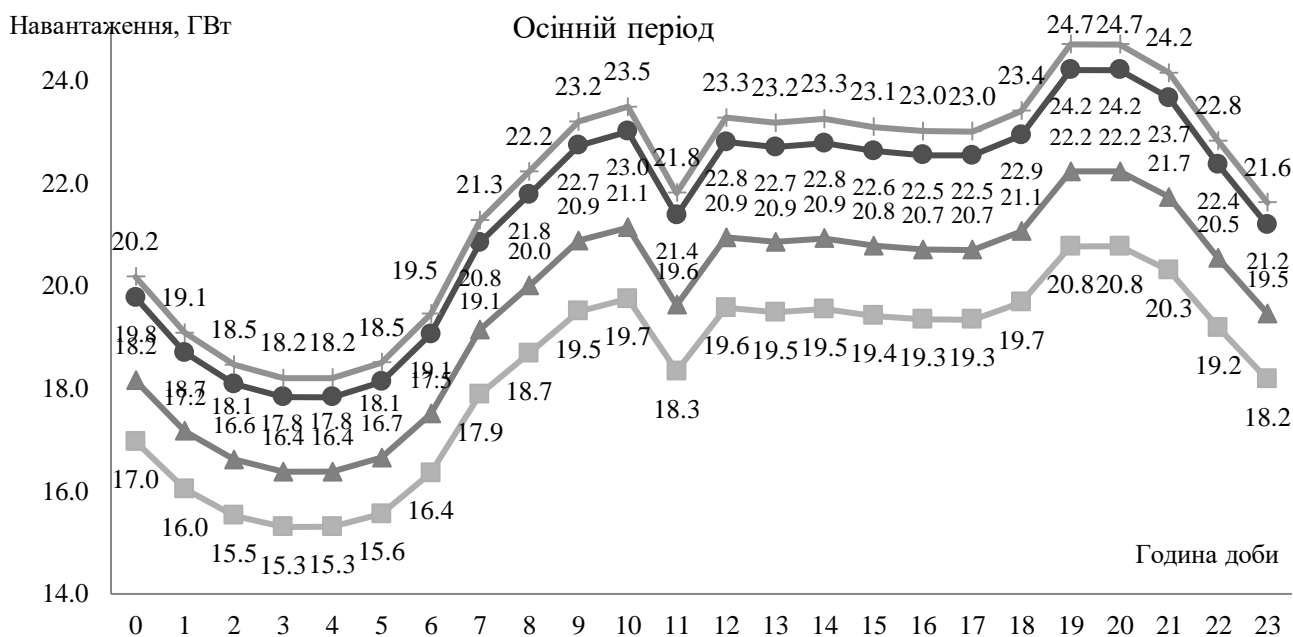


Рис. 2.11. Прогноз типового профілю погодинного навантаження для зимового та весняного періодів в 2021 – 2035 рр.

Навантаження, ГВт





1 – 2021 р.; 2 – 2025 р.; 3 – 2030 р.; 4 – 2035 р.

Рис. 2.12. Прогноз типового профілю погодинного навантаження для літнього та осіннього періодів в 2021 – 2035 рр.

Другий блок процесів методичного підходу на рис. 3 передбачає прогнозування навантаження на об'єктах електрогенерації. Основні ГП ОЕС України зосереджені на (рис. 2.13):

- 4-х АЕС, на яких діють 15 енергоблоків, збудованих із 1980 по 2004 рр., сумарною номінальною потужністю 13835 МВт ;
- 7 ГЕС на річках Дніпро й Дністер потужністю 4660,7 та 3-х ГАЕС потужністю 1509,5 МВт в генераторному та 1857 МВт в насосному режимах;
- 12 ТЕС потужністю 21842 МВт та ТЕЦ потужністю 6099,5 МВт;
- ВДЕ, які складаються із СЕС потужністю 1388,3 МВт, ВЕС – 532,8 МВт та БЕС – 97,5 МВт.

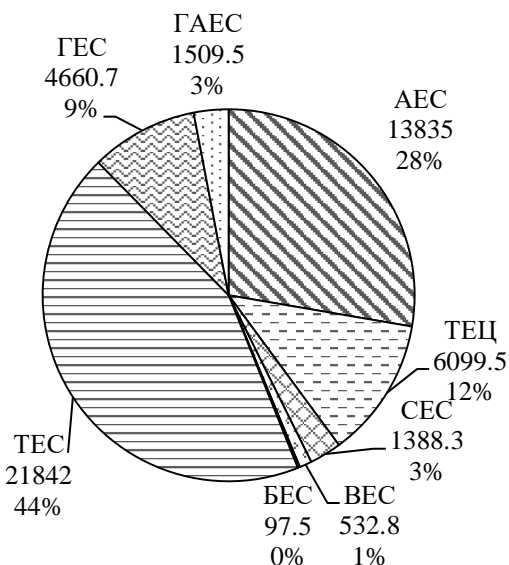
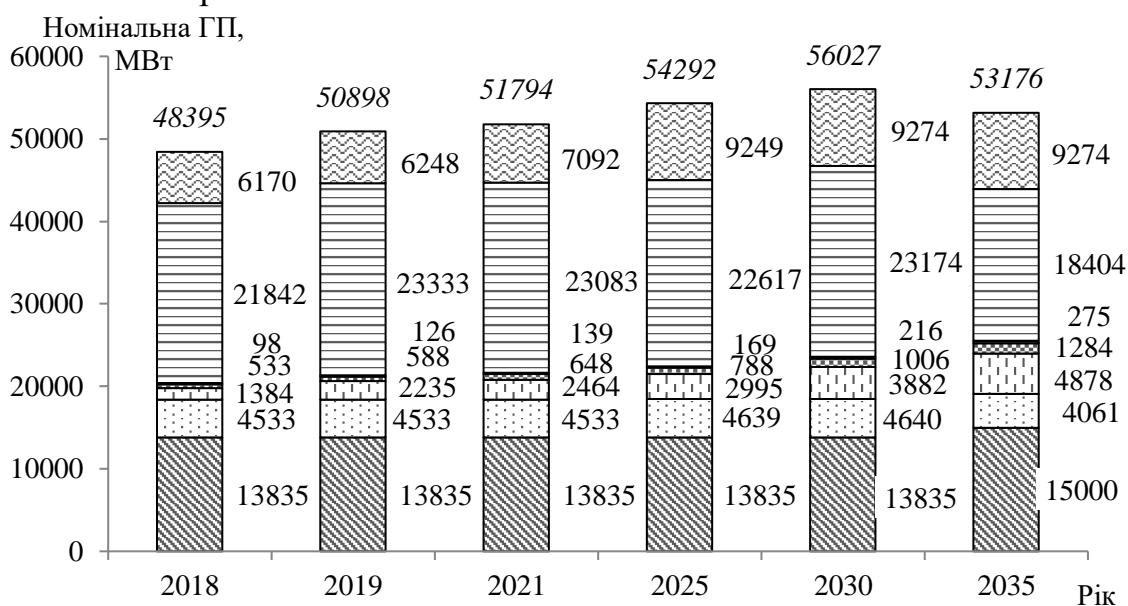


Рис. 2.13. Структура номінальних ГП в ОЕС України у 2018 р.

Різні види ГП відіграють різну роль в ОЕС України, забезпечуючи базове (АЕС та ТЕЦ), пікове (ГЕС та ГАЕС) та напівпікове (ТЕС) навантаження,

приймаючи участь у добовому, тижневому, місячному балансуванні ЕЕ.

Консервативний прогноз розвитку ГП передбачає реалізацію вже запланованих заходів із розвитку ГП, тому при його складанні були враховані Програма розвитку гідроенергетики України на період до 2026 року²⁴⁵, Стратегічний план розвитку НАЕК «Енергоатом» у 2018 – 2022 рр.²⁴⁶, а також дані Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок²⁴⁷. Припускається (сценарне припущення № 2), що всі заявлені заходи будуть реалізовані. Так, наприклад, усі енергоблоків АЕС продовжать своє функціонування на 10 років, та після проведення планових робіт – ще на 10 років, а енергоблоки 3 та 4 ХАЕС будуть введені в експлуатацію у 2027 та 2033 рр. (строк будівництва 1 енергоблоку складає 7 років). Як присукається (сценарне припущення № 3), розвитку ГП на ВДЕ до 2020 р. буде відбуватися за середніми темпами (ВЕС – 10 %, СЕС – 61 %, БЕС – 28 %), а після впровадження аукціонних механізмів торгівлі «зеленою» ЕЕ, за помірними темпами – 5 % на рік.



1 – АЕС; 2 – ТЕЦ; 3 – СЕС; 4 – ВЕС; 5 – БЕС; 6 – ТЕЦ; 7 – ГЕС та ГАЕС
Рис. 2.14. Прогноз номінально ГП ОЕС України в 2018 – 2035 рр.

Враховуючи вищезазначене, загальний обсяг номінальної ГП у 2019 – 2035 рр. має зрости на 4,8 ГВт (рис. 2.14), зокрема за рахунок:

– АЕС – на +1,165 ГВт за рахунок впровадження в експлуатацію атомних енергоблоків № 3 та № 4 на ХАЕС, та подовження всіх енергоблоків до терміну експлуатації на 50 років, а також виводу енергоблоків № 1 та № 4 на РАЕС;

– ТЕЦ – на -0,472 ГВт здебільшого у зв'язку із вибуттям застарілих ТЕЦ, які не заявлені до реконструкції та не відповідають сучасним екологічним

²⁴⁵ Розпорядження КМУ «Про схвалення Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року» від 13 липня 2016 р. № 552-р. *Законодавство України*. URL : <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/552-2016-%D1%80>.

²⁴⁶ Стратегічний план розвитку НАЕК «Енергоатом» у 2018 – 2022 рр. ДП «НАЕК Енергоатом». URL : http://www.energoatom.kiev.ua/files/file/strateg_chniy_plan_2018_2022_04042018.pdf.

²⁴⁷ Розпорядження КМУ «Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок» від від 8 листопада 2017 р. № 796-р. *Законодавство України*. URL : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-%D1%80>.

стандартам;

– ВДЕ – на +3,488 ГВт за рахунок стимулюючих механізмів розвитку ВДЕ, у т.ч. СЕС – на +2,643 ГВт, ВЕС – на 0,696 ГВт та БЕС – на 0,149 ГВт.

– ТЕС на -3,438 ГВт за рахунок реалізації передбачених заходів із реконструкції та виводу з експлуатації;

ГЕС та ГАЕС у генераторному режимі на +3,104 ГВт та ГАЕС у насосному режимі на +7,568 ГВт за рахунок реалізації запланованих заходів.

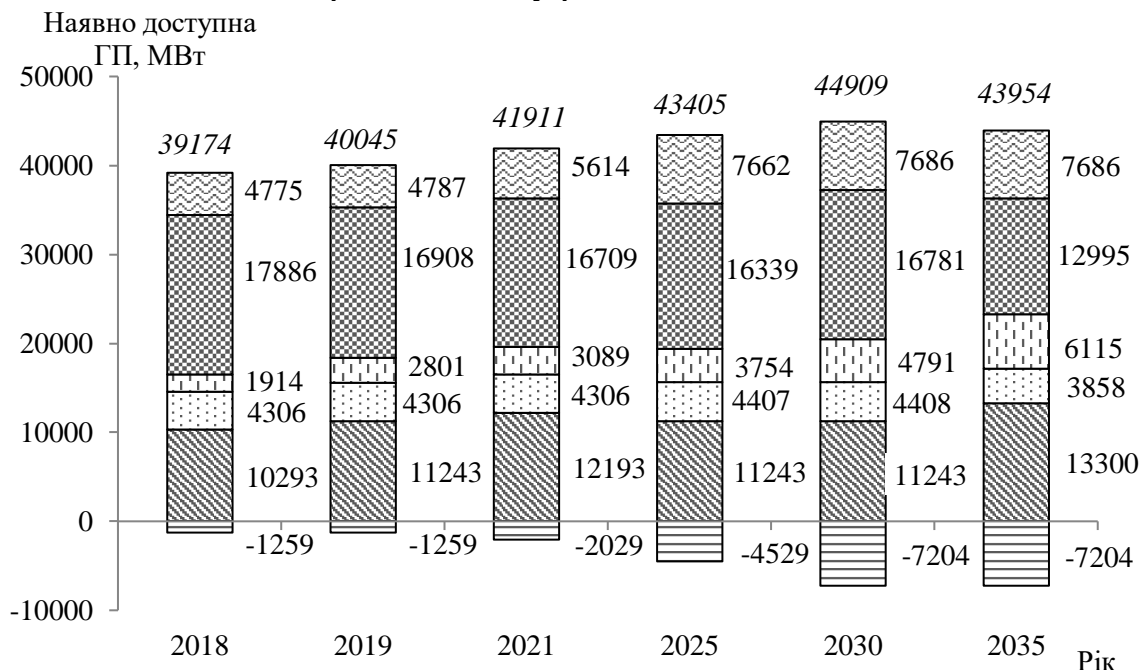
Проте, номінальна ГП відображає максимально можливий проектний рівень генерації ЕЕ, якого може бути досягнуто за ідеальних умов, тоді як наявно доступна ГП є очевидно нижчою за номінальну у зв'язку із (сценарне припущення № 4):

– необхідністю виведенням окремих одиниць ГП у системний резерв, який буде задіяний лише у випадку надзвичайних ситуацій. Зокрема в системному резерві перебувають потужності ТЕС, у т.ч. в холодному – 1000 МВт та гарячому – 700 МВт, а також ГЕС та ГАЕС в генераторному режимі – 600 МВт та ГАЕС у насосному режимі 200 МВт;

– планово-попереджувальними поточними та капітальними ремонтами. Припускається, що тривалість планово-попереджувальних ремонтів для усіх ГП складає 60 діб, а для АЕС – 90 діб;

– витратами ЕЕ на власне споживання енергоблоків, зокрема вироблення постійного струму, прийняті на рівні 5 % від згенерованої ЕЕ.

Відтак, для оцінки адекватності розвитку ГП визначальною є величина наявно доступної ГП, яка розраховується за формулою наведеною у табл. 2.2, прогнозна динаміка якої представлена у рис. 2.15.



1 – АЕС; 2 – ТЕЦ; 3 – ВДЕ; 4 – ТЕС; 5 – ГЕС та ГАЕС; 6 – ГАЕС закачка

Рис. 2.15. Прогноз наявно доступної ГП ОЕС України в 2018 – 2035 рр.

Отже, наявно доступна ГП може зрости на 4,783 ГВт в генераторному та 5,945 ГВт в насосному режимах у 2018 – 2035 рр.

На наступному кроці 2 етапу розраховується прогноз покриття добового навантаження в ОЕС України, адже різні види ГП призначені для різних режимів функціонування. Відтак, потреба в гнучкості ОЕС визначається за формулами наведеними у табл. 2.2. Передбачається (припущення № 5), що ГП,

буде працювати із середнім навантаженням, зокрема навантаження на:

- АЕС визначатиметься виходячи із середнього КВВП (95%) у ретроспективних періодах та прогнозованого обсягу наявно доступної ГП;
- ТЕЦ залишиться незмінним в прогнозованому періоді та визначатиметься потребами теплозабезпечення;
- ВДЕ визначатиметься за середніми погодинними КВВП у ретроспективному періоді та прогнозом наявно доступної ГП;
- ГП ГЕС та ГАЕС є абсолютно еластичними до зміни навантаження, однак необхідно підтримувати навантаження на мінімально рівні від наявно доступних ГП для сталої роботи в окремий період;
- завантаження ГП ТЕС визначається за залишковим принципом та здатне пристосовуватися до зміни навантаження в ОЕС не більше від 2 % від згенерованої потужності за попередню годину;
- для ГЕС та ТЕС відзначається максимальне завантаження ГП у годину добового максимуму, а для ГАЕС в насосному режимі – максимальне завантаження в годину добового мінімуму.

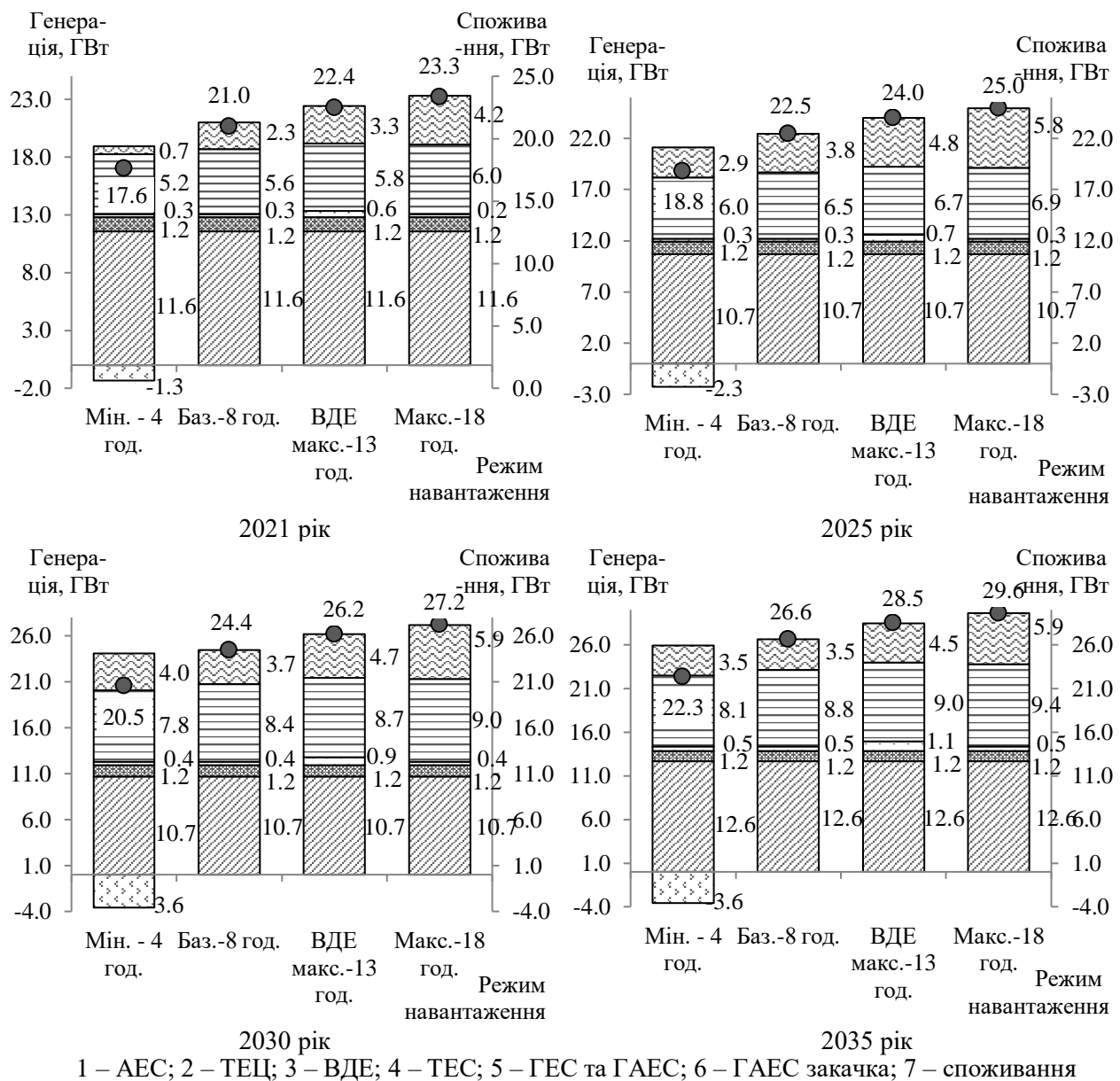
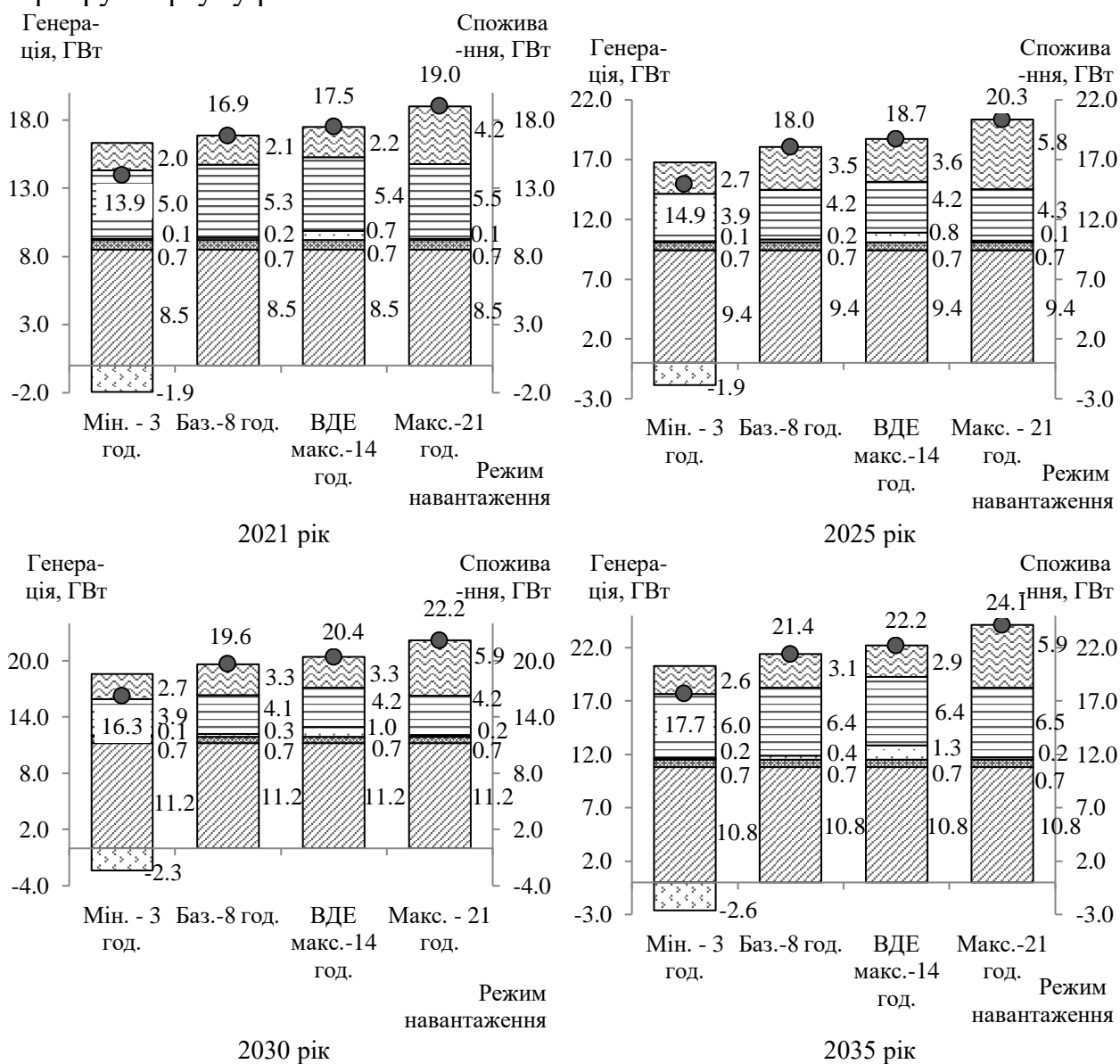


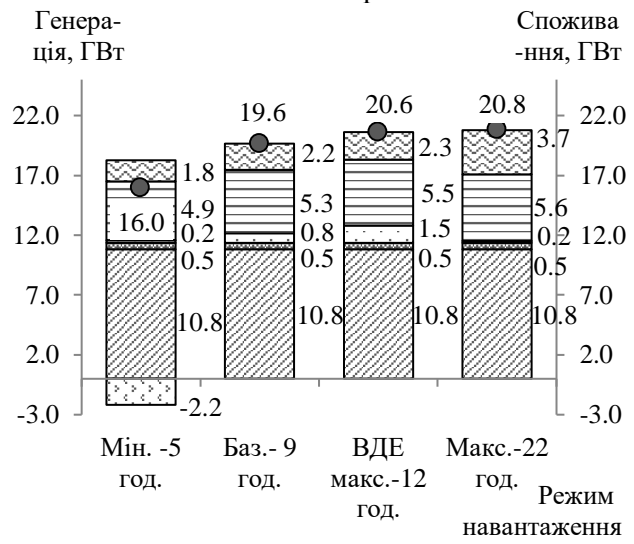
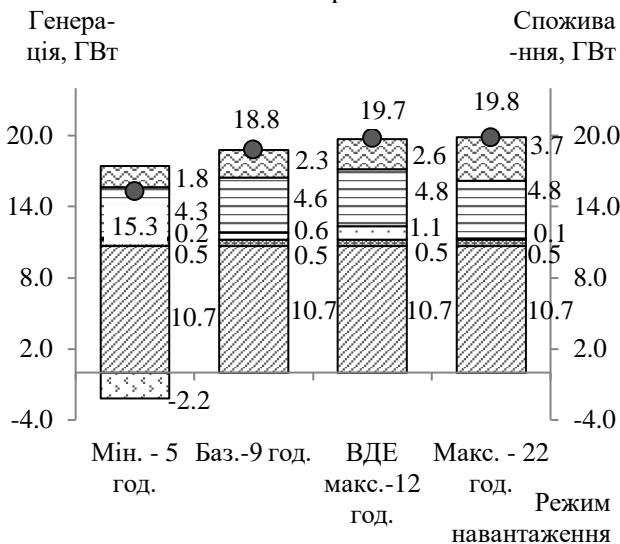
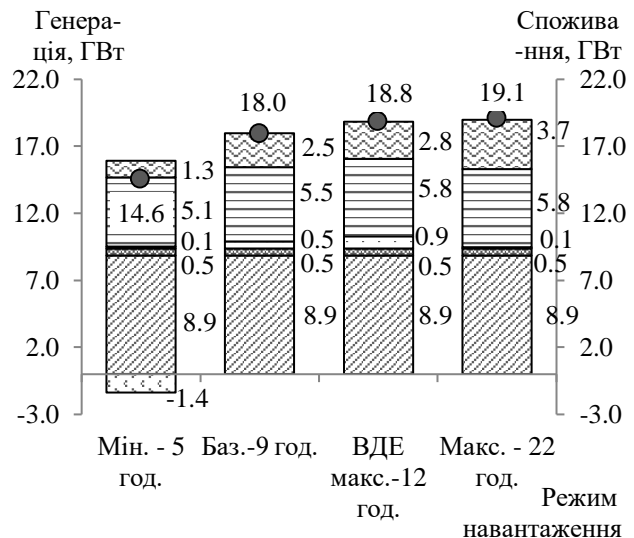
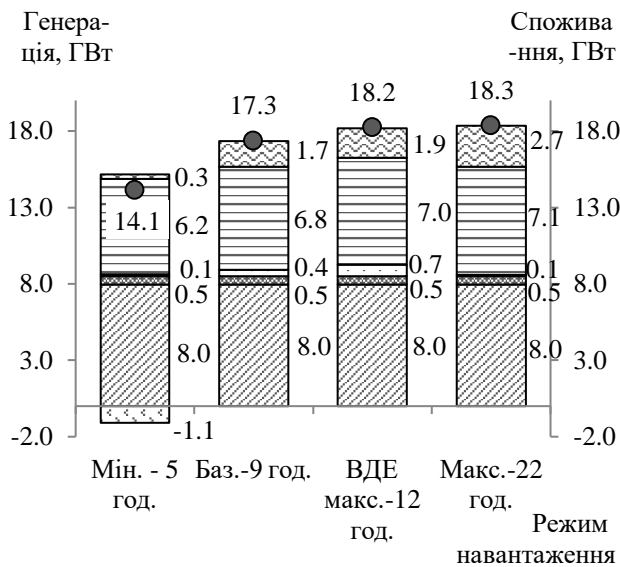
Рис. 2.16. Прогноз типового покриття добового навантаження у зимовий період у 2021 – 2035 рр.

Прогноз покриття добового навантаження в ОЕС в зимовий період у 2019 – 2035 рр. наведено на рис. 2.16 – рис. 2.19, виходячи з яких визначається наступне: у 2019 р. існує дефіцит офф-пікових потужностей (ГАЕС в насосному режимі) у розмірі 0,4 ГВт, що обумовить додаткове розвантаження ГП ТЕС понад встановлений нормативний коефіцієнт; у 2020 – 2030 рр. та до 2035 р. ОЕС буде збалансованою за рахунок реалізації Програми розвитку гідроенергетики до 2026 р. Загалом, реалізація Програми розвитку гідроенергетики до 2026 р є запорукою та має критичну значущість для збалансування ОЕС України. Відтак, дійсна адекватність розвитку ГП в ОЕС України пов'язується із реалізацією залишкового гідропотенціалу. Однак, її реалізація має ряд негативних результатів, серед яких:

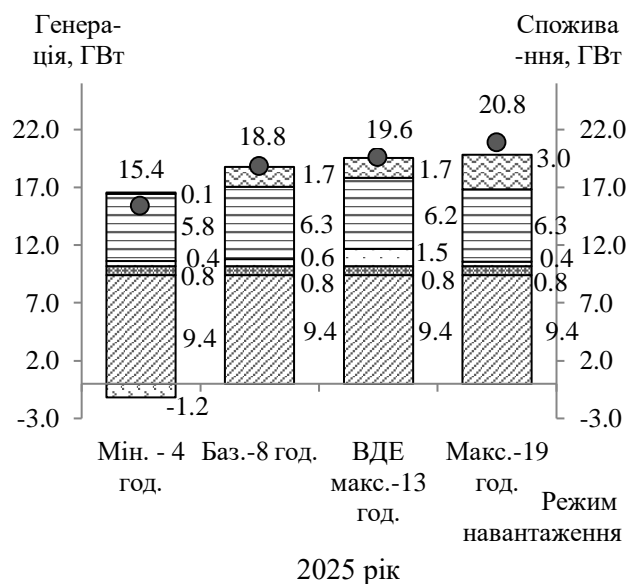
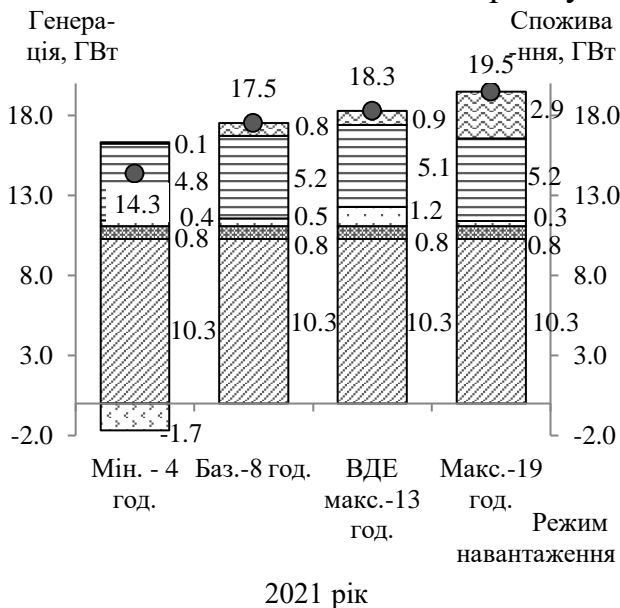
- економічні – реалізація залишкового гідроенергетичного потенціалу буде пов'язано із високими капітальними витратами;
- соціальні – будівництво каскадних ГЕС та ГАЕС вилучає із обороту родючі землі та може призвести до відселення мешканців прилеглих територій;
- екологічні – будівництво каскадних ГЕС та ГАЕС має негативний вплив на флору та фауну річок нижчих за течією.

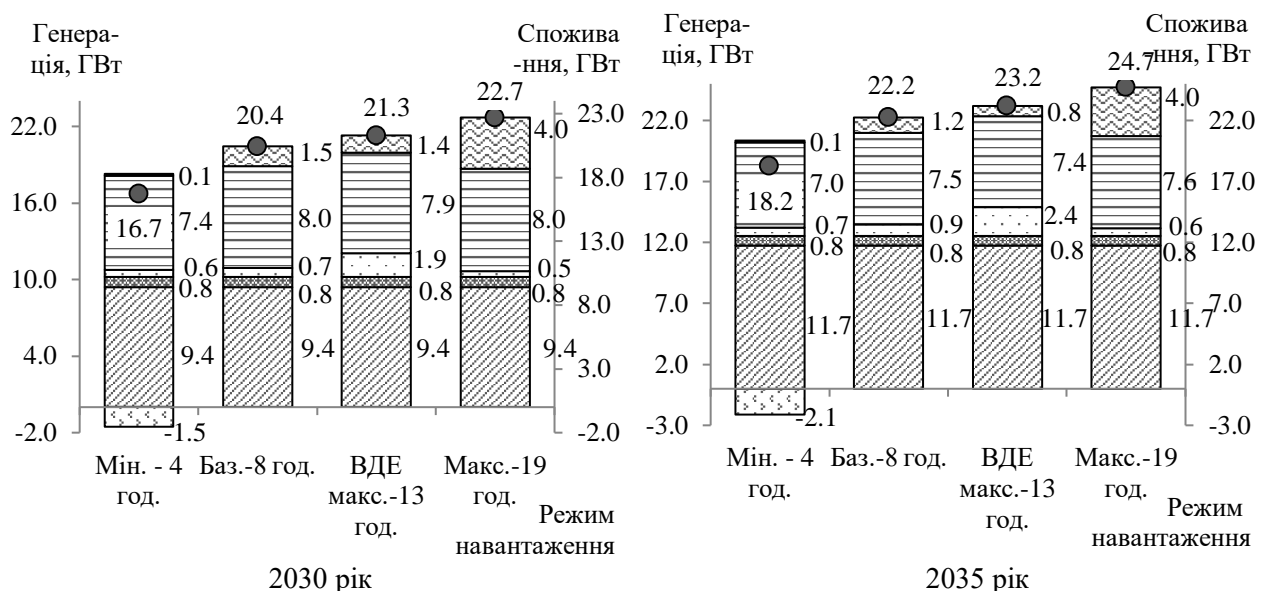


1 – АЕС; 2 – ТЕЦ; 3 – ВДЕ; 4 – ТЕС; 5 – ГЕС та ГАЕС; 6 – ГАЕС закачка; 7 – споживання
Рис. 2.17. Прогноз типового покриття добового навантаження у весняний період у 2019 – 2035 рр.



1 – АЕС; 2 – ТЕЦ; 3 – ВДЕ; 4 – ТЕС; 5 – ГЕС та ГАЕС; 6 – ГАЕС закачка; 7 – споживання
Рис. 2.18. Прогноз типового покриття добового навантаження у літній період у 2019 – 2035 рр.





2030 рік
 1 – АЕС; 2 – ТЕЦ; 3 – ВДЕ; 4 – ТЕС; 5 – ГЕС та ГАЕС; 6 – ГАЕС закачка; 7 – споживання
Рис. 2.19. Прогноз типового покриття добового навантаження в осінній період у 2019 – 2035 рр

Оцінка адекватності розвитку за визначеними ENTSO-E критеріями (EENS, LOLE, LOLP), дозволяє встановити, що в 2019 – 2021 рр. ОЕС залишатиметься дисбалансованою, тоді як починаючи із 2022 р. та до 2035 р. збалансованою (табл. 2.4)

Таблиця 2.4

Оцінка адекватності розвитку ГП в ОЕС України в 2019 – 2035 рр.

Показник	Прогнозний період				
	2019	2020	2021	2030	2035
Зима					
EENS, МВт*год./добу	1,27	0,00	0,00	0,00	0,00
LOLE, год. / добу	4	0	0	0	0
LOLP, %	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Весна					
EENS, МВт*год./добу	6,81	3,59	1,85	0,00	0,00
LOLE, год. / добу	7	6	4	0	0
LOLP, %	0,8%	0,4%	0,2%	0,0%	0,0%
Літо					
EENS, МВт*год./добу	2,85	0,88	0,24	0,00	0,00
LOLE, год. / добу	5	4	3	0	0
LOLP, %	0,3%	0,1%	0,028%	0,0%	0,0%
Осінь					
EENS, МВт*год./добу	4,22	1,29	0,04	0,00	0,00
LOLE, год. / добу	6	4	1	0	0
LOLP, %	0,5%	0,1%	0,005%	0,0%	0,0%
РІК					
EENS, МВт*год./рік	1387,4	528,1	196,7	0,0	0,0
LOLE, год. / рік	2010	1284	735	0	0
LOLP, %	0,8%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%

Загалом, в 2021 р. загальна кількість години ймовірного втрати навантаження складе 735год., а обсяг недопоставленої ЕЕ 197 МВт*год./рік, що

змушуватиме національного ОСП вдаватися до нераціональних заходів щодо ненормативного розвантаження потужностей ТЕС.

Для забезпечення маневрування в ОЕС використовуються пікові та напівпікові потужності. Припускається (сценарне припущення № 6), що:

– ГП ГАЕС та ГЕС є еластичними та їх навантаження залежать від споживання ЕЕ. Однак, для різних періодів року можливі сезонні обмеження мінімального та максимального їх КВВП в залежності від погодних умов;

– протягом доби нарощування навантаження ГП ТЕС може відбуватися невище ніж на 2 %, виходячи із умови забезпечення добового максимуму навантаження на рівні КВВП = 85 %. На час добового мінімуму повинно бути задіяно не менше 50 % від ГП добового максимуму.

Визначення потреб в гнучкості ОЕС засвідчує, що у 2020 р. максимальний гнучкість ОЕС повинна складати 7,34 ГВт, тоді як у 2035 р. – 8,26 ГВт. Для покриття потреб в гнучкості в ОЕС України використовуються пікові (ГЕС та ГАЕС) та напівпікові (ТЕС) маневрові ГП. Досягнення позитивного профіциту гнучкості в ОЕС України передбачається у 2025 р. (для всіх періодів окрім осіннього). Однак, покритий потреби в гнучкості національної ОЕС планується за рахунок розбудови гідроакумуляючого енергопотенціалу (офф-пікові потужності), тоді як пікові попиту на ЕЕ планується забезпечувати базовими потужностями. Розрахунок визначених кількісних показників дає змогу здійснити якісну оцінку адекватності розвитку ГП (табл. 2.5).

Таблиця 2.5

Оцінка адекватності розвитку ГП в ОЕС України на 2019 – 2035 рр.

Показник	Прогнозний рік				
	2019	2021	2025	2030	2035
Запас номінальної ГП, ГВт	20,6	21,0	19,8	17,8	11,6
Запас наявно доступної ГП, ГВт	9,9	8,6	8,2	7,8	1,3
Запас гнучкості ГП, ГВт	-5,4	-4,4	-1,0	0,0	-1,9
A1 = Запас номінальної ГП, %	41	41	37	32	22
A2 = Запас НДГП, %	25	22	20	17	3
A3 = Запас гнучкості ГП, %	-60	-48	-11	0	-15

Примітка: + – профіцит ГП; - – дефіцит ГП

Таким чином, в ОЕС України в 2019 – 2035 рр. існуватиме профіцит номінальної ГП, який у 2035 р. скоротиться майже вдвічі (до 11,6 ГВт) відносно рівня 2019 р. Скорочення цього профіциту обумовлюється надлишковими потужностями ТЕС та ТЕЦ, які мають бути виведені з експлуатації у зв'язку із економічною недоцільністю реконструкції під сучасні вимоги енергоефективності та екологічної безпеки. У той же час, наявно доступний запас ГП, який у 2019 р. дорівнюватиме майже 10 ГВт, тоді як наприкінці стратегічного періоду буде майже вичерпано.

Маневрові потужності в ОЕС України є та будуть недостатніми для забезпечення потреб гнучкості. Дефіцит маневрових ГП складе у 2019 р. 5,4 ГВт, який однак буде скорочено до 0 МВт у 2030 р. за рахунок реалізації Програми розвитку гідроенергетики до 2026 р. Однак, у 2035 р. знову ж таки відзначатиметься зростання дефіциту маневрових ГП до майже 2,0 ГВт у зв'язку із зростанням пікових навантажень, зменшенням наявно доступної потужності ТЕС, а також зростанням потужностей СЕС і ВЕС.

У середньостроковому періоді (у 2021 – 2030 рр.) ОЕС може бути збалансованою лише за умов реалізації гідроенергетичного потенціалу, тоді як у довгостроковому періоді виникає дисбаланс наявно доступних ГП та навантаження. У довгостроковому періоді першочерговим завданням є будівництво додаткових маневрових потужностей в обсязі 2 ГВт, для покриття дефіциту в пікових потужностей.

Таким чином, представлений методичний підхід до оцінки адекватності розвитку ГП в електроенергетиці України дозволив виявити вузькі місця національної енергетичної системи, розшивка яких може підвищити збалансованість її функціонування. У той же час ані ОСП, ані держава не мають прямого впливу на розвиток електроенергетики, тому для здолання зазначених диспропорцій потрібно запровадити організаційно-економічні розвитку ГП в Україні.

2.4. Організація діяльності роздрібних торговельних мереж на основі інноваційних рішень

Створення нових контактів і більш тісних відносин з клієнтами є одним з очевидні факторів визначення конкурентних переваг і формування сучасних тенденцій в системі роздрібних торгових підприємств. Сама ідея використання маркетингових інновацій як основного інструменту маркетингу в роздрібній торгівлі передбачає, що клієнт є не тільки учасником угоди купівлі-продажу, але і стає активним суб'єктом ринку, що формує комерційну пропозицію.

Це призводить до появи інновацій, заснованих на знаннях про клієнтів. Вони забезпечують основу для створення маркетингових інновацій, орієнтованих на потреби конкретного клієнта, який бере участь у розробці нового або вдосконаленого продукту.

В сучасних умовах розвитку інфраструктури роздрібної торгівлі переважна частка клієнтів може спостерігатися в створенні маркетингових інновацій, що застосовуються в роздрібній торгівлі і побудований на ресурсах інформаційного та конкурентного потенціалу. Нові виклики - це напрямки ефективної діяльності підприємств і тільки в умовах використання і застосування конкретних інноваційних рішень. Безперервний розвиток інноваційних продуктів і технологій відноситься до застосування інструментів інформаційно-комунікаційних технологій переважно споживачами. Це також життєво важливо в контекст зниження витрат і підвищення конкурентоспроможності в роздрібній торгівлі на основі маркетингових підходів та інструментів.

Роздрібний ринок в основному залежить від купівельної спроможності населення. Після макроекономічних подій 2014 року, сильного ослаблення національної валюти і введення продовольчого ембарго ситуація в галузі значно погіршилася. Роздрібний товарообіг падає як у продовольчому, так і в непродовольчому сегментах. У зв'язку з такою ситуацією, найбільш розвиненими стали роздрібні мережі, що реалізують товари за ціною, близькою до оптової (дискаунтери). Але їм також доводиться займатися реорганізацією торгових точок, вдаючись до закриття збиткових магазинів. У сегменті роздрібної торгівлі непродовольчими товарами спостерігається частковий перехід на інтернет. Багато магазинів створюють інтернет-версії для