

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЗАГАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

На правах рукопису

ДЕНИСОВ ВІКТОР АБРАМОВИЧ

УДК 620.9:621.311

МОДЕЛІ ТА ЗАСОБИ ОПТИМІЗАЦІЇ СТРУКТУРИ
ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ
ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ГЕНЕРАЦІЇ

Спеціальність 05.14.01 – енергетичні системи та комплекси

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата
технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

В.А. Денисов

В.А. Денисов

Науковий керівник

ШРАЙБЕР Олександр Авраамович

доктор технічних наук, професор

*З оригіналом
вірши вчений
секретар спеціалізованої
вченої ради D26.223.01
к.і.м. с.і.д.с.д.ч.а*

Олег Денисов



Київ – 2024

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНІ ТЕНДЕНЦІЇ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОНОВЛЕННЯ ПРОЦЕСІВ РОЗПОВСЮДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПЕРЕТВОРЕННЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ В ГАЛУЗЯХ ЕНЕРГОКОМПЛЕКСУ УКРАЇНИ	20
1.1 Системні інновації в інтегрованих системах енергетики	20
1.2 Потенціал та напрями підвищення енергоефективності в світі та в Україні	25
1.3 Необхідність вдосконалення методів прогнозування і моделювання режимів роботи і відновлення енергосистем.	28
1.4 Особливості переходу енергетичного сектору України на ВДЕ до 2050 року	32
1.5 Підходи до моделювання дифузії інноваційних технологій	35
1.6 Підходи до моделювання енергетичної системи як складної ієрархічної квазідинамічної системи	40
1.7 Підходи до моделювання багатовузлової інтегрованої енергосистеми з цілими змінними	47
1.8 Модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва та накопичення електроенергії.....	49
1.9 Підходи до моделювання довгострокового технологічного оновлення складових енергетичних систем.....	49
1.10 Формулювання мети та постановка завдань дослідження	52
1.11 Висновки до розділу 1	53
РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ І ПРОГРАМНІ ЗАСОБИ ОПТИМІЗАЦІЇ СКЛАДУ ТА РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПОТУЖНОСТЕЙ ЕНЕРГОСИСТЕМ В УМОВАХ ШВИДКОГО ЗРОСТАННЯ ПОТУЖНОСТЕЙ ВДЕ.....	55
2.1 Динамічна модель циклічного розвитку систем генерації.	55
2.2 Метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи і модель довгострокового	

технологічного оновлення структури споживання та генеруючої потужності ОЕС України.....	58
2.3 Модель ієрархічно керованої квазідинамічної енергетичної системи	65
2.4 Модель багатовузлової інтегрованої енергосистеми	66
2.5 Модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва та накопичення електроенергії.....	74
2.6 Висновки до розділу 2	77
РОЗДІЛ 3 ПРОГРАМНО-ІНФОРМАЦІЙНИЙ КОМПЛЕКС МОДЕЛЮВАННЯ ІНТЕГРОВАНИХ БАГАТО ВУЗЛОВИХ І АВТОНОМНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРО ТА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	78
3.1 Склад і структура програмно-інформаційного комплексу.....	78
3.2 Сервісний блок	82
3.3 Інформаційний блок	89
3.4 Аналітичний блок	94
3.5 Висновки до розділу 3	99
РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНКОВИЙ АНАЛІЗ СТВОРЕНИХ ТА УДОСКОНАЛЕНИХ ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ.....	101
4.1 Розрахунок прогнозних параметрів встановленої потужності СЕС для України та Німеччини до 2050 року за допомогою динамічної моделі циклічного розвитку систем генерації.	101
4.2 Розрахунок прогнозів структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040 року за допомогою методу економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи і моделі довгострокового технологічного оновлення... ..	103
4.3. Особливості моделювання паралельної роботи ОЕС України з суміжними країнами що входять до ENTSO-E за допомогою моделі багато вузлової інтегрованої енергосистеми	108
4.4 Умови паралельної роботи ОЕС України з суміжними країнами, приєднаними до ENTSO-E.....	109
4.5 Прогнозний баланс потужності ОЕС України для критичних діб сумісного навантаження 2040 року.....	123

4.6 Прогнозні тестові розрахунки з урахуванням необхідного резервування для критичної доби 28.05.2040 року (ПОВІНЬ)	145
4.7 Прогнозні тестові розрахунки з урахуванням необхідного резервування для критичної доби 20.12.2040 (ЗИМА).....	149
4.8 Дослідження за допомогою математичної моделі мінімізації середньозваженої вартості	155
4.9 Висновки до розділу 4	158
ВИСНОВКИ	160
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	163
ДОДАТОК А – Основні показники систем моделювання енергетики	178
ДОДАТОК Б – Множини, параметри та змінні моделі, що побудована для енергосистеми України	184
ДОДАТОК В – Таблиці електричної потужності для 2018 року, коли спостерігалися максимуми і мінімуми навантаження для кожної з енергосистем України та суміжних країн членів ENTSO-E.....	192
ДОДАТОК Г – Копії актів впровадження результатів роботи	194

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС	—	Атомна електрична станція
ВВП	—	Валовий внутрішній продукт
ВДЕ	—	Відновлювані джерела енергії
ВЕС	—	Вітрова електростанція
ГЕН	—	Графік електричних навантажень
ГАЕС	—	Гідроакумуюча електростанція
ГЕС	—	Гідроелектростанція
ЄС	—	Європейський Союз
КВВП	—	Коефіцієнт використання встановленої потужності
ЛЕП	—	Лінія електропередачі
міні-ГЕС	—	Гідроелектростанція малої потужності
МГД–генератори	—	Магнітогідродинамічні генератори
МЕА	—	Міжнародне енергетичне агентство
НДР	—	Науково-дослідна робота
ОЕС	—	Об'єднана енергетична система
ОСП	—	Оператори системи передачі
ПІК	—	Програмно-інформаційний комплекс
СЕС	—	Сонячна електрична станція
США	—	Сполучені Штати Америки
ТЕС	—	Теплова електрична станція
ТЕЦ	—	Теплоелектроцентрálь — теплова електростанція, що виробляє одночасно електроенергію й тепло у вигляді гарячої води та пари.
ТПВ	—	Тверді побутові відходи

CCUS	—	Carbon Capture, Utilization, and Storage – Уловлювання, утилізація та зберігання вуглецю
ENTSO-E	—	European Network of Transmission System Operators for Electricity — Європейська мережа операторів системи передачі електроенергії
IRENA	—	Міжнародне агентство з відновлюваної енергетики
LACE	—	<i>Levelized Avoided Cost of Electricity</i> – питома уникнута вартість електрики.
LCOE	—	<i>Levelized Cost of Electricity</i> – нормована вартості виробленої електроенергії.
MATLAB	—	Proprietary multi-paradigm programming language and numeric computing environment – Запатентована багатопарадигмальна мова програмування та числове обчислювальне середовище.
Simulink	—	MATLAB-based graphical programming environment for modeling, simulating and analyzing multidomain dynamical systems – Середовище графічного програмування на основі MATLAB для моделювання, симуляції та аналізу багатодомених динамічних систем.

ВСТУП

Актуальність теми. Можливість сталого економічного розвитку національної економіки значною мірою визначається надійністю та ефективністю систем енергозабезпечення. Важливою особливістю сучасного світу є відкритість національної економіки. При цьому функціонування і розвиток національної економіки відбувається за умов постійного зростання глобальної конкуренції і впливу як інших економік, особливостей функціонування глобальних ринків ресурсів, в тому числі і паливно-енергетичних, капіталу, а також цілей розвитку і фактичних дій транснаціональних корпорацій. Одночасно із зростанням мінливості глобальної економічної системи відбувається підвищення вимог до екологічності технологічних процесів, зокрема, процесів видобування, перетворення та споживання енергетичних ресурсів та енергоносіїв. На сьогодні відсутні універсальні способи економічно прийняттого узгодженого вирішення проблеми задоволення енергетичних потреб людства із забезпеченням відсутності негативного впливу на довкілля.

Важливою задачею є удосконалення та розробка нових моделей математичного програмування для дослідження напрямків та оптимальних параметрів технологічного оновлення елементів енергосистем, що працюють в енергооб'єднаннях. Врахування у цих моделях економічних та технологічних показників розвитку народного господарства та виробництва, які представлені у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними, дозволяє досліджувати оптимальні обсяги технологічного оновлення інтегрованих енергосистем.

Розробці теоретичних засад, методів та засобів оцінки ефективності функціонування і розвитку систем енергетики, а також математичних методів і моделей щодо визначення можливостей та обмежень оновлення елементів як автономних так і інтегрованих енергетичних систем присвячено роботи таких українських і іноземних вчених, як Кулик М.М., Бабак В.П., Кириленко О.В.,

Жаркін А.Ф., Носовський А.В., Стогній Б.С., Кудря С.О., Якименко Ю.І., Кондратенко І.П., Кузнецов В.Г., Мохор В.В., Новосельцев О.В., Рєзцов В.Ф., Стоян Ю.Г., A. Lovins, M. Jacobson, D. Kammen, J. Goldemberg, V. Smil, D. MacKay та інші.

Актуальність дисертаційної роботи обумовлена поточними тенденціями та викликами у сфері енергетики та сталого розвитку з урахуванням наступних ключових моментів.

Перехід до відновлюваної енергії: оптимізація структури інтегрованих енергетичних систем із зосередженням на відновлюваних джерелах енергії та розподіленої генерації має вирішальне значення для досягнення цілей сталого розвитку та пом'якшення кліматичних змін.

Технологічний прогрес: постійний прогрес у технологіях генерації, накопичення енергії, розвиток інтелектуальних мереж забезпечує нові можливості оптимальної інтеграції відновлюваної енергії в існуючі та нові енергетичні системи. Моделі та інструменти, що можуть оперативно відстежувати мінливість і переривчастість відновлюваних джерел, є важливими для прийняття оптимальних управлінських рішень що до забезпечення надійності та стійкості енергосистем.

Вплив на навколишнє середовище: оптимізація енергетичних систем з використанням відновлюваних джерел сприяє зменшенню викидів парникових газів і мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище. Інтеграція накопичувачів енергії: ефективне використання технологій накопичення енергії є ключовим аспектом оптимізації енергосистем із високою часткою відновлюваних джерел енергії. Моделі, що вирішують проблеми оптимальної інтеграції накопичувачів енергії (акумуляторів) і стратегії реагування на попит, мають вирішальне значення для підтримки стабільності генерування та постачання електроенергії.

Соціальна значимість: дослідження моделей та засобів оптимізації впровадження відновлюваної енергії, можуть сприяти формуванню ефективних

сценаріїв сталого забезпечення споживачів екологічно чистою та економічно доступною енергією.

Економічна конкурентоспроможність: зменшення витрат на технології відновлюваної енергії в поєднанні з потенціалом економії за рахунок оптимізації режимів функціонування традиційної генерації робить інтеграцію відновлюваної енергії економічно привабливою. Моделі, що враховують економічні аспекти інтеграції відновлюваної енергетики є важливими для прийняття стратегічних рішень в енергетичному секторі.

Отже, важливою задачею виконаного дослідження є оптимізація структури та режимів функціонування енергосистем в умовах швидкого зростання потужностей відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), що потребує розроблення нових і вдосконалення існуючих економіко-математичних моделей та програмних засобів.

Врахування у цих моделях економічних та технологічних показників розвитку національної економіки, що представлені у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними, дозволяє досліджувати оптимальні обсяги технологічного оновлення інтегрованих енергосистем.

Таким чином, задача розроблення нових та удосконалення існуючих економіко-математичних моделей для дослідження напрямів та оптимальних параметрів технологічного розвитку елементів енергосистем є актуальною науковою проблемою, що потребує вирішення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційна робота виконувалася відповідно до планів наукових робіт Інституту загальної енергетики НАН України, а саме: "Створення методичних підходів та математичних моделей, дослідження пріоритетних напрямів використання енергоефективних технологій в галузях енергокомплексу України» (2011 р., № ДР 0107U002336); "Наукові основи аналізу і прогнозування процесів адаптації та фільтрації ефективних технологій перетворення енергії в умовах конкуренції та утворення міждержавних енергооб'єднань» (2016 р., №

ДР 0111U010579); "Створення та розвиток математичних засобів прогнозування і оптимізації енергетичних об'єднань на основі ефективних технологій перетворення та використання енергії" (2017 р., № ДР 0117U000051); «Визначення перспективних технологій відновлюваних джерел енергії та економічно доцільних обсягів їх впровадження в енергосистемах України» (2022 р., № ДР 0120U100138), в яких автор брав участь як виконавець.

Мета та задачі дослідження. *Метою дослідження є розроблення нових і вдосконалення існуючих методів, економіко-математичних моделей та програмних засобів для оптимізації структури і режимів функціонування генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем в умовах швидкого зростання потужностей відновлюваних джерел енергії у світі та в Україні.*

Відповідно до визначеної вище мети дослідження сформульовано й розв'язано такі задачі:

- досліджено можливості оптимізованої диспетчеризації компонентів енергосистем, меж допустимих значень параметрів генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей, що забезпечують стійку збалансовану роботу об'єднаної енергосистеми;
- удосконалено економіко-математичні моделі визначення техніко-економічної ефективності функціонування окремих об'єктів генерації електричної енергії протягом їх життєвого циклу;
- розроблено метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи;
- розроблено нові і удосконалено існуючі моделі економіко-математичного програмування для дослідження напрямів та визначення оптимальних параметрів технологічного розвитку елементів енергосистем;
- проведено розрахункові експерименти з використанням розробленого методу, моделей та програмних засобів для виявлення перспектив коротко- та довгострокового розвитку енергосистеми України.

Об'єктом дослідження є процеси функціонування та оптимізації розвитку енергосистем з урахуванням швидкого зростання потужностей ВДЕ.

Предметом дослідження є моделі і програмні засоби оптимізації структури та режимів функціонування генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем в умовах швидкого зростання потужностей ВДЕ.

Методи дослідження. Методичну основу проведеного наукового дослідження склали такі методи: математична статистика – аналіз та прогнозування поведінки стохастичних часових рядів; методи математичного моделювання; довгострокові прогнози в енергетиці, одним з головних цілей яких є виявлення основних об'єктивних тенденцій розвитку енергопостачання народного господарства; моделювання дифузії інноваційних технологій в енергетиці; системні дослідження, одним з ключових аспектів яких в енергетиці є математичне моделювання при оптимальному управлінні системами енергетики; динамічні комп'ютерні методи моделювання енергосистеми, як ієрархічної керованої квазідинамічної системи.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Розроблено новий метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи, який, за рахунок використання у модифікованому інтегральному критерії якості функціоналу економіко-технологічного впливу, дозволяє врахувати показники розвитку національної економіки та виробництва у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними, що є важливим для оцінки здатності енергетичної системи забезпечити обсяги та режими споживання енергії та потужності.

2. Розроблено нову математичну модель дифузії нових технологій в енергетиці, що є узагальненням моделі змішаного впливу дифузії нових технологій Френка Басса і, на відміну від існуючих, включає функціонал економіко-технологічного впливу. Розроблена модель дозволила врахувати стохастичність економічних та технологічних параметрів розвитку національної

економіки при прогнозуванні розвитку структури інтегрованої системи енергетики в умовах швидкого зростання потужностей ВДЕ.

3. Вперше запропоновано використання набору регресійних моделей у вигляді узагальнених логістичних кривих, що дозволило підвищити ефективність прогнозування з урахуванням того, що отримані за методом найменших квадратів значення параметрів моделювання не суперечать експериментальним даним.

4. Розроблено нову модель довгострокового технологічного оновлення структури об'єднаної енергетичної системи, що дозволила оцінити потенціал вдосконалення компонентів енергосистеми з урахуванням впливу економіко-технологічних показників розвитку національної економіки та виробництва у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними.

5. Узагальнення класичної моделі управління динамічною системою дозволило розробити економіко-математичну модель енергетичної системи, як складної ієрархічної квазідинамічної системи з рівнями адміністративно-територіальної ієрархії та галузевою (підгалузевою) інфраструктурою, що деталізована за структурою свого технологічного наповнення. Розроблена модель, на відміну від відомих, містить функціонал економіко-технологічного впливу, до якого належать елементи матриць стану, керуючих дій, випадкові елементи матриці зовнішнього впливу, а також враховує особливості роботи генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем України та сусідніх країн-учасниць ENTSO-E. Це дозволило істотно уточнити результати моделювання та спрогнозувати межі допустимості найбільш значущих параметрів системи.

Практичне значення одержаних результатів.

На основі запропонованих в дисертаційній роботі методу економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи та економіко-математичних моделей автором розроблено проблемно-орієнтований програмно-інформаційний комплекс, що

містить програмні модулі моделей оптимізації режимів функціонування енергетичних систем і використовується у відділі прогнозування розвитку електроенергетичного комплексу Інституту загальної енергетики НАН України та згідно договору з НЕК «Укренерго» для дослідження запропонованого автором методу економіко-технологічного впливу та нових і удосконалених економіко-математичних моделей. Практичні результати роботи отримані шляхом математичного моделювання з використанням розробленого автором програмно-інформаційного комплексу, а саме:

– Визначені умови синхронізації роботи об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України з суміжними країнами, що входять до ENTSO-E (Угорщини, Словаччини, Польщі, Румунії) з урахуванням граничних значень обсягів транскордонного обміну електроенергією, географічного розташування, наявності та потужності міждержавних ліній електропередачі, величин потужності максимально допустимих обсягів імпорту та експорту.

– Показано, що до 2040 року основним трендом змін в ОЕС України повинно бути:

а) нарощування та максимальне використання потужності атомних електростанцій (АЕС);

б) зростання пропускної спроможності міждержавних ліній електропередач (ЛЕП), яке є вигідним як для України так і для суміжних країн, що входять до ENTSO-E, оскільки це дозволить забезпечити умови балансової надійності кожної країни в умовах нарощування потужності АЕС та ВДЕ.

– Показано, що незважаючи на технічний прогрес у відновлюваній енергетиці, зокрема, зниження собівартості виробництва електроенергії вітровими та фотоелектричними станціями, через мінливість електричної генерації вони зможуть бути включені до складу енергооб'єднань тільки при наявності досить потужних, енергетично і економічно ефективних промислових акумуляторів енергії.

– Запропоновано вирішення задачі прогнозування вибору оптимальних режимів використання генеруючої та накопичувальної потужностей енергетичної системи за критерієм мінімізації середньозваженої вартості виробництва електроенергії за традиційними, ВДЕ та технологіями накопичення електроенергії.

Результати виконаних досліджень впроваджено:

– у наукових роботах «Послуги з прогнозування обсягів та кривих попиту на електричну енергію в ОЕС України в умовах військової агресії (на період з 01 жовтня 2022 року по 31 грудня 2023 року)», виконаних за Договором між НЕК «Укренерго» та Інститутом загальної енергетики НАН України від «28» вересня 2022р. № 1916;

– проблемно-орієнтований програмно-інформаційний комплекс, який містить програмні модулі числової реалізації розроблених та досліджених автором математичних моделей впроваджено у нормативній освітній компоненті «Математичне моделювання та прийняття рішень в системах енергопостачання» освітньо-професійної програми підготовки магістрів «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка;

що засвідчено двома актами впровадження.

Використання розроблених в роботі математичних моделей та програмних засобів дозволяє проаналізувати і спрогнозувати сучасні тенденції оновлення існуючих та впровадження перспективних технологій генерації енергії і визначити основні напрями і референтні сценарії в цій області.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові результати отримані здобувачем особисто. У роботах, опублікованих у співавторстві, автору належать: [1] – створення програмно-інформаційного комплексу, який містить програмні модулі моделей оптимізації режимів функціонування енергетичних систем; [5] – створення та удосконалення моделі довгострокового технологічного оновлення структури енергетичної системи; [9] – оцінка та

формалізація технологічних умов паралельної роботи ОЕС України з сусідніми країнами, що входять до складу ENTSO-E; [10] – оцінка показників виробництва теплової енергії за рахунок прямого використання електроенергії з відновлюваних джерел у сучасних теплогенераторах; [13] – створення моделі для прогнозування оптимальних режимів використання квазідинамічних енергетичних систем; [14] – створення моделі для оцінки собівартості електроенергії генеруючих та накопичувальних технологій; [17] – оцінка собівартості та можливих обсягів виробництва електроенергії сонячними електростанціями в Україні.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень, представлені в дисертації, були висвітлені на Міжнародних і Всеукраїнських науково-технічних та науково-практичних конференціях, зокрема: 2022 IEEE 8th INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY SMART SYSTEMS IEEE ESS-2022; "XII International Scientific and Practical Conference", «Science, Innovations and Education: Problems and Prospects», Tokyo, 28-30 June 2022; "XIII International Scientific and Practical Conference", Chicago, USA, 15-17 June 2022; The 4th International scientific and practical conference — Modern research in world science (July 10-12, 2022) SPC — Sci-conf.com.ua, Lviv, Ukraine; V Міжнародна науково-практична конференція «MODERN RESEARCH IN WORLD SCIENCE» 7-9.08.2022 Львів, Україна; SCIENCE, RESEARCH, DEVELOPMENT. Technics and technology. 2014-2019; Сучасна наука: теорія і практика. Матеріали всеукраїнської науково-практичної заочної конференції (м.Запоріжжя, 28-30 червня 2012 року); Сучасна наука в мережі інтернет. Матеріали шостої всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції, 25-27 лютого 2010 року; Українська наука XXI століття. 2Матеріали п'ятої всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції, 17-19 червня 2009 року.

Публікації. Основні результати дисертаційної роботи опубліковано у 20 друкованих наукових працях (13 одноосібних), з них: 12 у наукових фахових виданнях (з них 1– у закордонних періодичних виданнях та 1 у розділі

монографії, що входять до міжнародних наукометричних баз даних Scopus (1 одноосібне)); 1 свідоцтво про реєстрацію авторського права на науковий твір (одноосібне); доповіді у матеріалах конференцій (4 одноосібних).

1. Babak, V., **Denysov, V.** Software and information simulation complex of multi-node integrated and autonomous power and heat supply systems. *System research in energy*. № 3 (74), 2023, с. 50-63. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.050>. (*Фахове видання*).

2. **Denysov, V.** Efficiency of The Renewable Energy Sources Application for an Autonomous Heat Supply System. *System Research in Energy*, № 1 (72), 2023, с. 80-87. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.01.080>. (*Фахове видання*).

3. **Denysov V.**, Zaporozhets A., Nechaieva T., Shulzhenko S., Derii V. Improving the model of long-term technological update of power system components. *System Research in Energy*, № 2 (73), 2023, с. 30-37. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.02.030>. (*Фахове видання*).

4. **Денисов В.А.** Ефективність застосування відновлювальних джерел енергії для автономної системи теплопостачання. *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал*, № 2 (72), 2023, с. 60–65. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2023.279649>. (*Фахове видання*).

5. **Denysov, V.** Optimal vector of generating and accumulation capacities modeling at a subset of available discrete technological solutions for load following regimes. *Monografia pokonferencyjna. Science, research, development #11. Technics and technology*. Rotterdam (The Netherlands) 29.11.2018 - 30.11.2018. Diamond trading tour © Warszawa 2018, с. 45-47. ISBN: 978-83-66030-66-4.

6. **Denysov, V.** Integrated Power System multi-node model, taking into account the nondispatchable of renewable energy sources. *2022 IEEE 8th international conference on energy smart systems IEEE ESS-2022*. pp. 175-179. <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969255>. (*Scopus*).

7. **Denysov, V.** Software and information complex for district heat supply systems modeling. *System research in energy*. № 1(70), 2022, с. 38—45. <https://doi.org/10.15407/srenergy2022.01.038>. (*Фахове видання*).
8. **Денисов В.А.** Оцінка параметрів оптимізованого покриття графіків навантажень в режимах синхронної роботи енергосистем України та Польщі для критичних діб на прикладі фактичних значень встановленої потужності та графіків навантаження. *Проблеми загальної енергетики*, № 1-2 (68-69), 2022, с. 50-57. <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.050>. (*Фахове видання*).
9. **Денисов В.А.,** Чуприна Л.В., Технологічні умови паралельної роботи ОЕС України з суміжними країнами, приєднаними до ENTSO-E. *Проблеми загальної енергетики*, № 3 (66), 2021, с. 53-62. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.053>. (*Фахове видання*).
10. Derii V., Teslenko O., Lenchevsky E., **Denisov V.**, Maistrenko N. Prospects and Energy-Economic Indicators of Heat Energy Production Through Direct Use of Electricity from Renewable Sources in Modern Heat Generators. *Systems, Decision and Control in Energy IV*, 2023, vol 454, pp. 451–463. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22464-5_27. (*Scopus*).
11. **Денисов В.А.** Визначення оптимальних режимів функціонування енергосистеми України при покритті добового графіка електричних навантажень, забезпеченні необхідних обсягів резервування та використанні накопичуючих потужностей. *Проблеми загальної енергетики*, № 4 (63) 2020, с. 33-44. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.033>. (*Фахове видання*).
12. **Denysov, V.** Electricity prime cost optimization potential assessment of the Ukrainian integrated power system taking into account technological limitations. *Herald pedagogiki. Nauka i Praktyka*, numer: 54 (04/2020), pp. 6-11. Diamond trading tour © Warszawa– 2020. ISSN: 2450-8160, nr.indeksu: 19464.
13. **Denysov, V.** The phased optimization concept of models for assessing and forecasting the structure and modes of use of energy complexes. *Monografia pokonferencyjna. Science, research, development #19*. Berlin 30.08.2019-

31.08.2019. Diamond trading tour © Warszawa 2019, с. 17-19. ISBN: 978-83-66401-13-6.

14. **Denysov, V.** Assessment and forecasting of the optimal modes of technological energy complexes using matrices of parameters. *Monografia pokonferencyjna. Science, research, development #16. Technics and technology.* Barcelona 29.04.2019- 30.04.2019. Diamond trading tour © Warszawa 2019, с. 84-88. ISBN: 978-83-66030-96-1.

15. **Denysov, V., Denisov, S.** The optimal modes prediction of quasi dynamic energy systems. *Monografia pokonferencyjna. Science, research, development #14. Technics and technology.* London 27.02.2019 - 28.02.2019. Diamond trading tour © Warszawa 2019, с. 26-29. ISBN: 978-83-66030-84-8.

16. **Денисов В.А.,** Іваненко Н.П. Моделювання та порівняльна оцінка собівартості електроенергії генеруючих та накопичувальних технологій. *Проблеми загальної енергетики, № 4(55), 2018, с. 36-40.* <https://doi.org/10.15407/pge2018.04.036>. (*Фахове видання*).

17. **Денисов В.А.,** Динамічні моделі циклічного розвитку систем фотоелектричної генерації. *Відновлювана енергетика. № 1 (48), 2017, с. 36-43.* <https://ve.org.ua/index.php/journal/issue/download/5/1-48-2017-pdf>. ISSN 1819-8058. (*Фахове видання*).

18. **Денисов В.А.** Визначення доцільних обсягів використання енергозберігаючих технологій в житлово-комунальному господарстві. *Проблеми загальної енергетики, № 2 (29), 2012, с. 41-50.* ISSN 1562-8965. (*Фахове видання*).

19. **Денисов В.А.,** Іваненко Н.П., Чуприна Л.В. Оцінки собівартості та можливих обсягів виробництва електроенергії сонячними електростанціями в Україні. *Проблеми загальної енергетики, № 3 (30), 2012, с. 45-52.* ISSN 1562-8965. (*Фахове видання*).

20. **Денисов В.А.** Ієрархічна модель оптимізації екологічних параметрів житлово-комунального господарства. *Проблеми загальної енергетики*, № 4 (27), 2011, с. 35-38. ISSN 1562-8965. (*Фахове видання*).

Структура і обсяги дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаної літератури та додатків. Загальний обсяг роботи складає 196 сторінок, у тому числі, 162 сторінки основного тексту, 40 рисунків, 53 таблиці, список використаних джерел 122 найменування та 4 додатки.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНІ ТЕНДЕНЦІЇ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОНОВЛЕННЯ ПРОЦЕСІВ РОЗПОВСЮДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПЕРЕТВОРЕННЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ В ГАЛУЗЯХ ЕНЕРГОКОМПЛЕКСУ УКРАЇНИ

1.1 Системні інновації в інтегрованих системах енергетики

Забезпечення стійкого розвитку енергетики належить до головних задач розвитку світової економіки [1]. Воно реалізується шляхом підвищення енергетичної ефективності пов'язаної з використанням економічно перспективних і екологічно «чистих» енергетичних ресурсів. Автори визначають наступні нові вимоги до енергетики: забезпечення стійкості енергетики в умовах кризових явищ, створення нових технологій генерування, зберігання і передачі енергії, перехід до організації «інтелектуального» керування в енергетиці, створення автономних джерел енергії. Значною мірою ці нові вимоги пов'язані з впровадженням концепції Smart Grid.

Як вказують автори [2] "На початку ХХІ ст. здійснюється принципове переосмислення енергетичної політики в енергетично розвинених країнах світу у зв'язку з переходом від «індустріальної» фази розвитку економіки і суспільства до «постіндустріальної», «інформаційної», «суспільства знань». Енергетична політика підпорядковується екологічним і соціальним вимогам, вимогам економічної і організаційної стійкості та безпеки. Ключовими вимогами до нової енергетики ХХІ ст. стали: доступність, надійність, економічність, ефективність, гармонія з навколишнім середовищем, безпека". "У світі відбулися значні зміни щодо стратегії розвитку енергетики, які відповідають вимогам забезпечення сталого розвитку. Розвиток, з одного боку, комп'ютерних технологій та можливостей інтернет, поява останніх досягнень в області інформаційних та мережевих технологій, інформаційно-керуючих систем на базі мікропроцесорної та силової електроніки, а з іншого – розвиток ринкових відносин в енергобізнесі обумовили якісно новий стрибок у ефективності енергоспоживання, стали передумовою розвитку нового виду енергетики – інтелектуальної. Набула

широкого розвитку концепція «розумної ефективності», яка відображає інтелектуальну взаємодію ціноутворення, виробничих процесів і ефективного використання ресурсів, що втілилася в енергетиці в концепцію «Smart Grid» [2]. Автори [2] наголошують, що можна виділити такі три основні характерні риси «електричного світу»: інтелектуальність систем, енергозбереження, системність – технології комплексного регулювання, технології накопичення електроенергії, децентралізація енергетики, ОЕС нового покоління, екологізація – відновлювані джерела енергії. Концепція інноваційного перетворення електроенергетики передбачає побудову повністю інтегрованої, саморегульованої та самовідновлюваної системи, що має мережеву топологію і включає в себе всі генеруючі джерела, магістральні та розподільні мережі та всі види споживачів електричної енергії, які керуються єдиною мережею автоматизованих пристроїв у реальному часі. Визначено, що сучасна електроенергетика вимагає формування цілісної багаторівневої системи керування із зростанням обсягів автоматизації і підвищення надійності всієї системи при реалізації комплексного підходу, що охоплює всіх суб'єктів ринку електроенергії: виробників (генераторів), мережі, збутові компанії та споживачів.

Інноваційні рішення, що з'являються в результаті узгодження в декількох компонентах енергосистеми називаються *системними інноваціями* [3]. Вони не реалізуються ізольовано і охоплюють більше, ніж просто технології. Інновації необхідні щоб успішно забезпечити трансформацію енергетичного сектора і, в кінцевому рахунку, енергетичний перехід. Системні інновації є ключовими в кожній трансформації. Це забезпечує високий рівень гнучкості в енергетичній системі для інтеграції високої частки змінної відновлюваної генерації, а також може забезпечити розумну електрифікацію секторів кінцевого використання. Системні інновації передбачають прогрес усіх суб'єктів, від постачальників технологій та підприємців до регуляторів, системних операторів, а також самих споживачів. Пріоритет полягає в наявності необхідних технологій, прийнятті необхідної нормативно-правової бази для учасників ринку та обліку інновацій. А також у наданні інноваційним бізнес-моделям можливості отримати користь

від розумних стратегій електрифікації. Схема впровадження системних інновацій в інтегровані системи енергетики представлена на рис. 1.1.

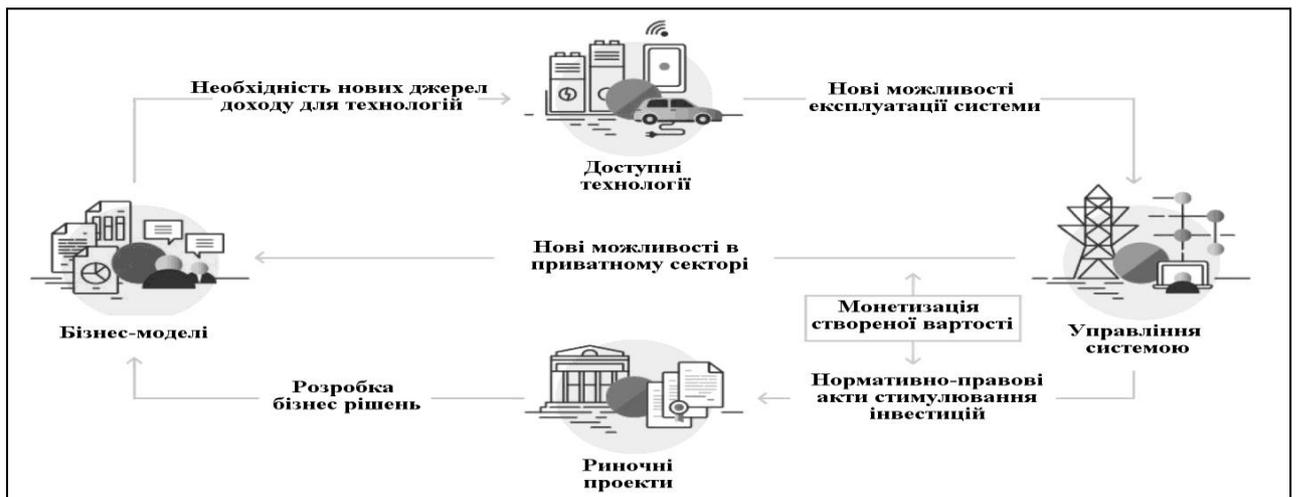


Рис. 1.1 Системні інновації в інтегрованих системах енергетики

Розумна енергетика [4] може розглядатися як один з пріоритетних напрямів впровадження системних інновацій у енергетику України. Аналіз основних світових й вітчизняних тенденцій розвитку «розумної енергетики» дозволяє визначити головний пріоритет у сфері впровадження «розумної енергетики» України. Таким вважається формування єдиної державної енергетичної політики, яка має бути спрямована на світову інноваційну модель перебудови ринку електроенергетики. Ця мета може бути досягнута за рахунок впровадження модернізованого енергетичного обладнання та інноваційних технологій на основі застосування розвинутих «розумних» енергетичних мереж (Smart Grid) в умовах обмежених ресурсів.

Тенденції розвитку інноваційних процесів в Україні та їх вплив на функціонування економіки в сучасних умовах розглянуті в [5]. З точки зору автора "Механізм прийняття економічних рішень щодо розробки стратегії інноваційного розвитку має спрямовуватися на забезпечення швидкої модернізації економіки через широке використання новітніх вітчизняних науково-технічних досягнень".

З точки зору авторів [6] вирішальну роль у прискоренні глобального енергетичного переходу відіграє впровадження інновацій в технології чистої енергетики. Метою цих інновацій є позитивні зміни в енергетичних системах, одним з яких є скорочення викидів CO₂. На сьогоднішній день основна увага приділяється збору даних про вхідні дані для інноваційних процесів. Було значно

менше спроб активності визначити значущі показники для відстеження результатів інновацій в технологіях чистої енергетики. Це пояснюється невизначеністю та часовим лагом між генеруванням, кодифікацією знань, зниженням витрат і збільшенням використання. В той же час, такі показники дозволяють більш скрупульозний порівняльний аналіз відносної продуктивності підтримки інновацій для різних технологій. Тому значна частина зазначеного дослідження присвячена вивченню наборів даних, аналізу витрат та ефективності енергетичних технологій.

Автори [7] вказують на використання досвіду провідних компаній і передових країн для підвищення енергоефективності за рахунок впровадження систем енергетичного менеджменту. Для вирішення цієї проблеми з точки зору управління необхідним є послідовне застосування системного підходу до енергоменеджменту. Таким чином можуть бути отримані додаткові можливості підвищення рівня енергоефективності. Системне використання енергоменеджменту дозволяє оптимізувати обсяги витрат енергетичних ресурсів для будь-якого типу і рівня організації. Для досягнення цього цикл управління має бути орієнтовано на оновлення і поліпшення основних енергетичних характеристик.

Традиційна енергетика на викопному паливі (вугілля, газ, нафта, нафтопродукти), атомна енергетика, гідроенергетика і відновлювані джерела енергії – чотири напрями енергетики виділені авторами [8]. Під нетрадиційною енергетикою розуміються чотири основні напрями: відновлювані джерела енергії (сонячна енергія, геотермальна, вітрова, біомаса, низькопотенціальне тепло Землі, води, повітря, гідравлічна, включаючи міні-ГЕС, хвилі, припливи, відливи морської води); вторинні відновлювані джерела енергії (тепло промислових і побутових стікань, тепло і газ вкляції, тверді побутові відходи (ТПВ)); нетрадиційні технології використання не відновлюваних і відновлюваних джерел енергії (воднева енергетика, газифікація і піроліз, каталітичні методи спалювання і переробки органічного палива, синтетичного палива); енергетичні установки (чи перетворювачі), наприклад, теплові насоси, гідропарову турбіну, установки прямого перетворення енергії – паливні елементи, фотоелектричні

перетворювачі, термоелектричні генератори, термоемісійні генератори, МГД-генератори. Відмічається величезний потенціал енергозбереження і ще більший потенціал впровадження відновлюваних джерел енергії.

Модель інтегрованої системи комплексного енергозабезпечення споживачів, у вигляді енергетичного хабу запропонована в [9]. Враховані екологічні й економічні фактори на підставі мультикритеріального підходу. Вона представлена як модель оптимізації режимів використання інтегрованої енерго системи. Модель назначена для підвищення ефективності функціонування енергетичних вузлів, в яких функціонують джерела розосередженої генерації. Цільова функція має наступний вигляд:

$$\sum_{k=0}^T c(k)P(k) \rightarrow \min,$$

де $c(k)$ – тарифи на електроенергію, теплову енергію та газ на ринку за k -й інтервал часу (годину), грн/кВтгод; $P(k)$ – обсяг покупки електроенергії, теплової енергії та газу на ринку за k -й інтервал часу (годину), кВтгод. Баланс надходження та споживання енергоресурсів задано у вигляді стовпців та матриць обмежень.

У монографії [10] представлено нові розробки методів визначення показників енергетичної ефективності, надано методичні підходи до визначення структурного і технологічного потенціалів енергозбереження на різних ієрархічних рівнях з урахуванням впливу екологічного фактору. Запропоновано удосконалені методи прогнозування споживання енергетичних ресурсів, комплексний метод узгодження прогнозних параметрів, які отримані на різних рівнях ієрархії, підвищення точності отриманих прогнозів, зменшення кількості прогнозних варіантів. Надано прогнозні оцінки споживання палива (в цілому, вугілля, природний газ, нафтопродукти), електричної енергії та теплової енергії на горизонті до 2040 року.

Багатофакторна модель середньострокового та довгострокового прогнозування споживання електроенергії розглянута авторами [11]. Представлено розрахунки залежності визначення місячного електроспоживання.

1.2 Потенціал та напрями підвищення енергоефективності в світі та в Україні

Енергетичні переходи є постійними процесами в усьому світі. Незважаючи на те, що для майбутнього передбачені стійкі рішення, багато суспільств все ще живуть у режимі енергетики з високим вмістом вуглецю та забруднення навколишнього середовища за рахунок викопного палива. Розуміння можливих шляхів переходу енергетичної системи вимагає інтеграції нових енергетичних технологій, наук про навколишнє середовище, економіки та управління [12]. В роботі представлено результати досліджень сталих енергетичних систем, інноваційних шляхів та моделей управління енергетичними системами. Визначено 4 тренди переходу до сталої енергетики:

1. Економіка та управління сталою енергетикою.
2. Виробництво та споживання відновлюваної енергії.
3. Вплив енергетичних систем на навколишнє середовище.
4. Електромобілі та зберігання енергії.

Обговорюються теоретичні, технологічні, інноваційні моделі та успішні приклади. Наголошується, що для стимулювання сталого енергетичного переходу в різних масштабах і секторах необхідні оновлені стратегії та моделі управління.

Незважаючи на те, що останніми роками було досягнуто прогресу в політиці та заходах щодо підвищення енергоефективності, ще не створено програм, що дозволяють задіяти потенціал України в галузі енергоефективності. Потрібна ефективна та збалансована основа, з акцентом на ринкових цінах, механізмах регулювання та контролю, фіскальних заходах та податкових пільгах, розвитку технологій [13].

Монографія [14] присвячена перетворенню енергії різних видів відновлюваних джерел в електричну і теплову енергію. Розглянуті ефективні методи, засоби та особливості їх використання. Надано сучасні показники енергетичного потенціалу та розподілу відновлюваних джерел енергії на території України (рис. 1.2).

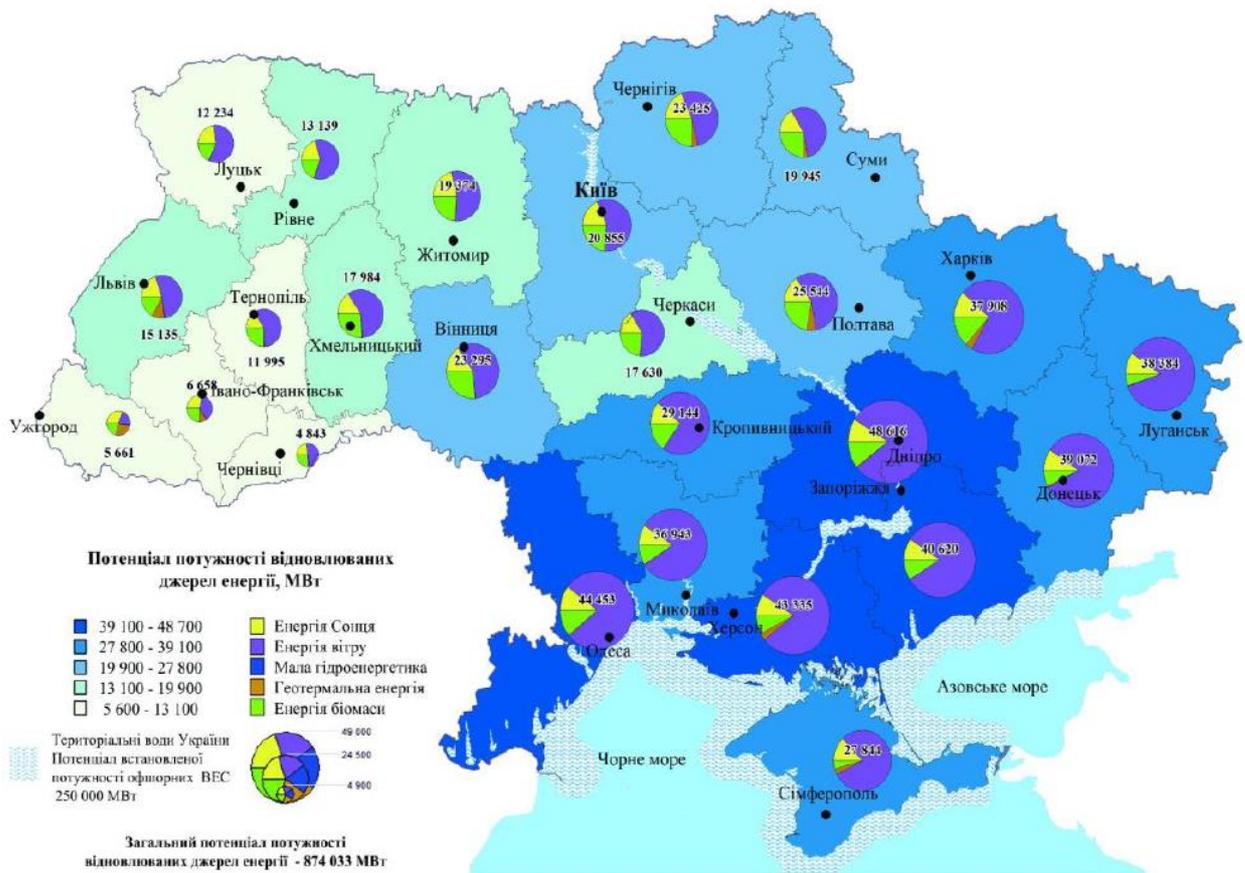


Рис. 1.2. Розподіл сумарного річного технічно-досяжного потенціалу встановленої потужності ВДЕ по території України, МВт

Запропоновано заходи підвищення ефективності відновлюваних джерел та систем акумулювання.

Наприкінці 2019 року Міжнародне енергетичне агентство представило "Світовий енергетичний прогноз" [15] та "Світову енергетичну модель" [16], що моделює поведінку глобальних енергетичних ринків. Для цього розглядається наступний набір з трьох сценаріїв:

1. сценарій поточної політики;
2. сценарій констатованих політик;
3. сценарій стійкого розвитку.

Сценарій констатованих політик (рис. 1.3), раніше відомий як сценарій нової політики. Згідно з цим сценарієм прогнозується щорічне, до 2040 року, 1 % зростання попиту на електроенергію. Відновлювані джерела головним чином за рахунок сонячної фотоелектрики забезпечують дві третини цього приросту, ще третину забезпечує природний газ. Таким чином забезпечується зменшення попиту на вугілля та нафту. В свою чергу збільшується необхідний обсяг

акумулювання енергії. Все це сповільнює зростання викидів. Тим не менш це сповільнення не відповідає цілям сталого розвитку.

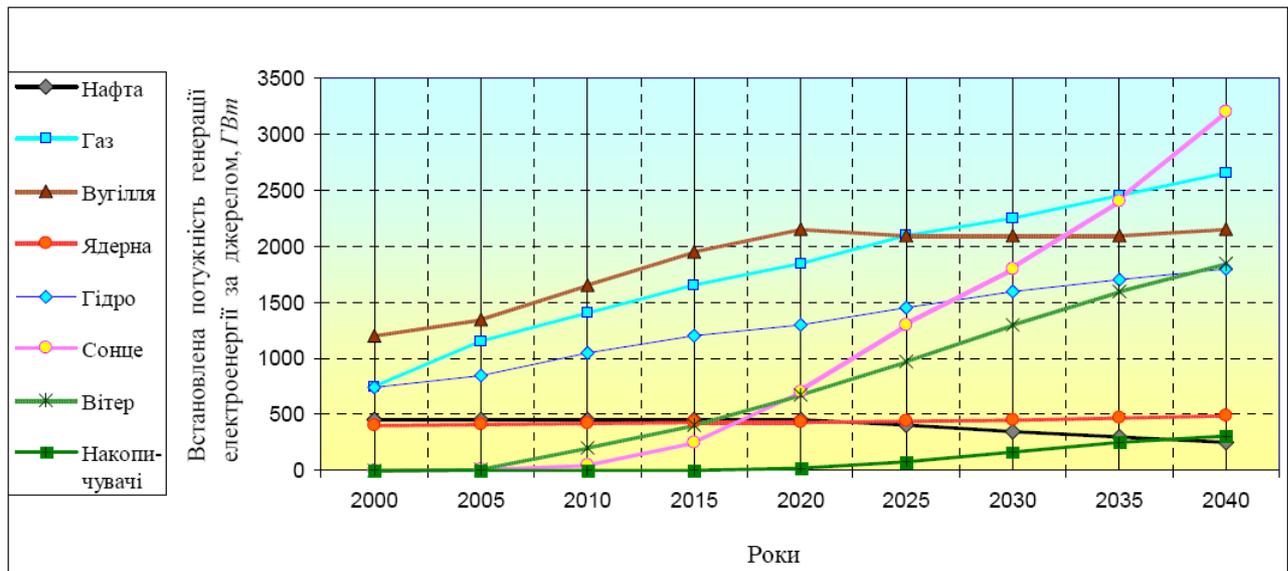


Рис. 1.3. Сценарій констатованих політик за прогнозом Міжнародного енергетичного агенства.

Сценарій стійкого розвитку – визначає спосіб досягнення цілей у галузі енергетики через масштабні зміни в усіх секторах виробництва та споживання енергії. Він повністю відповідає Цілям сталого розвитку, які пов’язані з доступом до енергії, очищенням повітря та реагуванням на зміну клімату. В ньому передбачається обмеження підвищення глобальних температур у двадцять першому столітті до $1,5^{\circ}\text{C}$, а це нижче ніж 2°C , як це встановлено Паризькою угодою. У цьому сценарії збільшуються потужності атомної енергетики, суттєво знижується використання вугілля. В той же час, потужності газової генерації, мають важливу роль для забезпечення маневреності та мають бути забезпечені системами CCUS (Carbon Capture, Utilization, and Storage).

Спільними рисами сценаріїв констатованих політик та стійкого розвитку завдяки широкому використанню інновацій є:

- 1) основним енергоносієм стає електрична енергія, що забезпечує енергетичну та екологічну безпеку;
- 2) прогнозується підвищення енергоефективності та ефективності використання матеріалів;
- 3) підвищується посилення вимог по скороченню викидів, за рахунок:

- а) поетапного підвищення цін на CO₂, для сценарію стійкого розвитку до 100÷140 доларів США за тону CO₂;
- б) більш жорстких норм викидів SO₂ та NO для промислових об'єктів з генерацією на твердому паливі;
- в) обмеження максимального вмісту сірки в нафтопродуктах на рівні 1 % – для важкого мазуту та 10 мг/кг – для бензину та дизелю.

Висновки одержані за результатами дослідження Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA) «Глобальна енергетична трансформація: дорожня карта до 2050 року» [17] схожі:

- розширене використання відновлюваних джерел енергії;
- посилення електрифікації, частка якої має зрости з 20 % – у 2020 році до 50 % – у 2050 році.

Таким чином енергоефективність може стати вирішальним чинником в досягненні ключових цілей стійкого розвитку у галузі клімату. Передбачається, що енергетичний перехід також зменшить витрати й принесе значні соціально-економічні вигоди.

1.3 Необхідність вдосконалення методів прогнозування і моделювання режимів роботи і відновлення енергосистем.

Прогрес у сфері цифрових і промислових технологій [18] має значний вплив на всі галузі економіки, в тому числі енергетику. Серйозні виклики останніх років показали необхідність підвищення стабільності і гнучкості як технологічного розвитку, так і вдосконалення методів прогнозування і моделювання режимів роботи і відновлення енергосистем. Враховуючи світову тенденцію до цифровізації, необхідно підтримувати моделювання технологічних інновацій у ключових секторах промислових екосистем, зберігаючи при цьому їх здатність безпечно та стабільно розвиватися. Європейська Комісія у своєму документі «Оновлення нової промислової стратегії 2020: побудова сильнішого єдиного ринку для відновлення Європи» [19] підтримала Європейський зелений курс та План дій щодо циркулярної економіки, а також цифрові стратегії

«Формування цифрового майбутнього Європи», «Дані», «Біла книга зі штучного інтелекту», «Цифрове десятиліття комунікацій».

Енергетичні системи [20] мають складну будову і містять велику кількість елементів. Це призводить до труднощів при моделюванні, дослідженні та управлінні режимами їх складових. Для подолання цих труднощів потрібне складне багатфункціональне програмне забезпечення, за допомогою якого повинні вирішуватися завдання оцінки поточного стану і прогнозування оптимальних режимів роботи енергоблоків. Для вирішення описаних завдань авторами [20] був запропонований мультиагентний підхід.

Правильний підхід до визначення енергетичної ефективності складних енергетичних систем є досить проблематичним і вимагає застосування спеціалізованих методів [21]. З точки зору авторів [21], енергоефективність можна розуміти як найбільш повну відповідність техніко-економічної сутності системи вимогам споживача. Організація системи показників енергоефективності може здійснюватися як за принципом «знизу вгору», так і за принципом «зверху вниз» з поступовою агрегацією або деагрегацією макроекономічних показників, визначених на кожному рівні ієрархії системи.

Економіко-математична модель виробничого типу запропонована в роботі [22]. На думку авторів, використання моделі дає можливість прогнозувати збалансоване постачання вуглецевмісного палива, електроенергії та тепла від викопного палива та відновлюваних джерел енергії. Модель побудована на основі відкритих джерел даних і, на відміну від відомих, використовує підсистеми виробництва абстрактних продуктів. Селективні процедури агрегації також використовуються для побудови різних форм матриць міжпродуктового балансу.

Модель цілочислового математичного програмування завантаження генерувальних потужностей для одночасного покриття графіків електричного та теплового навантаження запропонована у [23]. Ця модель є подальшим розвитком існуючих версій моделі оптимального завантаження генерувальних потужностей для покриття графіків навантаження електроенергетичної системи. Розвиток здійснюється за рахунок впровадження додаткових рівнянь, які

дозволяють досліджувати технології виробництва теплової енергії, призначені для покриття графіків теплового навантаження систем централізованого тепlopостачання. Таким чином стають можливими комплексні дослідження одночасної роботи технологій виробництва електро- та теплової енергії для покриття попиту місцевих енергетичних систем, тобто вирішити актуальну задачу формування структури розподіленої генерації.

Інтегровані енергосистеми з декількома енергоносіями [24] забезпечують високу ефективність електропостачання споживачів. Можливість перетворення енергетичних систем під впливом внутрішніх і зовнішніх факторів сприяє розширенню областей їх технологічної інтеграції та більш широкому використанню інтегрованих багатонесучих енергетичних систем. Для моделювання таких систем авторами [24] була запропонована концепція і розроблена імітаційна модель силового агрегату. Реалізація даної імітаційної моделі виконана за допомогою Matlab/Simulink. Наведено приклад застосування імітаційної моделі. Результати моделювання демонструють можливості та перспективи використання імітаційної моделі енергоблоку.

В роботі [25] розглядається проблема енергетичного менеджменту (ILES) з урахуванням енергетичного балансу і технологічних обмежень для роботи кожного енергоблоку, спрямованих на реалізацію економічної ефективності системи. Наведено математичну модель вирішення задачі енергоменеджменту, використання якої дає можливість оптимізувати експлуатаційні витрати.

Актуальність моделювання енергетичних систем набуває все більшого значення в процесі планування реалізації «енергетичного переходу» підкреслюється у роботі [26]. При цьому необхідно враховувати як питання когенерації, так і проблеми регіональної та часової координації. У той час як у багатьох сучасних оглядах моделі групуються за типом або енергоносієм, автори пропонують класифікацію за якістю експертних оцінок. Проаналізовано переваги динамічної моделі когенерації теплової та електричної енергії в поєднанні з традиційними та перспективними схемами управління.

В роботі [27] автори представили нещодавно розроблену модель під назвою MESS – Multi Energy System Simulator і свою оцінку переваг і недоліків

у порівнянні з оптимізаційною моделлю Calliope [28]. Вони вважають, що використання ними спрощеного методу моделювання енергетичних систем в міському масштабі дає задовільні результати. Перевага в тому, що спрощений підхід дозволяє вивчити множину альтернативних сценаріїв за відносно короткий проміжок часу. У той же час автори визнають, що при погодинному кроці моделювання представляється більш доцільним використовувати оптимізаційний підхід.

Автори [29] вважають доведеним, що існуючі моделі недостатні для розгляду мереж з високим відсотком ВДЕ, і виникає проблема адекватного обліку короткострокових часових змін через складність моделі і обчислювальних витрат.

З огляду на стрімке зростання виробництва відновлюваної енергії, і беручи до уваги необхідність широкого використання накопичувачів енергії для забезпечення гнучкості і стійкості електромереж, автори [30] присвятили свій огляд двом типам накопичувачів енергії. Вони розрізняють накопичувачі, що використовують пряме і зворотне перетворення для зберігання енергії (GIES) (наприклад, тепло і електрику), і ті, що цього не роблять. З їх точки зору, довгострокові моделі електроенергетичних систем обмежуються розглядом енергосистем з одним типом накопичувачів без урахування GIES. Автори вважають, що:

- існуючі моделі є неадекватними для мереж з високим відсотком ВДЕ при використанні накопичувачів без урахування GIES;
- існує проблема інтеграції короткострокових змін часу в довгострокові моделі електроенергетичних систем через складність моделі та обчислювальних витрат.

Ключовою особливістю запропонованої авторами нової структури є врахування «агентного моделювання» поведінки споживачів, що дозволяє зменшити кількість сценаріїв функціонування ВДЕ.

1.4 Особливості переходу енергетичного сектору України на ВДЕ до 2050 року

Питанню переходу енергетичного сектору України на ВДЕ до 2050 року присвячені роботи [31 –40].

"Місією Енергетичної стратегії України до 2050 року [31] є створення умов для сталого розвитку національної економіки через забезпечення доступу до надійних, стійких і сучасних джерел енергії. До 2050 року енергетичний сектор має бути максимально наближений до кліматичної нейтральності. Це означатиме наявність чистої енергії, подолання енергетичної бідності, розвиток інноваційної та децентралізованої енергосистеми, повноцінне функціонування національних енергетичних ринків і їх інтеграцію в міжнародні. Ключовими принципами Енергетичної стратегії України є економічна обґрунтованість, екологічність, доступність, соціальна справедливість та ринковість. Енергетична стратегія базуватиметься на цільових показниках розвитку економіки у відповідності до Національної економічної стратегії на період до 2030 року. А також на міжнародних зобов'язаннях, взятих Україною – в першу чергу, в рамках Угоди про Асоціацію України з ЄС та Паризької кліматичної угоди." Отже, з точки зору авторів [31], цілями Енергетичної стратегії України 2050 є:

- Досягнення максимального рівня кліматичної нейтральності.
- Максимальне скорочення використання вугілля в енергетичному секторі.
- Оновлення та модернізація енергетичної інфраструктури.
- Підвищення ефективності використання ресурсів в енергетичному секторі.
- Всебічна інтеграція з ринками Європейського Союзу та ефективне функціонування внутрішніх ринків.
- Забезпечення енергетичного сектору власними ресурсами з урахуванням економічної доцільності.
- Розвиток альтернативних джерел енергії, нових продуктів та інноваційних рішень в енергетичному секторі."

Енергетичний сектор України [34] знаходиться на шляху переходу від виробництва енергії з викопних палив до сталого виробництва енергії з відновлюваних джерел. Цей перехід супроводжується серйозними змінами національного законодавства та технічної інфраструктури, а також інтеграцією в глобальні процеси розвитку відновлюваних джерел енергії та боротьби зі змінами клімату, такі як Асоціація з ЄС, приєднання до Енергетичного співтовариства та Паризької угоди, а також реалізація Третього енергетичного пакету ЄС та інших. Запропоновано 3 сценарії (Рис. 1.4) розвитку енергетичного сектора до 2050 року з підвищенням цілей для ВДЕ:

1. Базовий сценарій.
2. Сценарій кліматичних дій.
3. Сценарій високих зобов'язань щодо 100% ВДЕ.

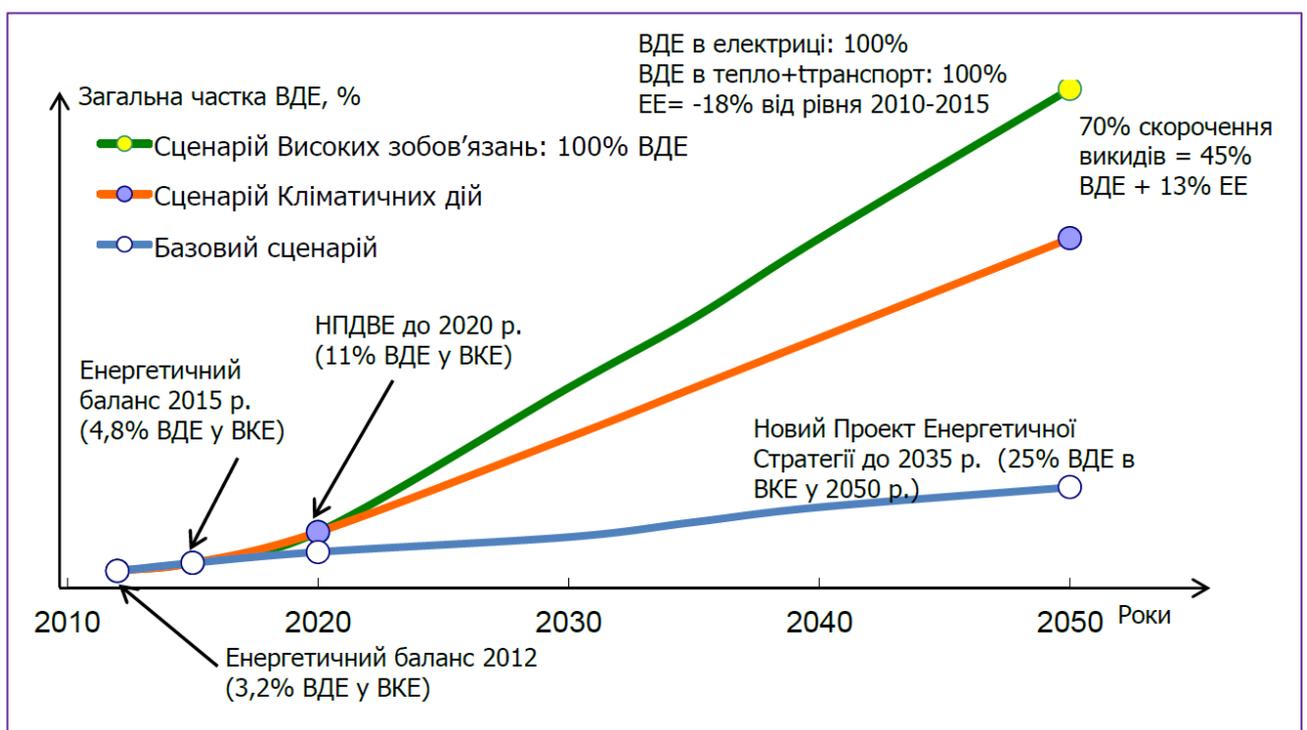


Рис. 1.4. Сценарії розвитку енергетичного сектора до 2050 року з підвищенням цілей для ВДЕ.

Базовий сценарій [34] є продовженням існуючої практики в розвитку енергетичного сектора. Згідно з цим сценарієм передбачається домінуюча роль виробництва енергії з викопних палив, однак певний прогрес також передбачається в галузі відновлюваних джерел енергії і розвитку енергоефективності відповідно до поточних зобов'язань України. У той же час,

викиди ПГ не повинні перевищувати 40% у 2050 р. в порівнянні з поточним рівнем, без перевищення поточного рівня очікуваних національно визначених внесків (ОНВВ), поданого відповідно до Паризької Угоди.

Сценарій кліматичних дій [34] пов'язаний з кліматичними зобов'язаннями України в рамках Паризького угоди та Угоди про асоціацію з Європейським Союзом, а саме скорочення викидів на 70% у 2050 р. від рівня 2015 р. Передбачається, що кліматичні зобов'язання можуть бути виконані за рахунок пропорційного збільшення відновлюваних джерел енергії, скорочення енергоспоживання та перебудови енергетичного балансу викопних палив у пропорції 13%/45%/12%. За цим сценарієм передбачено скорочення використання викопного палива, особливо вугілля, для виробництва енергії.

Сценарій високих зобов'язань щодо 100% ВДЕ [34] пов'язаний з варіантом «максимально можливих зусиль» у напрямку розвитку відновлюваних джерел енергії і скорочення споживання енергії. Він визначається індекативними цілями у 100% частки відновлюваних джерел енергії в секторах виробництва електроенергії, тепла та транспорту. На такому рівні використання ВДЕ з'являються деякі критичні обмеження щодо стабільності енергетичної системи, необхідного обсягу інвестицій, сумарного потенціалу відновлюваних джерел енергії, доступного в Україні, загальних економічних умов в процесі періоду моделювання.

Енергетична стратегія [33] передбачає кілька сценаріїв розвитку безпеки та економіки, які залежать від термінів закінчення війни, темпів зростання ВВП, демографічної ситуації та інтеграції України до Європейського Союзу. Україна має потенціал до 2050 року наростити потужності вітрової генерації – до 140 ГВт, сонячної – до 94 ГВт, накопичувачів енергії (energy storage) – до 38 ГВт, атомної генерації – до 30 ГВт, ТЕЦ та біоенергетичних потужностей – до 18 ГВт, гідрогенерації – до 9 ГВт. Загалом інвестиційні можливості для нових енергетичних потужностей складають \$383 млрд. Зокрема вітрової генерації – \$134 млрд, сонячної - \$62 млрд, водневих технологій – \$72 млрд, energy storage – \$25 млрд, атомної генерації – \$80 млрд і систем передачі – \$5 млрд, гідроенергетики – \$4,5 млрд.

Під час Конференції з відновлення України, що проходила у Лондоні, міністр енергетики Герман Галущенко презентував Енергетичну стратегію України до 2050 року [35]. Основна мета стратегії – це створення європейського енергетичного хабу в Україні. У наших підземних сховищах можна зберігати до 30 млрд кубів газу, які стануть гарантією енергетичної безпеки Європейського Союзу.

Навіть наведений вище короткий огляд робіт, присвячених удосконаленню методів прогнозування, моделювання режимів роботи і оновлення енергетичних систем висвітлює неосяжне коло проблем в цій області та підтверджує висновок про актуальність оновлення існуючих і розробки нових програмно-інформаційних систем для моделювання сучасних складних енергетичних систем. Тому в даній роботі запропоновані моделі, застосування яких спрямоване на:

- вирішення конкретних проблем, що виникають в процесі оцінки поточного стану і якості сценаріїв прогнозованого розвитку енергетичних систем;
- вирішення, узагальнення або спрощення деяких з вище перелічених задач.

1.5 Підходи до моделювання дифузії інноваційних технологій

Системи енергетики є окремим випадком великих економічних систем, розвитку яких присвячено і постійно присвячується багато наукових досліджень. Представлений аналіз творів в цьому напрямку [41-44] дозволяє зробити висновок про існування закономірностей їх розвитку. З іншого боку, необхідний облік невизначеностей, викликаних випадковими непередбачуваними впливами на звичайний хід подій [45]. При цьому можна говорити лише про тимчасовий та умовний тренди (або тенденції), які, будучи трендом протягом порівняно короткого періоду часу, можуть поступитися місцем протилежному тренду і, таким чином, можуть виявитися частиною довгострокового циклу.

Прогнозування розвитку складних економічних систем базується на трьох основних теоретичних напрямках:

– Теорія економічної рівноваги [46], в основу якої покладено дослідження параметрів стійких станів, причин їх порушення і механізмів відновлення.

– Теорія економічного зростання, предметом якої є визначення умов стійкого, рівноважного збалансованого росту і розвитку – теорія стадій економічного зростання Уолта Ростоу [47].

– Теорія економічних циклів або теорія кон'юнктури [48], що пояснює причини коливань економічної активності суспільства у часі.

Всі ці три теорії не суперечать, а доповнюють одна одну.

Теорія циклів — це системна теорія, що досліджує закономірності у формуванні структури циклів в процесах різного типу – науковий напрямок, що здійснює синтез наукових знань з позиції вивчення часових закономірностей великих систем. Системи розвиваються циклічно, в них відбуваються коливальні процеси. З періодом кілька років або десятиліть фаза росту супроводжується фазою зниження. При цьому, незважаючи на коливання, загальна тенденція розвитку характеризується зростанням. Теорія циклів, звана також теорією довгих хвиль Кондратьєва, є основою теорії інновацій і численних інноваційних моделей дифузії нових технологій і параметрів їх життєвого циклу.

Фундаментальна модель інноваційної дифузії

Віддача від технології (наприклад сумарна кількість користувачів, встановлена потужність електрогенеруючої технології, тощо) або вкладеного в неї капіталу [49] відбувається нерівномірно. Загальне правило полягає в тому, що віддача поступово зростає, досягаючи максимуму десь біля середини життєвого шляху, після чого зменшується, так що її динаміка нагадує графік нормального розподілу (Рис. 1.5).

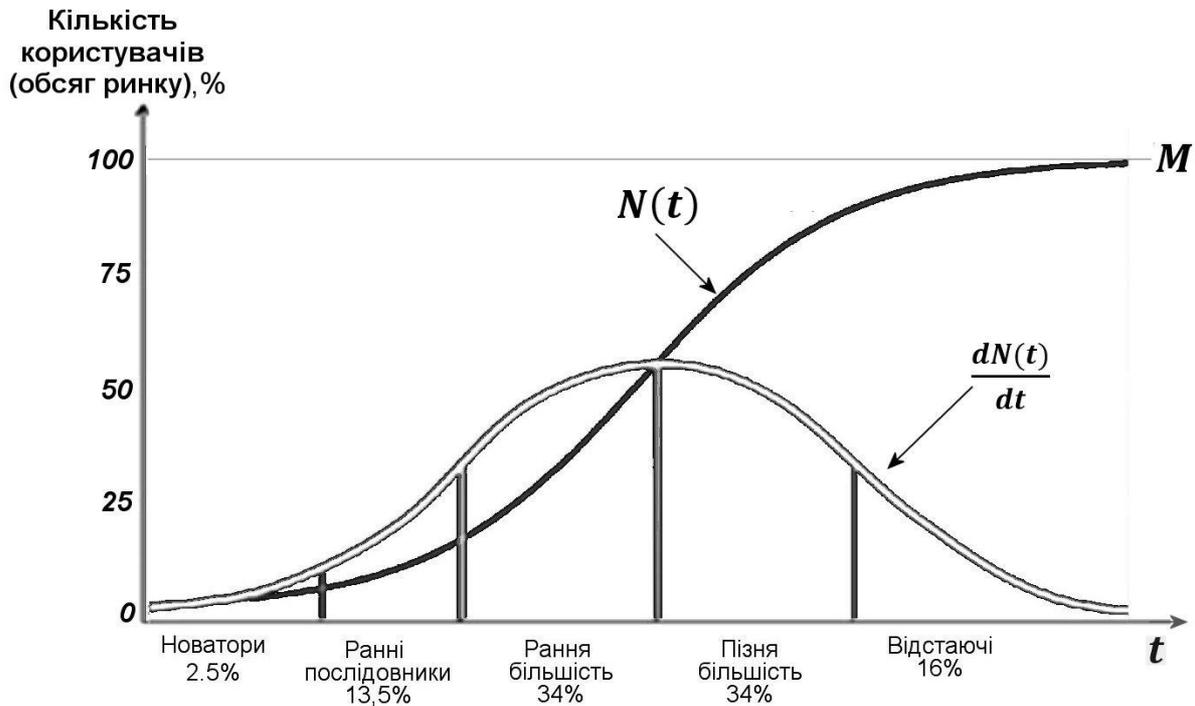


Рис. 1.5. Життєвий цикл інноваційної технології

Менша віддача на початку періоду пов'язана з природними обмеженнями, укладеними в будь-якому новому ресурсі та його початковому освоєнні, а в кінці – з процесом фізичного старіння і конкуренцією з боку нових продуктів і технологій.

Засновник іноваційної теорії циклів Кондратьєв досліджував загальний хід динаміки кумулятивних величин – капіталу і населення, і їх зв'язок з розвитком технологій. Як він стверджує [48], йому вдалося довести, що закон зміни кумулятивних елементів виражається диференціальним рівнянням, яке згодом було переформульовано в термінах впровадження інноваційних технологій і вважається фундаментальною моделлю інноваційної дифузії [50]:

$$\frac{dN(t)}{dt} = g(t)(M - N(t)),$$

де $N(t)$ – кумулятивна кількість користувачів на момент t , що прийняли та використовують технологію; M – максимально можлива кількість потенційних користувачів; $g(t)$ – коефіцієнт (швидкість) дифузії, що відображає ймовірність того, що потенційні користувачі будуть приймати інновації в якийсь невеликий проміжок часу навколо часу t . Значення $g(t)$ залежить від таких характеристик процесу дифузії як тип інновацій, канали зв'язку, час і характеристики соціальної системи.

Залежно від формули для коефіцієнта дифузії $g(t)$, запропоновані [51] три моделі інноваційної дифузії:

1. модель зовнішнього впливу [52], де коефіцієнт дифузії $g(t)$ є коефіцієнт або швидкість дифузії інновації p ;

2. модель внутрішнього впливу [53], де коефіцієнт дифузії $g(t)=qN(t)$. Конкретний вид цієї моделі представлений добре відомою функцією Гомпертца для використання в прогнозуванні розвитку нової технології [54,55];

3. модель змішаного впливу, що розроблена Бассом [56], об'єднує обидві попередні моделі. Для моделі змішаного впливу, коефіцієнт дифузії $g(t)=p+qN(t)$. В силу своєї великої спільності, в зв'язку з урахуванням внутрішніх і зовнішніх впливів, моделі змішаного впливу найбільш часто використовуються в дослідженнях [51,57,58]. Модель змішаного впливу може бути виражена за допомогою наступного рівняння:

$$\frac{dN(t)}{dt} = \left(p + \frac{q}{M} N(t) \right) (M - N(t)) \quad (1.1)$$

У спеціальному випадку, коли коефіцієнт або швидкість дифузії інновації p дорівнює нулю, модель Басса спрощується до наступного рівняння:

$$\frac{dN(t)}{dt} = \frac{q}{M} N(t) (M - N(t))$$

Ця модель має назву логістичної моделі.

Обидві моделі – і модель Басса і логістична модель дають S-образні криві сукупної кількості користувачів. За визначенням, дифузійна S-форма (рис. 1.5) спочатку збільшується зі зростаючою швидкістю, сукупне число користувачів зростає з плином часу. Згодом, крива досягає точки перегину, і швидкість дифузії починає зменшуватися. Нарешті, дифузія досягає рівня насичення M .

Е.Роджерс [59] вважає, що більша частина графіків (рис. 1.5) прийняття інновацій членами суспільства нагадує нормальний розподіл. Криві показують швидкість і стадії поширення інновації в співтоваристві. Роджерс дав свою назву кожному сегменту, грунтуючись на середньому арифметичному і стандартному відхиленні:

– новатори – 2,5%;

- ранні послідовники – 13,5%;
- рання більшість – 34%;
- пізня більшість – 34%;
- відстаючі – 16%.

Всі розглянуті моделі припускають постійну максимально можливу кількість потенційних користувачів M . Але в дійсності M не є константою. Отже, потрібні моделі в яких кількість потенційних користувачів є функцію часу $M(t)$.

У дослідженнях присвячених інноваціям та інноваційному розвитку особливу популярність набула концепція технологічного укладу, що впливає з запропонованої в 1970-1980-ті рр. низкою західних економістів концепції техніко-економічної парадигми [60].

Життєвий цикл кожного технологічного укладу [61] триває в середньому близько 100 років. Він охоплює життєві цикли технологій, кожний з яких має свою тривалість. Детальні дослідження показали, що життєвий цикл технології, за час свого існування зазнає два підйоми, дві висхідні хвилі. Перша з них припадає на початок розвитку технологічного укладу і обумовлена технологічними, внутрішніми чинниками, викликаними закономірностями пропозиції нових технологій, коли даний уклад прокладає собі дорогу в чужорідному соціально-економічному середовищі. Другий підйом припадає на початок другої половини життєвого циклу, коли економічні відносини в суспільстві вже трансформувалися в достатній мірі, щоб сприйняти технологічні нововведення, запропоновані цим укладом. Цей підйом обумовлений не технологічними, а економічними причинами, зовнішніми по відношенню до розвитку технологічної основи виробництва, і відображає готовність суспільства до впровадження відповідних інновацій і закономірне зростання суспільного попиту на них. Зазначені два підйоми у розвитку технологічних укладів — ендогенний і екзогенний – в цілому відображають кількісну динаміку самих різних поступально-циклічних процесів. Модель кількісної динаміки технологічних укладів, яка носить назву гіпотези Грублера-Фетисова дозволяє з достатньою точністю прогнозувати наступ перехідних і кризових періодів у розвитку техніко-економічних макросистем і окремих технологій. В цілому

заміна технологічних укладів здійснюється за законом, який математично описується узагальненою логістичною кривою.

Узагальнення моделі Басса (1.1) у вигляді узагальненої логістичної кривої і з урахуванням перелічених у [50] недоліків, дозволило автору сформулювати в розділі 2 динамічні моделі циклічного розвитку систем генерації, метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи та математичну модель довгострокового технологічного оновлення структури споживання та генеруючої потужності ОЕС України.

1.6 Підходи до моделювання енергетичної системи як складної ієрархічної квазідинамічної системи

У [62] представлено аналіз переліку типових задач розвитку енергетичної системи, який містить:

1. Прогнозування споживання та його режимів.
2. Дослідження довгострокових тенденцій розвитку технологій енергетики.
3. Вибір раціональної структури.
4. Аналіз ефективності, як окремих складових так і енергосистеми в цілому.
5. Вибір сукупності раціональних варіантів розвитку енергосистеми.

В процесі вирішення цих задач [62] "створюються моделі єдиної енергосистеми, здійснюється вибір раціональної структури генеруючих потужностей єдиної енергосистеми та енергетичних об'єднань за видами устаткування, обґрунтовується раціональна структура генеруючих потужностей єдиної енергосистеми та окремих енергетичних об'єднань та перспективна потреба в устаткуванні." На наступному рівні здійснюється вибір множини оптимальних варіантів розвитку та оновлення складових енергетичних об'єднань на перспективу. Для аналізу систем енергетики використовуються вже створені і створюються нові різні математичні моделі. Станом на 2019 рік у світі нараховувалося 146 відомих систем моделювання енергетики [62, Таблиця 2.1,

стор. 83]. Основні показники цих систем моделювання наведено у таблиці А.1. Вони класифіковані [62] "за чотирма цільовими групами: М – “Моделювання”, І – “Інвестування”, У – “Управління” та У+І – “Управління+Інвестування”. Таблиця А.2 містить перелік систем моделювання економічної рівноваги енергетичних комплексів [62], таблиця А.3. – вирішувачів математичних задач [62], а таблиця А.4. – систем рівноважного моделювання енергетики [62] станом на 2019 рік.

У більшості робіт зроблено висновок, що розробка єдиного інструменту, який однаково відповідає різноманіттю вимог до моделей енергосистем, здається мало перспективною. Тому в даній роботі запропоновано метод та економіко-математичні моделі, спрямовані на вирішення конкретних проблем, що виникають в процесі оцінки поточного стану і якості сценаріїв розвитку енергетичних систем.

В таблиці 1.1 представлено *відомі* моделі, модифікація та узагальнення яких дозволила розробити *новий метод та удосконалені моделі*.

Таблиця 1.1 – Відомі та нові і удосконалені моделі

ВІДОМІ МОДЕЛІ		НОВІ ТА УДОСКОНАЛЕНІ МОДЕЛІ	
Фундаментальна модель дифузії інновацій		Метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи	
		Динамічні моделі циклічного розвитку систем генерації	
			
Модель змішаного впливу дифузії нових технологій		Модель довгострокового технологічного оновлення структури споживання та генеруючої потужності ОЕС України	
Класична постановка задачі управління динамічною системою		Модель ієрархічно керованої квазідинамічної енергетичної системи	
		Модель мінімізації середньозваженої вартості електроенергії	Модель багато вузлової інтегрованої енергосистеми

На основі модифікації *фундаментальної моделі дифузії інновацій* та узагальнення *моделі змішаного впливу дифузії нових технологій*, було розроблено нову *динамічну модель циклічного розвитку систем генерації*. Ця

модель, в свою чергу, дозволила розробити новий *метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи* та нову *модель довгострокового технологічного оновлення структури споживання та генеруючої потужності ОЕС України*. Узагальнення класичної моделі управління динамічною системою дозволило розробити нову *модель ієрархічно керованої квазідинамічної енергетичної системи*. Окремими випадками цієї моделі є розроблені автором *модель мінімізації середньозваженої вартості електроенергії та модель багато вузлової інтегрованої енергосистеми*. Програмні модулі числової реалізації перелічених математичних моделей впроваджено у розроблений автором *проблемно-орієнтований програмно-інформаційний комплекс*.

Далі наведено порівняння розробленого автором нового програмно-інформаційного комплексу [63,64], що пропонується у цій роботі, з найбільш відомими в Україні програмно-інформаційними засобами моделювання енергосистем:

– PLEXOS [65] – розробник Energy Exemplar Pty. Ltd. (energyexemplar.com/plexos) – комерційна система, використовується ENTSO-E, а також деякими учасниками ринку електроенергії, зокрема, трейдерами та ОСП, а також НЕК «Укренерго».

– ANTARES SIMULATOR [66] – розробник RTE France (antares-simulator.org) – вільно розповсюджується, використовується ENTSO-E та деякими ОСП ENTSO-E, а також НЕК «Укренерго».

– FlexTool [67] – розробник VTT Technical Research Centre of Finland Ltd (irena.org/energytransition/Energy-System-Models-and-Data/IRENA-FlexTool) – вільно розповсюджується, використовується IRENA.

Кожен з цих засобів моделювання має свої особливості і зазвичай рішення не співпадають. Порівняння зазначених моделей з програмно-інформаційним комплексом, що запропонований в даному дослідженні [63,64] та описаний в розділі 3, представлено в таблиці 1.2.

Як можна бачити з таблиці 1.2, програмно-інформаційний комплекс, що запропонований в даному дослідженні, має переваги:

– адекватного моделювання режимів використання гідроагрегатів ГАЕС та енергоблоків ТЕС і АЕС України;

– можливість порівняння декількох моделей та результатів оптимізації на окремих етапах життєвого циклу при однакових вихідних даних.

Таблиця 1.2 – Головні відмінності відомих програмно-інформаційних засобів моделювання енергосистем від програмно-інформаційного комплексу, що запропонований в даному дослідженні

Параметр	ІЗЕ НАН України	PLEXOS	ANTARES SIMULATOR	FLEX TOOL
Обмеження Експорту/Імпорту за добу, МВт·год	+	+	+	+
Обмеження Експорту/Імпорту за годину, МВт·год	+	+	+ / —	+
Можливість дотримання нульового сальдо Експорту/Імпорту за добу	+	+	+	+
Врахування ціни Експорту/Імпорту електроенергії для кожної доби, USD/МВт·год	+	+	+	+
Адекватне моделювання гідроагрегатів ГАЕС України	+	—	—	—
Адекватне моделювання енергоблоків ТЕС та АЕС України	+	+ / —	+ / —	—
Моделювання ВЕС та СЕС відповідно до річних профілів генерації потужності	+	+	+	+
Моделювання акумуляторних батарей (накопичена енергія >= генерації)	+	+	+	+
Моделювання ГЕС (мінімальний водопропуск, обмеження зміни потужності, обмеження на виробництво за добу)	+	+	+	—
Моделювання багатовузлової енергосистеми	+	+	+	+
Можливість порівняння декількох моделей	+	—	—	+ / —
Можливість порівняння результатів оптимізації на окремих етапах життєвого циклу	+	—	—	+ / —
Інтерфейс користувача	+	+	+	+

У сьогоднішній інтерпретації методологія системних досліджень в галузі енергетики [62] включає наступні фундаментальні принципи:

- вивчення природи досліджуваних енергетичних систем;
- дослідження основних властивостей енергетичних систем, які трансформуються з розвитком цих систем;
- розробка та оновлення моделей та методів дослідження енергетичних систем, для адекватного враховування мінливих властивостей та тенденцій їх розвитку;
- враховування не лише специфіки моделей, а й великої кількості критеріїв та обмежень, суперечливий характер інтересів різних зацікавлених сторін;
- визначення керуючих впливів для забезпечення необхідної надійності, живучості та керованості.

Загальна схема досліджень енергетики (рис. 1.6) передбачає :

- застосування математичних моделей;
- урахування невизначеності інформації про майбутні умови розвитку енергетики: темпів зростання потреб в паливно-енергетичних ресурсах, перспектив науково-технічного прогресу, екологічних обмежень;
- урахування територіального розподілу виробничих потужностей енергетики та рівнів споживання електроенергії в територіальних вузлах;
- дослідження та урахування обмежень на оновлення структурних елементів паливно-енергетичного комплексу;
- обробку та аналіз результатів, отриманих в наслідок застосування математичних моделей.

Дослідження виконуються з урахуванням можливих сценаріїв енергоспоживання: песимістичному, референтному, оптимістичному. Розглядається та оцінюється технологічна та економічна ефективність використання та перспективність кожної технології. Враховуються доступність первинних енергоресурсів в даний час та в перспективі.



Рис. 1.6. Загальна схема досліджень енергетики

Оптимізація за економічними критеріями дозволяє виявити довгострокові тенденції розвитку енергетики, які мають найбільшу ймовірність бути впровадженими в майбутньому. Теоретичний аналіз показує, що рішення глобальної оптимізаційної задачі на мінімум витрат збігається з рішеннями локальних завдань на максимум прибутку при обліку в цих завданнях відповідних обмежень. Враховуючі викладене, при побудові системи математичних моделей для дослідження перспектив розвитку енергетична система в цілому або її окремі частини, що моделюються на своїх рівнях ієрархії, розглядаються як керована квазідинамічна система, траєкторія якої, під дією допустимих оптимальних управлінь, представляє з себе послідовність станів оптимальної енергетичної та економічної рівноваги [68]. При моделюванні кожний елемент системи розглядається як складна система, з урахуванням його специфіки. Система складається з множини елементів, які утворюють її структуру та формують поведінку за певних умов. Елемент — це така складова системи, яка є неподільною з огляду на виконання конкретної функції. Кожна система є елементом системи вищого порядку, а будь-який елемент може розглядатися як відносно самостійна система, що складається з елементів нижчого порядку. Отже, у системі елемент є мінімальною одиницею, здатною до відносно самостійного виконання певної функції.

Більшість задач системного аналізу полягає в пошуку оптимального значення критеріальної функції за наявності певних обмежень. На практиці часто формулюють не одну, а множину цілей для яких передбачається встановлення ієрархії, формалізованої через побудову багатокритеріальних моделей. З огляду

на ознаку ієрархічності кожна система або підсистема має перебувати на певному рівні ієрархії, тобто бути елементом системи вищого порядку (поширення ієрархії вгору) і водночас складатися з підпорядкованих систем (поширення ієрархії донизу). При об'єднанні в систему кожна ланка ієрархії набуває якісно нових властивостей, яких бракує в ізольованому стані, і водночас втрачає певні характеристики. Отже, на кожному рівні ієрархії відбуваються складні зміни якісного характеру.

Система повинна мати чітко окреслені межі, які дають можливість відрізнити елементи, що входять до її складу, від навколишнього середовища, тобто всього того, що не входить до системи. Точне окреслення меж системи, крім того, уможлиблює дослідження форми її взаємодії з довкіллям, зокрема порядок обміну інформацією, технологіями, ресурсами, вплив системи на середовище та середовища на внутрішню структуру системи.

Здатність системи до розвитку є необхідною умовою її життєздатності, що забезпечується через самовдосконалення та самозбереження. Розвиток системи — це перехід з одного стану в інший зі збереженням основних системних ознак. Стан системи описується набором параметрів, які найповніше характеризують її в кожний момент часу. Сам процес розвитку системи передбачає дотримання динамічної рівноваги. З одного боку, динамічність означає постійний розвиток, пристосування до змін навколишнього середовища, удосконалення, перехід на вищі рівні ієрархії. З другого — в процесі динамічного розвитку система має підтримувати рівновагу як здатність до збереження основних системних ознак за відсутності зовнішніх збурюючих дій або за постійних таких дій.

Класична постановка задачі управління динамічною системою (УДС) [69,70] припускає, що управління ухвалюються єдиним органом на основі одного критерію оптимальності, який може бути записаний у вигляді:

$$\mu = \sum_{\tau=1}^T g(\Omega(\tau), u(\tau), \xi(\tau)) \rightarrow \max$$

де:

g — значення критерію оптимальності у момент часу τ ,

Ω — вектор стану УДС у момент часу τ ,

u — вектор управляючих дій у момент часу τ ,

ξ — вектор випадкових зовнішніх дій у момент часу τ .

Вирішенню цієї задачі в різних варіантах присвячені роботи по теорії оптимального управління [71,72].

Виходячи з міркувань, що були викладені, і враховуючі, що для моделювання такої складної системи, як енергетична система, класична модель управління динамічною системою виявляється недостатньою, вона узагальнена автором у вигляді економіко-математичної моделі ієрархічно керованої квазідинамічної енергетичної системи з $r \in R$ рівнями адміністративно-територіальної ієрархії та галузевою (підгалузевою) інфраструктурою, що деталізована за структурою свого технологічного $k \in K$ наповнення. Задача ієрархічного управління такою квазідинамічною системою сформульована автором у розділі 2.

1.7 Підходи до моделювання багатовузлової інтегрованої енергосистеми з цілими змінними

Окремим випадком моделі ієрархічної керованої квазідинамічної системи є, розроблена автором [70], економіко-математична модель багатовузлової інтегрованої енергосистеми з цілими змінними оптимізації складу та режимів навантаження генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем, що працюють в межах єдиної синхронної зони, континентальної Європи ENTSO-E.

Грунтуючись на вимогах викладених викладених у [73-80] розглянуто технологічні умови паралельної роботи ОЕС України з суміжними країнами, які входять до ENTSO-E [73]. Проаналізовано базові сценарії розвитку генеруючих потужностей та визначено впливові фактори щодо забезпечення готовності енергосистеми України до об'єднання з енергосистемою Континентальної Європи ENTSO-E, які закладають основи для моделювання синхронного функціонування ОЕС України з енергосистемами суміжних країн. Розглянуто специфічні особливості роботи енергетичних систем суміжних з Україною країн, членів Європейського Союзу – Угорщини, Словаччини, Польщі, Румунії та

енергосистеми України, що дозволило визначити передумови синхронізації з урахуванням граничних значень обсягів транскордонного обміну електроенергією, географічного розташування, наявності та потужності міждержавних ліній електропередачі, величин потужності максимально допустимих обсягів імпорту та експорту. У сукупності, це дозволило обґрунтувати невідворотність та економічну доцільність паралельної роботи енергосистеми України з енергосистемою Континентальної Європи ENTSO-E, що за умов запровадження нових режимів диспетчеризації та маневрених накопичувальних і резервних електрогенеруючих потужностей забезпечить стабільність, енергетичну безпеку, динамічну та статичну стійкість функціонування ОЕС України.

Модель [70] відноситься до класу задач оптимального завантаження генеруючих потужностей енергосистем із критерієм мінімізації витрат на виробництво та імпорт/експорт електроенергії. У найбільш загальному вигляді модель може бути описана наступним чином:

$$\sum_r^R \sum_\tau^T \left\{ \sum_g^G \left(P_{r\tau g}^{Gen} c_{r\tau g}^{Gen} + S_{r\tau g}^{Start} c_{r\tau g}^{Start} \right) + \sum_k^R P_{rk\tau}^{Imp} c_{k\tau}^{Imp} (1 - a_{kr}^{Transf}) \right\} \rightarrow \min,$$

Баланс виробництва – споживання – імпорту – експорту:

$$\sum_g^G P_{r\tau g}^{Gen} + \sum_k^R \left(P_{rk\tau}^{Imp} - P_{rk\tau}^{Exp} \right) = D_{r\tau}; \forall \tau \in T; \forall r \in R.$$

Баланс потоків потужності включає:

– обмеження на пропускну спроможність ЛЕП (Net Transfer Capacity):

$$P_{rk\tau}^{Exp} \leq F_{kr}^{NTC}; P_{rk\tau}^{Imp} \leq F_{kr}^{NTC}; \forall \tau \in T; \forall r \in R; \forall k \in R (k = r).$$

– можливе обмеження на баланс імпорту – імпорт з вузла r до вузла k має дорівнювати експорту з вузла k до вузла r :

$$P_{rk\tau}^{Imp} - P_{rk\tau}^{Exp} = 0; \forall \tau \in T; \forall r \in R; \forall k \in R (k = r).$$

Тут: T – період (час у годинах); $R(K)$ – множина вузлів; G – множина генеруючих потужностей; P – потужність; c – вартість; a – коефіцієнт втрат; D – споживання; F – максимальна пропускну спроможність транскордонних ліній

електропередач (ЛЕП). Більш докладно математична модель [70,81] описана у розділі 2.

1.8 Модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва та накопичення електроенергії

Одним з визначальних факторів [82-85] оцінки економічної ефективності сучасних технологій виробництва електроенергії є середня собівартість продукції за досліджуваний період. Окрім основної інвестиційної та експлуатаційної складових, вартість залежить від використання встановленої потужності електростанції. Цей фактор багато в чому визначається графіком споживання, від якого, в свою чергу, залежить графік навантаження. Вирівнювання графіка навантаження потребує значних технологічних та економічних ресурсів та використання генеруючих технологій у режимі слідування за навантаженням.

Модель [86], яка докладно описана у другому розділі, дозволяє оцінити потенціал можливого зниження середньогодинної вартості виробництва електроенергії та, на основі прогнозних добових графіків навантаження, вирішити задачу прогнозування вибору оптимальних режимів використання генеруючої та накопичувальної потужностей системи. Використання одержаного рішення забезпечує мінімізацію погодинної вартості виробленої електроенергії ОЕС України.

1.9 Підходи до моделювання довгострокового технологічного оновлення складових енергетичних систем

Дослідження розвитку та вдосконалення енергетичних систем є актуальною науковою проблемою, якій приділяється значна увага [87,88]. В роботі [89] запропоновано удосконалення моделі математичного програмування, яке базується на модифікації та розвитку сімейства ієрархічних моделей покрокової оптимізації траєкторій сталого розвитку енергетичних систем [90] та стохастичної квазідинамічної моделі економіко-технологічного впливу життєвого циклу інноваційних технологій [91]. Основною відмінністю

запропонованої моделі [89] є явне врахування впливу економіко-технологічних показників розвитку національної економіки та виробництва, представлених у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними. У розрахунках використовувалися фактичні та прогнозовані значення цих функцій на відповідному кроці горизонту моделювання. Модифікація та розвиток цих моделей спрямована на адаптацію останніх для дослідження на їх основі напрямків та оптимальних параметрів технологічного оновлення компонентів енергетичних систем, що функціонують у рамках енергетичних об'єднань, у довгостроковій перспективі та з урахуванням їх перспектив.

Оцінка відносних витрат на модернізацію енергетичних систем, що використовують різні технології, є складним завданням [92-94]. Результати цієї оцінки дуже залежать від місця розташування. Наприклад, вугілля, враховуючи поточну ситуацію, є і, ймовірно, залишатиметься економічно привабливим у країнах, де викиди вуглецю оподатковуються низьким податком або не оподатковуються взагалі. Газ також може конкурувати з базовими генеруючими потужностями, особливо при використанні установок комбінованого циклу. Атомні електростанції [82,85] дорого будувати, але відносно дешево експлуатувати. Витрати на утилізацію відходів і виведення з експлуатації зазвичай повністю включаються в експлуатаційні витрати. У багатьох місцях ядерна енергія успішно конкурує з викопним паливом як засіб виробництва електроенергії. Облік соціальних, медичних та екологічних витрат від використання викопного палива підвищує конкурентоспроможність атомної енергетики. Оцінки життєвого циклу технології показують, що атомна енергетика є економічно життєздатним джерелом виробництва електроенергії, що поєднує в собі переваги безпеки, надійності та дуже низьких викидів парникових газів. Існуючі АЕС працюють надійно з високим ступенем передбачуваності. Експлуатаційні витрати атомних електростанцій нижчі, ніж у всіх конкурентів, що працюють на викопному паливі, а також мають дуже низький ризик інфляції експлуатаційних витрат. Як показує досвід, життєвий цикл АЕС становить 60 років і в майбутньому може бути продовжений. Основні економічні ризики для існуючих атомних електростанцій полягають у

конкуренції як із субсидованою відновлюваною енергією, обсяги виробництва якої важко передбачити, так і з виробництвом дешевого газу, особливо з огляду на політичні ризики підвищення питомого оподаткування атомної енергетики.

Метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи та модель довгострокового технологічного оновлення структури споживання та генеруючої потужності ОЕС України, що є складовою цього методу, призначені для дослідження коротко та довгострокових сценаріїв. Модель є окремим випадком моделі ієрархічної керованої квазідинамічної системи [90] та квазідинамічної моделі економіко-технологічного впливу життєвого циклу інноваційних технологій [91]. Основною відмінністю запропонованої моделі є явне врахування впливу економіко-технологічних показників розвитку національної економіки та виробництва, представлених у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними. Модель представлена як ієрархія сценаріїв. На верхньому рівні ієрархії задіяні агреговані технології енергозабезпечення. Матриця стану системи відображає структуру обсягів генерації, постачання та споживання енергії на кожному кроці горизонту моделювання. Усі використані технології беруть участь у забезпеченні балансу поставленої та спожитої на кожному кроці енергії. Основними обмеженнями моделі є дотримання балансу загальної потужності, маневреної потужності та обсягів генерованої, поставленої та спожитої енергії, при умові, що всі параметри належать до набору можливих станів. Введено міру неузгодженості векторів поставленої та спожитої енергії. Вихідною інформацією для моделювання [95–106] є:

- цільова послідовність річного споживання енергії;
- початковий стан вектору загального постачання;
- вектор інтегральних різниць параметрів LACE–LCOE для кожної з агрегованих технологій, залучених до розрахунку;
- функціонал економіко-технологічного впливу, в якому використані:
 - a. регіональний коефіцієнт купівельної спроможності,
 - b. ефективність технології,

- c. коефіцієнт кінцевої вартості,
- d. темп зростання економіки.

Також враховано прогнозовану вартість компонентів технологій: інвестиції, постійні операційні витрати, змінні операційні витрати. Формулювання та опис моделі наведено у розділі 2.

1.10 Формулювання мети та постановка завдань дослідження

Проведений аналіз наукових та інших інформаційних джерел показав, що розробці теоретичних засад, методів та засобів оцінки ефективності функціонування і розвитку систем енергетики, а також математичних методів і моделей щодо визначення можливостей та обмежень оновлення елементів як автономних так і інтегрованих енергетичних систем присвячено роботи багатьох українських і іноземних вчених.

Актуальність роботи обумовлена ключовими тенденціями у сфері енергетики. Оптимізація структури енергосистем із ВДЕ має вирішальне значення для досягнення цілей сталого розвитку та пом'якшення кліматичних змін. Прогрес у технологіях, накопичення енергії забезпечує нові можливості оптимальної інтеграції ВДЕ в існуючі та нові енергосистеми. Моделі та засоби, що враховують економічні та технологічні аспекти інтеграції ВДЕ є важливими для надійності і стійкості енергосистем, мають вирішальне значення для підтримки стабільності мережі і прийняття стратегічних рішень в енергетичному секторі. Оптимізація енергетичних систем з використанням ВДЕ сприяє формуванню ефективних сценаріїв сталого енергетичного майбутнього. Ефективне використання технологій накопичення енергії є ключовим аспектом оптимізації енергосистем із високою часткою ВДЕ.

У зв'язку з цим задача розробки нових та удосконалення існуючих методів, економіко-математичних моделей і програмних засобів для дослідження напрямів та оптимальних параметрів технологічного розвитку елементів енергосистем є актуальною. Вирішенню цієї наукової задачі присвячена дана дисертація.

Вищевикладене дозволяє сформулювати мету та задачі дослідження.

Метою дослідження є розроблення нових та вдосконалення існуючих методів, економіко-математичних моделей і програмних засобів оптимізації складу та режимів використання генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем в умовах швидкого зростання потужностей ВДЕ у світі та в Україні.

У процесі реалізації означеної мети було сформульовано і розв'язано такі задачі:

- досліджено можливості оптимізованої диспетчеризації компонентів енергосистем, меж допустимих значень параметрів генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей, що забезпечують стійку збалансовану роботу об'єднаної енергосистеми;

- удосконалено економіко-математичні моделі визначення техніко-економічної ефективності функціонування окремих об'єктів генерації електричної енергії протягом їх життєвого циклу;

- розроблено метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи;

- розроблено нові і удосконалено існуючі моделі економіко-математичного програмування для дослідження напрямів та визначення оптимальних параметрів технологічного розвитку елементів енергосистем;

- проведено розрахункові експерименти з використанням розробленого методу, моделей та програмних засобів для виявлення перспектив коротко- та довгострокового розвитку енергосистеми України.

1.11 Висновки до розділу 1

Можливість сталого економічного розвитку національної економіки значною мірою визначається надійністю та ефективністю систем енергозабезпечення. Одночасно із зростанням мінливості глобальної економічної системи відбувається підвищення вимог до екологічності технологічних процесів, зокрема, процесів видобування, перетворення та споживання енергетичних ресурсів та енергоносіїв. На сьогодні відсутні універсальні способи економічно прийняттого узгодженого вирішення проблеми задоволення

енергетичних потреб людства із забезпеченням відсутності негативного впливу на довкілля.

Розробці теоретичних засад, методів та засобів оцінки ефективності функціонування і розвитку систем енергетики, а також математичних методів і моделей щодо визначення можливостей та обмежень оновлення елементів як автономних так і інтегрованих енергетичних систем присвячено роботи багатьох українських і іноземних вчених.

У існуючих дослідженнях розглядаються або моделі об'єднаних енергосистем з єдиним інтегрованим критерієм оптимізації або оптимізується функціонування окремих вузлів або елементів енергосистеми. Такі підходи не дозволяють одночасно досягти деталізованої оптимізації як енергосистеми в цілому, так і оптимізованого використання її окремих технологічних складових.

Важливою задачею є удосконалення та розробка нових моделей математичного програмування для дослідження напрямків та оптимальних параметрів технологічного оновлення елементів енергосистем, що працюють в енергооб'єднаннях. Врахування у цих моделях економічних та технологічних показників розвитку народного господарства та виробництва, які представлені у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними, дозволяє досліджувати оптимальні обсяги технологічного оновлення інтегрованих енергосистем.

Існуюча ситуація обумовлює актуальність розробки відповідних нових та вдосконалення існуючих засобів та методів, які поєднують переваги зазначених підходів. Вирішенню цієї наукової задачі присвячена представлена робота. Программно-інформаційний комплекс, що запропонований в даному дослідженні, має наступні додаткові переваги:

- адекватного моделювання режимів використання гідроагрегатів ГАЕС та енергоблоків ТЕС і АЕС України;
- можливість порівняння декількох моделей при однакових вихідних даних;
- можливість порівняння результатів оптимізації на окремих етапах життєвого циклу.

РОЗДІЛ 2

**МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ І ПРОГРАМНІ ЗАСОБИ ОПТИМІЗАЦІЇ
СКЛАДУ ТА РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПОТУЖНОСТЕЙ
ЕНЕРГОСИСТЕМ В УМОВАХ ШВИДКОГО ЗРОСТАННЯ
ПОТУЖНОСТЕЙ ВДЕ**

2.1 Динамічна модель циклічного розвитку систем генерації.

Фундаментальна модель [50] дифузії інноваційної технології k , модифікована автором для технології систем генерації і представлена формулою (2.1):

$$\frac{dP^k(\tau)}{d\tau} = g(\tau)(P^{\Sigma k}(\tau) - P^k(\tau)), \quad (2.1)$$

де: $g(\tau)$ – коефіцієнт дифузії; $P^k(\tau)$ – поточна потужність технології; $P^{\Sigma k}(\tau)$ – максимальна можлива потужність технології. Залежно від формули для коефіцієнта дифузії $g(\tau)$, запропоновані три моделі інноваційної дифузії: модель зовнішнього впливу, модель внутрішнього впливу та модель змішаного впливу Френка Басса (1.1), яка об'єднує обидві попередні моделі і найбільш часто використовується в дослідженнях.

Головною відмінністю запропонованої автором *динамічної моделі циклічного розвитку систем генерації* є врахування в явному вигляді впливу економічних і технологічних індикаторів розвитку національної економіки та виробництва, які представлені у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними (рис. 2.1). Ці індикатори, що є складовими запропонованого автором *функціонала економіко-технологічного впливу*, який входить до нової узагальненої економіко-математичної моделі розвитку технології у вигляді суми декількох логістичних кривих, розраховані по модифікованій формулі (2.2) моделі змішаного впливу Басса:

$$\frac{dP^k(\tau)}{d\tau} = K \left\{ p + \frac{q}{P^{\Sigma k}} P^k(\tau) \right\} (P^{\Sigma k}(\tau) - P^k(\tau)), \quad (2.2)$$

в якій параметри K , p , q , $P^{\Sigma k}(\tau)$ визначаються на основі апроксимації їх відомих фактичних (до 2022 року) значень методом найменших квадратів.

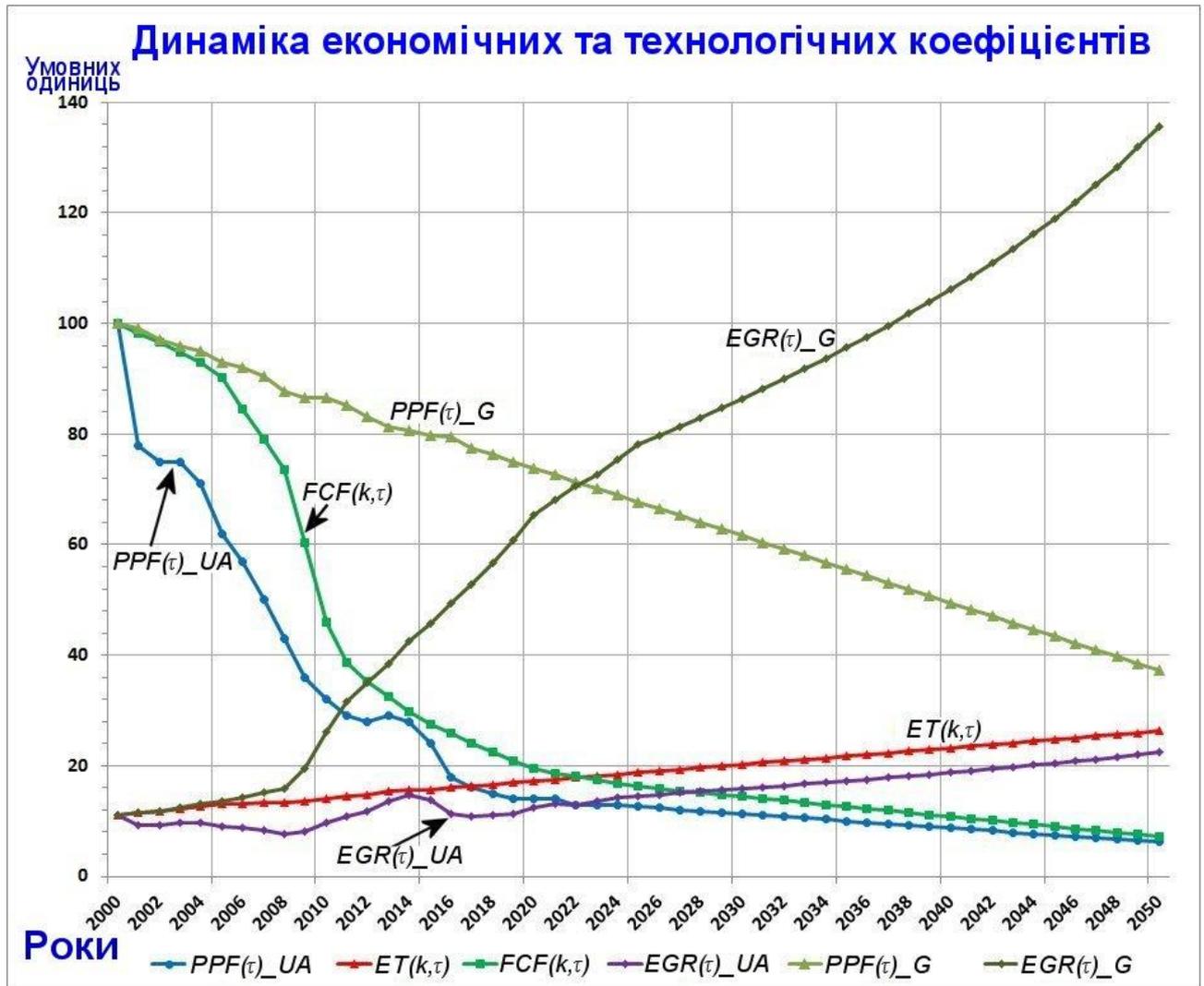


Рис. 2.1. Динаміка економічних і технологічних індикаторів розвитку економіки та виробництва для України (UA) та Німеччини (G)

$PPF(\tau)$ – регіональний коефіцієнт купівельної спроможності, $ET(k,\tau)$ – ефективність технології, $FCF(k,\tau)$ – коефіцієнт кінцевої вартості, $EGR(\tau)$ – темп зростання економіки.

Для врахування означених індикаторів формула коефіцієнта дифузії, який у моделі змішаного впливу Басса [56] має вигляд $g(\tau)=p+qN(\tau)$ приймає наступний вигляд:

$$g(\tau) = K_m F \left[PPF(\tau), ET(k,\tau), FCF(k,\tau), EGR(\tau) \right] \left\{ p + \frac{q}{M(\tau)} N(\tau) \right\},$$

де K_m – коефіцієнт масштабування;

$F[PPF(\tau), ET(k, \tau), FCF(k, \tau), EGR(\tau)]$ – функціонал економіко-технологічного впливу, що залежить від економічних і технологічних індикаторів розвитку економіки та виробництва.

При розрахунках використана наступна формула для обчислення функціоналу:

$$F[PPF(\tau), ET(k, \tau), FCF(k, \tau), EGR(\tau)] = \\ F(\tau) = \frac{(PPF(\tau) / PPF(\tau_0)) \cdot ET(k, \tau) \cdot EGR(\tau)}{FCF(k, \tau) / FCF(\tau_0)},$$

де τ_0 – початковий момент, наприклад, 2000 рік. Таким чином функціонал $F(\tau)$ – безрозмірна величина. Частини, що входять до нього $PPF(\tau)/PPF(\tau_0)$ та $FCF(\tau)/FCF(\tau_0)$, позначені так:

$KPPF(\tau) = PPF(\tau)/PPF(\tau_0)$ – приведений коефіцієнт купівельної спроможності регіону;

$KF(k, \tau) = FCF(k, \tau)/FCF(k, \tau_0)$ – приведений коефіцієнт середньої кінцевої вартості для споживача.

Квазідинамічні функції із дискретними стохастичними змінними, що входять до функціоналу $F(\tau)$ називаємо коефіцієнтами економічного та технологічного впливу і виражаємо у відсотках. При цьому значення дорівнюють 100% в момент τ_0 . Отже:

$$F(\tau) = \frac{KPPF(\tau) \cdot ET(k, \tau) \cdot EGR(\tau)}{KF(k, \tau)}. \quad (2.3)$$

З урахуванням викладеного, рівняння для моделі економіко-технологічного впливу розвитку енергетичної технології k має наступний вигляд:

$$\frac{dP^k(\tau)}{d\tau} = F(\tau)(P^{\Sigma k}(\tau) - P^k(\tau)),$$

де: $P^k(\tau)$ – кумулятивна потужність використання технології k на момент τ ;

$P^{\Sigma k}(\tau)$ – максимально можлива потужність технології k ;

p – інтенсивність впливу зовнішнього ринкового середовища, в якому вже використовується певна інновація або коефіцієнт інновації;

q – коефіцієнт передавання інформації про інновацію між учасниками.

В свою чергу, сумарна встановлена потужність технології, на момент $\tau+1$ визначається наступним рівнянням:

$$P^k(\tau+1) = P^k(\tau) + K_m F(\tau) \left\{ p + \frac{q}{P^{\Sigma k}(\tau)} P^k(\tau) \right\} (P^{\Sigma k}(\tau) - P^k(\tau)).$$

Ця модель в явному вигляді враховує вплив економічних та технологічних факторів, і відображає розвиток технології у вигляді логістичної кривої. Для відображення життєвого циклу, що має два або більше підйомів, запропонована модель у вигляді узагальненої логістичної кривої, що є сумою декількох логістичних кривих:

$$P^k(\tau+1) = P^k(\tau) + K_m \sum_{j=1}^J F(\tau) \left\{ p_j + \frac{q_j}{P^{\Sigma k_j}(\tau)} P_j^k(\tau) \right\} (P^{\Sigma k_j}(\tau) - P_j^k(\tau)), \quad (2.4)$$

де j – номер логістичної кривої, загальна кількість яких дорівнює J .

У загальному випадку, як J може бути різним, так і параметри p_j , q_j , $P^{\Sigma k_j}(\tau)$ можуть бути різними для кожного окремого j , але вважається, що p_j та q_j є незмінними на горизонті моделювання. Результати розрахунків прогнозних параметрів встановленої потужності СЕС для України та Німеччини до 2050 року представлено в розділі 4.

Представлена динамічна модель циклічного розвитку систем генерації, в свою чергу, дозволила розробити новий метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи та нову модель довгострокового технологічного оновлення структури споживання та генеруючої потужності ОЕС України.

2.2 Метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи і модель довгострокового технологічного оновлення структури споживання та генеруючої потужності ОЕС України

Метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи і модель довгострокового технологічного оновлення структури споживання та генеруючої потужності [89], що є складовою цього методу, призначені для дослідження коротко та довгострокових сценаріїв. Модель є окремим випадком моделі ієрархічної керованої квазідинамічної системи [90] та квазідинамічної

моделі економіко-технологічного впливу [91] життєвого циклу інноваційних технологій. Основною відмінністю запропонованої моделі є явне врахування впливу економіко-технологічних показників розвитку національної економіки та виробництва, представлених у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними. У розрахунках використовувалися фактичні та прогнозовані значення цих змінних на відповідному кроці горизонту моделювання. Модель [89] спрямована на дослідження напрямків та оптимальних параметрів технологічного оновлення компонентів енергетичної системи у довгостроковій перспективі.

Фактори продуктивності найбільш широко використовувані при моделюванні сценаріїв розвитку енергетичних систем.

Levelized Cost of Electricity (LCOE)

Наразі, в багатьох випадках, оцінка ефективності приймаємих рішень базується на розрахунку нормованої вартості виробленої електроенергії – LCOE. LCOE часто використовується як зручний узагальнюючий показник загальної конкурентоспроможності різних генеруючих технологій [97 – 100]. Цей показник являє собою вартість кіловат-години (із урахуванням дисконта вартості валюти) при будівництві і експлуатації енергетичної установки на протязі передбачуваного життєвого циклу з урахуванням вивода з експлуатації. Основними вихідними даними для розрахунку є показник капітальних витрат, витрат на паливо, постійні і змінні операційні витрати, витрати на обслуговування, витрати на фінансування та передбачуваний коефіцієнт використання для кожного типу генеруючої установки. Вага чинників варіюється в залежності від технології. Для технологій, що засновані на використанні сонячної енергії або енергії вітру, які не мають витрат палива і відносно невеликі змінні витрати, LCOE приблизно пропорційне до кошторисної вартості капіталу генеруючих потужностей. Для технології зі значною вартістю палива, витрати на паливо та операційні витрати істотно впливають на LCOE. Наявність різних заохочень, у тому числі державних або федеральних податкових кредитів, також можуть вплинути на розрахунок LCOE. Як і при будь-якому проектуванні, існує невизначеність з приводу всіх цих факторів – їх

значення можуть варіюватися в регіональному розрізі і в часі в міру розвитку технологій і зміни цін на паливо. Важливо враховувати, що фактичні інвестиційні витрати залежать від конкретних технологічних і регіональних особливостей проекту, в яких беруть участь багато інших факторів.

Levelized Avoided Cost of Electricity (LACE) [98, 99, 100] як додатковий індикатор.

Оскільки прогнозовані коефіцієнти використання, існуючі набори ресурсів і обсяги необхідної потужності можуть сильно варіюватися в різних регіонах, де можуть знадобитися нові потужності генерації, пряме порівняння технологій за LCOE в якості методу оцінки економічної конкурентоспроможності різних альтернатив генеруючих проектів часто є проблематичним і може вводити в оману. Концептуально [98, 99, 100], краща оцінка економічної конкурентоспроможності може бути досягнута за рахунок обліку уникнення витрат, а саме, вартості генерування ресурсами, що вже є в наявності тієї електроенергії, яку передбачається генерувати проектом нового покоління, а також її LCOE. Обсяг уникнутих витрат, який забезпечує довірчу міру для річної економічної вартості проекту-кандидата, може бути підсумовано протягом його фінансового життєвого циклу і, шляхом ділення на середньорічний обсяг генерації проекту. Він дозволяє визначити питому уникнуту вартість електрики (LACE). Потім, для проекта-кандидата, значення LACE можна порівняти зі значенням LCOE, і таким чином визначити чи перевищує одержана вигода від проекту його вартість. Якщо розглядаються кілька конкуруючих технологій, порівняння LACE кожного проекту з його LCOE може використовуватися для вибору найбільш ефективного проекту. Оцінка LACE є більш складною, ніж оцінка LCOE, оскільки вона потребує інформації про те, як система могла б працювати без модифікації. Розрахунок LACE ґрунтується на прогнозуванні граничних вартості енергії та потужності, в результаті використання існуючої технології або технології, що розробляється, на певну майбутню дату і дозволяє інвестору оцінити потенційну цінність реалізації проекту. Приклад можливої формули розрахунку LACE представлено в [100].

Довгострокові прогнози використовують індикатори як LACE, так і LCOE, що, як правило, є більш репрезентативним ніж при використанні одного LCOE.

Тим не менш, слід врахувати, що оцінки LACE і LCOE є спрощеннями змодельованих рішень і не можуть повністю враховувати всі чинники для прийняття рішень або зіставлення результатів моделювання.

Розрахункам, що засновані на оцінках LACE і LCOE, які зазвичай виконуються з використанням передбачуваного набору капітальних і експлуатаційних витрат, властива невизначеність, що обумовлена використанням прогнозованих значень цін на паливо і можливими адміністративними актами. Це має бути взято до уваги при аналізі вибору технологій у секторі електроенергетики на основі розрахункових LCOE або LACE. Оціночні показники LCOE різних перспективних генеруючих технологій, що плануються для введення в експлуатацію після 2022 року та у 2040 році приведені у [97 – 100].

Модель довгострокового технологічного оновлення структури споживання та генеруючої потужності ОЕС України [89] представлена як ієрархія сценаріїв. На верхньому рівні ієрархії задіяні агреговані технології енергозабезпечення. Матриця стану системи $\Omega(k, \tau)$ відображає структуру обсягів генерації, постачання та споживання енергії на кроці τ , $\tau=0,1,2,\dots,T$ горизонту моделювання. Усі використані $k=1,\dots,K$ технології беруть участь у забезпеченні балансу поставленої $E_{S\tau}^{\Sigma}$ та спожитої $E_{C\tau}^{\Sigma} = \sum_{k=1}^K E_{k\tau}^{Consum}$ на кожному кроці τ енергії. Основними обмеженнями моделі є дотримання балансу загальної потужності P_{τ}^{Σ} , маневреної потужності $P_{m\tau}^{\Sigma}$ та обсягів генерованої $E_{G\tau}^{\Sigma} = \sum_{k=1}^K E_{G\tau}^k$, поставленої $E_{S\tau}^{\Sigma}$ та спожитої $E_{C\tau}^{\Sigma}$ енергії, при умові, що всі параметри належать до набору можливих станів. Введено міру μ_{τ} неузгодженості векторів поставленої та спожитої енергії. Вихідною інформацією для моделювання є:

- цільова послідовність річного споживання енергії $E_{C\tau}^{\Sigma} = \sum_{k=1}^K E_{k\tau}^{Consum}$;
- початковий стан вектору загального постачанням E_{S0}^{Σ} ;

- вектор $NB_k = L_k(LACE_k - LCOE_k)$ чистої вигоди (Net Benefit) – інтегральних різниць параметрів $L_k(LACE_k - LCOE_k)$ для кожної з агрегованих технологій, залучених до розрахунку;
- функціонал економіко-технологічного впливу $F(k, \tau)$ згідно (2.3);
- прогнозована вартість компонентів технології:

$C_{k\tau}^{cap}$ – інвестиції,

$C_{k\tau}^{CO}$ – постійні операційні витрати,

$C_{k\tau}^{VO}$ – змінні операційні витрати.

Розраховується набір допустимих станів траєкторії розвитку агрегованої технології k : $\Phi_{k\tau} \{NB_k, F(k, \tau)\}$. Вирішується задача розрахунку такого вектору постачання $E_{S\tau}^\Sigma(\Phi_{k\tau})$, який мінімізує міру μ^Σ – сумарної неузгодженості векторів поставленої та спожитої енергії.

Цільова функція мінімізації сумарної неузгодженості векторів відпущеної та спожитої енергії протягом прогнозного періоду з дотриманням обов'язкових обмежень має наступний вигляд:

$$\mu^\Sigma = \sum_{\tau=1}^T (E_{S\tau}^\Sigma - E_{C\tau}^\Sigma) \forall u(\tau, k), \xi(\tau, k) \rightarrow \min, \quad (2.5)$$

де на кожному кроці $\tau = 1, 2, \dots, T$, для кожної агрегованої технології k :

$E_{S\tau}^\Sigma, E_{C\tau}^\Sigma$ – загальні обсяги відпущеної та спожитої енергії;

$u(\tau, k)$ – вектор управляючих дій;

$\xi(\tau, k)$ – вектор випадкових зовнішніх збурень.

Оптимальна цільова траєкторія вектору постачання $E_{S\tau}^{\Sigma-OPT}(\Phi_{k\tau})$ визначається на основі прогнозів загального розвитку економіки та пов'язаних з ними прогнозів структури споживання $E_{C\tau}^\Sigma = \sum_{k=1}^K E_{C\tau}^k$. Значення сумарних обсягів постачання, отримані на верхньому рівні, і значення компонент вектору $E_{S\tau}^\Sigma = \sum_{k=1}^K E_{S\tau}^k$ для кожної з агрегованих технологій є вихідними даними для розрахунків: необхідного балансу сумарної потужності P_τ^Σ , необхідної структури маневрених потужностей $P_{m\tau}^\Sigma$, обсягів сумарної та покомпонентної генерації $E_{G\tau}^\Sigma = \sum_{k=1}^K E_{G\tau}^k$, обсягів необхідних інвестицій $C_{k\tau}^{\Sigma cap} = \sum_{k=1}^K C_{k\tau}^{cap}$, обсягів

постійних експлуатаційних витрат $C_{k\tau}^{\Sigma co} = \sum_{k=1}^K C_{k\tau}^{co}$, суми змінних операційних витрат $C_{k\tau}^{\Sigma vo} = \sum_{k=1}^K C_{k\tau}^{vo}$.

На наступних рівнях моделювання аналогічні розрахунки виконуються в межах кожної з агрегованих технологій, тобто розраховуються компоненти сценаріїв розвитку відповідних векторів кожної з агрегованих технологій.

За допомогою цієї моделі розраховано прогноз структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040 року. Згідно з методом економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи прогноз розраховано в три етапи:

1. На першому, за допомогою узагальненої логістичної моделі (2.4), згідно з формулою (2.6) розраховано песимістичний та оптимістичний прогнози обсягів споживання ОЕС України до 2040 року (рис.2.2).

$$E_C^{\Sigma}(\tau+1) = E_C^{\Sigma}(\tau) + K_m \sum_{j=1}^J F(\tau) \left\{ p_j + \frac{q_j}{E_{C_j}^{\Sigma}(\tau)} E_{C_j}(\tau) \right\} (E_{C_j}^{\Sigma}(\tau) - E_{C_j}(\tau)). \quad (2.6)$$

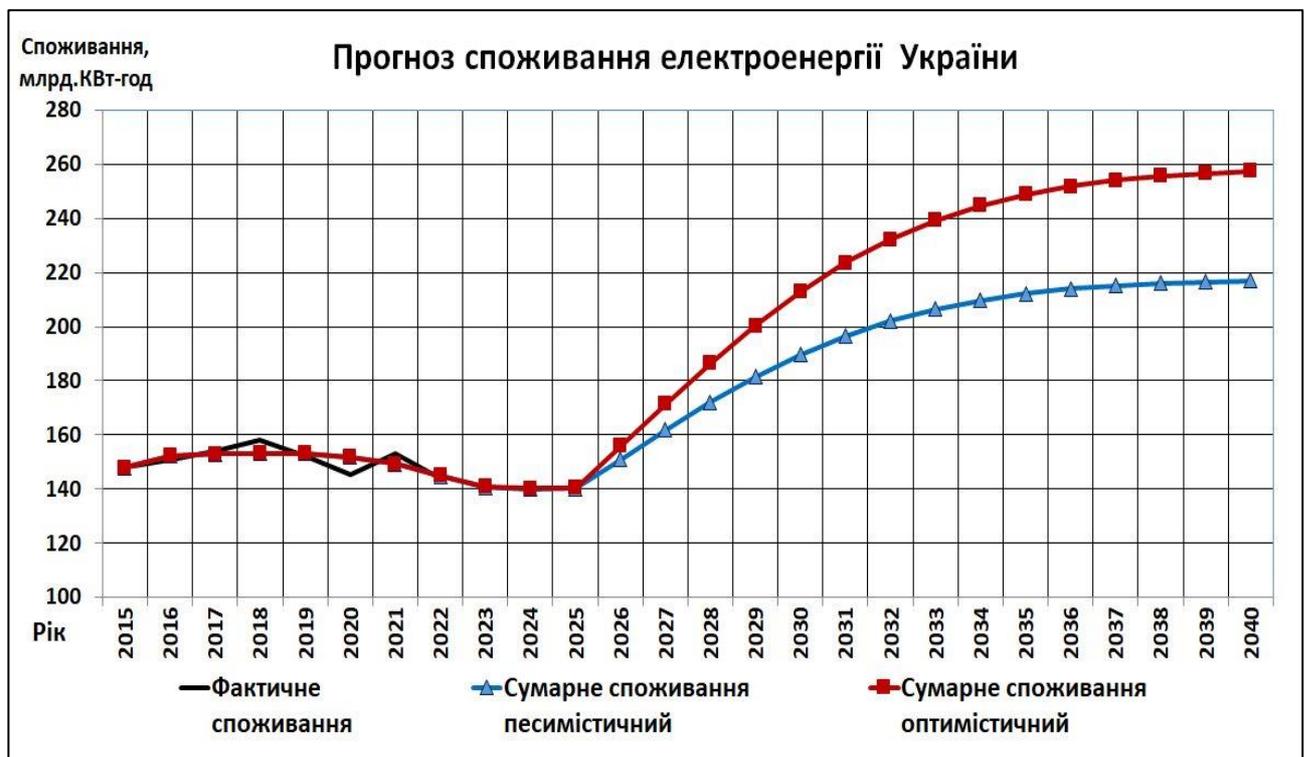


Рис. 2.2. Песимістичний та оптимістичний прогнози обсягів споживання ОЕС України до 2040 року

2. На другому етапі, з використанням модифікованої формули чистої вигоди $NB_k = K_m (LACE_k - LCOE_k)$ [100] та формули мінімізації сумарної

собівартості генерації $C_{St}^{\Sigma} = \sum_{k=1}^K NB_k \cdot E_{St}^k \rightarrow \min$, розраховано співвідношення потужностей та обсягів генерації технологій.

3. На третьому етапі вирішено задачу мінімізації сумарної неузгодженості обсягів генерації та споживання (2.5) (рис.2.3).

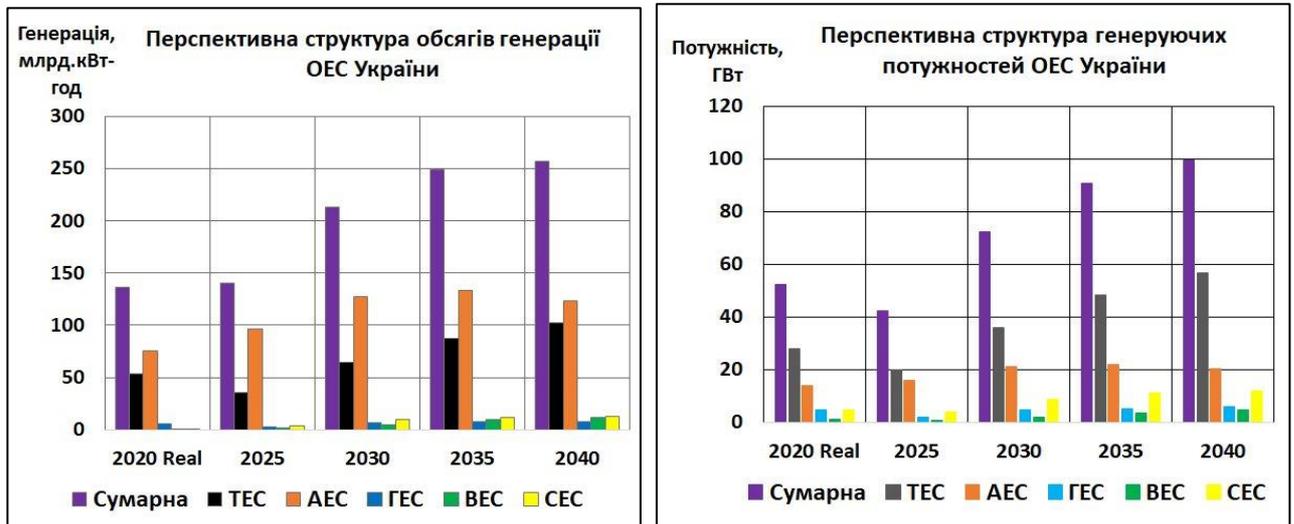


Рис. 2.3. Сценарії розвитку структур генеруючих потужностей та обсягів генерації ОЕС України до 2040 року

Більш докладно вихідні дані та результати прогнозних розрахунків структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040 року для кожного етапу представлено в розділі 4.

Таким чином:

1. За допомогою *нової математичної моделі дифузії інноваційних технологій в енергетиці* розраховані сценарії розвитку СЕС в Німеччині та Україні.

2. *Метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи та модель довгострокового технологічного оновлення структури енергетичної системи* дозволили розробити прогнози структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040 року, які дозволяють оцінити потенціал вдосконалення компонентів ОЕС України.

2.3 Модель ієрархічно керованої квазідинамічної енергетичної системи

Виходячи з міркувань, що були викладені в розділі 1.6, розроблена модель [70,81] ієрархічно керованої квазідинамічної енергетичної системи (ІКДС) з $r \in R$ рівнями адміністративно-територіальної ієрархії та галузевою (підгалузевою) інфраструктурою, що деталізована за структурою свого технологічного $k \in K$ наповнення. Задачу ієрархічного управління такою динамічною системою сформульовано наступним чином. На горизонті моделювання T , для усіх: $\tau = 1, 2, \dots, T$; $r = 1, 2, \dots, R$; $k = 1, 2, \dots, K$: $\Omega(\tau, r, k)$ — вектор стану системи, $\Phi(\tau, r, k)$ — множина допустимих станів системи, g — функціонал економіко технологічного впливу, до якого належать: $\omega(\tau, r, k)$ — елементи матриці стану, $u(\tau, r, k)$ — елементи матриці керуючих дій, $\xi(\tau, r, k)$ — випадкові елементи матриці зовнішнього впливу, наприклад, у нашому випадку, генеруючі потужності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), μ — критерій оптимальності, $U(\tau, r, k), \Xi(\tau, r, k)$ — множини можливих значень керуючих та випадкових зовнішніх впливів. При виконанні умов: $\Omega(\tau, r, k) \in \Phi(\tau, r, k)$, $u(\tau, r, k) \in U(\tau, r, k)$, $\xi(\tau, r, k) \in \Xi(\tau, r, k)$, $\omega(\tau, r, k) \in \Omega(\tau, r, k)$, під впливом $u(\tau, r, k), \xi(\tau, r, k)$ система переходить до наступного стану:

$$\Omega(\tau, r, k) | u(\tau, r, k), \xi(\tau, r, k) \Rightarrow \Omega(\tau + 1, r, k).$$

Критерій оптимальності:

$$\mu_\tau = \sum_r^R \sum_k^K g(\omega(\tau, r, k), u(\tau, r, k), \xi(\tau, r, k)) \rightarrow \min / \max.$$

Окремими випадками моделі [70,81] ієрархічної керованої квазідинамічної системи є, розроблені автором, наступні моделі:

– *Модель багатовузлової інтегрованої енергосистеми [70,81] з цілими змінними оптимізації складу та режимів навантаження генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем, що працюють в межах єдиної синхронної зони, континентальної Європи ENTSO-E.*

– *Модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва електроенергії* [86] традиційними, ВДЕ та технологіями накопичення електроенергії. Ця модель дозволяє оцінити потенціал можливого зниження середньогодинної вартості виробництва електроенергії та на основі прогнозних графіків навантаження "на добу наперед" вирішити задачу прогнозування вибору оптимальних режимів використання генеруючої та накопичувальної потужностей системи. Також вона дозволяє забезпечити погодинну мінімізацію вартості виробленої електроенергії.

2.4 Модель багатовузлової інтегрованої енергосистеми

Модель багато вузлової інтегрованої енергосистеми [70] є окремим випадком моделі ієрархічної керованої квазідинамічної системи [90] – математичної моделі з цілими змінними оптимізації складу та режимів навантаження генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем, які працюють в межах єдиної синхронної зони, континентальної Європи ENTSO-E. Модель відноситься до класу задач оптимального завантаження генеруючих потужностей енергосистем із критерієм мінімізації витрат на виробництво та імпорту/експорту електроенергії. У найбільш загальному вигляді модель може бути описана у наступному вигляді:

$$\sum_r^R \sum_\tau^T \left\{ \sum_g^G (P_{r\tau g}^{Gen} c_{r\tau g}^{Gen} + S_{r\tau g}^{Start} c_{r\tau g}^{Start}) + \sum_k^R P_{rk\tau}^{Imp} c_{k\tau}^{Imp} (1 - a_{kr}^{Transf}) \right\} \rightarrow \min,$$

Баланс виробництва – споживання – імпорту – експорту:

$$\sum_g^G P_{r\tau g}^{Gen} + \sum_k^R (P_{rk\tau}^{Imp} - P_{rk\tau}^{Exp}) = D_{r\tau}; \forall \tau \in T; \forall r \in R.$$

Баланс потоків потужності:

Обмеження на пропускну спроможність ЛЕП (Net Transfer Capacity):

$$P_{rk\tau}^{Exp} \leq F_{kr}^{NTC}; P_{rk\tau}^{Imp} \leq F_{kr}^{NTC}; \forall \tau \in T; \forall r \in R; \forall k \in R (k = r).$$

Можливе обмеження на баланс імпорту – імпорту з вузла r до вузла k має дорівнювати експорту з вузла k до вузла r :

$$P_{rk\tau}^{Imp} - P_{rk\tau}^{Exp} = 0; \forall \tau \in T; \forall r \in R; \forall k \in R (k = r).$$

Тут: T – період (час у годинах); $R(K)$ – множина вузлів; G – множина генеруючих потужностей; P – потужність; c – вартість; α – коефіцієнт втрат; D – споживання; F – максимальна пропускна спроможність ЛЕП.

Вихідною інформацією для оцінки та прогнозування оптимізації складу та режимів навантаження генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем, які працюють в межах єдиної синхронної зони континентальної Європи ENTSO-E є набір векторів і матриць вихідних параметрів кожної країни-учасниці для кожного кроку $\tau=1,2,\dots,T$ на горизонті моделювання:

S – перелік країн s ;

J – перелік технологій, $j=1, \dots, J$;

$L(\tau, s)$ – прогнозована або розрахована диспетчерською службою кожної країни матриця погодинного навантаження;

$C(c, j, s)$ – матриця собівартості технологій;

$C^{\text{FUEL}}(f, j, s)$ – матриця цін на паливо f ;

$W^{\text{CO}_2}(j, s)$ – матриця викидів CO_2 ;

$P^{\text{RES}}(j, s, \tau)$ – погодинна потужність технологій ВДЕ;

$\Psi(P^{\text{inst}}(j, s), P^{\text{max}}(j, s), P^{\text{min}}(j, s))$ – матриця параметрів і обмежень для недиспетчеризованих відновлюваних джерел енергії.

$\theta(n(j, s), P^{\text{inst}}(j, s), P^{\text{max}}(j, s), P^{\text{min}}(j, s), P^{\text{ramp}}(j, s))$ – матриця параметрів і обмежень для технологій, що можуть бути диспетчеризовані, де:

$n(j, s)$ – кількість енергоблоків для технології j країни s ;

$P^{\text{inst}}(j, s), P^{\text{max}}(j, s), P^{\text{min}}(j, s)$ – встановлена, максимальна та мінімально допустима потужність;

$E^{\text{max}}(j, s)$ – максимальне вироблення електроенергії протягом доби;

$P^{\text{ramp}}(j, s)$ – допустима швидкість зміни потужності.

Усі перераховані ресурси використовуються для вирішення задачі, де на кожному кроці τ горизонту моделювання T вирішується задача пошуку оптимального набору режимів генерації, резервування, накопичення та імпорту/експорту за умови дотримання технологічних обмежень. Розв'язком задачі є набір матриць, які забезпечують оптимальні умови: генерації

$G(L, C, P^{RES}, \Theta, \Psi)$, резервування $R(L, C, P^{RES}, \Theta, \Psi)$, накопичення $A(L, C, P^{RES}, \Theta, \Psi)$ та імпорту/експорту (обсягів транскордонних перетоків) $F(L, C, P^{RES}, \Theta, \Psi)$.

При формуванні параметрів вхідних даних враховані, викладені у кодексі систем передачі [107], вимоги до необхідних обсягів резервування які забезпечать: відновлення частоти; резервування та підтримку в аварійному та штатному режимах; доступні обсяги транскордонних технологічних перетоків електроенергії при роботі в межах єдиної синхронної зони континентальної Європи ENTSO-E енергосистем України, Польщі, Угорщини та Румунії.

У роботі [81] представлено спрощену версію математичної моделі, яка побудована для енергосистеми однієї України. Основні множини, параметри та змінні моделі яка побудована для енергосистеми України наведені у додатку Б.

Роботи [108, 109, 110] присвячені аналізу фактичних річних графіків покриття електричних навантажень ОЕС України та формуванню нових режимів диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС [110, 111]. Результати цього аналізу зумовлюють доцільність розробки математичних моделей, реалізація яких дозволить обраховувати за прийнятний час необхідну кількість варіантів режимів диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС для забезпечення збалансованості енергосистеми. Зокрема, це може бути забезпечено за рахунок запровадження доцільних режимів використання агрегатів, що забезпечать резервування та накопичення електроенергії, а у разі недостатності цих заходів, запровадження додаткових, значно більш маневрених накопичувальних та резервних електрогенеруючих потужностей.

Спрощена версія математичної моделі [81], яка побудована для енергосистеми однієї України, на відміну від моделей запропонованих у [108, 109], допускає використання накопичувачів великої потужності та дозволяє дослідити ефективність їх сумарного використання.

Основні формули і обмеження оптимізаційної моделі наведені нижче.

У модифікованій математичній моделі, як критерій оптимальності використовується сума витрат на виробництво електроенергії протягом доби (2.7) з використанням генеруючих потужностей, що беруть участь у покритті

графіка електричних навантажень з урахуванням витрат на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі та витрат на роботу накопичувача в режимі заряду.

$$\sum_t \left[\begin{aligned} & C_{NPP}^G \cdot P_t^{NPP} + C_{PV}^G \cdot P_t^{PV} + C_{WIND}^G \cdot P_t^{WIND} + C_{WPP}^G \cdot P_t^{WPP} + \sum_{TPP} C_{TPP}^G \cdot P_t^{TPP} + \\ & \sum_{HP} (C_{HP}^G \cdot G_t^{HP} + C_{HP}^P \cdot P_t^{HP}) + C_B^G \cdot P_t^{BG} + C_B^P \cdot P_t^{BC} + C_I^G \cdot P_t^I + C_E^G \cdot P_t^E + \\ & C_{deficit}^P \cdot P_t^{P-deficit} + C_{overplus}^P \cdot P_t^{P-overplus} \end{aligned} \right] \rightarrow min. \quad (2.7)$$

Враховуються додаткові «штрафні» витрати у випадку, якщо неможливо забезпечити дотримання балансу (2.8) без використання штрафних змінних $P_t^{P-deficit}$ та $P_t^{P-overplus}$.

$$\sum_t \left[\begin{aligned} & P_t^{NPP} + P_t^{PV} + P_t^{WIND} + P_t^{WPP} + \sum_{TPP} P_t^{TPP} + \sum_{HP} (G_t^{HP} - P_t^{HP}) + P_t^{BG} - P_t^{BC} \\ & + P_t^I - P_t^E + P_t^{P-deficit} - P_t^{P-overplus} \end{aligned} \right] = D_t. \quad (2.8)$$

Зрозуміло, що необхідність використання цих штрафних змінних є ознакою невідповідності множини параметрів та складових енергетичної системи заданому графіку електричних навантажень і необхідності аналізу причин такої ситуації та пошуку шляхів вирішення виявленої невідповідності.

Для кожного моменту часу має бути дотриманий баланс (2.8) між обсягом споживання та виробництва електроенергії з урахуванням можливості використання частини виробленої енергії на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, на накопичення енергії в режимі заряду батарей накопичувача, на експорт електроенергії та із можливістю забезпечення збалансованості за рахунок імпорту та штрафних змінних.

У процесі моделювання використовуються технологічні та алгоритмічні обмеження, які дозволяють істотно уточнити результати моделювання, спрогнозувати межі допустимості окремих параметрів і область застосовності моделі в цілому. Найбільш значимі з обмежень перелічені нижче.

Задана загальна потужність, яку всі АЕС віддають в мережу:

$$P_t^{NPP} = P_{NPP}^\Sigma. \quad (2.9)$$

Обмеження допустимої потужності СЕС та ВЕС у конкретний період часу:

$$P_t^{PV} = \begin{cases} P_t^{PV} : P_t^{PV} \leq P_{PV}^{\sum G} \\ P_{PV}^{\sum G} : P_t^{PV} > P_{PV}^{\sum G} \end{cases}; \forall t \in T; \quad (2.10)$$

$$P_t^{WIND} = \begin{cases} P_t^{WIND} : P_t^{WIND} \leq P_{WIND}^{\sum G} \\ P_{WIND}^{\sum G} : P_t^{WIND} > P_{WIND}^{\sum G} \end{cases}; \forall t \in T. \quad (2.11)$$

Найбільш значимі обмеження функціонування ГАЕС.

Обсяг накопиченої енергії кожною ГАЕС на момент t :

$$E_t^{HP} = \begin{cases} 0 : t \leq 1 \\ \sum_1^{t-1} (P_t^{HP} - G_t^{HP}) \cdot G_{HP} : t > 1 \end{cases}; \forall t \in T. \quad (2.12)$$

Сумарний обсяг накопиченої енергії всіма ГАЕС на момент t :

$$E_t^{HP-\Sigma} = \left[\sum_{hp}^{HP} \sum_1^t E_t^{HP} \right]; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (2.13)$$

Обмеження на обсяг погодинного споживання накопиченої енергії ГАЕС:

$$G_t^{HP} \cdot G_{HP} \leq E_t^{HP}; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (2.14)$$

Кожна ГАЕС має використати всю накопичену воду:

$$\sum_t^T G_t^{HP} \cdot G_{HP} = \sum_t^T P_t^{HP} \cdot G_{HP}; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (2.15)$$

Обмеження потужності закачування в насосному режимі:

$$\sum_{hp}^{HP} P_t^{HP} \leq P_{HP}^{\Sigma P}; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (2.16)$$

Обмеження потужності в режимі генерації:

$$\sum_{hp}^{HP} G_t^{HP} \leq P_{HP}^{\Sigma G}; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (2.17)$$

Заборона одночасної роботи гідроагрегату в насосному режимі і режимі генерації:

$$Y_{bt}^{HP-P} + Y_{bt}^{HP-G} \leq 1; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (2.18)$$

Використання ГАЕС для забезпечення резервів на навантаження та розвантаження енергетичної системи для кожного періоду моделювання. Максимальна та мінімальна погодинна потужність резерву ГАЕС на навантаження і розвантаження є технологічними обмеженнями.

Максимальна погодинна потужність резерву ГАЕС на навантаження:

$$R_t^{HP_UP} = \begin{cases} R_{HP}^{SWITCH} \cdot E_t^{HP-\Sigma} : R_{HP}^{SWITCH} \cdot E_t^{HP-\Sigma} \leq R_{HP}^{MAX_UP} \\ R_{HP}^{MAX_UP} : R_{HP}^{SWITCH} \cdot E_t^{HP-\Sigma} > R_{HP}^{MAX_UP} \end{cases} ; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (2.19)$$

Мінімальна погодинна потужність резерву ГАЕС на розвантаження:

$$R_t^{HP_DOWN} = \begin{cases} R_{HP}^{SWITCH} \cdot \sum_{hp}^{HP} (P_t^{HP} + G_{HP} \cdot G_t^{HP}) : R_{HP}^{SWITCH} \cdot \sum_{hp}^{HP} (P_t^{HP} + G_{HP} \cdot G_t^{HP}) \geq R_{HP}^{MIN_DOWN} \\ R_{HP}^{MIN_DOWN} : R_{HP}^{SWITCH} \cdot \sum_{hp}^{HP} (P_t^{HP} + G_{HP} \cdot G_t^{HP}) < R_{HP}^{MIN_DOWN} \end{cases} ; \quad (2.20)$$

$$\forall hp \in HP; \forall t \in T.$$

Найбільш значимі обмеження функціонування ТЕС.

Обмеження максимальної кількості стартів енергоблоку ТЕС:

$$\sum_t^T Y_{bt}^{TPP} \leq k_{TPP}^{GD}; \forall t \in T. \quad (2.21)$$

Обмеження мінімального складу енергоблоків ТЕС при покритті графіка електричних навантажень протягом доби:

$$\sum_t^T Y_{ot}^{TPP} \leq k_{TPP}^{G-MIN}; \forall t \in T. \quad (2.22)$$

Обмеження потужності кожного енергоблоку ТЕС в конкретний період часу:

$$P_t^{TPP} \geq Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MIN}; \forall tpp \in TPP; \forall t \in T; \quad (2.23)$$

$$P_t^{TPP} \leq Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MAX}; \forall tpp \in TPP; \forall t \in T. \quad (2.24)$$

Обмеження мінімального та максимального значення зміни потужності енергоблоку ТЕС відносно попереднього періоду:

$$P_t^{TPP} - P_{t-1}^{TPP} \leq Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{RUMP-MAX}; \forall tpp \in TPP; \forall t \in T; \quad (2.25)$$

$$P_t^{TPP} - P_{t-1}^{TPP} \geq Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{RUMP-MIN}; \forall tpp \in TPP; \forall t \in T. \quad (2.26)$$

Використання ТЕС для забезпечення резервів на навантаження та розвантаження енергетичної системи для кожного періоду моделювання. Максимальна та мінімальна погодинна потужність резерву ТЕС на навантаження і розвантаження є технологічними обмеженнями.

Максимальна погодинна потужність резерву ТЕС на навантаження:

$$R_t^{TPP_UP} = \left[\begin{array}{l} R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp}^{TPP} (Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MAX} - P_t^{TPP}) : R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp}^{TPP} (Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MAX} - P_t^{TPP}) \leq R_{TPP}^{UP} \\ R_{TPP}^{UP} : R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp}^{TPP} (Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MAX} - P_t^{TPP}) > R_{TPP}^{UP} \end{array} \right]; \quad (2.27)$$

$\forall tpp \in TPP; \forall t \in T;$

Максимальна погодинна потужність резерву ТЕС на розвантаження:

$$R_t^{TPP_DOWN} = \left[\begin{array}{l} R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp}^{TPP} (P_t^{TPP} - Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MIN}) : R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp}^{TPP} (P_t^{TPP} - Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MIN}) \geq R_{TPP}^{DOWN} \\ R_{TPP}^{DOWN} : R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp}^{TPP} (P_t^{TPP} - Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MIN}) < R_{TPP}^{DOWN} \end{array} \right]; \quad (2.28)$$

$\forall tpp \in TPP; \forall t \in T.$

Обмеження використання імпорту та експорту.

Обмеження погодинного використання імпорту та експорту:

$$P_t^I \geq P_I^{MIN}; \quad P_t^I \leq P_I^{MAX}; \quad \forall t \in T; \quad (2.29)$$

$$P_t^E \geq P_E^{MIN}; \quad P_t^E \leq P_E^{MAX}; \quad \forall t \in T. \quad (2.30)$$

Обмеження використання імпорту та експорту протягом доби:

$$\sum_t^T P_t^I \geq E_I^{D-MIN}; \quad \sum_t^T P_t^I \leq E_I^{D-MAX}; \quad \forall t \in T; \quad (2.31)$$

$$\sum_t^T P_t^E \geq E_E^{D-MIN}; \quad \sum_t^T P_t^E \leq E_E^{D-MAX}; \quad \forall t \in T. \quad (2.32)$$

Забезпечення балансу обсягів імпорту-експорту.

$$\left[\begin{array}{l} \sum_t^T (P_t^I - P_t^E) \geq 0 : E_{IE}^D = 0 \\ \sum_t^T (P_t^I - P_t^E) = 0 : E_{IE}^D = 1 \end{array} \right]; \quad \forall t \in T. \quad (2.33)$$

Обмеження функціонування накопичувача.

Обмеження погодинного обсягу заряду-розряду накопичувача:

$$E_t^{B-C} = \sum_1^{t-1} (P_t^{B-C} - P_t^{B-G}) \leq E_B^{D-MAX}; \quad \forall t \in T. \quad (2.34)$$

Обмеження функціонування накопичувача протягом доби:

$$\sum_t^T P_t^{B-C} \leq E_B^{D-MAX}; \quad \sum_t^T P_t^{B-G} \leq E_B^{D-MAX}; \quad \forall t \in T. \quad (2.35)$$

Обмеження потужності накопичувача:

$$P_t^{B-C} \leq P_B^{C-MAX}; \quad P_t^{B-G} \leq P_B^{G-MAX}; \quad \forall t \in T. \quad (2.36)$$

Добовий баланс накопичувача – сума енергії заряду дорівнює сумі енергії розряду:

$$\sum_t^T P_t^{B-C} = \sum_t^T P_t^{B-G}; \quad \forall t \in T. \quad (2.37)$$

Погодинна потужність участі накопичувача в резервуванні на навантаження та розвантаження:

$$R_t^{B-UP} = R_B^{SWITCH} \cdot (E_t^{B-C} + P_t^{B-C}); \quad \forall t \in T; \quad (2.38)$$

$$R_t^{B-DOWN} = R_B^{SWITCH} \cdot (P_t^{B-G} + P_B^{C-MAX}); \quad \forall t \in T. \quad (2.39)$$

Обмеження функціонування ГЕС.

Мінімальне та максимальне значення потужності, яку ГЕС віддає в мережу:

$$P_t^{WPP} \geq P_{WPP}^{MIN}; \quad P_t^{WPP} \leq P_{WPP}^{MAX}; \quad \forall g \in WPP; \quad \forall t \in T. \quad (2.40)$$

Мінімальний та максимальний обсяг енергії, яку ГЕС віддає в мережу протягом доби.

$$\sum_t^T P_t^{WPP} \geq E_{WPP}^{D-MIN}; \quad \sum_t^T P_t^{WPP} \leq E_{WPP}^{D-MAX}; \quad \forall g \in WPP; \quad \forall t \in T. \quad (2.41)$$

Максимальне значення зміни потужності ГЕС відносно попереднього періоду:

$$P_t^{WPP} - P_{t-1}^{WPP} \leq P_{WPP}^{RUMP-MAX}; \quad P_{t-1}^{WPP} - P_t^{WPP} \leq P_{WPP}^{RUMP-MAX}; \quad \forall g \in WPP; \quad \forall t \in T. \quad (2.42)$$

Забезпечення загального резервування.

Значення обмежуючих параметрів загального резервування енергетичної системи є технологічними обмеженнями і задані в моделі відповідно до [98].

Обмеження величини погодинного мінімального резерву на навантаження:

$$R_t^{\Sigma-UP} = R_t^{TPP-UP} + R_t^{HP-UP} + R_t^{B-UP} \geq R_{ALL}^{MIN-UP}; \quad \forall t \in T. \quad (2.43)$$

Обмеження величини погодинного мінімального резерву на розвантаження:

$$R_t^{\Sigma-DOWN} = R_t^{TPP-DOWN} + R_t^{HP-DOWN} + R_t^{B-DOWN} \geq R_{ALL}^{MIN-DOWN}; \quad \forall t \in T. \quad (2.44)$$

Наведена математична модель [81] реалізована на мові алгебраїчного моделювання MathProg, що є складовою оптимізаційного пакету SolverStudio

[112] і використовує мову моделювання COIN-OR PuLP. SolverStudio – це надбудова для Excel 2007 та пізніших версій для Windows, яка дозволяє створювати та вирішувати моделі оптимізації в Excel за допомогою декількох мов моделювання оптимізації, і зокрема, мову GMPL (GNU MathProg Language).

Основна мета розробки математичної моделі [81] полягає в створенні інструменту для дослідження можливостей оптимізованої диспетчеризації генеруючих потужностей ТЕС та гідроагрегатів ГАЕС, а також генеруючих та резервних потужностей накопичувачів великої ємності в складі ОЕС України, меж допустимих значень параметрів генеруючих і накопичуючих потужностей, при яких можлива стійка збалансована робота енергетичної системи. Використання моделі дозволяє визначати оптимальні режими використання генеруючих і накопичуючих потужностей для покриття графіка електричних навантажень без використання накопичувача і з використанням накопичувача при різних значеннях сумарної встановленої та пікових потужності СЕС та ВЕС.

Модель багатовузлової інтегрованої енергосистеми [70] з цілими змінними оптимізації складу та режимів навантаження генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем, що працюють в межах єдиної синхронної зони, континентальної Європи ENTSO-E також реалізовано на мові алгебраїчного моделювання GMPL на платформі SolverStudio. Лістинг моделі містить 1604 рядки, а файл параметрів моделі (додаток Б) 1124 рядки.

Результати розрахунків результуючих оптимізованих енергетичних балансів багато вузлової інтегрованої енергосистеми для декількох характерних діб навантаження представлено в таблицях і на рисунках в четвертому розділі. Зокрема, наведено результати розрахунків генерації за видами диспетчеризованих технологій та обсягів транскордонних перетоків.

2.5 Модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва та накопичення електроенергії

Модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва електроенергії за традиційними, ВДЕ та технологіями накопичення електроенергії [86] дозволяє оцінити потенціал можливого зниження

середньогодинної вартості виробництва електроенергії та, на основі прогнозних добових графіків навантаження, вирішити задачу прогнозування вибору оптимальних режимів використання генеруючої та накопичувальної потужностей системи. Використання одержаного рішення забезпечує мінімізацію погодинної вартості виробленої електроенергії ОЕС України.

Модель $\Omega(G, S, O, C, I, E, D, L)$ характеризується наступним набором основних параметрів, де для кожної генеруючої технології j :

$G_j(P^{min}, P^{max}, C, r)$ – набір генеруючих вузлів, для кожного з яких:

P^{min}, P^{max} – мінімальна і максимальна потужність генерації,

C_j – середньозважена вартість виробництва електроенергії,

r_j – набір технологічних обмежень.

$S_k(P_{SCh}^{min}, P_{SCh}^{max}, P_{SDCh}^{min}, P_{SDCh}^{max}, C_{Ch}, C_{DCh}, r)$ – набір накопичувачів, для кожного з

яких:

$P_{SCh}^{min}, P_{SCh}^{max}, P_{SDCh}^{min}, P_{SDCh}^{max}$ – мінімальна і максимальна потужність в режимах заряду (Ch) і розряду (DCh),

C_{Ch}, C_{DCh} – середньозважена вартість використання в режимах заряду та розряду,

r_k – технологічні обмеження.

I, E – аналогічні параметри, що характеризують імпорт та експорт електроенергії;

D_T – профіль навантаження на горизонті моделювання T .

Умова покриття графіка навантаження на кроці $t, \forall t \in T$:

$$P_t^{NPP} + P_t^{CHP} + P_t^{PV} + P_t^{WIND} + P_t^{TPP} + P_t^{HPP} + P_t^{HPSS-G} - P_t^{HPSS-P} + Z_t^I - Z_t^E = D_t. \quad (2.45)$$

Тобто в покритті графіка навантаження бере участь:

– сукупна потужність генерації наступних технологій:

$$P_t^{NPP} - \text{АЕС}, P_t^{CHP} - \text{ТЕЦ}, P_t^{TPP} - \text{ТЕС}, P_t^{HPP} - \text{ГЕС}, P_t^{PV} - \text{СЕС},$$

$$P_t^{WIND} - \text{ВЕС}, P_t^{HPSS-G} - \text{ГАЕС}.$$

– сукупна потужність споживання ГАЕС – P_t^{HPSS-P} ;

– сукупна потужність імпорту – Z_t^I та експорту – Z_t^E .

Сумарна середньозважена вартість фактичного виробництва електроенергії ОЕС України C^Σ розраховується за такою формулою:

$$C^\Sigma = \sum_t \left(\begin{aligned} &C_{NPP} P_t^{NPP} + C_{TEC} P_t^{TEC} + C_{PV} P_t^{PV} + C_{WIND} P_t^{WIND} + C_{TPP} P_t^{TPP} + \\ &C_{HPP} P_t^{HPP} + C_{HPSS_G} P_t^{HPSS_G} + C_{HPSS_P} P_t^{HPSS_P} + C_I Z_t^I - C_E Z_t^E \end{aligned} \right) \quad (2.46)$$

При розрахунках потенціалу оптимізованої середньозваженої вартості виробництва електроенергії в ОЕС України $C^{\Sigma-O}$ використано цільову функцію, яка забезпечує мінімальну сумарну середньозважену вартість:

$$C^{\Sigma-O} = \sum_t \left(\begin{aligned} &C_{NPP} P_t^{NPP-O} + C_{TEC} P_t^{TEC-O} + C_{PV} P_t^{PV} + C_{WIND} P_t^{WIND} + \\ &C_{TPP} P_t^{TPP-O} + C_{HPP} P_t^{HPP-O} + C_{HPSS_G} P_t^{HPSS_G-O} + \\ &C_{HPSS_P} P_t^{HPSS_P-O} + C_I Z_t^{I-O} - C_E Z_t^{E-O} \end{aligned} \right) \Rightarrow \min. \quad (2.47)$$

Також, враховано технологічні обмеження.

Модель реалізована за допомогою GLPK (GNU Linear Programming Kit), призначеного для вирішення задач лінійного, змішаного цілочисельного програмування та інших подібних класів математичних задач [113] і вбудована у програмно-інформаційний комплекс [63,64]. Виконані модельні розрахунки з використанням графіків фактичного навантаження ОЕС України у 2018 році [114 – 117]. Результати розрахунків, приведені в четвертому розділі, підтвердили адекватність моделі і можливість її використання для розрахунків потенціалу оптимізації генеруючих ресурсів ОЕС України. За допомогою моделі отримані числові оцінки потенціалу оптимізації режимів роботи складових ОЕС України. В оптимізованому режимі знижується вартість виробленої електроенергії. Завдяки вирівнюванню графіків роботи енергоблоків послаблюються вимоги до режимів маневрування та покращуються експлуатаційно-технологічні характеристики. Зменшується ймовірність необхідності і збільшується час між аварійним і плановим ремонтом.

Модель може бути основою для подальшого розвитку сімейства моделей оптимізації структури генеруючих і накопичувальних потужностей, та для подальшої модернізації та розвитку програмно-інформаційних систем моделювання ОЕС України.

2.6 Висновки до розділу 2

1. За допомогою нової економіко-математичної моделі дифузії іноваційних технологій в енергетиці розраховані сценарії розвитку СЕС в Німеччині та Україні.

2. Метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи та модель довгострокового технологічного оновлення структури енергетичної системи дозволили зробити прогнози структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040 року, які дозволяють оцінити потенціал вдосконалення компонентів ОЕС України.

3. Модель ієрархічно керованої квазідинамічної енергетичної системи дозволяє вирішувати задачі управління складними динамічними енергосистемами. Окремими випадками цієї моделі є, розроблені автором модель багатовузлової інтегрованої енергосистеми та модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва електроенергії.

4. Модель багато вузлової інтегрованої енергосистеми дозволяє вирішувати задачі оптимального завантаження генеруючих потужностей енергосистем із критерієм мінімізації витрат на виробництво та імпорт/експорт електроенергії.

5. Модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва електроенергії за традиційними, ВДЕ та технологіями накопичення електроенергії дозволяє оцінити потенціал можливого зниження середньогодинної вартості виробництва електроенергії та, на основі прогнозних добових графіків навантаження, вирішити задачу прогнозування вибору оптимальних режимів використання генеруючої та накопичувальної потужностей системи.

РОЗДІЛ 3

ПРОГРАМНО-ІНФОРМАЦІЙНИЙ КОМПЛЕКС МОДЕЛЮВАННЯ ІНТЕГРОВАНИХ БАГАТО ВУЗЛОВИХ І АВТОНОМНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРО ТА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

3.1 Склад і структура програмно-інформаційного комплексу

Як вже зазначено в розділі 1 розробці теоретичних засад, методів та засобів оцінки ефективності функціонування і розвитку систем енергетики, а також математичних методів і моделей щодо визначення можливостей та обмежень оновлення елементів як автономних так і інтегрованих енергетичних систем присвячено роботи багатьох українських і іноземних вчених. Розгляд поставлених завдань і труднощів їх вирішення, зазначених в цих роботах, дозволяє зробити висновок про актуальність і необхідність розробки нових та вдосконалення існуючих засобів, які поєднують переваги зазначених підходів. Для практичних досліджень удосконалених і нових підходів та їх моделювання виконана розробка нового програмно-інформаційного комплексу (ПК) [63, 64]. До основних переваг комплексу, які відрізняють його від відомих (табл. 1.2), можна віднести універсальність, що дозволяє досліджувати різні моделі енергетичних систем в короткі терміни. Така універсальність забезпечується тим, що комплекс розроблений з використанням комбінації стандартного програмного забезпечення Microsoft Excel і надбудови SolverStudio [112] – надбудови для Excel 2007 і більш пізніх версій в Windows, яка дозволяє досліджувати різноманітні моделі оптимізації з використанням великого переліку мов оптимізаційного моделювання:

- PuLP, мова моделювання COIN-OR на основі Python;
- COOPR/Pyomo, який розширює Pulp абстрактними моделями, підтримкою стохастичного програмування та ширшим діапазоном вирішувачів;
- AMPL – мова моделювання, що підтримує запуск моделей у хмарі;

- GMPL (GNU MathProg Language) — аналог AMPL з відкритим вихідним кодом, розроблений як частина GLPK (GNU Linear Programming Kit). GMPL є частиною SolverStudio;
- GAMS, мова комерційного моделювання;
- Gurobi, комерційний вирішувач, доступний у середовищі SolverStudio;
- CMLP, мова моделювання COIN-OR з відкритим вихідним кодом;
- SimPy, мова моделювання Python з відкритим кодом, яка включена в завантаження SolverStudio.

Завдяки наявності надбудови SolverStudio [112] в програмно-інформаційному комплексі [63, 64] користувач може розробляти, редагувати, зберігати і налагоджувати оптимізаційну модель в книзі Excel. Зручно організовано зв'язок вихідних даних, множин, параметрів, констант і змінних, використовуваних в моделі. Є можливість редагувати параметри і вихідні дані, після чого запускати модель. Результати моделювання можуть відображатися на робочих аркушах моделі або виводитися у вигляді окремих файлів. Ще однією перевагою програмно-інформаційного комплексу [63, 64] є можливість зручного порівняння багатьох моделей, завдяки тому, що кожен з робочих аркушів може мати свою модель. Комплекс дозволяє забезпечити оптимальний вибір енергоагрегатів та режимів їх експлуатації, які забезпечують вироблення та перерозподіл енергії відповідно до графіка споживання.

Структура інформаційно-програмного комплексу представлена на рис. 3.1.

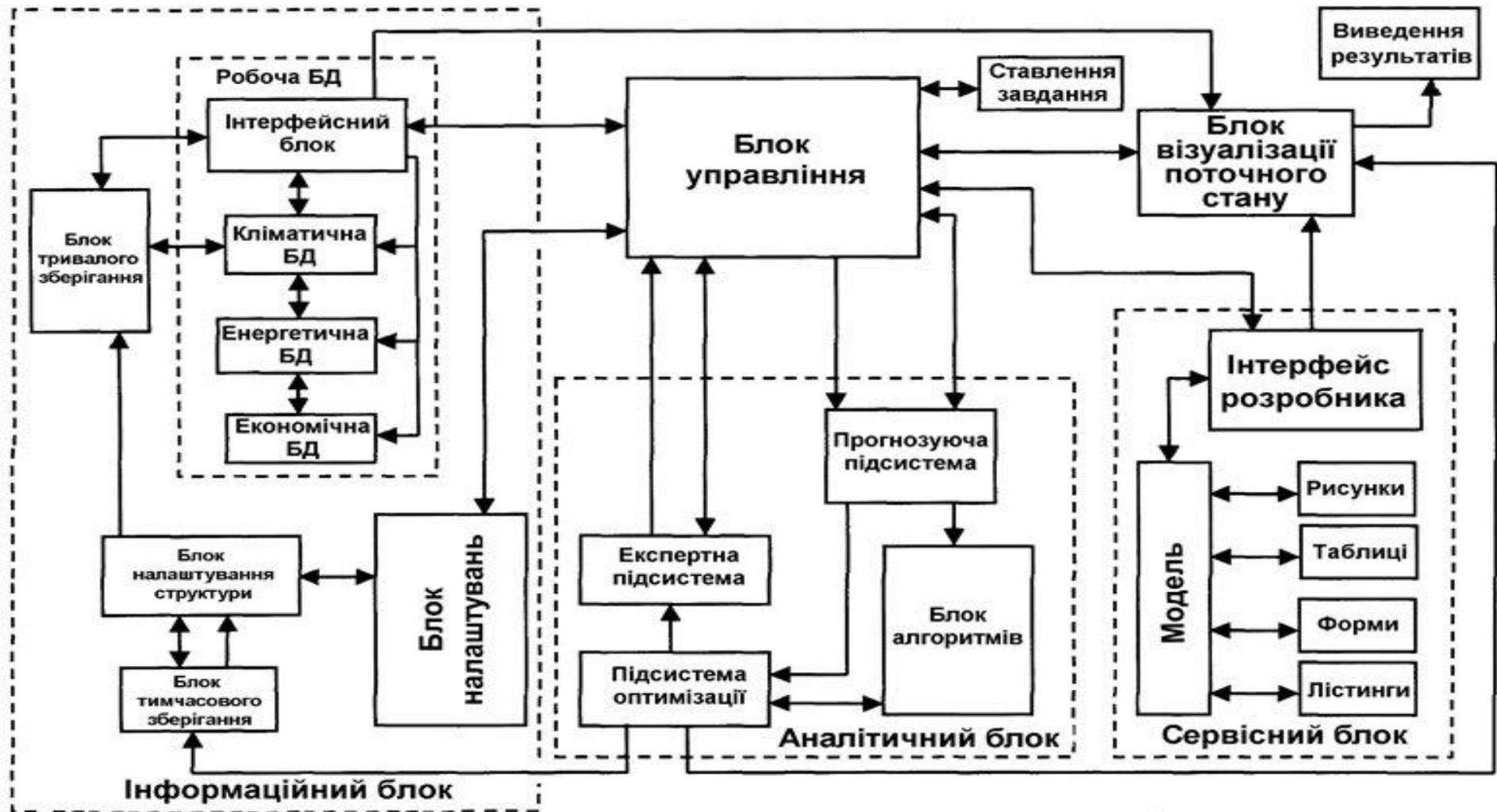


Рис. 3.1 Структура інформаційно-програмного комплексу

Структура комплексу включає взаємодіючі блоки: сервісний, управління, інформаційний та аналітичний.

Сервісний блок призначений для підвищення зручності розробки елементів, що використовуються в процесі створення та налагодження ПК та обслуговування користувачів при роботі з ПК. Він включає програми внутрішнього інтерфейсу розробника і інтерфейсу користувача, керуючі та діалогові форми, надає можливості:

- генерації статистичних звітів за заданими ознаками;
- візуалізації проміжних даних розрахунків;
- параметрів поточного стану керуючих елементів;
- результатів розрахунків за запитом

в зручній для розробника та користувача формі.

Основними функціями *блоку управління* є координація процесів введення вихідних даних, оптимізації та моніторингу отриманих результатів. Блок управління забезпечує взаємодію з експертною підсистемою та підсистемою оптимізації використовуючи блок алгоритмів, де і реалізовані ключові алгоритми впроваджених моделей.

Інформаційний блок призначений для збору, зберігання та первинної обробки даних і включає в себе набір баз даних (БД) і інтеграцію необхідних, наприклад енергетичної, економічної та кліматичної баз даних. Ці БД забезпечують постійне зберігання та поповнення необхідних для функціонування ПК даних, підтримуть стандартні функції управління даними: їх введення і редагування, організацію зберігання. Інформаційний блок, крім зберігання елементів робочої бази даних, дозволяє здійснювати функції вибору режимів і змінних параметрів процесу оптимізації, підключення (загрузки) та відключення (вигрузку) БД, які необхідні для моделювання на поточному етапі роботи.

Аналітичний блок призначений для вирішення задач інтелектуальної обробки даних і включає в себе можливості підготовки значень для

розрахунків прогнозних сценаріїв на основі експертних даних [92–96], даних з відкритих джерел [101–106], тощо. Також доступний вибір параметрів підсистеми оптимізації. Використання зазначених можливостей дозволяє оцінювати наслідки різних вхідних впливів на ієрархічну керовану енергетичну систему на основі методу сценаріїв. Підсистема оптимізації дозволяє вирішувати завдання вибору найкращих варіантів управління при заданих обмеженнях.

3.2 Сервісний блок

Приклад титульного листа ПІК з діалоговою формою сервісного блоку представлено на рис. 3.2. Діалогова форма сервісного блоку (рис. 3.3) дозволяє зробити вибір або модифікацію можливої конфігурації процесу моделювання.

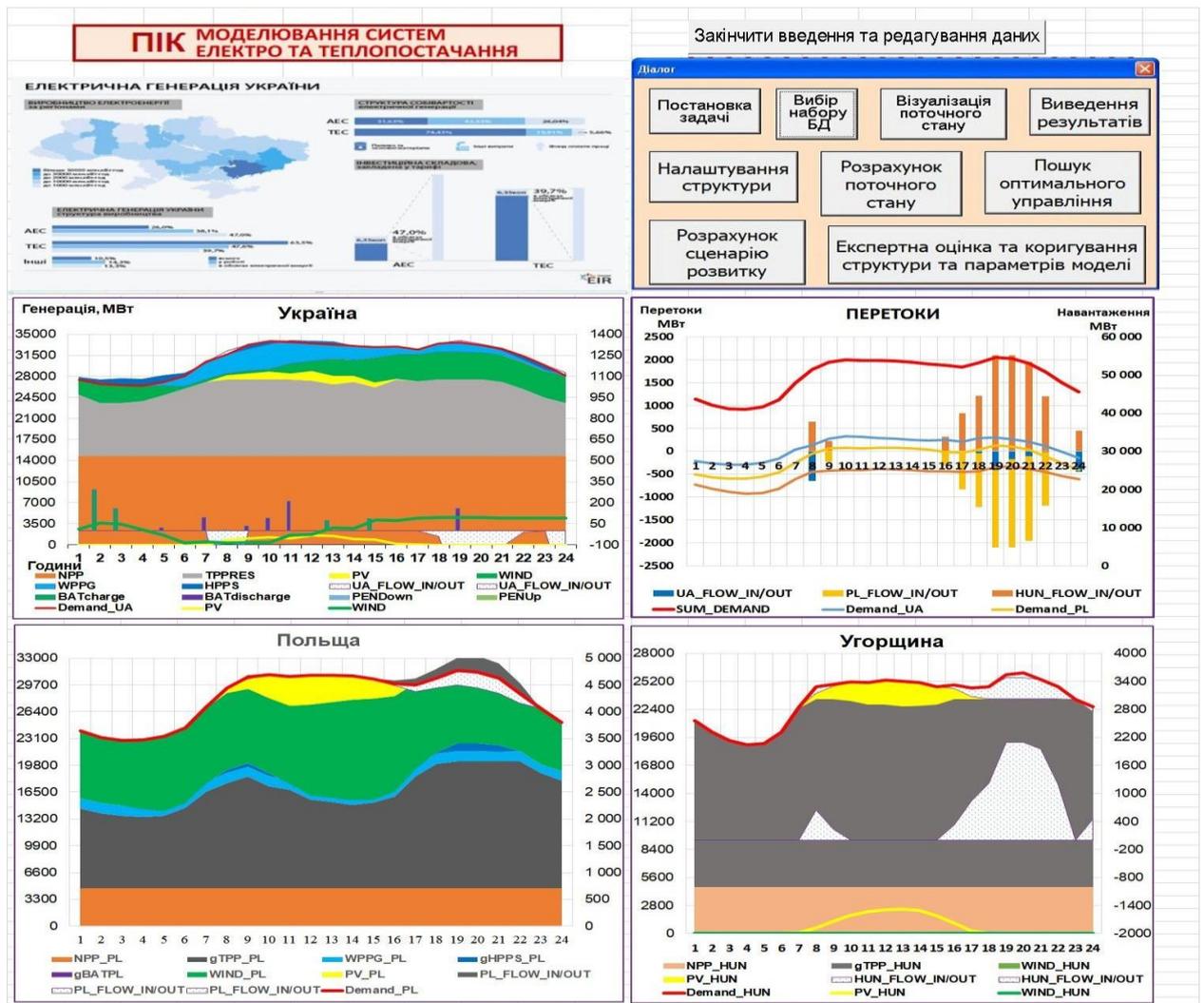


Рис. 3.2 Титульний лист ПІК з діалоговою формою сервісного блоку



Рис. 3.3 Діалогова форма сервісного блоку

Текст моделі можна редагувати, а за процесом оптимізації – спостерігати за допомогою панелі рис. 3.4.

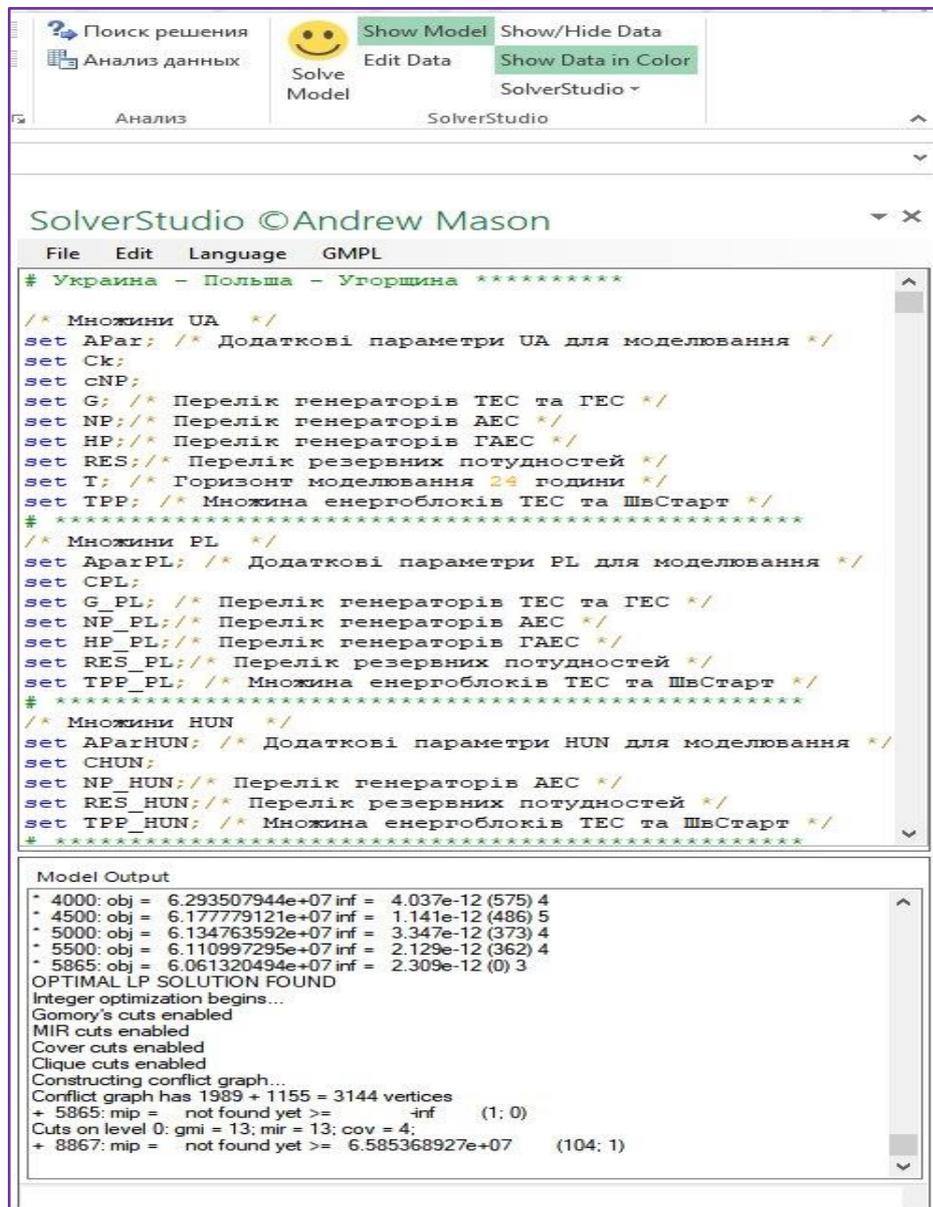


Рис. 3.4. Панель редагування тексту моделі та спостереження за процесом оптимізації

Параметри програми обробки моделі, яка задана за допомогою GMPL (GNU MathProg Language) [113], якщо вони потребують редагування, можуть бути змінені з використанням форми рис. 3.5. Або ці параметри можуть бути залишені без змін, якщо користувач хоче залишити значення за замовчуванням. Наприклад, збільшення значення параметру "**mipgap**", від якого залежить точність знаходження цілочисленого рішення, може зменшити час його пошуку.

GMPLOptions	
<u>cover</u>	
<u>clique</u>	
<u>gomory</u>	
<u>mir</u>	
<u>mipgap</u>	0.05
<u>m</u>	

Рис. 3.5. Форма вибору параметрів програми обробки моделі

Параметри, які найчастіше підлягають зміні, наприклад дата моделювання, коефіцієнти масштабування та інші, для зручності редагування винесені в окрему форму параметрів (рис. 3.6).

Дата	К_СЕС	К_ВЕС	MAX СЕС	MAX ВЕС
February 28, 2040	16.393	19.444	11000	7000

Рис. 3.6. Форма редагування параметрів

У формі параметрів (рис. 3.6):

- **К_СЕС** – коефіцієнт масштабування генеруючої потужності СЕС під час підготовки прогнозних даних для моделювання;
- **К_ВЕС** – коефіцієнт масштабування генеруючої потужності ВЕС під час підготовки прогнозних даних для моделювання;
- **MAX СЕС** – обмеження максимально можливої генеруючої потужності СЕС, (МВт);

– MAX ВЕС – обмеження максимально можливої генеруючої потужності ВЕС, (МВт).

Функції сервісного блоку дозволяють розробнику вносити зміни до алгоритмів оптимізації змінюючи величини та бінарні параметри у відповідних формах (рис. 3.7). Так, на рис. 3.7а наведено приклад форми управління параметрами імпорту-експорту. Також рис. 3.7, представляє форми для зміни параметрів управління участю енергоблоків ГАЕС, ГЕС, накопичувачів і ТЕС для резервування [107] з використанням сумарних генеруючих та акумулюючих потужностей.

MaxImpPower	650	EachHydroPump	1
MaxExpPower	650	PumpGenBalance	1
MinImpPower	0	MaxSumPumpPower	1100
MinExpPower	0	MaxSumGenPower	1100
ImportPrice	200	PumpGenOperate	1
ExportPrice	200	On Off HPPS Reseve	1
DailyBalanceExpImp	0	Include HPPS UpReseve	1
		Include HPPS DownReseve	1
		Up HPPS ReserveLevel	3 500
		Down HPPS ReserveLevel	180
а		б	
On Off WPP Reseve	1	On Off BUT Reseve	1
Include WPP UpReseve	1	BatteryBalance	1
Include WPP DownReseve	1	BatChargePrice	37
Up WPP ReserveLevel	500	BatDisChargePrice	37
Down WPP ReserveLevel	250	DailyMaxStorage	3 000
		Max CHARGE SumStoragePower	680
		Max DISCHARGE SumStoragePower	3 060
в		г	
On Off TPP Reseve	1	On Off ALL Reseve	1
Include TPP UpReseve	1	Include ALL UpReseve	0
Include TPP DownReseve	1	Include ALL DownReseve	0
RampUp TPP ReserveLevel	300	RampUp ALL ReserveLevel	1 000
RampDown TPP ReserveLevel	200	RampDown ALL ReserveLevel	500
д		е	

Рис. 3.7. Форми управління параметрами імпорту-експорту. А також, параметри управління участю енергоблоків ГАЕС, ГЕС, накопичувачів і ТЕС у резервуванні

а – імпорту-експорту; б – ГАЕС; в – ГЕС; г – накопичувачів;
д – ТЕС; е – сумарному резервуванні.

У формі параметрів (рис. 3.7-а):

– MaxImpPower – максимально можлива потужність імпорту, що обмежується наявною або прогнозованою пропускною спроможністю ЛЕП, (МВт);

– MaxExpPower – максимально можлива потужність експорту, що обмежується наявною або прогнозованою пропускною спроможністю ЛЕП, (МВт);

– MinImpPower – мінімально можлива потужність імпорту, яка задається технологічними обмеженнями, (МВт);

– MinExpPower – мінімально можлива потужність експорту, яка задається технологічними обмеженнями, (МВт);

– ImportPrice – питома вартість імпортованої електроенергії з урахуванням ринкової ситуації, (\$/МВт-год);

– ExportPrice – питома вартість експортованої електроенергії з урахуванням ринкової ситуації, (\$/МВт-год);

– DailyBalanceExpImp – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – нульове сальдо перетоків, 0 – не дотримуємося умови нульового сальдо перетоків.

У формі параметрів (рис. 3.7-б):

– EachHydroPump – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 –кожен гідроагрегат ГАЕС має бути запущений один раз, 0 – не дотримуємося умови;

– PumpGenBalance – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – кожен гідроагрегат ГАЕС має використати всю накопичену воду для поточної доби, 0 – можна не дотримуватись умови;

– MaxSumPumpPower – максимально припустимий рівень споживання потужності для закачування всіма ГАЕС, (МВт);

– MaxSumGenPower – максимально припустимий рівень генерації потужності всіма ГАЕС, (МВт);

– PumpGenOperate – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – не можна одночасно закачувати та генерувати, якщо в певний період часу гідроагрегат закачує то всі ніші гідроагрегати не можуть генерувати, 0 – можна;

– On_Off_HPPS_Reserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності ГАЕС у загальному резервуванні, 0 – не використовувати;

– Include_HPPS_UpReserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності ГАЕС у резервуванні на навантаження, 0 – не використовувати;

– Include_HPPS_DownReserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності ГАЕС у резервуванні на розвантаження, 0 – не використовувати;

– Up_HPPS_ReserveLevel – максимально можлива потужність участі ГАЕС у резервуванні на навантаження, (МВт);

– Down_HPPS_ReserveLevel – максимально можлива потужність участі ГАЕС у резервуванні на розвантаження, (МВт).

У формі параметрів (рис. 3.7-в):

– On_Off_WPP_Reserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності ГЕС у загальному резервуванні, 0 – не використовувати;

– Include_WPP_UpReserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності ГЕС у резервуванні на навантаження, 0 – не використовувати;

– Include_WPP_DownReserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності ГЕС у резервуванні на розвантаження, 0 – не використовувати;

– Up_WPP_ReserveLevel – максимально можлива потужність участі ГЕС у резервуванні на навантаження, (МВт);

– Down_WPP_ReserveLevel – максимально можлива потужність участі ГЕС у резервуванні на розвантаження, (МВт).

У формі параметрів (рис. 3.7-г):

– On_Off_BUT_Reserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності накопичувачів у загальному резервуванні, 0 – не використовувати;

– BatteryBalance – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – зарядження батареї має бути більшим за розряд за попередні години, 0 – зарядження батареї має бути більшим нуля;

– BatChargePrice – питома вартість заряду батареї, (\$/МВт-год);

– BatDisChargePrice – питома вартість розряду батареї, (\$/МВт-год);

– DailyMaxStorage – максимально можливий обсяг заряду-розряду накопичувачів, (МВт-год за добу);

– Max_CHARGE_SumStoragePower – максимально можлива сумарна потужність, що споживається при заряді накопичувачів, (МВт);

– Max_DISCHARGE_SumStoragePower – максимально можлива сумарна потужність, яка віддається всіма накопичувачами у систему, (МВт).

У формі параметрів (рис. 3.7-д):

– On_Off_TPP_Reserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності ТЕС у загальному резервуванні, 0 – не використовувати;

– Include_TPP_UpReserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності ТЕС при резервуванні на навантаження, 0 – не використовувати;

– Include_TPP_DownReserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності ТЕС при резервуванні на розвантаження, 0 – не використовувати;

– RampUp_TPP_ReserveLevel – мінімально допустима потужність участі ТЕС у резервуванні на навантаження, (МВт);

– RampDown_TPP_ReserveLevel – мінімально допустима потужність участі ТЕС у резервуванні на розвантаження, (МВт).

У формі параметрів (рис. 3.7-е):

– On_Off_ALL_Reserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності енергосистеми у резервуванні, 0 – не використовувати;

– Include_ALL_UpReserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності системи при резервуванні на навантаження, 0 – не використовувати;

– Include_ALL_DownReserve – бінарний параметр, який визначає чи при моделюванні виконуватиметься умова: 1 – використовувати потужності системи при резервуванні на розвантаження, 0 – не використовувати;

– RampUp_ALL_ReserveLevel – мінімально допустима потужність загального резервування на навантаження, (МВт);

– RampDown_ALL_ReserveLevel – мінімально допустима потужність загального резервування на розвантаження, (МВт).

Способи відображення вихідних параметрів та результатів розрахунків можна варіювати редагуючи текст моделі (Рис. 3.4). За зручності візуалізації вхідних даних та одержуваних результатів відповідають відповідно програмні блоки візуалізації та виведення результатів.

3.3 Інформаційний блок

Як вже зазначено вище, інформаційний блок призначений для збору, зберігання та первинної обробки даних і включає в себе набір баз даних (БД), які забезпечують постійне зберігання та поповнення необхідних для функціонування ПІК даних, підтримує стандартні функції управління даними: їх введення і редагування; організацію зберігання; підключення (загрузки) та

відключення (вигрузку) БД необхідних для моделювання на поточному етапі роботи. Залежно від розв'язуваного завдання, типу енергосистеми, яка підлягає моделюванню (електрична, теплова, автономна, інтегрована), підключаються або відключаються необхідні бази з набору баз даних (рис. 3.8).

УКРАЇНА

Час/Дата	Споживання	Покриття	АЕС	ТЕС ГК	Блоч. ТЕЦ	Прм. и ТЕЦ	ГЕС	ГЕС Укргідро	малі ГЕС	ГАЕС ген	ГАЕС зак	СЕС	ВЕС	Експорт ENTSO-E
1-28.02.2021	16363	16960	10625	3881	633	1044	378	341	37	0	-719	0	399	107
2-28.02.2021	15703	16326	10589	3512	586	1029	220	182	38	0	-722	0	390	57
3-28.02.2021	15524	16630	10589	3601	601	1058	367	329	38	0	-1119	0	414	41
4-28.02.2021	15331	16179	10608	3363	604	1065	166	128	38	0	-889	0	373	49
5-28.02.2021	15415	16328	10592	3504	633	1062	163	125	38	0	-889	0	374	47
6-28.02.2021	15697	16161	10605	3349	594	1063	165	127	38	0	-484	0	385	47
7-28.02.2021	16048	16466	10601	3450	677	1073	264	226	38	0	-479	43	358	130
8-28.02.2021	16624	16792	10591	3364	778	1094	455	416	39	0	-398	240	270	194
9-28.02.2021	17955	17847	10601	3337	638	1107	1267	1223	44	0	-395	653	244	224
10-28.02.2021	18399	17902	10607	3369	616	1100	1041	996	45	0	0	899	270	219
11-28.02.2021	18292	17942	10620	3345	602	1090	1051	1030	21	0	0	870	364	159
12-28.02.2021	18170	17892	10600	3296	612	1103	948	929	19	0	0	996	337	181
13-28.02.2021	18059	17975	10616	3271	592	1105	890	871	19	0	0	1096	405	165
14-28.02.2021	18023	17760	10591	3372	604	1090	814	771	43	0	0	874	415	158
15-28.02.2021	18155	17883	10591	3544	595	1085	1050	1031	19	0	0	631	387	140
16-28.02.2021	18431	18060	10598	3599	605	1077	1502	1479	23	0	0	381	298	183
17-28.02.2021	18862	18419	10606	3756	605	1072	1932	1909	23	0	0	150	298	229
18-28.02.2021	19876	19499	10588	4417	847	1096	1733	1684	49	537	0	1	280	236
19-28.02.2021	20187	19539	10607	4724	852	1105	1309	1260	49	658	0	1	283	232
20-28.02.2021	19944	19478	10597	4727	850	1095	1426	1377	49	413	0	0	370	197
21-28.02.2021	19656	19487	10587	4690	855	1100	1402	1357	45	410	0	0	443	181
22-28.02.2021	18956	18706	10617	4307	661	1065	1767	1726	41	0	0	0	289	120
23-28.02.2021	17860	18034	10582	4029	595	1062	1516	1477	39	0	0	0	250	132
24-28.02.2021	17043	16910	10591	3865	758	1065	436	396	40	0	-13	0	195	72

а

TIME_ALL	DATE_ALL	DEMAND_ALL_PL	DEMAND_ALL_HUN	DEMAND_ALL_ROM	PV_PL	WIND_PL	PV_HUN
1392	27.02.2018 23:00	21106	5589	7779	0	0	0
1393	28.02.2018 0:00	20025	5333	7457	0	1935	0
1394	28.02.2018 1:00	19365	5049	7271	0	1888	0
1395	28.02.2018 2:00	19063	4840	7183	0	1879	0
1396	28.02.2018 3:00	19106	4731	7164	0	1987	0
1397	28.02.2018 4:00	19474	4762	7273	0	2150	0
1398	28.02.2018 5:00	20350	5058	7457	0	2168	0
1399	28.02.2018 6:00	22455	5675	7969	11	2178	13
1400	28.02.2018 7:00	24431	6184	8661	176	2205	75
1401	28.02.2018 8:00	25582	6252	9273	507	2138	169
1402	28.02.2018 9:00	25806	6306	9511	845	2147	252
1403	28.02.2018 10:00	25604	6297	9509	1061	2243	298
1404	28.02.2018 11:00	25759	6350	9366	1063	2611	327
1405	28.02.2018 12:00	25766	6322	9453	979	2752	335
1406	28.02.2018 13:00	25700	6296	9297	913	2882	313
1407	28.02.2018 14:00	25387	6191	9011	722	2893	243
1408	28.02.2018 15:00	24903	6227	8842	576	2739	143
1409	28.02.2018 16:00	24737	6161	8820	188	2470	37
1410	28.02.2018 17:00	25435	6192	8894	18	2383	2
1411	28.02.2018 18:00	26258	6497	9385	0	2452	0
1412	28.02.2018 19:00	26081	6537	9606	0	2497	0
1413	28.02.2018 20:00	25439	6374	9449	0	2348	0
1414	28.02.2018 21:00	23893	6183	9037	0	1946	0
1415	28.02.2018 22:00	22307	5875	8389	0	1604	0
1416	28.02.2018 23:00	20934	5686	7823	0	1404	0

б

Рис. 3.8. Елементи робочої бази даних, фактичні потужності, (МВт):

а – ОЕС України; б – енергосистем Польщі, Угорщини, Румунії [118].

На рис. 3.8-б у стовпчиках відображені:

- TIME_ALL – номер години з початку року;
- DATE_ALL – дата та година.

В наступних стовпчиках відображені фактичні погодинні значення [82]:

- DEMAND_ALL_PL – фактичний погодинний графік навантаження ЕС Польщі;
- DEMAND_ALL_HUN – фактичний погодинний графік навантаження ЕС Угорщини;
- DEMAND_ALL_ROM – фактичний погодинний графік навантаження ЕС Румунії;
- PV_PL – фактичний погодинний графік потужності СЕС Польщі;
- WIND_PL – фактичний погодинний графік потужності ВЕС Польщі;
- PV_HUN – фактичний погодинний графік потужності СЕС Румунії.

Інформаційний блок, крім зберігання елементів робочої бази даних, містить матриці економічних, енергетичних та кліматичних параметрів енергосистем, що моделюються (Рис. 3.9 – 3.11). Зміна значень елементів матриць економічних, енергетичних та кліматичних параметрів дозволяє здійснювати функції вибору режимів і параметрів процесу оптимізації.

TPP	pTPP Units	pTPP InstCap	pTPP UnitMax	pTPP UnitMin	pTPP Unit Ramp	pTPP Unit Ramp Max	pTPP ProdCost	pTPP NumStart	pTPP MinUnits	pTPP MaxUnits	pTPP Time Operate
TPP800	1	800	750	500	20	100	55	1	1	1	24
TPP100	2	100	96	76	10	20	65	1	0	1	24
TPP150	2	150	139.5	96	10	40	63	1	0	1	24
TPP200	24	200	190	110	10	50	60	2	0	1	24
TPP300	22	300	280	175	10	100	58	2	5	12	24
FBCoal	0	1500	290	140	20	100	80	1	0	0	24
QSGas	0	0	9.43	0.1	9	9	95	1	0	0	24

Рис. 3.9. Матриця економічних і енергетичних параметрів ТЕС України

В стовпчиках матриці економічних і енергетичних параметрів ТЕС України рис. 3.9:

- TPP – перелік типів енергоблоків ТЕС України;
- pTPP Units – кількість енергоблоків кожного типу;
- pTPP InstCap – встановлена потужність енергоблоку, (МВт);

- pTRP UnitMax – максимальна можлива потужність, яку енергоблок віддає у систему, (МВт);
- pTRP UnitMin – мінімальна можлива потужність, яку енергоблок віддає у систему, (МВт);
- pTRP Unit Ramp – прийнята для розрахунків допустима зміна потужності енергоблоку ТЕС коли він працює, (МВт);
- pTRP Unit Ramp Max – максимально можлива зміна потужності енергоблоку ТЕС коли він працює, (МВт);
- pTRP ProdCost – вартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком ТЕС, (\$/МВт-год);
- pTRP NumStart – кількість стартів енергоблоків ТЕС протягом доби;
- pTRP MinUnits – мінімальна кількість енергоблоків ТЕС що беруть участь у покритті графіка навантаження;
- pTRP MaxUnits – максимальна кількість енергоблоків ТЕС що можуть брати участь у покритті графіка навантаження;
- pTRP Time Operate – допустима кількість годин експлуатації енергоблоку ТЕС протягом доби.

NP	pNPP InstCap	pNPPT	pNPP ProdCost	pNPP MinUnits	pNPP MaxUnits
NPP1000	1000	24	22	3	13
NPP440	440	24	24	0	2

Рис. 3.10. Матриця економічних і енергетичних параметрів АЕС України
В стовпчиках матриці економічних і енергетичних параметрів АЕС України
рис. 3.10:

- NP – перелік типів енергоблоків АЕС України;
- pNPP InstCap – встановлена потужність енергоблоку, (МВт);
- pNPPT – кількість годин безперервної роботи енергоблоків АЕС;

- pNPP ProdCost – вартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком АЕС, (\$/МВт-год);
- pNPP NumStart – кількість стартів енергоблоків АЕС протягом доби;
- pNPP MinUnits – мінімальна кількість енергоблоків АЕС що беруть участь у покритті графіка навантаження;
- pNPP MaxUnits – максимальна кількість енергоблоків АЕС що можуть брати участь у покритті графіка навантаження.

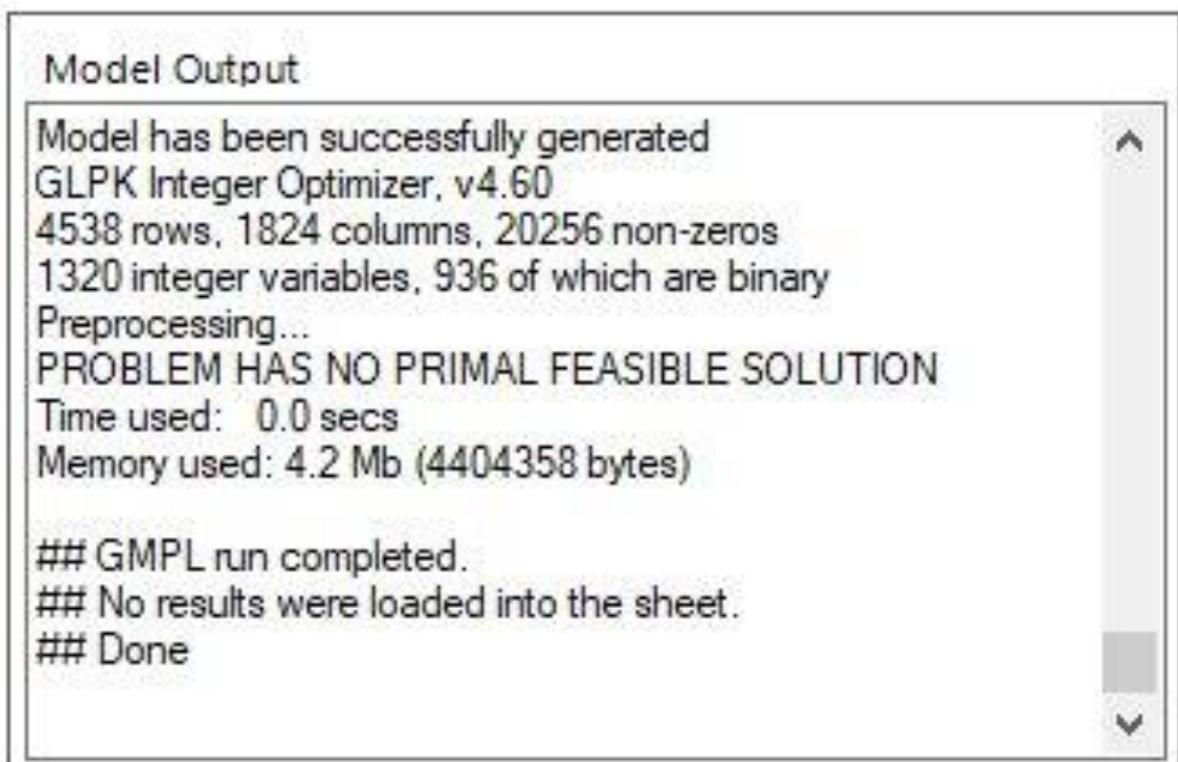
HP_number	HP	pP	pG	pHPGV	pHPPV	pHPT	pHPS	pHPVol
1	KHPS1	43	37	28.5	19	3	1	111
2	KHPS2	43	37	28.5	19	3	1	111
3	KHPS3	43	37	28.5	19	3	1	111
4	DHPS1	421	324	22.5	15	3	1	972
5	DHPS2	421	324	22.5	15	3	1	972
6	DHPS3	421	324	22.5	15	3	1	972
7	THPS1	216.5	151	25.5	17	3	1	453
8	THPS2	216.5	151	25.5	17	3	1	453

Рис. 3.11. Матриця економічних і енергетичних параметрів ГАЕС України
В стовпчиках матриці економічних і енергетичних параметрів ГАЕС України
рис. 3.11:

- HP_number – порядковий номер гідроагрегата ГАЕС України;
- HP – перелік типів гідроагрегатів ГАЕС України;
- pP – потужність, яку споживає гідроагрегат ГАЕС в насосному режимі;
- pG – потужність гідроагрегата ГАЕС в режимі генерації;
- pHPGV – витрати на роботу гідрогенератора ГАЕС в генераторному режимі;
- pHPPV – витрати на роботу гідрогенератора ГАЕС в насосному режимі;
- pHPT – кількість годин безперервної роботи гідроагрегатів ГАЕС в насосному та генераторному режимі;
- pHPS – допустима кількість пусків гідроагрегатів ГАЕС в насосному та генераторному режимі;
- pHPVol – максимальний обсяг енергії, що може бути накопичений гідроагрегатом ГАЕС в насосному режимі, (МВт-год).

3.4 Аналітичний блок

За рахунок спільного використання та взаємодії сервісного блока, блока управління та інформаційного блока, користувач готує різноманітну інформацію для роботи аналітичного блоку. В складі аналітичного блоку використовується вбудований у платформу Solver Studio [112] оптимізатор. Підсистема оптимізації дозволяє вирішувати завдання вибору найкращих варіантів управління енергосистемою при заданих обмеженнях. Після того, як вся вихідна інформація підготовлена, користувач натискає кнопку "Закінчити введення та редагування даних" (рис. 3.2) і блок управління формує робочий файл даних та запускає процес оптимізації. Якщо дані підготовлені коректно, оптимізатор знаходить на першому етапі аналогове, а потім, з урахуванням цілісності та бінарності окремих змінних, оптимальне рішення. Результати розрахунків виводяться блоками візуалізації та виведення результатів на робочі листи (рис. 3.13 – 3.18) програмно-інформаційного комплексу. В іншому випадку оптимізатор видає повідомлення про те, що рішення не існує (рис. 3.12).



```
Model Output
Model has been successfully generated
GLPK Integer Optimizer, v4.60
4538 rows, 1824 columns, 20256 non-zeros
1320 integer variables, 936 of which are binary
Preprocessing...
PROBLEM HAS NO PRIMAL FEASIBLE SOLUTION
Time used: 0.0 secs
Memory used: 4.2 Mb (4404358 bytes)

## GMPL run completed.
## No results were loaded into the sheet.
## Done
```

Рис. 3.12. Повідомлення оптимізатора про те, що рішення не існує

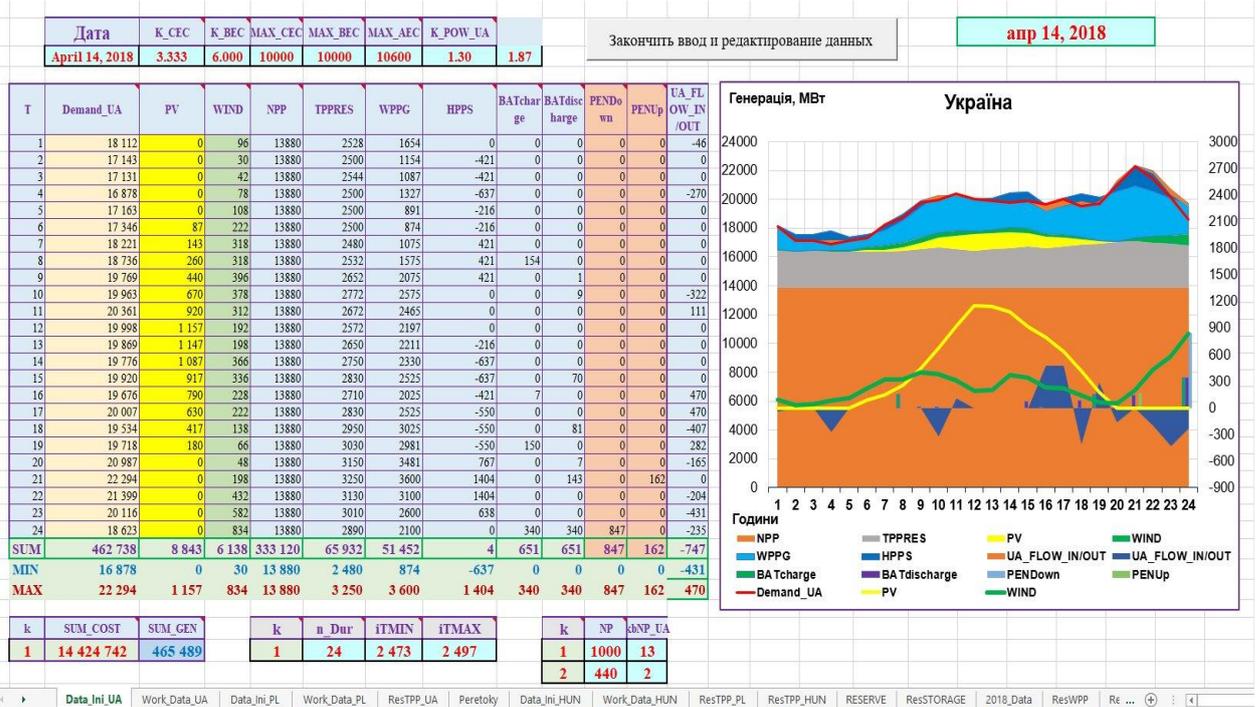


Рис. 3.13. Робочий лист з результатами розрахунку оптимальних параметрів ОЕС України

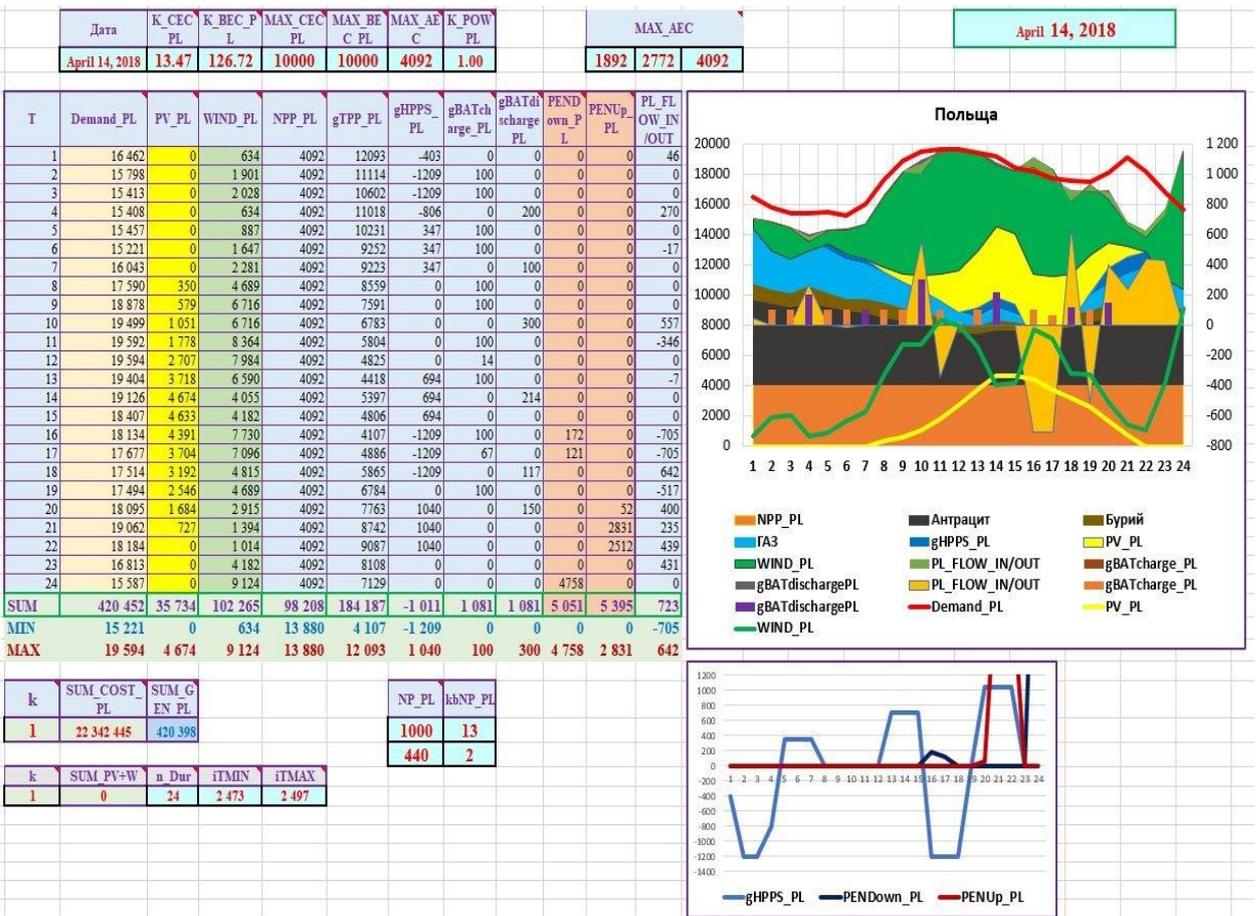


Рис. 3.14. Робочий лист з результатами розрахунку оптимальних параметрів ОЕС Польщі

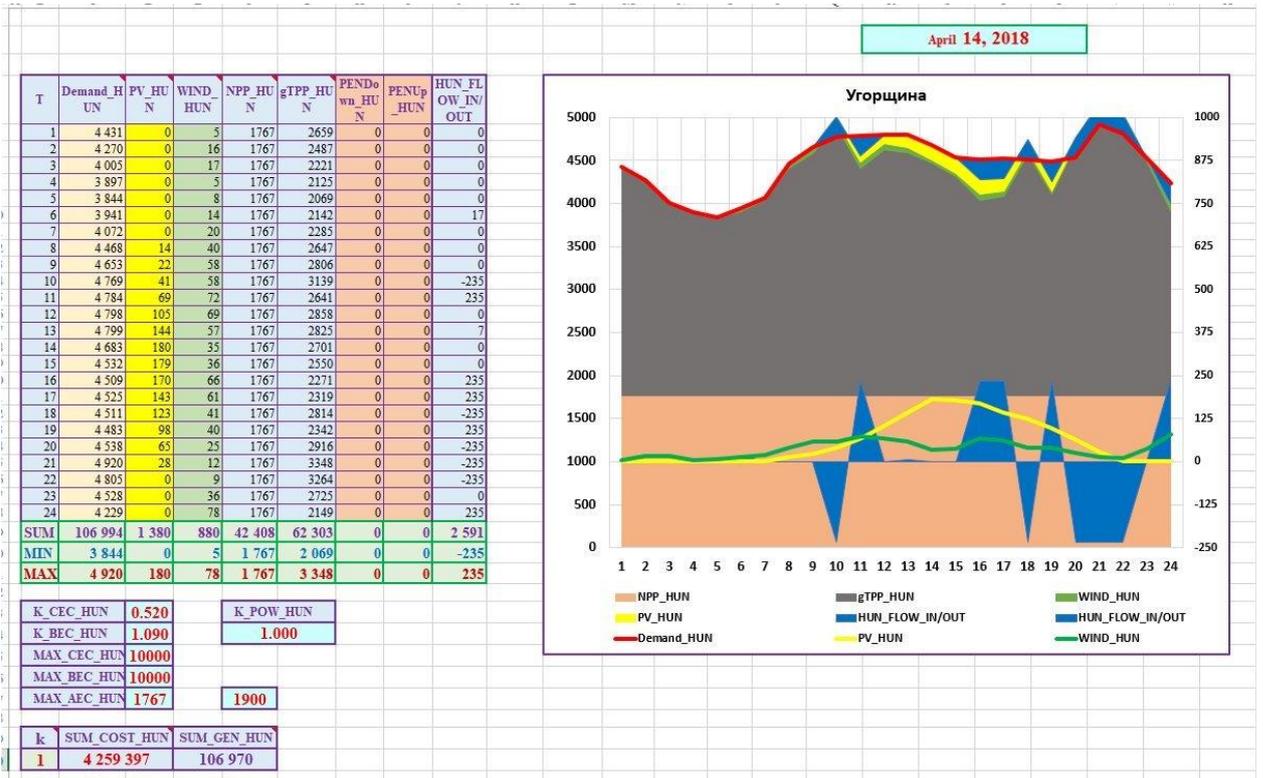


Рис. 3.15. Робочий лист з результатами розрахунку оптимальних параметрів ОЕС Угорщини

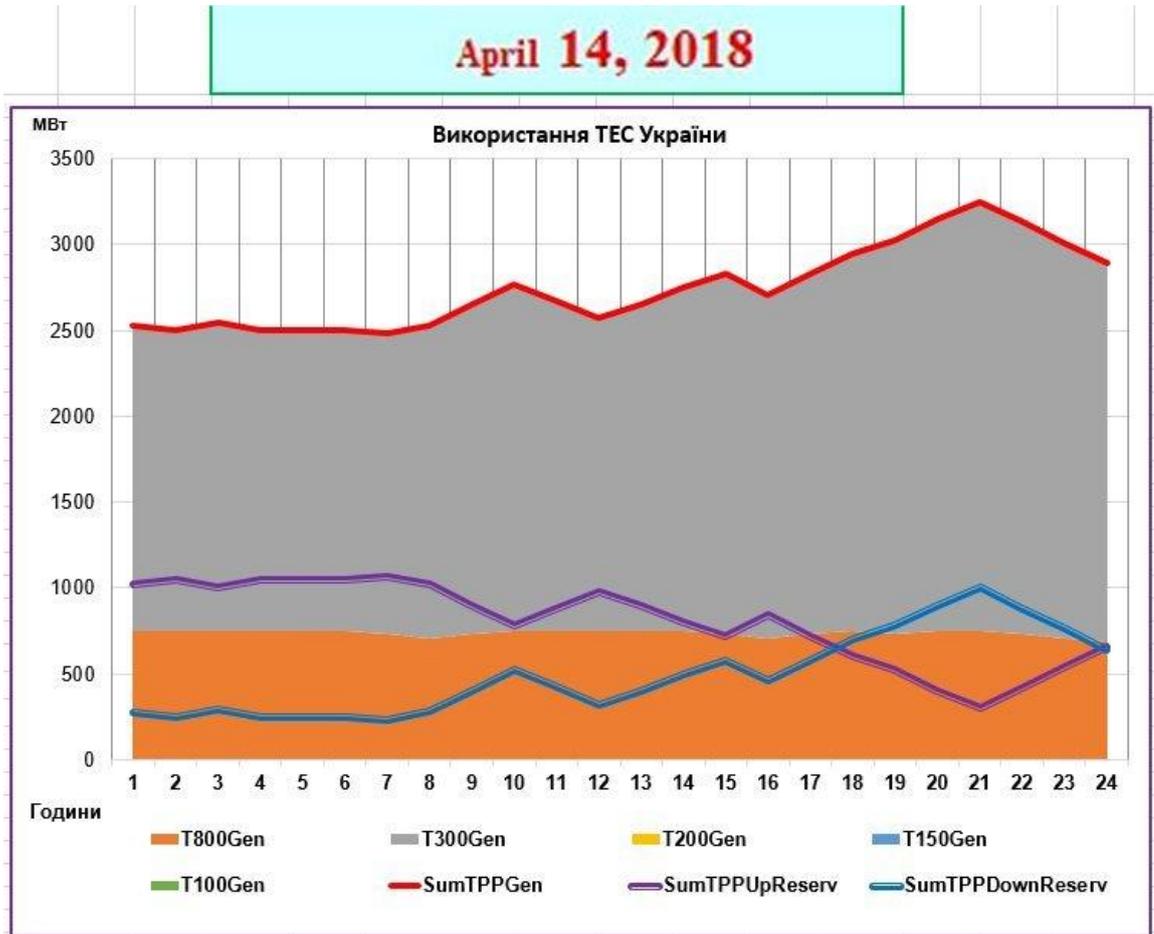


Рис. 3.16. Результати розрахунку оптимального використання ТЕС України

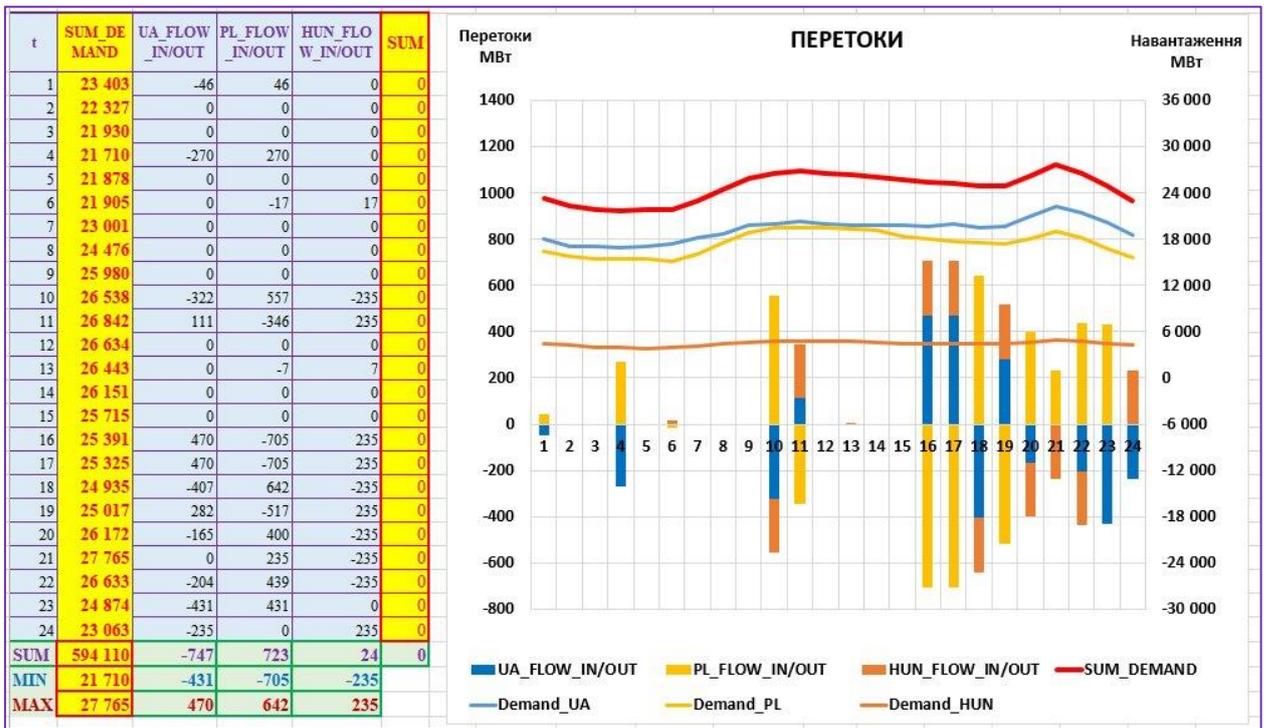


Рис. 3.17. Результати розрахунку оптимальних значень транскордонних перетоків при синхронній роботі енергосистем України, Польщі та Угорщини

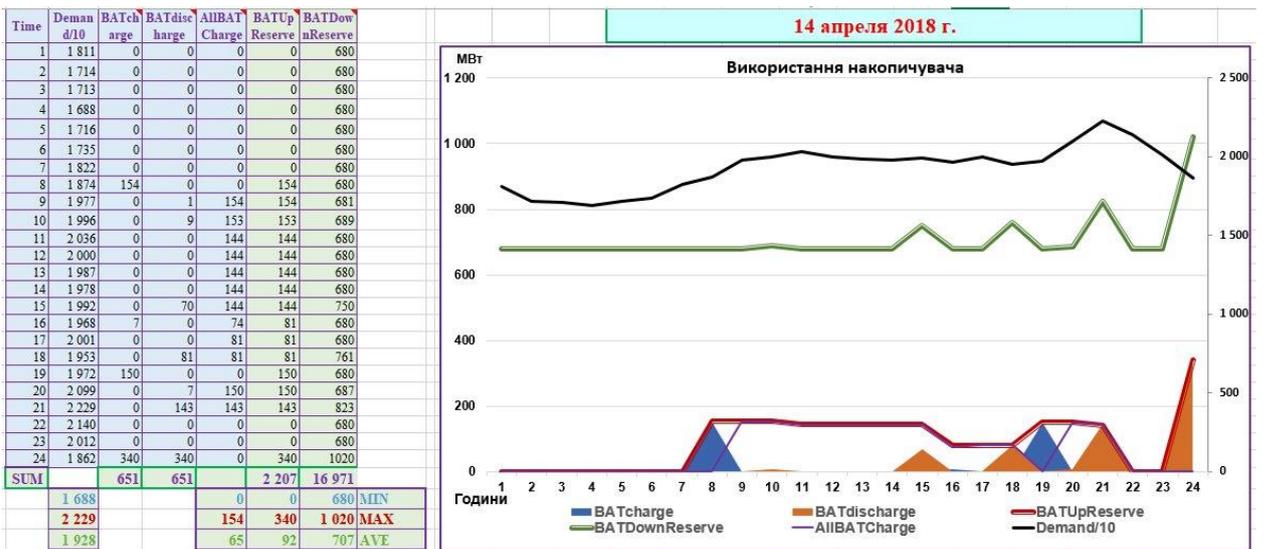


Рис. 3.18. Результати розрахунку оптимальних значень роботи накопичувачів

Склад і структура використання математичних моделей вбудованих до програмно-інформаційного комплексу представлена на рис. 3.19.

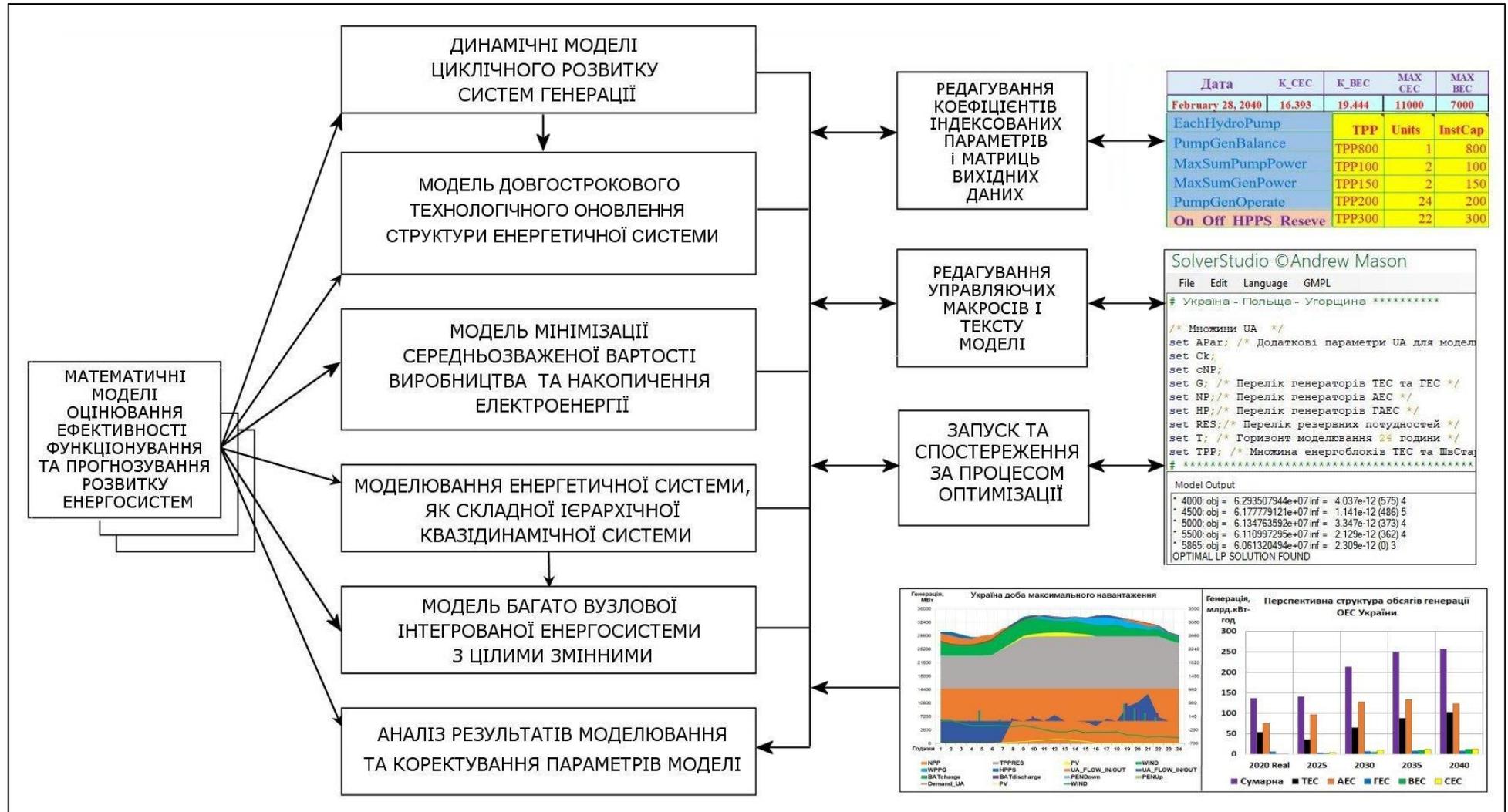


Рис. 3.19. Склад і структура використання математичних моделей вбудованих до програмно-інформаційного комплексу

3.5 Висновки до розділу 3

Розроблений ППК [63,64] дозволяє детально обчислювати енергетичні, технологічні і економічні показники оптимального використання складових енергетичних систем, визначати допустимі межі параметрів функціонування енергоблоків автономних і об'єднаних енергосистем. На підставі результатів цих розрахунків відбираються відповідні заходи з перспективного оновлення технологій виробництва електро та теплової енергії.

До основних переваг комплексу, які відрізняють його від відомих (табл. 1.2), можна віднести універсальність, що дає можливість вивчати різні моделі енергетичних систем в короткі терміни. Така універсальність забезпечується тим, що комплекс розроблений з використанням комбінації стандартного програмного забезпечення Microsoft Excel і SolverStudio [112] – надбудови для Excel 2007 і більш пізніх версій на Windows, яка дозволяє досліджувати різноманітні моделі оптимізації з використанням великого переліку мов оптимізаційного моделювання.

Завдяки надбудові SolverStudio [112] в інформаційному комплексі користувач може розробляти, редагувати, зберігати і налагоджувати оптимізаційну модель безпосередньо в книзі Excel. Зручно організувано підключення вихідних даних, множин, параметрів, констант і змінних, використовуваних в моделі. Після редагування параметрів і вихідних даних запускається оптимізаційний розрахунок. Результати моделювання можуть відображатися як на аркушах моделей, так і у вигляді окремих файлів. Ще однією перевагою програмно-інформаційного комплексу є можливість зручного порівняння багатьох моделей, завдяки тому, що в кожному з робочих аркушів може бути розміщена інша модель.

Можливість включення до програмно-інформаційного комплексу програмних реалізацій різнопланових моделей функціонування енергосистем дозволяє розрахувати порівняльну характеристику найбільш ефективних

технічних, фінансових і екологічних параметрів технологій для всіх дозволених режимів їх роботи в енергосистемах. Це також дозволяє порівняти ефективність технологій і необхідність їх оновлення, що важливо для побудови сценаріїв розвитку існуючих і нових енергосистем.

Основною відмінністю розробленого програмно-інформаційного комплексу є можливість детального розгляду впливу економічних і технологічних параметрів, окремих енергоблоків і вузлів, що містяться в енергосистемі. Ці параметри можуть бути представлені як у вигляді матриць на аркушах програмно-інформаційного комплексу, так і у вигляді окремих доданих файлів, доступних для автоматизованого введення програмно-інформаційним комплексом.

Простота використання і редагування як окремих параметрів, так і програмних текстів, використовуваних при моделюванні розвитку енергосистем, підвищує якість одержуваних сценаріїв розвитку. Запропонований програмно-інформаційний комплекс може бути використаний для дослідження перспектив короткострокового та довгострокового розвитку об'єднаної енергосистеми України, а також багато вузлової енергосистеми, інтегрованої з енергосистемами сусідніх країн-членів ENTSO-E, що є актуальним у сучасних умовах.

РОЗДІЛ 4
РОЗРАХУНКОВИЙ АНАЛІЗ СТВОРЕНИХ ТА УДОСКОНАЛЕНИХ
ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ

4.1 Розрахунок прогнозних параметрів встановленої потужності СЕС для України та Німеччини до 2050 року за допомогою динамічної моделі циклічного розвитку систем генерації.

Розрахунок прогнозних параметрів встановленої потужності СЕС для України та Німеччини до 2050 року виконано з використанням представлених в розділі 2.1:

– значень коефіцієнту динаміки економічних і технологічних індикаторів (КДЕТІ) розвитку економіки та виробництва для України та Німеччини (рис. 2.1) та у скорочених таблицях 4.1, 4.2;

– функціоналу економіко-технологічного впливу (2.3);

– моделі життєвого циклу інноваційної технології у вигляді узагальненої логістичної кривої, що є сумою трьох логістичних J1,J2,J3 кривих (2.4).

Таблиця 4.1 – Скорочена таблиця розрахунку прогнозних параметрів встановленої потужності СЕС для України.

Рік	Встановлена потужність, RealUKR (ГВт)	КДЕТІ, K _{fin}	J1	J2	J3	Прогноз встановленої потужності P, (ГВт)	ΔP, (ГВт)
2000	0.03	4	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
2005	0.40	3	0.3	0.0	0.0	0.3	0.1
2010	2.14	3	1.6	0.0	0.0	1.6	0.4
2015	3.02	5	3.9	0.0	0.0	4.0	0.2
2020	5.06	4	4.0	0.3	0.0	4.3	0.1
2025			4.0	2.3	0.0	6.3	0.4
2030			4.0	2.4	0.0	6.4	0.0
2035			4.0	2.4	2.1	8.5	0.9
2040			4.0	2.4	7.5	13.9	0.3
2045			4.0	2.4	7.6	14.0	0.0
2050			4.0	2.4	7.6	14.0	0.0

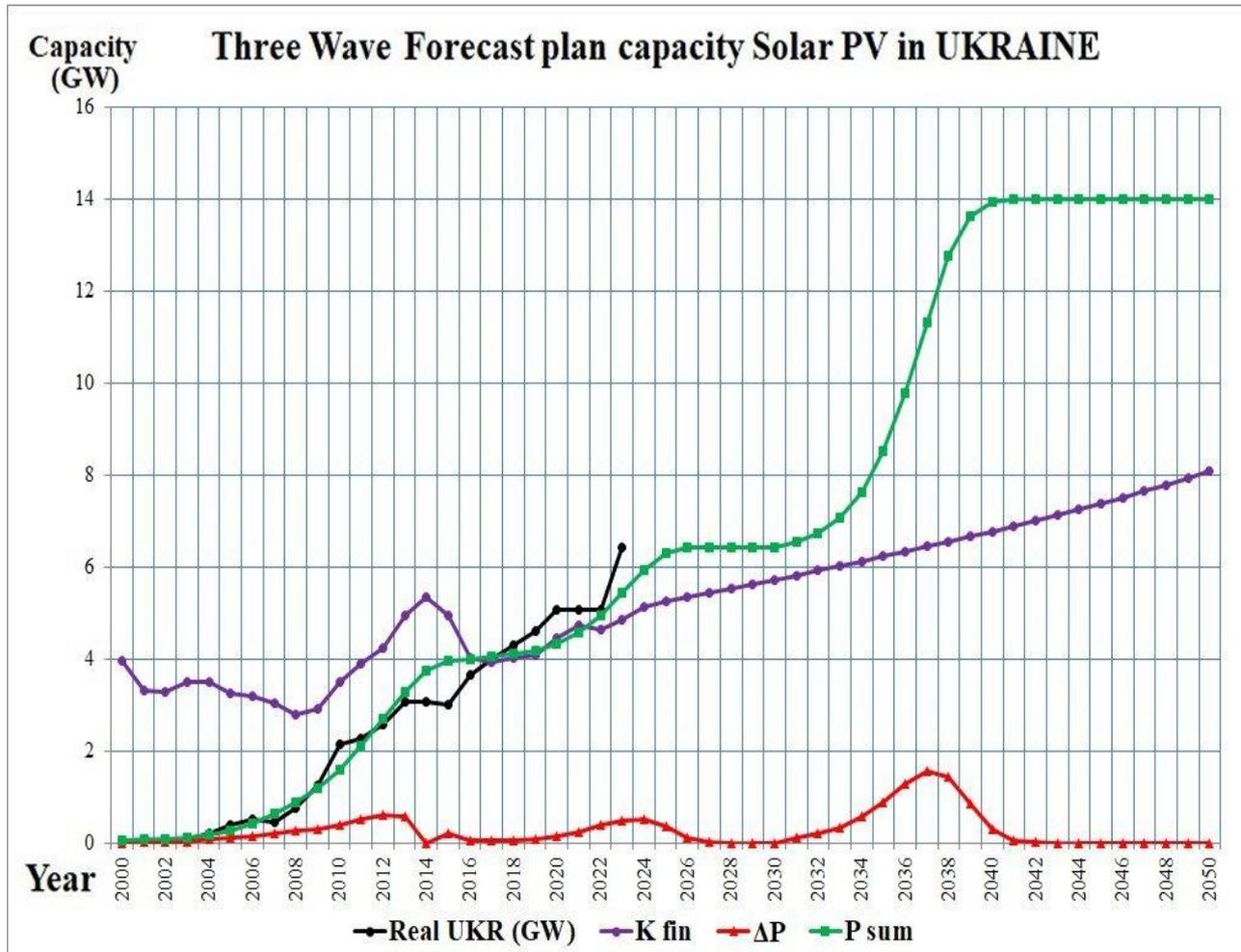


Рис. 4.1 Сценарій розвитку СЕС в Україні до 2050 року

Таблиця 4.2 – Скорочена таблиця розрахунку прогнозних параметрів встановленої потужності СЕС для Німеччини.

Рік	Встановлена потужність, Real GE (ГВт)	КДЕТІ, Kfin	J1	J2	J3	Прогноз встановленої потужності P, (ГВт)	ΔP
2000	0	100	0	0	0	0	0
2005	2	86	2	0	0	2	4
2010	18	74	18	0	0	18	29
2015	40	64	39	0	0	39	3
2020	48	55	40	6	0	46	10
2025		48	40	29	0	69	16
2030		41	40	34	0	74	1
2035		35	40	34	6	80	8
2040		30	40	34	24	98	18
2045		25	40	34	40	114	8
2050		20	40	34	45	119	2

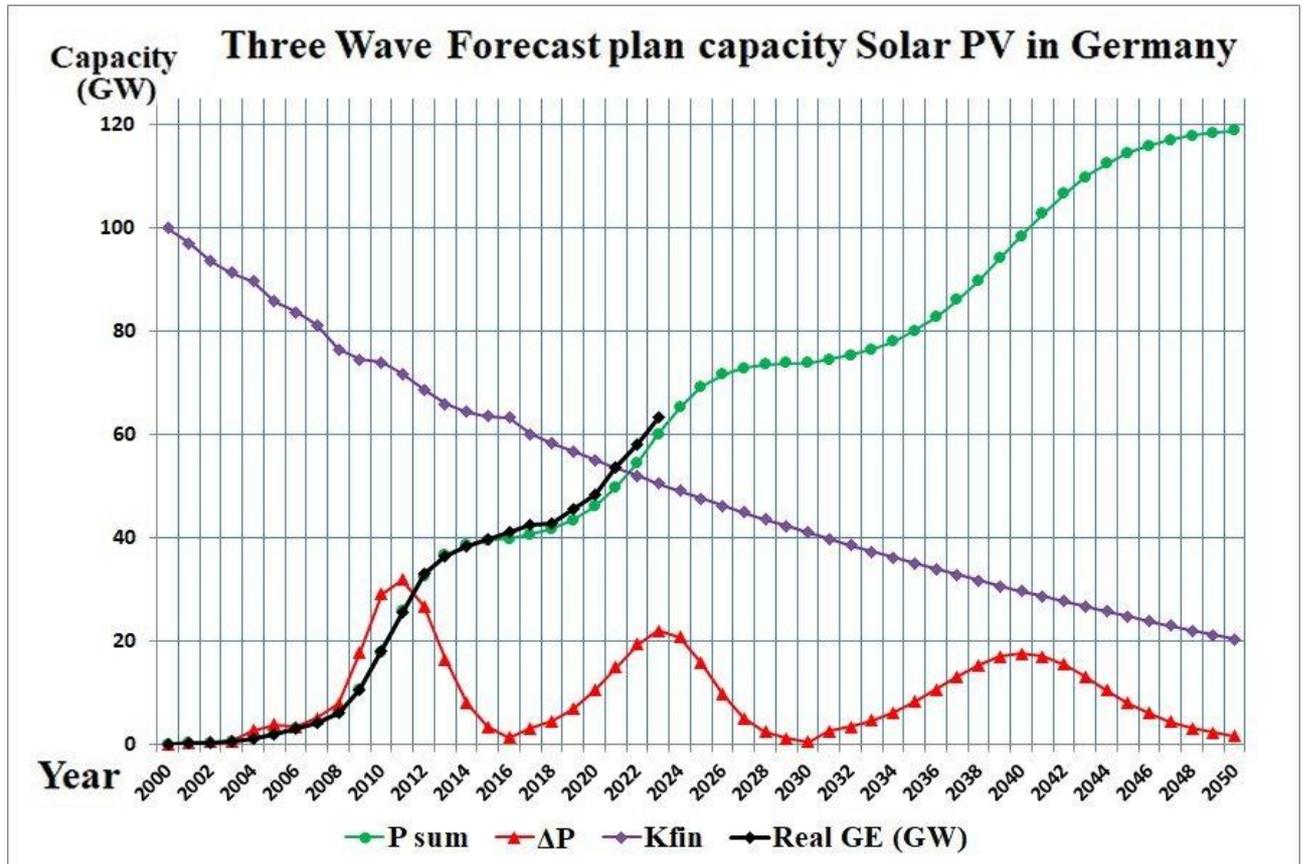


Рис. 4.2 Сценарій розвитку СЕС в Німеччині до 2050 року

Таким чином, за допомогою *нової економіко-математичної моделі дифузії інноваційних технологій в енергетиці* розраховані сценарії розвитку СЕС в Німеччині та Україні.

4.2 Розрахунок прогнозів структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040 року за допомогою методу економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи і моделі довгострокового технологічного оновлення.

Згідно з методом економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи прогноз розраховано в три етапи:

1. На першому, за допомогою узагальненої логістичної моделі (2.4), згідно з формулою (2.6) розраховано песимістичний та оптимістичний прогнози обсягів споживання ОЕС України до 2040 року (табл. 4.3) та (рис. 2.2).

2. На другому етапі, з використанням формул чистої вигоди $NB_k = K_m(LACE_k - LCOE_k)$ [100] та мінімізації сумарної собівартості генерації

$$C_{S\tau}^{\Sigma} = \sum_{k=1}^K NB_k \cdot E_{S\tau}^k \rightarrow \min, \text{ розраховано співвідношення потужностей та обсягів}$$

генерації технологій.

3. На третьому етапі вирішено задачу мінімізації сумарної неузгодженості обсягів генерації та споживання (2.5), розраховано сценарії розвитку структур генеруючих потужностей (табл. 4.4) та обсягів генерації (табл. 4.5) ОЕС України до 2040 року (рис.2.3).

Перший етап.

Таблиця 4.3 – Песимістичний та оптимістичний прогнози обсягів споживання ОЕС України до 2040 року, млрд.кВт-годин.

Рік	Фактичне споживання	Сумарне споживання песимістичний	Сумарне споживання оптимістичний
2015	148	148	148
2016	151	152	152
2017	154	153	153
2018	158	153	153
2019	152	153	153
2020	146	152	152
2021	153	149	149
2022	144	145	145
2023		141	141
2024		140	140
2025		140	140
2026		151	156
2027		162	172
2028		172	187
2029		181	200
2030		190	213
2031		197	223
2032		202	232
2033		206	239
2034		210	245
2035		212	249
2036		214	252
2037		215	254
2038		216	256
2039		217	257
2040		217	257

Другий етап.

В таблиці 4.4 приведені матриці верхніх і нижніх обмежень для розрахунку сценарію розвитку сумарного постачання.

Таблиця 4.4 – Матриці верхніх і нижніх обмежень для розрахунку песимістичного сценарію розвитку сумарного постачання, млрд.кВт-годин.

	Обмеження нижне					Обмеження верхне				
	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
ТЕС	54	29	22	30	38	54	86	65	87	110
ГЕС	2,2	2,4	2,7	3	3,3	2,2	6,1	6,7	7,3	8
АЕС	76	52	50	51	51	76	125	120	121	123
ВЕС	0,25	1,9	1,6	3,2	4	0,7	5,7	4,6	9,5	12
СЕС	0,13	3,3	3,1	4	4,2	0,4	9,6	9,2	12	12,4

Таблиця 4.5 – Матриці верхніх і нижніх обмежень для розрахунку оптимістичного сценарію розвитку сумарного постачання, млрд.кВт-годин.

	Обмеження нижне					Обмеження верхне				
	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
ТЕС	54	29	22	30	38	54	86	65	87	110
ГЕС	2,2	2,4	2,7	3	3,3	2,2	6,1	6,7	7,3	8
АЕС	76	52	50	51	51	76	125	128	134	134
ВЕС	0,25	1,9	1,6	3,2	4	0,7	5,7	4,6	9,5	12
СЕС	0,13	3,3	3,1	4	4,2	0,4	9,6	9,2	12	12,4

В таблиці 4.6 приведені вихідні інтегральні параметри – агреговані середньозважені значення LCOE, LACE та середня різниця цих значень для технологій, що беруть участь в розрахунку сценарію розвитку сумарного постачання та структура оптимізованих обсягів постачання для кожної з технологій.

Таблиця 4.6 – вихідні інтегральні параметри технологій постачання та структура оптимізованих обсягів постачання для песимістичного сценарію.

Агреговані середньозважені LCOE та LACE на 2040 р., (2016\$/МВт-год)								
Технологія	LCOE	LACE	Різниця	Обсяги постачання що оптимізуються				
Технології, що можуть бути диспетчерезовані				2020	2025	2030	2035	2040
ТЕС	116,55	66,8	-49,85	54	35,6	64	81	74
ГЕС	62,4	66,1	6,95	5,7	2,5	6,2	6,5	8
АЕС	89,6	65,8	-23,8	76	96	106	105	111
Сумарне оптимізоване постачання				136	134	176	193	193
Технології, що не можуть бути диспетчерезовані								
ВЕС	57,6	60,9	3,3	0,7	2	4,2	8,3	12
СЕС	63,9	72,2	8,2	0,4	4	9,1	11,3	12
Сумарне неоптимізоване постачання				1,1	6	13,3	19,6	24
Вектор постачання, млрд.кВт-год				136,6	140	190	212	217
Цільове постачання, млрд.кВт-год				152	140	190	212	217
Різниця обсягів постачання				15,3	0	0	0	0

Таблиця 4.7 – вихідні інтегральні параметри технологій постачання та структура оптимізованих обсягів постачання для оптимістичного сценарію.

Агреговані середньозважені LCOE та LACE на 2040 р., (2016\$/МВт-год)								
Технологія	LCOE	LACE	Різниця	Обсяги постачання що оптимізуються				
Технології, що можуть бути диспетчерезовані				2020	2025	2030	2035	2040
ТЕС	116,55	66,8	-49,85	54	36	65	87	102
ГЕС	62,4	66,1	6,95	5,7	2,5	6,7	7,3	8
АЕС	89,6	65,8	-23,8	76	96	128	133	123
Сумарне оптимізоване постачання				136	134	199	227	233
Технології, що не можуть бути диспетчерезовані								
ВЕС	57,6	60,9	3,3	0,7	2	4,6	9,5	12
СЕС	63,9	72,2	8,2	0,4	4	9,2	12	12,3
Сумарне неоптимізоване постачання				1,1	6	13,8	21,5	24,3
Вектор постачання, млрд.кВт-год				136,6	140	213	249	258
Цільове постачання, млрд.кВт-год				152	140	213	249	258
Різниця обсягів постачання				15,3	0	0	0	0

Таблиця 4.8 – Сценарій розвитку структури генеруючих потужностей ОЕС України до 2040 року

Генерація	2020 Фактична	2025	2030	2035	2040
Egen, млрд.кВт- год	Pinst, ГВт	Pinst, ОПТИМ, ГВт	Pinst, ОПТИМ, ГВт	Pinst, ОПТИМ, ГВт	Pinst, ОПТИМ, ГВт
Сумарна	143.7	52.4	42.1	72.4	99.3
ТЕС	53.9	28.0	19.8	35.9	56.6
АЕС	76.0	13.8	16.0	21.2	20.4
ГЕС	5.7	4.8	1.8	4.8	5.8
ВЕС	3.1	1.0	0.8	1.8	4.6
СЕС	5.0	4.8	3.8	8.8	11.8

Таблиця 4.9 – Сценарій розвитку структури обсягів генерації ОЕС України до 2040 року

Генерація	2020 Фактична	2025	2030	2035	2040
Egen, млрд.кВт- год	Egen, млрд.кВт- год	Egen, млрд.кВ т-год	Egen, млрд.кВ т-год	Egen, млрд.кВ т-год	Egen, млрд.кВт- год
Сумарна	143.7	136.6	140.4	212.9	257.5
ТЕС	53.9	53.9	35.7	64.7	102.2
АЕС	76.0	76.0	96.2	127.8	123.0
ГЕС	5.7	5.7	2.5	6.7	8.0
ВЕС	3.1	0.7	2.0	4.6	11.9
СЕС	5.0	0.4	4.0	9.2	12.4

З метою перевірки адекватності моделі виконано тестові розрахунки структури постачання ОЕС України та їх порівняння із численними сценаріями структури світового енергопостачання від різних дослідників, що представлені в [119, стор. 4]. Результати порівняльного тестового розрахунку структури постачання ОЕС України та світового енергопостачання представлені на рис. 4.3.

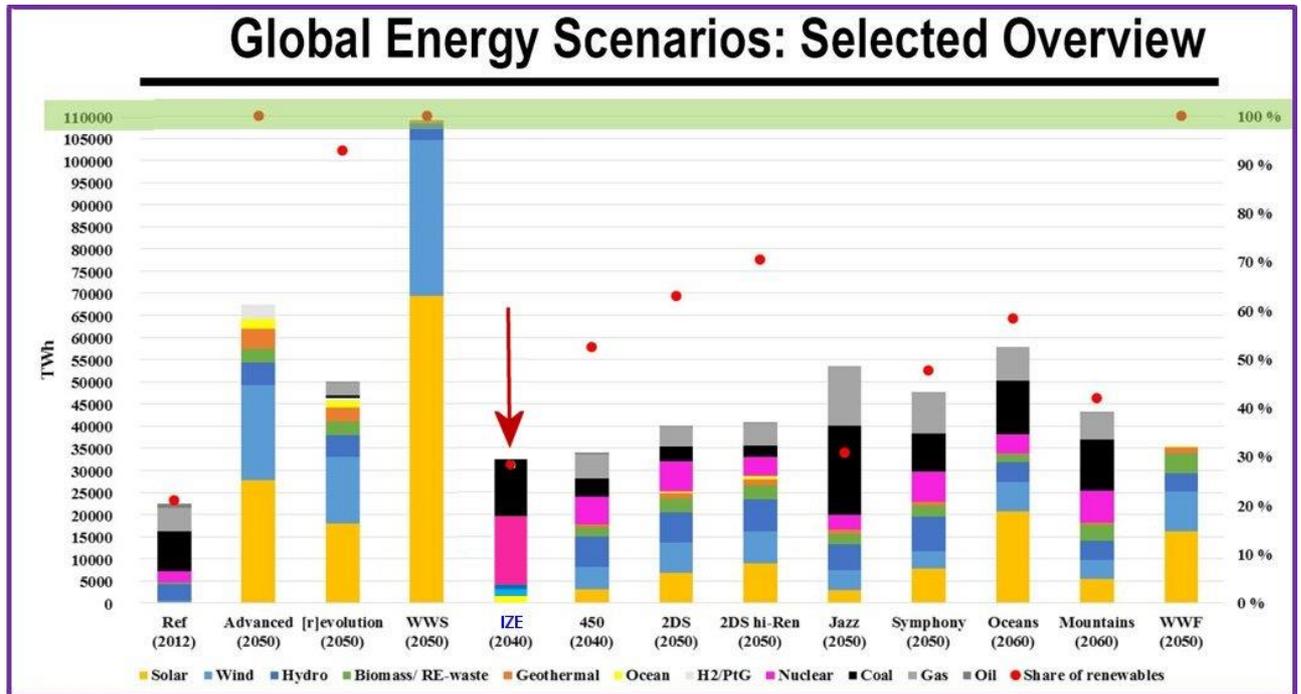


Рис. 4.3 Результати порівняльного тестового розрахунку структури постачання ОЕС України та світового енергопостачання

Отримані результати дозволяють зробити висновок про достатнє співпадіння порівнюваних сценаріїв, що підтверджує адекватність запропонованої моделі та можливість використання її для розробки сценаріїв розвитку та оновлення систем енергетики.

Таким чином модель довгострокового технологічного оновлення структури енергетичної системи дозволила зробити прогнози структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040 року, які дозволяють оцінити потенціал вдосконалення компонентів ОЕС України.

4.3. Особливості моделювання паралельної роботи ОЕС України з суміжними країнами що входять до ENTSO-E за допомогою моделі багато вузлової інтегрованої енергосистеми

Актуальність моделювання паралельної роботи ОЕС України з суміжними країнами, що входять до ENTSO-E зумовлена такими основними чинниками:

- міжнародний кліматичний порядок денний постійно підвищує вимоги до екологічності енергетики;
- впровадження в енергосистеми значної частки потужностей з негарантованим генеруванням електроенергії – мінливих відновлюваних джерел

енергії (ВДЕ), насамперед вітрових (ВЕС) та сонячних (СЕС) електростанцій:

- a. ускладнює процеси планування режимів енергосистеми навіть у короткостроковій перспективі (на наступну добу та тиждень), зокрема, розподіл резерву активної потужності між електростанціями (ТЕС, ТЕЦ, ГЕС та ГАЕС);
- b. вимагає впровадження нових типів потужностей промислового масштабу (акумуляторних батарей, споживачів-регуляторів, «маневрених» АЕС, електробойлерів, технологій водневої енергетики, тощо) здатних підвищити гнучкість енергосистеми вцілому, а також гарантовану підтримку заданих параметрів частоти;
 - національні енергетичні системи розвинених країн перебувають в стані трансформації як структури генеруючих потужностей, так і принципів регулювання діяльності енергетичних ринків;
 - впровадження сучасних засобів електроніки в енергосистеми (smart-metering) дозволяє суттєво зменшити час опрацювання інформації, формування та передавання керуючих сигналів, а також забезпечувати керування режимами споживання електроенергії споживачами (prosumers, електромобілі ...), що дозволяє більш гнучко планувати режими енергосистем, але вимагає набагато більш досконалих засобів моделювання.

4.4 Умови паралельної роботи ОЕС України з суміжними країнами, приєднаними до ENTSO-E

Масштабне реформування відносин у секторі електроенергетики, що відбувається останніми роками в Україні, зумовлене прагненням інтеграції держави до Європейського Союзу, що закріплено на законодавчому рівні, зокрема, Законом України «Про ратифікацію Угоди між Україною та Європейським Союзом» [74]. Одним із важливих кроків на шляху до інтеграції України до ЄС є приєднання Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України до об'єднання операторів системи передачі (ОСП) континентальної Європи (ENTSO-E) для чого, зокрема, у липні 2019 р. в Україні впроваджено нову модель

ринку електроенергії, побудовану на сумісних з ЄС принципах, яка наразі функціонує відповідно до положень Закону України «Про ринок електричної енергії України» [75] та підзаконних нормативних актів, зокрема, «Правил ринку» [76], «Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» [77].

Однією із ключових умов приєднання ОЕС України до об'єднання ОСП континентальної Європи є балансова самодостатність національної енергосистеми, що за існуючого рівня встановленої потужності відновлюваних джерел енергії вимагає додаткового врахування природної стохастичності потужностей генерації вітрових та сонячних електростанцій, імовірного характеру аварійних відмов складових енергосистеми, а також вимагає пошуку додаткових можливостей для забезпечення збалансованості енергосистеми. Ці можливості можуть бути забезпечені за рахунок запровадження нових режимів диспетчеризації агрегатів, що покривають резервування та накопичення електроенергії, а у разі недостатності цих заходів – запровадження додаткових маневрених накопичувальних та резервних електрогенеруючих потужностей [81, 83, 107]. Також додатковим заходом забезпечення стабільної збалансованої роботи ОЕС України є об'єднання енергосистеми України з енергосистемою Континентальної Європи ENTSO-E» [73,120]. У цьому напрямку, 12 вересня 2019 року Укренерго підписало «Сервісний контракт з Консорціумом системних операторів ENTSO-E для дослідження можливості синхронного об'єднання енергосистеми України з ENTSO-E».

Згідно з «Планом інтеграції ОЕС України в ENTSO-E» Українська енергосистема синхронізується з європейською континентальною мережею паралельно з молдовською. НЕК «Укренерго» підписало Угоду про умови майбутньої синхронізації 28 червня 2017 року. Початок синхронної роботи української енергосистеми з європейською континентальною мережею було заплановано на 2023 рік та виконано у 2022 році [79]. Загальну вартість заходів інтеграції з ENTSO-E оцінено на рівні 11,4 млрд грн., з них 4327 млн грн. за рахунок МФО (табл. 4.10). Очікуваний прямиий щорічний економічний ефект після синхронізації за умови вільного міждержавного обміну електроенергією в

рамках пропускної спроможності 4 ГВт складе більше 40 млрд грн [79].

Таблиця 4.10 – Вартість заходів за рахунок МФО

млн. грн.	Статті витрат
4114	Мережа електропередачі
4048	Заходи для забезпечення готовності генерації до роботи в складі ENTSO-E
2965	Організація каналів зв'язку для технологічного керування ОЕС України
157	Проведення додаткових досліджень статичної і динамічної стійкості
75,8	Виконання вимог Operational Handbook ENTSO-E
11,7	Робота ОЕС України в «острівному» режимі
5	Сертифікація ОСП

В рамках реалізації указанного плану [79] в червні 2020 року урядом, Укренерго та Світовим банком прийнято рішення про будівництво вставки постійного струму. На другий квартал 2021 року було заплановано проведення додаткових статичних розрахунків та досліджень умов синхронного приєднання енергосистем континентальної Європи та України / Молдови, а також здійснення необхідних динамічних досліджень системи. На 2022 рік планувалася та була здійснена тестова робота в ізолюваному режимі ОЕС України та енергетичної системи Республіки Молдови. На перший квартал 2023 року було заплановано початок роботи ОЕС України у синхронному режимі з енергосистемою Континентальної Європи ENTSO-E, який було здійснено у березні 2022 року [121]. При цьому, сервісним контрактом передбачено розробити загальну математичну модель української енергосистеми та ENTSO-E, а також дослідити динамічну та статичну стійкість енергосистеми. Ці дослідження є невід'ємною частиною Угоди про умови майбутньої інтеграції ОЕС України до ENTSO-E.

Зростаюча інтеграція європейських ринків електроенергії є важливим фактором забезпечення безпечного, доступного та стійкого енергопостачання громадян в Європейському Союзі. Ця інтеграція сприяє розширенню потужностей передачі електроенергії, спрямованої на більш ефективне використання існуючої інфраструктури, завдяки чому енергія зараз вільніше торгується через кордони, що відображається у значних потоках фізичної енергії (Cross-Border Flow) між європейськими країнами, які досягали 435 ТВт-годин загального транскордонного обміну між країнами ENTSO-E у 2018 році [122], тобто 8,4% сукупного споживання електроенергії в зоні ENTSO-E.

Європейські країни помітно відрізняються по експорту-імпорту електроенергії: найбільші експортери – Німеччина і Франція; експорт перевищує імпорт в Швейцарії і Чехії, в Норвегії і Швеції; найбільший імпортер – Італія, яка залежить від поставок електроенергії не тільки з боку безпосередніх сусідів, а й з Німеччини; на другому місці за обсягами імпорту – Великобританія, яка отримує електроенергію з Франції; найбільший відсоток імпорту характерний для «малих» країн (Фінляндія, Австрія, Угорщина). У країнах же з великим обсягом внутрішнього споживання частка імпорту невелика.

Наявність міждержавних ліній електропередачі ОЕС України з сусідніми ОСП континентальної Європи дозволяє оптимізувати структуру і режими та взаємовигідний обмін електроенергією з енергетичними системами країн Європейського Союзу (Угорщини, Словаччини, Польщі та Румунії) [122]. Наявність транскордонного обміну електроенергією із сусідніми до ОЕС України ОСП континентальної Європи зумовлений, зокрема, тим, що структура генеруючих потужностей є специфічною для кожної країни (табл. 4.7), наприклад, в Україні встановлена потужність АЕС дорівнює 13 835 МВт, в той же час у Польщі взагалі немає АЕС, а найбільша генерація здійснюється за рахунок ТЕС, встановлена потужність яких складає 28 794 МВт (табл. 4.11).

Таблиця 4.11 – Значення встановленої генеруючої потужності (МВт), енергосистем України та суміжних країн Європейського Союзу (Угорщини, Польщі та Румунії, на жаль для Словаччини такі дані відсутні) станом на початок 2021 року.

Генеруюча технологія	Україна	Польща	Румунія	Угорщина
АЕС	13 835		1 300	1 899
ТЕС ГК за видом палива:	21 842	28 794		5 498
Вугілля газової групи	10 723	272		
Вугілля антрацитової групи	6 519	20 925	986	42
Буре вугілля		7 597	2 483	1 007
Газ/мазут	4 600	359	2 184	4 029/420
ТЕЦ	6 104.5	2 555		
ГЕС	4 829	604	6 134	58
ГАЕС	1 487.8	1 794		
СЕС	5 391.6	3 473	1 145	1 458
ВЕС	1 111.2	6 570	2 957	323
Станції на біопаливі	199.5	880	117	241
Інші ВДЕ				73
Разом	54 800.6	45 029	17 306	9 612

ОЕС України розділена на дві частини. Основна частина ОЕС України працює паралельно з енергооб'єднанням країн СНД та Балтії, а інша – «Острів Бурштинська ТЕС» – у складі об'єднання електроенергетичних систем континентальної Європи ENTSO-E (табл. 4.12) [73], що дозволило підвищити надійність її роботи та знизити потужність сумарної величини необхідного аварійного резерву. Укренерго здійснює передачу електроенергії міждержавними ЛЕП з «Острова Бурштинської ТЕС» до Угорщини, Словаччини, Румунії. Наразі величина потужності максимально допустимого експорту – до 650 МВт. Згідно з [31] прогнозовані потужності інтерконекторів наступні: Польща – 705 МВт, Угорщина – 235 МВт, Словаччина – 210 МВт, Румунія – 150 МВт. Кожна з суміжних країн характеризується [73] порівняно різними графіками електричних навантажень (ГЕН), різним ступенем використання власних потужностей, а також зміщенням максимумів/мінімумів споживання. Період максимуму добового навантаження в ОЕС України, наприклад у 2018 році мав місце 20 грудня. Фактичні значення параметрів споживання, покриття та розподілення потужностей генеруючих технологій, що забезпечили покриття ГЕН [114, 118, 122] 20 грудня 2018 року представлені в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Фактичні значення параметрів споживання, покриття та розподілення потужностей (МВт) генеруючих технологій, що забезпечили покриття ГЕН у період максимуму добового навантаження в ОЕС України 20 грудня 2018 року.

Години	Споживання	Покриття	АЕС	ТЕС ГК	ТЕЦ	ГЕС	Малі ГЕС	ГАЕС ген	ГАЕС зак	СЕС	ВЕС
1	18872	20433	11000	6276	2335	991	19	0	-939	0	317
2	18316	20135	10980	6415	2323	181	19	0	-938	0	317
3	18192	20169	10974	6348	2273	574	18	0	-1377	0	278
4	18212	20439	10995	6231	2278	1366	18	0	-1145	0	243
5	18457	20374	10979	6365	2282	990	18	0	-1147	0	244
6	19205	19869	10964	6195	2356	198	18	0	0	0	246
7	20721	21400	10997	7141	2394	1217	17	0	0	9	242
8	21798	22527	10976	7786	2366	2282	18	0	0	17	232
9	22899	23502	10985	8464	2319	2244	28	323	0	28	247
10	23403	24094	10968	8776	2330	2199	25	645	0	43	220
11	23577	24250	10989	9139	2329	1791	25	644	0	55	186
12	23355	24047	11003	9203	2336	1246	24	644	0	64	162
13	23205	23912	11014	9298	2334	1422	24	324	0	63	156
14	23318	24052	10996	9302	2330	1730	24	323	0	46	178
15	23127	23980	10979	9315	2323	1686	24	326	0	33	149
16	23488	24157	10976	9307	2361	2388	24	151	0	0	156
17	23667	24603	10988	9142	2359	2575	25	661	0	0	153
18	23344	24148	11003	8765	2358	2378	26	660	0	0	160
19	22901	23445	10982	8615	2346	2371	25	187	0	0	117
20	22587	23299	11005	8592	2370	2419	25	0	0	0	110
21	22147	22859	10987	8597	2373	1602	24	0	0	0	89
22	21768	22647	10987	8553	2369	629	15	318	0	0	98
23	20513	21251	10993	7480	2374	620	14	0	0	0	87
24	19881	21462	10994	7724	2375	567	13	0	-948	0	79

Порівняльні графіки фактичного електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн – Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 20 грудня та мінімуму 27 травня добового навантаження в ОЕС України 2018 року (за Київським часом) [114, 118, 122] представлені в таблиці 4.14.

Таблиця 4.14 – Порівняльні графіки фактичного електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн – Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 20 грудня та мінімуму 27 травня добового навантаження в ОЕС України 2018 року (за Київським часом)

Години	Доба максимуму навантаження 20 грудня					Доба мінімуму навантаження 27 травня				
	Україна	Польща	Угорщина	Румунія	Словаччина	Україна	Польща	Угорщина	Румунія	Словаччина
1	20433	20082	5224	6994	3371	13658	14684	4023	5616	2721
2	20135	18893	4972	6880	3282	13659	13969	3864	5332	2615
3	20169	18349	4738	6845	3284	13341	13627	3639	5178	2547
4	20439	18042	4614	6934	3286	13243	13412	3552	5073	2551
5	20374	18005	4617	7184	3342	13201	12876	3512	5056	2527
6	19869	18305	4860	7730	3527	13050	12639	3429	4910	2491
7	21400	19103	5492	8610	3938	13444	13386	3558	4862	2603
8	22527	21768	6072	9139	4146	13664	14390	3862	5062	2790
9	23502	23792	6149	9319	4254	13762	15640	4106	5297	3006
10	24094	24593	6221	9359	4327	14312	16637	4370	5465	3197
11	24250	24835	6270	9272	4228	14300	17208	4540	5527	3296
12	24047	24778	6246	9140	4293	14473	17328	4624	5494	3316
13	23912	25022	6321	9073	4227	14383	17390	4657	5538	3218
14	24052	25063	6263	8968	4202	14376	17264	4548	5534	3106
15	23980	25322	6174	8947	4155	14223	17034	4497	5477	3086
16	24157	24902	6209	9081	4104	14335	16705	4513	5449	3054
17	24603	25070	6304	9494	4252	14430	16524	4493	5501	3054
18	24148	25691	6338	9443	4216	14301	16502	4472	5548	3026
19	23445	25517	6217	9300	4154	14564	16669	4516	5624	3043
20	23299	25187	6141	9131	4078	14244	16920	4561	5723	3086
21	22859	25061	5927	8690	4011	14669	17124	4625	5824	3168
22	22647	24507	5781	8121	3771	15277	17665	4851	6198	3155
23	21251	23013	5569	7595	3597	14011	17145	4628	6044	3008
24	21462	21382	5371	7223	3444	13785	15804	4294	5618	2859

Порівняльні графіки електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн – Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 28 лютого та мінімуму 20 травня 2018 року добового навантаження в ОЕС Польщі (за Київським часом) [114, 118, 122] представлені в табл. 4.15.

Таблиця 4.15 – Порівняльні графіки електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн (МВт)– Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 28 лютого та мінімуму 20 травня 2018 року добового навантаження в ОЕС Польщі (за Київським часом)

Годи ни	Доба максимуму навантаження 28 лютого					Доба мінімуму навантаження 20 травня				
	Украї на	Поль ща	Угорщи на	Руму нія	Словачч ина	Украї на	Польщ а	Угорщи на	Румуні я	Словачч ина
1	20719	20025	5333	7457	3646	13723	14271	3819	5463	2735
2	20263	19365	5049	7271	3551	14040	13588	3659	5287	2618
3	20431	19063	4840	7183	3527	14113	13183	3468	5118	2554
4	20392	19106	4731	7164	3523	13990	13031	3378	5004	2549
5	20232	19474	4762	7273	3637	14062	12551	3320	5045	2536
6	20056	20350	5058	7457	3787	13971	12262	3207	4966	2499
7	21539	22455	5675	7969	4167	14103	12757	3272	4932	2638
8	22449	24431	6184	8661	4336	13840	13501	3522	5095	2796
9	23528	25582	6252	9273	4409	14498	14591	3729	5393	2975
10	23922	25806	6306	9511	4432	15068	15379	3936	5554	3171
11	23937	25604	6297	9509	4332	15148	15690	4017	5583	3277
12	23817	25759	6350	9366	4356	15447	15698	4023	5548	3308
13	23739	25766	6322	9453	4304	15462	15640	4035	5592	3183
14	23500	25700	6296	9297	4276	15484	15538	3955	5558	3064
15	23246	25387	6191	9011	4248	15303	15327	3897	5421	2999
16	23420	24903	6227	8842	4196	15281	14930	3864	5402	2944
17	23041	24737	6161	8820	4241	15433	14762	3874	5438	2962
18	23784	25435	6192	8894	4323	15398	14749	3896	5520	2941
19	23859	26258	6497	9385	4413	15633	15104	3904	5613	2962
20	23469	26081	6537	9606	4381	15645	15473	3951	5732	3026
21	23030	25439	6374	9449	4291	16165	15941	4010	6011	3120
22	22273	23893	6183	9037	4053	16394	16567	4310	6410	3121
23	21243	22307	5875	8389	3843	15033	15940	4149	6207	2991
24	21070	20934	5686	7823	3705	14159	14847	3906	5637	2834

Порівняльні графіки електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн – Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 2 березня та мінімуму 21 травня 2018 року добового навантаження в ОЕС Угорщини (за Київським часом) [114, 118, 122] представлені в табл. 4.16.

Таблиця 4.16 – Порівняльні графіки електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн (МВт) – Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 2 березня та мінімуму 21 травня 2018 року добового навантаження в ОЕС Угорщини (за Київським часом)

Годи ни	Доба максимуму навантаження 2 березня					Доба мінімуму навантаження 21 травня				
	Україна	Польща	Угорщина	Румунія	Словаччина	Україна	Польща	Угорщина	Румунія	Словаччина
1	20343	20108	5347	7475	3550	14277	13948	3576	5219	2729
2	19986	19480	5112	7258	3463	13842	13460	3433	5003	2624
3	20062	19235	4891	7127	3454	14075	13283	3250	4916	2590
4	20281	19149	4756	7105	3459	14097	13221	3142	4884	2598
5	20017	19506	4767	7151	3529	13888	13151	3096	4925	2638
6	19878	20342	5036	7329	3677	14181	13799	3016	5028	2768
7	21171	22365	5672	7840	4051	14975	16878	3132	5425	3177
8	22269	24385	6211	8585	4269	15590	19323	3371	6181	3365
9	23272	25385	6330	9152	4341	15999	20555	3591	6592	3501
10	23557	25585	6435	9392	4449	16110	21077	3840	6681	3520
11	23576	25473	6500	9315	4403	16107	20906	3927	6732	3491
12	23531	25655	6547	9276	4508	16423	21178	3986	6709	3525
13	23342	25484	6568	9144	4422	16334	21400	4019	6704	3585
14	23417	25578	6531	9057	4424	16569	21398	3946	6774	3556
15	23307	25071	6400	8881	4359	16615	20907	3911	6713	3546
16	22928	24593	6368	8774	4284	16363	20742	3921	6627	3473
17	23013	24448	6291	8731	4270	16308	20463	3950	6593	3467
18	23452	25075	6230	8844	4267	16187	20156	3980	6529	3411
19	23521	25907	6393	9223	4314	16155	19841	4040	6503	3376
20	23060	25764	6358	9326	4242	15956	20136	4111	6616	3434
21	22805	24917	6149	9125	4132	16653	20352	4245	6809	3482
22	21781	23381	5979	8727	3901	16755	20238	4418	7147	3407
23	21222	22016	5710	8086	3699	15468	18684	4184	6721	3179
24	20995	20843	5523	7557	3570	14990	17220	3880	6173	3010

Порівняльні графіки електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн – Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 27 лютого та мінімуму 8 квітня 2018 року добового навантаження в ОЕС Румунії (за Київським часом) [114, 118, 122] представлені в табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – Порівняльні графіки електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн (МВт) – Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 27 лютого та мінімуму 8 квітня 2018 року добового навантаження в ОЕС Румунії (за Київським часом)

Годи ни	Доба максимуму навантаження 27 лютого					Доба мінімуму навантаження 8 квітня				
	Украї на	Поль щ а	Угорщи на	Руму нія	Словачч ина	Україн а	Польщ а	Угорщи на	Румуні я	Словачч ина
1	19976	19726	5205	7529	3580	14685	15218	4218	5473	2800
2	19998	19238	4995	7316	3469	14580	14548	4039	5320	2681
3	20301	18970	4769	7247	3457	14539	14197	3850	5115	2660
4	20207	19037	4674	7232	3464	14459	13999	3770	5039	2649
5	20168	19261	4695	7309	3543	14764	14095	3707	4988	2653
6	20009	20066	4991	7472	3716	14646	13824	3794	4941	2664
7	21153	22166	5621	7946	4126	14708	13698	3804	4877	2766
8	22321	24179	6125	8684	4338	14507	14434	4124	4863	2910
9	23503	25370	6204	9259	4433	14402	15463	4372	4986	3104
10	24187	25600	6297	9529	4519	14451	16215	4549	5018	3260
11	24254	25513	6363	9596	4429	14650	16351	4576	4964	3340
12	24072	25766	6390	9525	4480	14409	16356	4594	4859	3346
13	23928	25791	6443	9453	4438	14430	16398	4537	4760	3197
14	23918	25938	6424	9376	4410	14314	16196	4395	4650	3118
15	24046	25530	6264	9128	4380	13952	15841	4264	4542	3039
16	23787	25050	6296	8940	4319	13885	15479	4200	4548	2980
17	23585	24778	6222	8962	4362	13902	15388	4199	4553	2987
18	24005	25572	6223	9021	4392	13750	15576	4249	4642	2990
19	24280	26221	6469	9526	4466	13928	15889	4299	4764	3053
20	23937	26174	6478	9695	4433	15203	17022	4514	5033	3191
21	23362	25388	6271	9469	4298	16389	18199	5017	5748	3341
22	22710	23902	6125	9050	4084	15652	17415	4823	5881	3185
23	21496	22374	5787	8338	3915	15256	16506	4549	5579	3044
24	21531	21106	5589	7779	3731	14270	15456	4322	5251	2906

Порівняльні графіки електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн – Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 27 лютого та мінімуму 29 липня 2018 року добового навантаження в ОЕС Словаччини (за Київським часом) [114, 118, 122] представлені в табл.4.18.

Таблиця 4.18 – Порівняльні графіки електричного навантаження (ГЕН) України та суміжних країн (МВт) – Польщі, Угорщини, Румунії та Словаччини – для діб максимуму 27 лютого та мінімуму 29 липня 2018 року добового навантаження в ОЕС Словаччини (за Київським часом)

Годи ни	Доба максимуму навантаження 27 лютого					Доба мінімуму навантаження 29 липня				
	Україна	Польща	Угорщина	Румунія	Словаччина	Україна	Польща	Угорщина	Румунія	Словаччина
1	19976	19726	5205	7529	3580	13997	15366	3986	5808	2661
2	19998	19238	4995	7316	3469	14220	14659	3784	5490	2541
3	20301	18970	4769	7247	3457	14431	14217	3615	5344	2498
4	20207	19037	4674	7232	3464	14539	14112	3530	5247	2450
5	20168	19261	4695	7309	3543	14477	13653	3469	5201	2463
6	20009	20066	4991	7472	3716	14505	13131	3424	5170	2395
7	21153	22166	5621	7946	4126	14631	13803	3503	5142	2516
8	22321	24179	6125	8684	4338	14045	14748	3803	5321	2687
9	23503	25370	6204	9259	4433	14928	15967	4087	5635	2891
10	24187	25600	6297	9529	4519	15400	16949	4361	5814	3098
11	24254	25513	6363	9596	4429	15827	17645	4562	5965	3229
12	24072	25766	6390	9525	4480	16135	17870	4675	6035	3259
13	23928	25791	6443	9453	4438	16100	17843	4749	6201	3179
14	23918	25938	6424	9376	4410	16102	17721	4678	6235	3111
15	24046	25530	6264	9128	4380	16088	17380	4640	6099	3022
16	23787	25050	6296	8940	4319	16081	17059	4641	6051	2996
17	23585	24778	6222	8962	4362	16232	16814	4656	6072	3027
18	24005	25572	6223	9021	4392	16108	16785	4648	6131	2989
19	24280	26221	6469	9526	4466	16281	16987	4680	6136	2993
20	23937	26174	6478	9695	4433	15932	17101	4718	6233	2998
21	23362	25388	6271	9469	4298	16548	17196	4748	6402	3055
22	22710	23902	6125	9050	4084	16806	17609	4999	6669	3076
23	21496	22374	5787	8338	3915	15395	17051	4727	6353	2942
24	21531	21106	5589	7779	3731	14649	15830	4328	5907	2774

Як видно з табл. 4.12 найбільші обсяги експорту електроенергії до Угорщини, Румунії та Польщі були у наступних місяцях 2020 року:

- січні – 697 млн. кВт•год;
- лютому – 740 млн. кВт•год;
- березні – 774 млн. кВт•год.

В свою чергу, обсяги імпорту у ті ж місяці були 561 млн. кВт•год, 551 млн. кВт•год та 443 млн. кВт•год відповідно з Словаччини, Угорщини та Білорусі.

В [95] виконано аналіз поточного стану генеруючих потужностей ОЕС

України до 24 лютого 2022 року . Як показали результати аналізу, стан генеруючих потужностей в Україні та режимів їх роботи можна охарактеризувати як такий, що наразі має достатні обсяги генеруючих потужностей (навіть з урахуванням того, що частина генеруючих потужностей опинилася на непідконтрольній території) порівняно із загальним навантаженням в енергосистемі. Однак, ці потужності, у переважній більшості, є базовими і не призначені для частих і швидких змін режимів роботи, а та частина з них, що може змінювати свої режими роботи (в основному зосереджена на ТЕС), відпрацювала свій ресурс. Саме тому ОЕС України характеризується як негнучка, тобто така, що має дефіцит відповідних маневрових потужностей.

На основі проведеного аналізу в [95] запропоновані сценарії розвитку попиту та структури генеруючих потужностей. Відзначається, що залежно від КВВП та рівнів електроспоживання, необхідна потужність СЕС знаходиться в діапазоні 6–7 ГВт, а потужність ВЕС — 2,4–4 ГВт для забезпечення обсягів виробництва ними електричної енергії відповідно до Нової Енергетичної стратегії (НЕС) України до 2035 року: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність [105].

При оцінці попиту на електричну енергію у перспективі найближчих 10 – 15 років передбачається, що найбільш вірогідно розвиток економіки та енергетики буде відбуватись згідно із сценарієм помірнього зростання попиту. Виходячи з отриманих результатів аналізу сценаріїв розвитку попиту та пропозиції на 10-річну перспективу обсяг електроспоживання для забезпечення споживачів країни буде знаходитись в діапазоні, наведеному в табл. 4.19 [95].

Таблиця 4.19 – Мінімальна та максимальна оцінка електроспоживання (брутто) на електричну енергію в Україні, млрд кВт·год

Електроспоживання	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
– мінімальна оцінка	145	146	148	149	151	152	154	155,5	157	159
—максимальна оцінка	148	150,5	152	154	155	157	159	160,5	162,5	164,5

При цьому суміщений максимум навантаження ОЕС України у цей період може змінюватися від 23,5 ГВт до 30,3 ГВт.

Для забезпечення синхронної та стійкої роботи об'єднаних енергосистем важливим є врахування часу та значень найвищої та найнижчої електричної

потужності для певного часу енергосистем України та суміжних країн членів ENTSO-E. Результати порівняння цих значень станом на 2018 рік [114, 118, 122] наведені в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Значення найвищої та найнижчої електричної потужності для енергосистем України та суміжних країн членів ENTSO-E у 2018 році.

	Година найвищого навантаження ENTSO-E 28.02.2018 18:00 – 19:00	Година найнижчого навантаження ENTSO-E 17.06.2018 05:00 – 06:00
	Значення (МВт)	Значення (МВт)
Україна	23 859	15 112
Польща	24 465	11 842
Румунія	8 854	4 669
Угорщина	6 542	3 389
Словаччина	4 413	2 496

Більш детальні параметри електричної потужності для 28.02.2018 та 17.06.2018 року, коли спостерігалися максимуми і мінімуми навантаження для кожної з енергосистем України та суміжних країн членів ENTSO-E [114, 118, 122] систематизовано в табл. В.1.

Нарешті, параметри участі у покритті сумарного мінімального та максимального навантаження енергетичної системи ENTSO-E 17.06 та 28.02.2018 року, відповідно, для кожної з енергосистем України та суміжних країн членів ENTSO-E зведено в табл. В.2.

В таблицях 4.19, 4.20 та В.1, В.2 проілюстровано у добовому розрізі (на прикладі характерної доби) можливості імпорту/експорту електричної енергії з кожної із суміжних енергетичних систем з урахуванням доступної потужності та накладених обмежень на доступну пропускну спроможність міждержавних перетинів. З аналізу цих таблиць, видно, що кожна з суміжних країн характеризується порівняно різними ГЕН, різним ступенем використання власних потужностей, а також зміщенням максимумів/мінімумів споживання. Варто відмітити, що у періоди максимуму добового навантаження в ОЕС України (тобто у періоди імовірного дефіциту потужності та резервів) спостерігається зниження максимальних потенціальних обсягів імпорту із суміжних країн, тому що навантаження енергетичної системи ENTSO-E підвищується.

Налагодження паралельної роботи з потужною енергосистемою Європи дозволяє провести переорієнтацію управління ОЕС України на європейський вектор розвитку, значно підвищити ефективність та надійність роботи енергосистеми, з урахуванням відокремлення енергосистеми нашої країни від швидко старіючої енергосистеми Російської Федерації. Це дозволило налагодити експорт та при потребі імпорт електроенергії до та з Європи.

Результати аналізу поточного стану генеруючих потужностей та режимів роботи ОЕС України показали наявність значних проблем із забезпеченням балансової надійності через переобтяженість структури генеруючих потужностей базовими потужностями (енергоблоків АЕС, в яких закінчується термін експлуатації та переважна частина енергоблоків теплової генерації) і з гострим дефіцитом маневрових потужностей та значного будівництва потужностей на ВДЕ. Вирішення цих питань дозволяє забезпечити готовність енергосистеми України до об'єднання з енергосистемою Континентальної Європи ENTSO-E, і закладає основи для моделювання синхронного функціонування ОЕС України з енергосистемами суміжних країн.

Особливостями роботи енергетичних систем суміжних з Україною країн, членів Європейського Союзу – Угорщини, Словаччини, Польщі, Румунії та енергосистеми України, є різні ступені використання власних потужностей, а також зміщення максимумів/мінімумів споживання. Це дозволило визначити умови синхронізації з урахуванням граничних значень обсягів транскордонного обміну електроенергією, географічного розташування, наявності та потужності міждержавних ліній електропередачі, величин потужності максимально допустимих обсягів імпорту та експорту.

4.5 Прогнозний баланс потужності ОЕС України для критичних діб сумісного навантаження 2040 року

Використання математичної моделі [70], яка побудована для об'єднаної енергосистеми України та сусідніх країн членів ENTSO-E та вбудована у програмно-інформаційний комплекс [63, 64] дозволило спрогнозувати параметри генеруючих і накопичуючих потужностей та потужностей

трансграничних перетоків, що забезпечать стає функціонування ОЕС в режимах синхронної роботи енергосистем України і сусідніх енергосистем (Польщі, Румунії та Угорщини), що входять в ENTSO-E. В таблицях 4.21 – 4.26 представлені результати розрахунків параметрів ОЕС кожної з цих країн, що забезпечать стає функціонування ОЕС.

Доба прогнозованого мінімального навантаження 20 травня 2040 року ОЕС Польщі.

На прикладі прогнозних значень попиту для доби мінімального навантаження 20 травня 2040 року ОЕС Польщі виконано розрахунки для базового варіанту та варіанту «інтеграція».

Значення найбільш вагомих параметрів, що були використані при формуванні вихідних даних в процесі математичного моделювання для доби прогнозованого мінімального навантаження ОЕС Польщі 20 травня 2040 року.

Сумарна генерація ОЕС за добу 1 262 390 МВт год.

Сумарне навантаження ОЕС: MIN – 44 880 МВт, MAX – 59 260 МВт.

Прогнозована потужність ЛЕП, тобто допустимих потужностей трансграничних перетоків енергосистем:

- Україна – мінімальна (варіант "базовий") 650 МВт, максимальна (варіант "інтеграція") 2 650 МВт;
- Польща – мінімальна 705 МВт, максимальна 2 705 МВт;
- Угорщина – мінімальна 100 МВт, максимальна 2 100 МВт.

Погодинна сумарна потужність трансграничних перетоків багатовузлової ОЕС дорівнює нулю. При вказаному сумарному навантаженні ОЕС трансграничні перетокі складуть:

- Україна Експорт – 321 МВт-год, Імпорт – 2 392 МВт-год.
- Польща Експорт – 2 646 – 10 322 МВт-год.
- Угорщина Імпорт – 255 – 10 643 МВт-год.

Українська енергосистема.

Сумарна генерація за добу 485 512 МВт год. Навантаження MIN – 17 658 МВт, MAX – 22 571 МВт.

Оптимальна кількість задіяних енергоблоків АЕС, визначена в моделі з цілочисельними змінними:

- a. варіант "базовий" – 14, сумарна погодинна генерація в варіанті "базовий" – 13 720 МВт, сумарна генерація АЕС за добу – 329 280 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 15, сумарна погодинна генерація в варіанті «інтеграція» – 14 700 МВт, сумарна генерація АЕС за добу – 352 800 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність ТЕС:

- a. варіант "базовий" – 3 241 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 50 175 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 1 783 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 31 419 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність ГЕС:

- a. варіант "базовий" – 3 670 МВт, сумарна генерація ГЕС за добу – 37 588 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 3 628 МВт, сумарна генерація ГЕС за добу – 35 551 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність генерації ГАЕС – 1 061 МВт.

Встановлена потужність ВЕС – 7 000 МВт. Пікова потужність – 2 356 МВт.

Сумарна генерація ВЕС – 17 889 МВт год за добу.

Встановлена потужність СЕС – 11 000 МВт. Пікова потужність – 5 902 МВт.

Сумарна генерація СЕС – 49 672 МВт год за добу.

Встановлена потужність накопичувачів – 1 000 МВт при загальній ємності 4 000 МВт-годин. Пікова потужність генерації – варіант "базовий" – 158 МВт, варіант «інтеграція» – 260 МВт.

Транскордонні перетоки:

- а. варіант "базовий" – доступна потужність перетину – 650 МВт,
сумарний імпорт за добу – 2 392 МВт-годин;
- б. варіант «інтеграція» – доступна потужність перетину – 2 650 МВт,
сумарний експорт за добу – 321 МВт-годин.

Таблиця 4.21 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми **України**, що забезпечать стале функціонування багато вузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті "базовий".

Година	Навантаження	СЕС	ВЕС	АЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	БАТ	Перетоки
1	18 783	0	292	13720	2223	2970	-421	0	0
2	18 012	0	253	13720	1973	2487	-421	0	0
3	17 886	0	447	13720	2152	1987	-421	0	0
4	17 754	0	739	13720	1808	1487	0	0	0
5	17 658	0	544	13720	2082	987	324	0	0
6	18 031	410	642	13720	2332	603	324	0	0
7	18 253	738	369	13720	2082	1019	324	0	0
8	18 879	1 459	233	13720	1948	1519	0	0	0
9	20 120	3 295	156	13720	1931	1019	0	0	0
10	20 892	4 525	233	13720	1664	750	0	0	0
11	20 947	5 607	311	13720	1475	250	-302	0	-113
12	21 485	5 902	603	13720	1475	250	-766	0	485
13	21 479	5 508	1 089	13720	1475	250	-766	0	234
14	21 388	5 098	933	13720	1475	250	-885	155	641
15	21 385	4 705	992	13720	1475	250	-421	59	605
16	21 212	4 885	1 031	13720	1587	750	-637	0	17
17	21 438	3 410	719	13720	1977	1250	-216	0	605
18	21 303	2 557	467	13720	2367	1750	-216	9	650
19	21 737	1 197	467	13720	2757	2250	475	158	650
20	21 479	197	1 828	13720	2873	2750	475	0	-227
21	22 437	98	1 672	13720	3241	3250	1061	0	-605
22	22 571	82	817	13720	2991	3670	586	136	100
23	20 874	0	797	13720	2601	3170	586	0	0
24	19 511	0	2 256	13720	2211	2670	0	0	-650
SUM	485 512	49 672	17 889	329 280	50 175	37 588	-1 317	517	2 392
MIN	17 658	0	156	13 720	1 475	250	-885	0	-650
MAX	22 571	5 902	2 256	13 720	3 241	3 670	1 061	158	650

Таблиця 4.22 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми **України**, що забезпечують стале функціонування багатовузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті «інтеграція».

Година	Навантаження	СЕС	ВЕС	АЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	БАТ	Перетоки
1	18 783	0	292	14700	1150	2709	0	0	0
2	18 012	0	253	14700	1150	2330	-421	0	0
3	17 886	0	447	14700	1150	2010	-421	0	0
4	17 754	0	739	14700	1200	1510	-421	26	0
5	17 658	0	544	14700	1150	1010	324	0	0
6	18 031	410	642	14700	1150	805	324	0	0
7	18 253	738	369	14700	1150	971	324	0	0
8	18 879	1 459	233	14700	1175	1268	0	43	0
9	20 120	3 295	156	14700	1150	768	0	52	0
10	20 892	4 525	233	14700	1150	268	0	68	0
11	20 947	5 607	311	14700	1150	250	0	0	-1003
12	21 485	5 902	603	14700	1150	250	-507	68	-680
13	21 479	5 508	1 089	14700	1150	250	-507	0	-711
14	21 388	5 098	933	14700	1150	250	-766	0	222
15	21 385	4 705	992	14700	1150	250	-476	200	-136
16	21 212	4 885	1 031	14700	1150	628	-476	0	-355
17	21 438	3 410	719	14700	1343	1128	-637	19	757
18	21 303	2 557	467	14700	1563	1628	-421	0	810
19	21 737	1 197	467	14700	1783	2128	-421	158	1726
20	21 479	197	1 828	14700	1783	2628	475	0	0
21	22 437	98	1 672	14700	1783	3128	1061	0	0
22	22 571	82	817	14700	1783	3628	1061	136	364
23	20 874	0	797	14700	1563	3128	586	0	100
24	19 511	0	2 256	14700	1343	2628	0	260	-1415
SUM	485 512	49 672	17 889	352 800	31 419	35 551	-1 319	1 030	-321
MIN	17 658	0	156	14 700	1 150	250	-766	0	-1 415
MAX	22 571	5 902	2 256	14 700	1 783	3 628	1 061	260	1 726

Енергосистема Польщі.

Сумарна генерація за добу 421 584 МВт год. Навантаження MIN – 14 714 МВт, MAX – 19 880 МВт.

В прогнозному розрахунку структури енергосистеми Польщі для даної доби кількість задіяних енергоблоків АЕС дорівнює 0;

Максимальна агрегована потужність ТЕС:

- a. варіант "базовий" – 13 694 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 193 366 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 13 522 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 192 401 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність ГЕС:

- a. варіант "базовий" – 1 230 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 18 420 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 1 230 МВт, сумарна генерація ГЕС за добу – 18 670 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність генерації ГАЕС – 812 МВт.

Встановлена потужність ВЕС – 16 500 МВт. Пікова потужність – 8 975 МВт.

Сумарна генерація ВЕС – 140 000 МВт-год за добу;

Встановлена потужність СЕС – 9 800 МВт. Пікова потужність – 8 769 МВт.

Сумарна генерація СЕС – 79 211 МВт-год за добу.

Встановлена потужність накопичувачів – 1 000 МВт при загальній ємності 4 000 МВт-годин. Пікова потужність генерації – варіант "базовий" – 72 МВт, варіант «інтеграція» – 136 МВт.

Транскордонні перетоки:

- a. варіант "базовий" – доступна потужність перетину – 705 МВт, сумарний експорт за добу – 2 646 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – доступна потужність перетину – 2 705 МВт, сумарний експорт за добу – 10 322 МВт-годин.

Таблиця 4.23 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми **Польщі**, що забезпечать стале функціонування багато вузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті "базовий".

Година	Навантаження	СЕС	ВЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	БАТ	Перетоки
1	17 125	0	5 200	10597	1230	0	0	0
2	16 306	0	5 667	9547	1230	-236	0	0
3	15 820	0	6 206	8522	1230	-236	0	0
4	15 637	0	6 446	8100	1230	-236	0	0
5	15 061	3	6 664	7302	1230	-236	0	0
6	14 714	268	6 052	7303	1230	-236	0	0
7	15 308	1 374	5 795	7158	1120	-236	0	0
8	16 201	3 240	3 415	8122	920	406	0	0
9	17 509	5 435	2 003	8848	720	406	0	0
10	18 455	7 154	3 266	7011	520	406	0	0
11	18 828	8 284	5 542	4706	320	-236	0	113
12	18 838	8 654	6 330	4557	120	-236	-100	-585
13	18 768	8 769	6 938	4557	120	-944	0	-334
14	18 646	8 532	8 504	4557	120	-944	0	-705
15	18 392	7 775	8 581	4557	120	-944	0	-705
16	17 916	6 985	8 945	4557	120	-236	0	-117
17	17 714	5 543	8 975	5357	230	203	-58	-705
18	17 699	4 193	8 744	6362	430	203	0	-705
19	18 125	2 327	6 424	8922	630	203	71	-550
20	18 568	600	4 832	11362	830	609	-56	292
21	19 129	75	3 818	12722	1030	609	72	705
22	19 880	0	3 539	13522	1230	812	70	0
23	19 128	0	3 903	13694	1230	203	0	0
24	17 816	0	4 211	11424	1230	203	0	650
SUM	421 584	79 211	140 000	193 366	18 420	-693	-1	-2 646
MIN	14 714	0	2 003	4 557	120	-944	-100	-705
MAX	19 880	8 769	8 975	13 694	1 230	812	72	705

Таблиця 4.24 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми **Польщі**, що забезпечать стале функціонування багато вузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті «інтеграція».

Година	Навантаження	СЕС	ВЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	БАТ	Перетоки
1	17 125	0	5 200	10597	1230	0	0	0
2	16 306	0	5 667	9547	1230	-236	0	0
3	15 820	0	6 206	8522	1230	-236	0	0
4	15 637	0	6 446	8100	1230	-236	0	0
5	15 061	3	6 664	7302	1230	-236	0	0
6	14 714	268	6 052	7303	1230	-236	0	0
7	15 308	1 374	5 795	7158	1120	-236	0	0
8	16 201	3 240	3 415	8122	920	406	0	0
9	17 509	5 435	2 003	8848	720	406	0	0
10	18 455	7 154	3 266	7011	520	406	0	0
11	18 828	8 284	5 542	4557	320	-236	0	262
12	18 838	8 654	6 330	4557	120	-236	0	-685
13	18 768	8 769	6 938	4557	120	-236	-89	-1 389
14	18 646	8 532	8 504	4557	120	-708	-100	-2 322
15	18 392	7 775	8 581	4557	120	-944	113	-1 908
16	17 916	6 985	8 945	4557	120	-944	-100	-1 745
17	17 714	5 543	8 975	5357	320	-236	19	-2 361
18	17 699	4 193	8 744	6362	520	0	0	-2 218
19	18 125	2 327	6 424	8802	720	0	8	-254
20	18 568	600	4 832	11362	920	609	12	133
21	19 129	75	3 818	12722	1120	812	1	483
22	19 880	0	3 539	13522	1230	1015	136	339
23	19 128	0	3 903	13491	1230	406	0	0
24	17 816	0	4 211	10931	1030	203	0	1 343
SUM	421 584	79 211	140 000	192 401	18 670	-693	0	-10 322
MIN	14 714	0	2 003	4 557	120	-944	-100	-2 361
MAX	19 880	8 769	8 975	13 522	1 230	1 015	136	1 343

Енергосистема Угорщини.

Сумарна генерація за добу 355 294 МВт год. Навантаження MIN – 12 507 МВт, MAX – 16 809 МВт.

Оптимальна кількість задіяних енергоблоків АЕС, визначена в моделі з цілочисельними змінними:

- a. варіант "базовий" – 2, сумарна погодинна генерація в базовому режимі – 2 352 МВт, сумарна генерація АЕС за добу – 56 448 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 2, сумарна погодинна генерація в базовому режимі – 2 352 МВт, сумарна генерація АЕС за добу – 56 448 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність ТЕС:

- a. варіант "базовий" – 14 557 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 261 640 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 15 160 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 251 254 МВт-годин.

В прогнозі структури енергосистеми Угорщини не передбачається використання енергоблоків ВЕС;

Встановлена потужність СЕС – 7 590 МВт. Пікова потужність – 4 819 МВт. Сумарна генерація СЕС – 36 951 МВт-год за добу.

В прогнозі структури енергосистеми Угорщини не передбачається використання накопичувачів.

Транскордонні перетоки:

- a. варіант "базовий" – доступна потужність перетину – 100 МВт, сумарний імпорт за добу – 255 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – доступна потужність перетину – 2 100 МВт, сумарний імпорт за добу – 10 643 МВт-годин.

Таблиця 4.25 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми Угорщини, що забезпечать стале функціонування багатовузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті "базовий".

Година	Навантаження	СЕС	АЕС	ТЕС	Перетоки
1	14 894	0	2352	12542	0
2	14 270	0	2352	11918	0
3	13 525	0	2352	11173	0
4	13 174	0	2352	10822	0
5	12 948	0	2352	10596	0
6	12 507	37	2352	10119	0
7	12 761	338	2352	10070	0
8	13 736	890	2352	10494	0
9	14 543	1 663	2352	10528	0
10	15 350	2 531	2352	10467	0
11	15 666	3 421	2352	9893	0
12	15 690	3 900	2352	9338	100
13	15 737	4 268	2352	9017	100
14	15 425	4 540	2352	8468	64
15	15 198	4 819	2352	7927	100
16	15 070	4 378	2352	8240	100
17	15 109	3 429	2352	9228	100
18	15 194	2 009	2352	10779	55
19	15 226	692	2352	12282	-100
20	15 409	37	2352	13085	-64
21	15 639	0	2352	13387	-100
22	16 809	0	2352	14557	-100
23	16 181	0	2352	13829	0
24	15 233	0	2352	12881	0
SUM	355 294	36 951	56 448	261 640	255
MIN	12 507	0	2 352	7 927	-100
MAX	16 809	4 819	2 352	14 557	100

Таблиця 4.26 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми Угорщини, що забезпечать стале функціонування багатовузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті «інтеграція».

Година	Навантаження	СЕС	АЕС	ТЕС	Перетоки
1	14 894	0	2352	12542	0
2	14 270	0	2352	11918	0
3	13 525	0	2352	11173	0
4	13 174	0	2352	10822	0
5	12 948	0	2352	10596	0
6	12 507	37	2352	10119	0
7	12 761	338	2352	10070	0
8	13 736	890	2352	10494	0
9	14 543	1 663	2352	10528	0
10	15 350	2 531	2352	10467	0
11	15 666	3 421	2352	9152	741
12	15 690	3 900	2352	8073	1365
13	15 737	4 268	2352	7017	2100
14	15 425	4 540	2352	6433	2100
15	15 198	4 819	2352	5983	2044
16	15 070	4 378	2352	6240	2100
17	15 109	3 429	2352	7724	1604
18	15 194	2 009	2352	9426	1408
19	15 226	692	2352	13654	-1472
20	15 409	37	2352	13154	-133
21	15 639	0	2352	13770	-483
22	16 809	0	2352	15160	-703
23	16 181	0	2352	13929	-100
24	15 233	0	2352	12810	72
SUM	355 294	36 951	56 448	251 254	10 643
MIN	12 507	0	2 352	5 983	-1 472
MAX	16 809	4 819	2 352	15 160	2 100

Доба прогнозованого максимального навантаження ОЕС України 20 грудня 2040 року.

На прикладі прогнозних значень попиту для доби максимального навантаження 2040 року ОЕС України виконано розрахунки параметрів генеруючих і накопичуючих потужностей та потужностей транскордонних перетоків, що забезпечать стає функціонування ОЕС в режимах синхронної роботи енергосистем України і сусідніх енергосистем (Польщі та Угорщини), що входять в ENTSO-E для варіанту "базовий" та варіанту «інтеграція».

В таблицях 4.27 – 4.32 представлені результати розрахунків параметрів ОЕС кожної з країн, що забезпечать стає функціонування ОЕС.

Значення найбільш вагомих параметрів, що були використані при формуванні вихідних даних в процесі математичного моделювання для доби прогнозованого максимального навантаження ОЕС України 20 грудня 2040 року. Сумарна генерація ОЕС за добу 1 943 671 МВт-год. Сумарне навантаження ОЕС MIN – 65 979 МВт, MAX – 89 865 МВт.

Інтерконектори – транскордонні перетоки.

Прогнозована потужність перетинів інтерконекторів, тобто допустимих потужностей транскордонних перетоків енергосистем:

- Україна – мінімальна 650 МВт, максимальна 2 650 МВт;
- Польща – мінімальна 705 МВт, максимальна 2 705 МВт;
- Угорщина – мінімальна 100 МВт, максимальна 2 100 МВт.

Погодинна сумарна потужність транскордонних перетоків багатовузлової ОЕС дорівнює нулю.

При вказаному сумарному навантаженні ОЕС транскордонні перетоки складуть:

- Україна Експорт – 13 467 МВт-год.
- Польща Імпорт – 3 440 МВт-год.
- Угорщина Імпорт – 10 028 МВт-год.

Українська енергосистема.

Сумарна генерація за добу 749 582 МВт год. Навантаження MIN – 26 378 МВт, MAX – 34 317 МВт.

Оптимальна кількість задіяних енергоблоків АЕС, визначена в моделі з цілочисельними змінними:

- a. варіант "базовий" – 13, сумарна погодинна генерація в базовому режимі – 12 740 МВт, сумарна генерація АЕС за добу – 305 760 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 15, сумарна погодинна генерація в базовому режимі – 14 700 МВт, сумарна генерація АЕС за добу – 352 800 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність ТЕС:

- a. варіант "базовий" – 15 862 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 337 270 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 14 446 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 300 182 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність ГЕС:

- a. варіант "базовий" – 2 390 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 18 678 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 2 319 МВт, сумарна генерація ГЕС за добу – 18 678 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність генерації ГАЕС – 685 та 653 МВт.

Встановлена потужність ВЕС – 7 000 МВт. Пікова потужність – 6 164 МВт.

Сумарна генерація ВЕС – 86 839 МВт год за добу;

Встановлена потужність СЕС – 11 000 МВт. Пікова потужність – 1 049 МВт.

Сумарна генерація СЕС – 5 869 МВт год за добу.

Встановлена потужність накопичувачів – 1 000 МВт при загальній ємності 4 000 МВт-годин. Пікова потужність генерації – варіант "базовий" – 271 МВт, варіант «інтеграція» – 328 МВт.

Транскордонні перетоки:

- a. варіант "базовий" – доступна потужність перетину – 650 МВт, сумарний експорт за добу – 2 155 МВт-годин;

в. варіант «інтеграція» – доступна потужність перетину – 2 650 МВт,
сумарний експорт за добу – 13 467 МВт-годин.

Таблиця 4.27 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми **України**,
що забезпечать стале функціонування багато вузлової ОЕС України, Польщі,
Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті "базовий".

Година	Навантаження	СЕС	ВЕС	АЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	БАТ	Перетоки
1	27 364	0	6 164	12740	10063	250	-464	0	-650
2	26 558	0	6 164	12740	10063	250	-885	-500	-650
3	26 378	0	5 406	12740	10063	250	-885	0	-650
4	26 407	0	4 725	12740	10063	250	-421	0	-650
5	26 763	0	4 744	12740	10063	250	37	0	-650
6	27 847	0	4 783	12740	10313	250	37	71	-348
7	30 045	148	4 706	12740	12043	250	37	95	28
8	31 607	279	4 511	12740	13773	250	-216	271	0
9	33 204	459	4 803	12740	15489	250	-216	-237	-84
10	33 934	705	4 278	12740	15781	505	-259	146	40
11	34 187	902	3 617	12740	15862	1005	-43	0	104
12	33 865	1 049	3 150	12740	15862	1054	-43	53	0
13	33 647	1 033	3 033	12740	15862	554	324	101	0
14	33 811	754	3 461	12740	15862	890	685	-200	-382
15	33 534	541	2 897	12740	15862	1390	685	12	-594
16	34 058	0	3 033	12740	15862	1890	361	11	0
17	34 317	0	2 975	12740	15862	2390	-680	18	650
18	33 849	0	3 111	12740	15862	2250	-680	0	566
19	33 206	0	2 275	12740	15862	1750	-680	158	357
20	32 751	0	2 139	12740	15862	1250	512	0	248
21	32 113	0	1 731	12740	15862	750	663	0	367
22	31 564	0	1 906	12740	15862	250	663	0	143
23	29 744	0	1 692	12740	14911	250	151	0	0
24	28 827	0	1 536	12740	14301	250	0	0	0
SUM	749 582	5 869	86 839	305 760	337 270	18 678	-1 317	-1	-2 155
MIN	26 378	0	1 536	12 740	10 063	250	-885	-500	-650
MAX	34 317	1 049	6 164	12 740	15 862	2 390	685	271	650

Таблиця 4.28 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми України, що забезпечать стале функціонування багато вузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті «інтеграція».

Година	Навантаження	СЕС	ВЕС	АЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	БАТ	Перетоки
1	27 364	0	6 164	14700	9085	250	-302	0	-2532
2	26 558	0	6 164	14700	9085	250	-723	-267	-2650
3	26 378	0	5 406	14700	9085	250	-940	0	-2122
4	26 407	0	4 725	14700	9085	250	-1058	0	-1294
5	26 763	0	4 744	14700	9085	250	-680	-161	-1175
6	27 847	0	4 783	14700	9085	250	-464	0	-507
7	30 045	148	4 706	14700	10232	250	-43	54	0
8	31 607	279	4 511	14700	11812	250	0	106	-50
9	33 204	459	4 803	14700	13079	250	0	-4	-84
10	33 934	705	4 278	14700	13678	250	324	0	0
11	34 187	902	3 617	14700	14298	250	324	97	0
12	33 865	1 049	3 150	14700	14446	250	324	-55	0
13	33 647	1 033	3 033	14700	14446	560	0	43	-169
14	33 811	754	3 461	14700	14446	896	0	0	-446
15	33 534	541	2 897	14700	14446	1396	475	0	-921
16	34 058	0	3 033	14700	14446	1896	663	63	-744
17	34 317	0	2 975	14700	14446	1713	663	0	-180
18	33 849	0	3 111	14700	14446	2002	188	-34	-565
19	33 206	0	2 275	14700	14446	2319	-421	8	-120
20	32 751	0	2 139	14700	14446	1880	-421	7	0
21	32 113	0	1 731	14700	14446	1422	-421	143	92
22	31 564	0	1 906	14700	13638	922	398	0	0
23	29 744	0	1 692	14700	12532	422	398	0	0
24	28 827	0	1 536	14700	11943	250	398	0	0
SUM	749 582	5 869	86 839	352 800	300 182	18 678	-1 318	0	-13 467
MIN	26 378	0	1 536	14 700	9 085	250	-1 058	-267	-2 650
MAX	34 317	1 049	6 164	14 700	14 446	2 319	663	143	92

Енергосистема Польщі.

Сумарна генерація за добу 655 538 МВт год. Навантаження MIN – 21 606 МВт, MAX – 30 829 МВт.

Оптимальні параметри використання енергоблоків АЕС, визначені в моделі з цілочисельними змінними для обох варіантів однакові: кількість енергоблоків АЕС – 4, сумарна погодинна генерація – 4 740 МВт, сумарна генерація АЕС за добу – 112 896 МВт-годин;

Максимальна агрегована потужність ТЕС:

- a. варіант "базовий" – 15 592 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 311 457 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 15 592 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 308 911 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність ГЕС:

- a. варіант "базовий" – 1 230 МВт, сумарна генерація ГЕС за добу – 28 044 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 1 230 МВт, сумарна генерація ГЕС за добу – 28 044 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність генерації ГАЕС – 812 МВт.

Встановлена потужність ВЕС – 16 500 МВт. Пікова потужність – 10 434 МВт.

Сумарна генерація ВЕС – 195 930 МВт-год за добу;

Встановлена потужність СЕС – 9 800 МВт. Пікова потужність – 1 808 МВт.

Сумарна генерація СЕС – 7 633 МВт-год за добу.

Встановлена потужність накопичувачів – 1 000 МВт при загальній ємності 4 000 МВт-годин. Пікова потужність генерації – базовий варіант – 188 МВт, варіант «інтеграція» – 207 МВт.

Транскордонні перетоки:

- a. варіант "базовий" – доступна потужність перетину – 705 МВт, сумарний імпорт за добу – 949 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – доступна потужність перетину – 2 705 МВт, сумарний імпорт за добу – 3 440 МВт-годин.

Таблиця 4.29 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми Польщі, що забезпечать стале функціонування багато вузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті "базовий".

Година	Навантаження	СЕС	ВЕС	АЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	БАТ	Перетоки
1	24 098	0	9 052	4704	8464	1230	0	0	648
2	22 672	0	9 026	4704	7296	1230	0	-16	431
3	22 019	0	8 371	4704	7505	1107	0	-84	415
4	21 650	0	8 329	4704	7366	907	0	-100	445
5	21 606	0	7 995	4704	8231	715	-472	0	433
6	21 966	0	7 691	4704	9175	915	-708	0	189
7	22 924	0	7 053	4704	11180	1030	-944	-100	0
8	26 122	3	7 182	4704	13596	1230	-472	0	-122
9	28 550	234	7 088	4704	15531	1230	-236	0	0
10	29 512	896	7 113	4704	15592	1230	-236	109	104
11	29 802	1 533	6 848	4704	15592	1230	-236	0	131
12	29 734	1 808	6 309	4704	15592	1230	-236	92	235
13	30 026	1 672	6 351	4704	15592	1230	609	-100	-33
14	30 076	1 079	6 715	4704	15592	1230	609	-1	147
15	30 386	383	7 109	4704	15592	1230	812	13	543
16	29 882	54	7 665	4704	15592	1230	406	188	0
17	30 084	0	9 305	4704	15244	1230	406	-100	-705
18	30 829	0	10 032	4704	15455	1230	203	-58	-705
19	30 620	0	10 434	4704	15592	1230	-472	158	-592
20	30 224	0	10 289	4704	15245	1230	-472	0	-483
21	30 073	0	9 857	4704	14887	1230	-472	0	-132
22	29 408	0	8 915	4704	14153	1230	406	0	0
23	27 616	0	8 556	4704	12720	1230	406	0	0
24	25 658	0	8 645	4704	10673	1230	406	0	0
SUM	655 538	7 663	195 930	112 896	311 457	28 044	-693	1	949
MIN	21 606	0	6 309	4 704	7 296	715	-944	-100	-705
MAX	30 829	1 808	10 434	4 704	15 592	1 230	812	188	648

Таблиця 4.30 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми **Польщі**, що забезпечують стале функціонування багатовузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті «інтеграція».

Година	Навантаження	СЕС	ВЕС	АЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	БАТ	Перетоки
1	24 098	0	9 052	4704	8115	1230	0	0	998
2	22 672	0	9 026	4704	7000	1230	-236	-100	1 048
3	22 019	0	8 371	4704	6643	1111	-236	-7	1 432
4	21 650	0	8 329	4704	6923	911	-236	-68	1 088
5	21 606	0	7 995	4704	7723	711	-236	-100	809
6	21 966	0	7 691	4704	9407	911	-944	0	197
7	22 924	0	7 053	4704	11180	1030	-944	-100	0
8	26 122	3	7 182	4704	13740	1230	-708	42	-71
9	28 550	234	7 088	4704	15088	1230	0	207	0
10	29 512	896	7 113	4704	15592	1230	0	-23	0
11	29 802	1 533	6 848	4704	15587	1230	0	-100	0
12	29 734	1 808	6 309	4704	15592	1230	0	19	71
13	30 026	1 672	6 351	4704	15592	1230	203	182	91
14	30 076	1 079	6 715	4704	15592	1230	609	0	146
15	30 386	383	7 109	4704	15592	1230	812	21	534
16	29 882	54	7 665	4704	15592	1230	609	27	0
17	30 084	0	9 305	4704	15592	1230	203	0	-950
18	30 829	0	10 032	4704	15592	1230	0	0	-697
19	30 620	0	10 434	4704	15592	1230	-236	0	-670
20	30 224	0	10 289	4704	15020	1230	-236	0	-494
21	30 073	0	9 857	4704	14611	1230	-236	0	-92
22	29 408	0	8 915	4704	14153	1230	406	0	0
23	27 616	0	8 556	4704	12720	1230	406	0	0
24	25 658	0	8 645	4704	10673	1230	406	0	0
SUM	655 538	7 663	195 930	112 896	308 911	28 044	-594	0	3 440
MIN	21 606	0	6 309	14 700	6 643	711	-944	-100	-950
MAX	30 829	1 808	10 434	14 700	15 592	1 230	812	207	1 432

Енергосистема Угорщини.

Сумарна генерація за добу 521 980 МВт год. Навантаження MIN – 17 441 МВт, MAX – 23 958 МВт.

Оптимальна кількість задіяних енергоблоків АЕС, визначена в моделі з цілочисельними змінними:

- a. варіант "базовий" – 4, сумарна погодинна генерація в базовому режимі – 4 704 МВт, сумарна генерація АЕС за добу – 112 896 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 4, сумарна погодинна генерація в базовому режимі – 4 704 МВт, сумарна генерація АЕС за добу – 112 896 МВт-годин.

Максимальна агрегована потужність ТЕС:

- a. варіант "базовий" – 18 752 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 402 495 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – 18 752 МВт, сумарна генерація ТЕС за добу – 409 450 МВт-годин.

В прогнозі структури енергосистеми Угорщини не передбачається використання енергоблоків ВЕС;

Встановлена потужність СЕС – 7 590 МВт. Пікова потужність – 1 339 МВт. Сумарна генерація СЕС – 6 181 МВт-год за добу.

В прогнозі структури енергосистеми Угорщини не передбачається використання накопичувачів.

Транскордонні перетоки:

- a. варіант "базовий" – доступна потужність перетину – 100 МВт, сумарний експорт за добу – 266 МВт-годин;
- b. варіант «інтеграція» – доступна потужність перетину – 2 100 МВт, сумарний імпорт за добу – 10 028 МВт-годин.

Таблиця 4.31 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми Угорщини, що забезпечать стале функціонування багатовузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті базовий.

Година	Навантаження	СЕС	АЕС	ТЕС	Перетоки
1	19 747	0	4704	15043	0
2	18 794	0	4704	13990	100
3	17 910	0	4704	13106	100
4	17 441	0	4704	12737	0
5	17 452	0	4704	12748	0
6	18 371	0	4704	13667	0
7	20 760	0	4704	16056	0
8	22 952	103	4704	18145	0
9	23 243	441	4704	18098	0
10	23 515	949	4704	17962	-100
11	23 701	1 310	4704	17787	-100
12	23 610	1 339	4704	17667	-100
13	23 893	1 118	4704	18171	-100
14	23 674	670	4704	18401	-100
15	23 338	235	4704	18498	-100
16	23 470	15	4704	18752	-1
17	23 829	0	4704	18752	100
18	23 958	0	4704	18752	100
19	23 500	0	4704	18752	44
20	23 213	0	4704	18509	0
21	22 404	0	4704	17709	-9
22	21 852	0	4704	17248	-100
23	21 051	0	4704	16347	0
24	20 302	0	4704	15598	0
SUM	521 980	6 181	112 896	402 495	-266
MIN	17 441	0	4 704	12 737	-100
MAX	23 958	1 339	4 704	18 752	100

Таблиця 4.32 – Результати розрахунку параметрів енергосистеми **Угорщини**, що забезпечать стале функціонування багатовузлової ОЕС України, Польщі, Угорщини в режимі синхронної роботи в варіанті «інтеграція».

Година	Навантаження	СЕС	АЕС	ТЕС	Перетоки
1	19 747	0	4704	14136	1534
2	18 794	0	4704	13085	1602
3	17 910	0	4704	13085	690
4	17 441	0	4704	13085	206
5	17 452	0	4704	12937	366
6	18 371	0	4704	13940	310
7	20 760	0	4704	16715	0
8	22 952	103	4704	18752	122
9	23 243	441	4704	18752	84
10	23 515	949	4704	18609	0
11	23 701	1 310	4704	18439	0
12	23 610	1 339	4704	18388	-71
13	23 893	1 118	4704	18752	78
14	23 674	670	4704	18752	300
15	23 338	235	4704	18752	387
16	23 470	15	4704	18752	744
17	23 829	0	4704	18752	1130
18	23 958	0	4704	18752	1262
19	23 500	0	4704	18752	790
20	23 213	0	4704	18752	494
21	22 404	0	4704	18411	0
22	21 852	0	4704	17842	0
23	21 051	0	4704	17015	0
24	20 302	0	4704	16243	0
SUM	521 980	6 181	112 896	409 450	10 028
MIN	17 441	0	4 704	12 937	-71
MAX	23 958	1 339	4 704	18 752	1 602

Результати моделювання показують, що до 2040 року трендом змін в енергосистемах ОЕС, що підтверджується нижче наведеними таблицями 4.33 – 4.38, буде:

1. нарощування та максимальне використання потужності АЕС;
2. зростання пропускної спроможності міждержавних ЛЕП, яке є вигідним як для України так і для решти країн ОЕС, оскільки це дозволить забезпечити умови балансової надійності кожної країни ОЕС в умовах нарощування потужності АЕС та ВДЕ.

Таблиця 4.33 – Обсяги генерації для доби мінімуму навантаження ОЕС

України, ГВт год за добу

	Україна		Польща		Угорщина	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
АЕС	352.8	352.8	112.9	112.9	112.9	112.9
ТЕС	51.8	51.1	172.9	173.1	281.4	281.1
Експ/Імп	0.33	0.42	-0.19	-0.57	0.14	0.15

Таблиця 4.34 – Обсяги генерації для доби максимуму навантаження ОЕС

України, ГВт год за добу

	Україна		Польща		Угорщина	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
АЕС	305.8	352.8	112.9	112.9	112.9	112.9
ТЕС	337.3	300.2	311.5	308.9	414.1	409.5
Експ/Імп	-2.16	-13.5	0.95	3.44	1.21	10.03

Таблиця 4.35 – Обсяги генерації для доби мінімуму навантаження ОЕС Польщі,

ГВт год за добу

	Україна		Польща		Угорщина	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
АЕС	329.3	352.8	0	0	56.4	56.4
ТЕС	50.2	31.4	193.4	192.4	261.6	251.3
Експ/Імп	2.4	-0.3	-2.6	-10.3	0.26	10.6

Таблиця 4.36 – Обсяги генерації для доби максимуму навантаження ОЕС

Польщі, ГВт год за добу

	Україна		Польща		Угорщина	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
АЕС	352.8	352.8	112.9	112.9	112.9	112.9
ТЕС	274.7	275.3	282.2	287.9	415.2	415.5
Експ/Імп	-0.12	-0.72	-0.58	-6.07	0.7	6.79

Таблиця 4.37 – Обсяги генерації для доби мінімуму навантаження ОЕС

Угорщини, ГВт год за добу

	Україна		Польща		Угорщина	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
АЕС	329.3	352.8	0	0	28.2	56.4
ТЕС	55.4	36.0	213.2	215.6	240.4	208.0
Експ/Імп	1.84	2.62	-1.99	-6.95	0.16	4.33

Таблиця 4.38 – Обсяги генерації для доби максимуму навантаження ОЕС

Угорщини, ГВт год за добу

	Україна		Польща		Угорщина	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
АЕС	352.8	352.8	112.9	112.9	112.9	112.9
ТЕС	264.2	274.5	312.7	312.9	387.4	387.4
Експ/Імп	-4.55	-14.9	4.41	10.17	0.14	4.74

4.6 Прогнозні тестові розрахунки з урахуванням необхідного резервування для критичної доби 28.05.2040 року (ПОВІНЬ)

Розрахунки виконані для наступних прогнозних параметрів ОЕС України. Встановлена потужність: ВЕС – 5 ГВт, СЕС – 15 ГВт. Сумарна ємність та потужність накопичувачів – 11 ГВт-годин та 3 400 МВт. Добова генерація: АЕС+ТЕЦ+БлСт в постійному базовому режимі – 10 600x24 МВт год; ТЕС – 73 041 МВт год за добу (1x800, 12x300); ГЕС – 37 232 МВт год за добу. Максимальна пікова потужність: ВЕС – 2 720 МВт, СЕС – 7 218 МВ. Результати прогнозних розрахунків на рис. 4.4, 4.5, 4.6 та в таблицях 4.39, 4.40, 4.41.

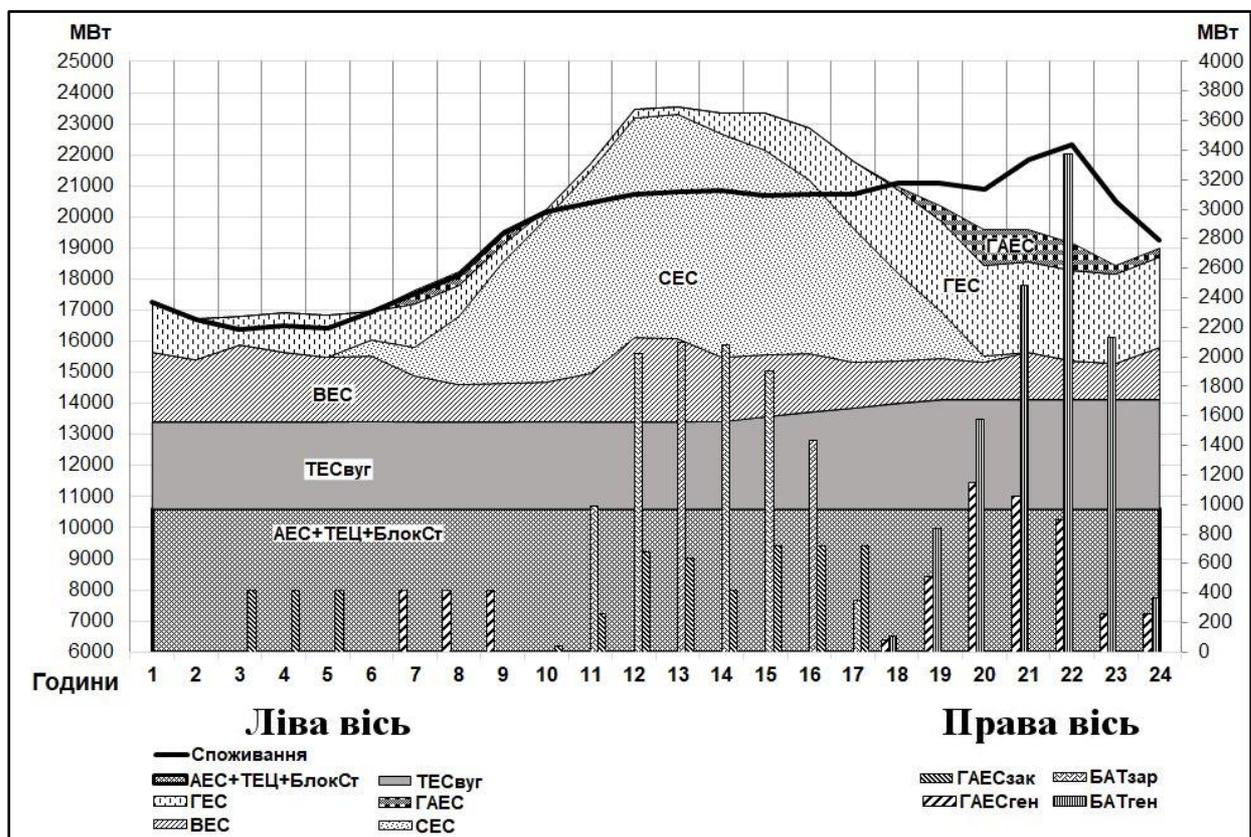


Рис. 4.4 Прогнозний баланс потужності ОЕС України для критичної доби 28.05.2040 року (ПОВІНЬ)

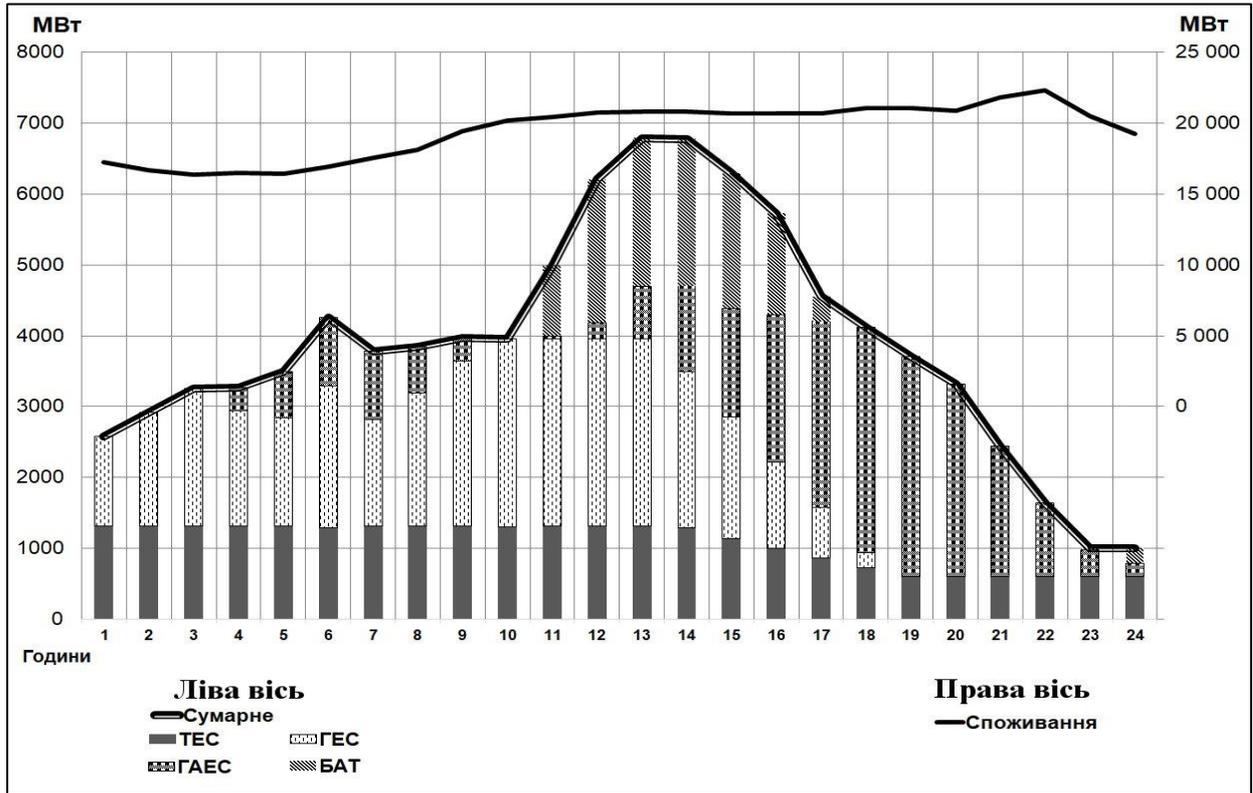


Рис. 4.5 Прогнозний баланс резервування на навантаження ОЕС України для критичної доби 28.05.2040 року (ПОВІНЬ)

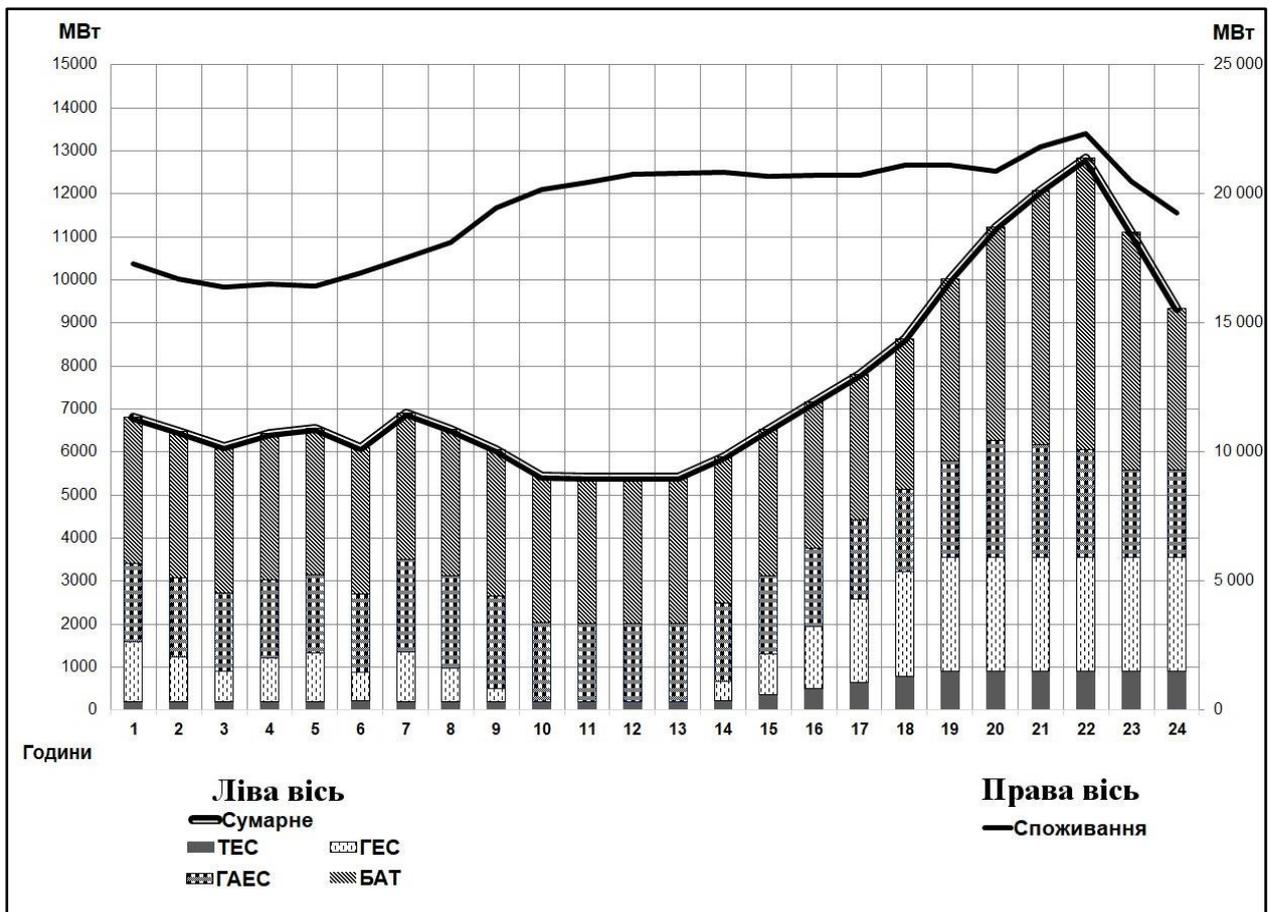


Рис. 4.6 Прогнозний баланс резервування на розвантаження ОЕС України для критичної доби 28.05.2040 року (ПОВІНЬ)

Таблиця 4.39 – Результати прогнозних розрахунків балансу потужності ОЕС України для критичної доби 28.05.2040 року (ПОВІНЬ)

Година	Спожи вання	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	Заряд накопи чувача	Розаряд накопи чувача	Резерв на наванта ження	Резерв на розванта ження
1	17 277	2800	1637	0	0	0	2573	6812
2	16 706	2800	1293	0	0	0	2917	6468
3	16 395	2800	950	-421	0	0	3260	6125
4	16 499	2800	1267	-421	0	0	3267	6442
5	16 416	2801	1370	-421	0	0	3487	6546
6	16 958	2821	901	0	0	0	4260	6097
7	17 542	2801	1397	421	0	0	3784	6897
8	18 137	2800	1016	421	0	0	3842	6515
9	19 456	2800	561	421	0	0	3973	6060
10	20 171	2808	250	-43	0	0	3952	5433
11	20 453	2800	250	-259	988	0	4985	5425
12	20 740	2800	250	-680	2 026	0	6211	5425
13	20 800	2800	250	-637	2 097	0	6794	5425
14	20 838	2830	688	-421	2 077	0	6781	5893
15	20 696	2970	1188	-723	1 907	0	6295	6533
16	20 731	3110	1688	-723	1 430	0	5727	7173
17	20 730	3250	2188	-723	348	0	4554	7813
18	21 092	3390	2688	86	0	104	4115	8631
19	21 101	3510	2900	507	0	842	3709	10025
20	20 878	3510	2900	1145	0	1 574	3311	11232
21	21 829	3510	2900	1059	0	2 486	2438	12070
22	22 313	3510	2900	897	0	3 374	1639	12822
23	20 486	3510	2900	260	0	2 128	1000	11101
24	19 270	3510	2900	260	0	365	1000	9338
Сума	467 515	73 041	37 232	5	10 873	10 873	93 874	182 301
MIN	16 395	2 800	250		0	0	1 000	5 425
MAX	22 313	3 510	2 900		2 097	3 374	6 794	12 822

Таблиця 4.40 – Прогнозний баланс резервування на навантаження ОЕС України для критичної доби 28.05.2040 року (ПОВІНЬ)

Година	Споживання	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	Накопичувач	Сумарний резерв на навантаження
1	17 277	1310	1263	0	0	2573
2	16 706	1310	1607	0	0	2917
3	16 395	1310	1950	0	0	3260
4	16 499	1310	1633	324	0	3267
5	16 416	1309	1530	648	0	3487
6	16 958	1289	1999	972	0	4260
7	17 542	1309	1503	972	0	3784
8	18 137	1310	1884	648	0	3842
9	19 456	1310	2339	324	0	3973
10	20 171	1302	2650	0	0	3952
11	20 453	1310	2650	37	988	4985
12	20 740	1310	2650	225	2026	6211
13	20 800	1310	2650	737	2097	6794
14	20 838	1280	2212	1212	2077	6781
15	20 696	1140	1712	1536	1907	6295
16	20 731	1000	1212	2085	1430	5727
17	20 730	860	712	2634	348	4554
18	21 092	720	212	3183	0	4115
19	21 101	600	0	3109	0	3709
20	20 878	600	0	2711	0	3311
21	21 829	600	0	1838	0	2438
22	22 313	600	0	1039	0	1639
23	20 486	600	0	376	24	1000
24	19 270	600	0	188	212	1000
Сума	467 515	25 599	32 368	24 798	11 109	93 874
MIN	16 395	600	0	0	0	1 000
MAX	22 313	1 310	2 650	3 183	2 097	6 794

Таблиця 4.41 – Прогнозний баланс резервування на розвантаження ОЕС України для критичної доби 28.05.2040 року (ПОВІНЬ)

Година	Споживання	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	Накопичувач	Сумарний резерв на розвантаження
1	17 277	200	1387	1825	3400	6812
2	16 706	200	1043	1825	3400	6468
3	16 395	200	700	1825	3400	6125
4	16 499	200	1017	1825	3400	6442
5	16 416	201	1120	1825	3400	6546
6	16 958	221	651	1825	3400	6097
7	17 542	201	1147	2149	3400	6897
8	18 137	200	766	2149	3400	6515
9	19 456	200	311	2149	3400	6060
10	20 171	208	0	1825	3400	5433
11	20 453	200	0	1825	3400	5425
12	20 740	200	0	1825	3400	5425
13	20 800	200	0	1825	3400	5425
14	20 838	230	438	1825	3400	5893
15	20 696	370	938	1825	3400	6533
16	20 731	510	1438	1825	3400	7173
17	20 730	650	1938	1825	3400	7813
18	21 092	790	2438	1899	3504	8631
19	21 101	910	2650	2223	4242	10025
20	20 878	910	2650	2698	4974	11232
21	21 829	910	2650	2624	5886	12070
22	22 313	910	2650	2488	6774	12822
23	20 486	910	2650	2013	5528	11101
24	19 270	910	2650	2013	3765	9338
Сума	467 515	10 641	31 232	47 955	92 473	182 301
MIN	16 395	200	0	1 825	3 400	5 425
MAX	22 313	910	2 650	2 698	6 774	12 822

4.7 Прогнозні тестові розрахунки з урахуванням необхідного резервування для критичної доби 20.12.2040 (ЗИМА)

Виконані прогнозні тестові розрахунки для критичної доби 20.12.2040 року (ЗИМА). Розрахунки виконані для наступних прогнозних параметрів ОЕС України. Встановлена потужність: ВЕС – 5 ГВт, СЕС – 15 ГВт. Сумарна ємність та потужність накопичувачів – 11 ГВт-годин та 2 400 МВт. Добова генерація: АЕС+ТЕЦ+БлСт в постійному базовому режимі – 16 700х24 МВт год; ТЕС – 244 193 МВт год за добу; ГЕС – 18 679 МВт год за добу. Максимальна пікова

потужність: ВЕС – 4 075 МВт, СЕС – 738 МВ. Результати прогнозних розрахунків представлені на рис. 4.7, 4.8, 4.9 та в таблицях 4.42, 4.43, 4.44.

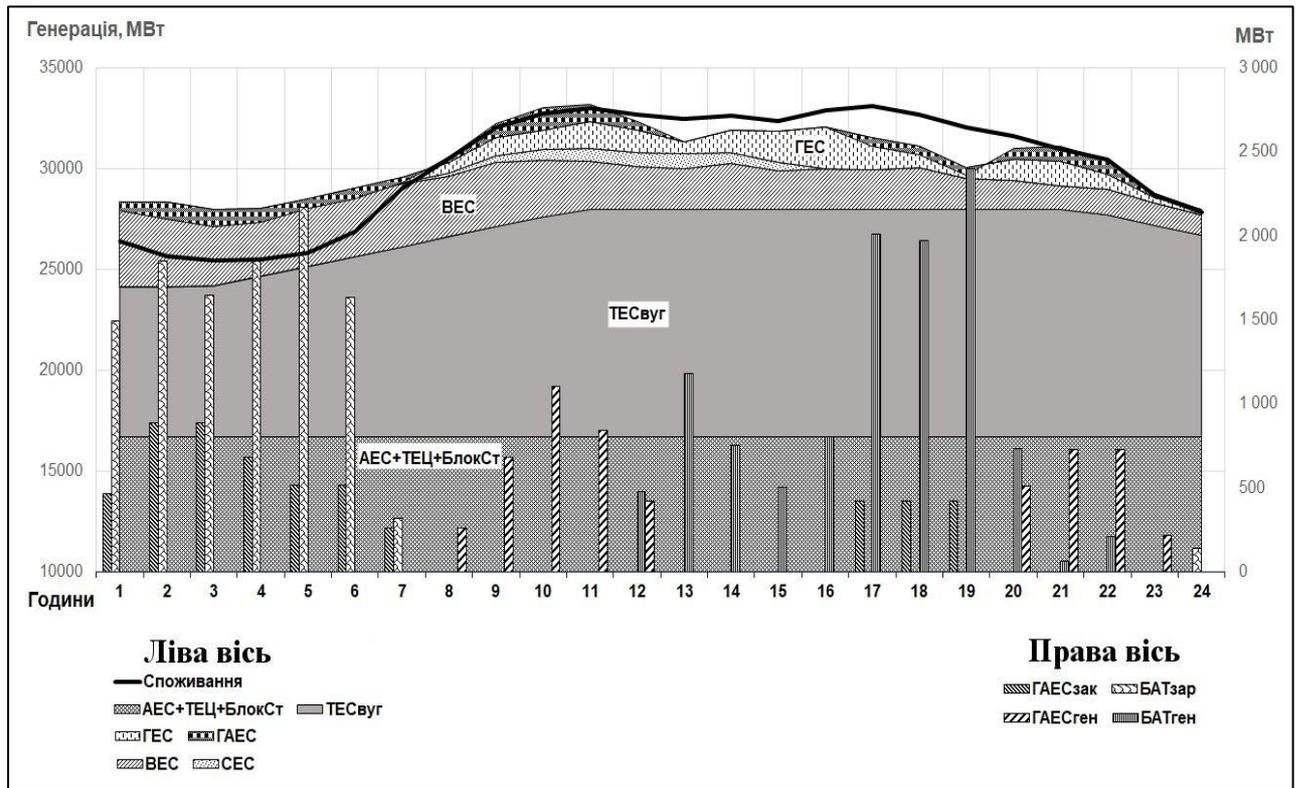


Рис. 4.7 Прогнозний баланс потужності ОЕС України для критичної доби 20.12.2040 (ЗИМА)

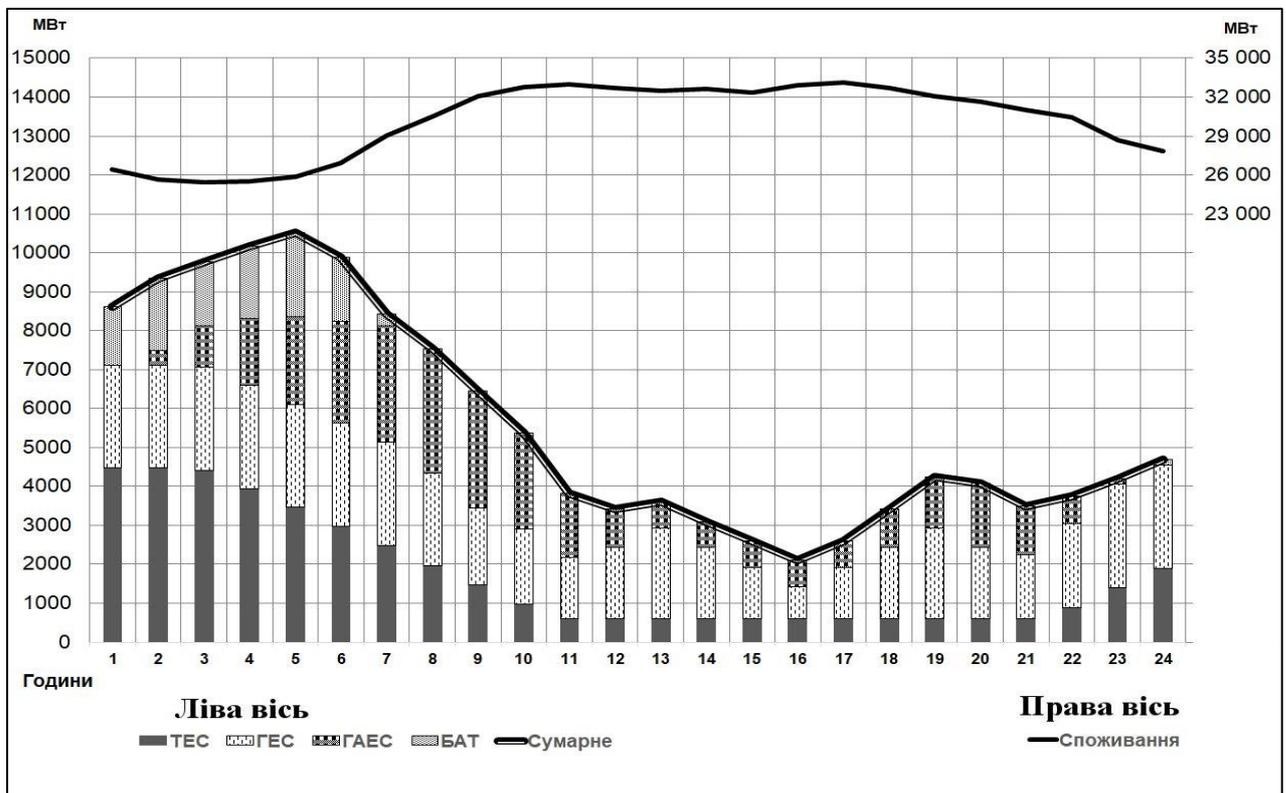


Рис. 4.8 Прогнозний баланс резервування на навантаження ОЕС України для критичної доби 20.12.2040 (ЗИМА)

Таблиця 4.42 – Результати прогнозних розрахунків балансу потужності
ОЕС України для критичної доби 20.12.2040 (ЗИМА)

Година	Спожи вання	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	Заряд накопи чувача	Розаряд накопи чувача	Резерв на наванта ження	Резерв на розванта ження
1	26 421	7426	250	-464	1 491	0	8615	5425
2	25 642	7426	250	-885	1 849	0	9334	5425
3	25 469	7480	250	-885	1 649	0	9765	5479
4	25 497	7960	250	-680	1 856	0	10177	5959
5	25 840	8440	250	-519	2 167	0	10520	6439
6	26 887	8930	250	-519	1 636	0	9875	6929
7	29 009	9420	250	-259	315	0	8440	7419
8	30 517	9930	521	260	0	0	7532	8388
9	32 059	10440	909	681	0	0	6446	9610
10	32 764	10924	981	1102	0	0	5378	10490
11	33 008	11300	1334	842	0	0	3813	11031
12	32 697	11300	1076	421	0	476	3423	10925
13	32 487	11300	576	0	0	1 179	3599	10804
14	32 645	11300	1076	0	0	751	3099	10876
15	32 378	11300	1576	0	0	506	2599	11131
16	32 883	11300	2076	0	0	802	2099	11927
17	33 134	11300	1576	-421	0	2 012	2599	12637
18	32 682	11300	1076	-421	0	1 970	3423	12095
19	32 061	11300	576	-421	0	2 403	4247	12028
20	31 622	11300	1076	507	0	734	4071	11257
21	31 006	11300	1250	724	0	63	3499	10911
22	30 475	11009	750	724	0	208	3741	10265
23	28 718	10499	250	217	0	0	4202	8649
24	27 833	10009	250	0	141	0	4682	8008
Сума	723 734	244 193					135 178	224 107
MIN	25 469	7 426					2 099	5 425
MAX	33 134	11 300					10 520	12 637

Таблиця 4.43 – Прогнозний баланс резервування на навантаження ОЕС

України для критичної доби 20.12.2040 (ЗИМА)

Година	Споживання	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	Накопичувач	Сумарний резерв на навантаження
1	26 421	4474	2650	0	1491	8615
2	25 642	4474	2650	361	1849	9334
3	25 469	4420	2650	1046	1649	9765
4	25 497	3940	2650	1731	1856	10177
5	25 840	3460	2650	2243	2167	10520
6	26 887	2970	2650	2619	1636	9875
7	29 009	2480	2650	2995	315	8440
8	30 517	1970	2379	3183	0	7532
9	32 059	1460	1991	2995	0	6446
10	32 764	976	1919	2483	0	5378
11	33 008	600	1566	1647	0	3813
12	32 697	600	1824	999	0	3423
13	32 487	600	2324	675	0	3599
14	32 645	600	1824	675	0	3099
15	32 378	600	1324	675	0	2599
16	32 883	600	824	675	0	2099
17	33 134	600	1324	675	0	2599
18	32 682	600	1824	999	0	3423
19	32 061	600	2324	1323	0	4247
20	31 622	600	1824	1647	0	4071
21	31 006	600	1650	1249	0	3499
22	30 475	891	2150	700	0	3741
23	28 718	1401	2650	151	0	4202
24	27 833	1891	2650	0	141	4682
Сума	723 734	41 407	50 921	31 746	11 104	135 178
MIN	25 469	600	824	0	0	2 099
MAX	33 134	4 474	2 650	3 183	2 167	10 520

Таблиця 4.44 – Прогнозний баланс резервування на розвантаження ОЕС України для критичної доби 20.12.2040 (ЗИМА)

Година	Споживання	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	Накопичувач	Сумарний резерв на розвантаження
1	26 421	200	0	1825	3400	5425
2	25 642	200	0	1825	3400	5425
3	25 469	254	0	1825	3400	5479
4	25 497	734	0	1825	3400	5959
5	25 840	1214	0	1825	3400	6439
6	26 887	1704	0	1825	3400	6929
7	29 009	2194	0	1825	3400	7419
8	30 517	2704	271	2013	3400	8388
9	32 059	3214	659	2337	3400	9610
10	32 764	3698	731	2661	3400	10490
11	33 008	4074	1084	2473	3400	11031
12	32 697	4074	826	2149	3876	10925
13	32 487	4074	326	1825	4579	10804
14	32 645	4074	826	1825	4151	10876
15	32 378	4074	1326	1825	3906	11131
16	32 883	4074	1826	1825	4202	11927
17	33 134	4074	1326	1825	5412	12637
18	32 682	4074	826	1825	5370	12095
19	32 061	4074	326	1825	5803	12028
20	31 622	4074	826	2223	4134	11257
21	31 006	4074	1000	2374	3463	10911
22	30 475	3783	500	2374	3608	10265
23	28 718	3273	0	1976	3400	8649
24	27 833	2783	0	1825	3400	8008
Сума	723 734	70 769	12 679	47 955	92 704	224 107
MIN	25 469	200	0	1 825	3 400	5 425
MAX	33 134	4 074	1 826	2 661	5 803	12 637

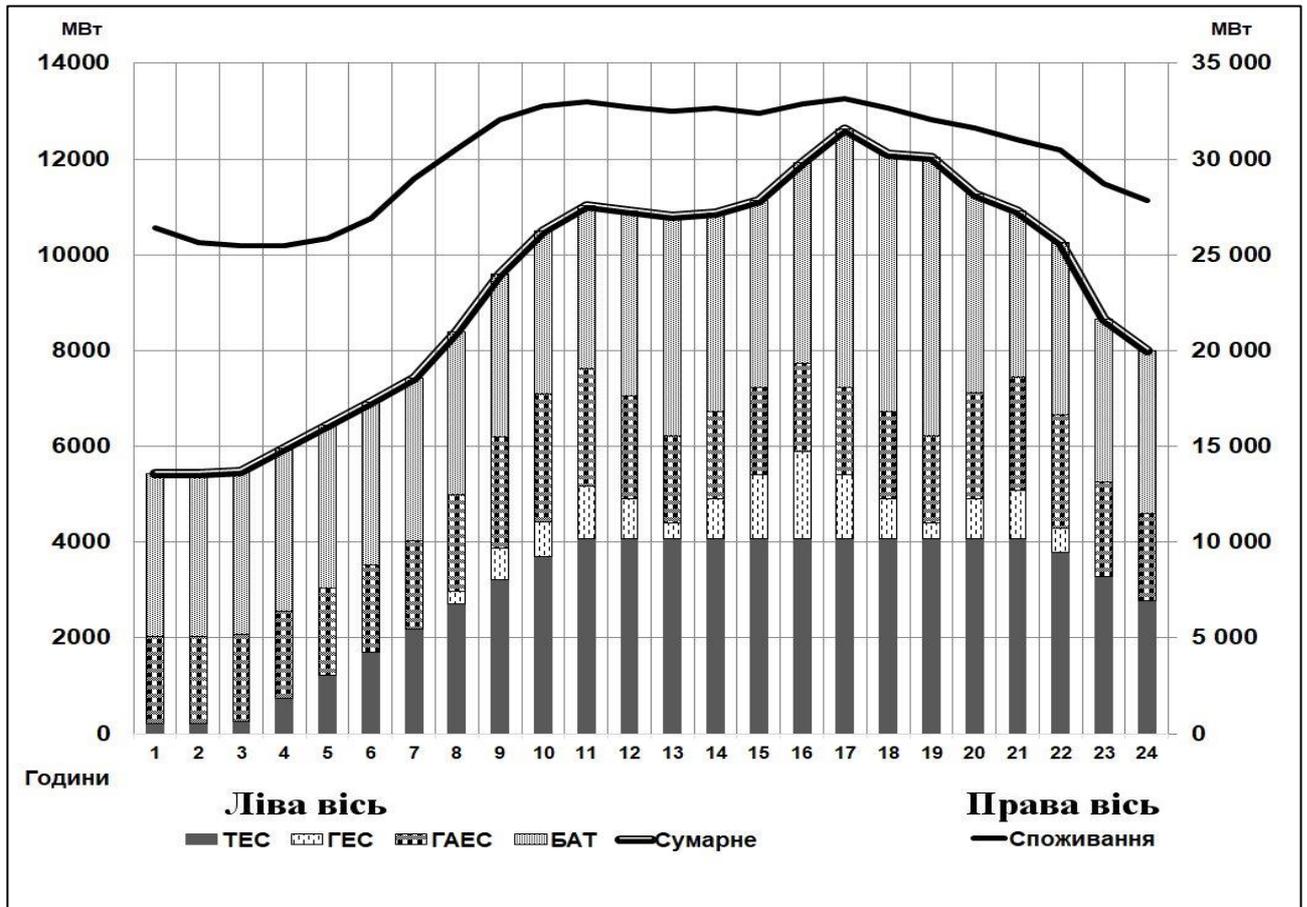


Рис. 4.9 Прогнозний баланс резервування на розвантаження ОЕС України для критичної доби 20.12.2040 (ЗИМА)

Результати прогнозних тестови розрахунків, що виконані з урахуванням необхідного резервування для критичних дат 28.05.2040 року (ПОВІНЬ) та 20.12.2040 (ЗИМА) ОЕС України, що представлені в таблицях 4.39 – 4.44 та на рис. 4.4 – 4.9 дозволили одержати числові оцінки параметрів енергоблоків та технологій, необхідних для сталого функціонування та перспективного розвитку енергосистеми. Таким чином, числові дослідження з використанням створених та удосконалених моделей дозволило визначити оптимальні режими використання генеруючих, резервних і накопичуючих потужностей для покриття прогнозованого графіка електричних навантажень при різних значеннях сумарної встановленої та пікових потужності СЕС та ВЕС.

4.8 Дослідження за допомогою математичної моделі мінімізації середньозваженої вартості

У процесі дослідження математичної моделі мінімізації середньозваженої вартості виконано модельні розрахунки з використанням графіків фактичного навантаження ОЕС України у 2018 році [114, 115]. При розрахунках враховано співвідношення (2.45), (2.46), (2.47) та наступні технологічні обмеження:

– обмеження сукупної потужності генерації АЕС P_t^{NPP-O} , яке забезпечить використання АЕС в режимі P_{BGM}^{NPP} – базової генерації: $P_t^{NPP-O} = P_{BGM}^{NPP}$;

– обмеження мінімальної та максимальної сумарної генеруючої потужності ТЕС: $P_{\min}^{TPP} \leq P_t^{TPP-O} \leq P_{\max}^{TPP}$;

– обмеження мінімальної та максимальної сумарної генеруючої потужності ГЕС та ГАЕС: $P_{\min}^{HPP} \leq P_t^{HPP-O} \leq P_{\max}^{HPP}$, $P_{\min}^{HPSS-G} \leq P_t^{HPSS-G-O} \leq P_{\max}^{HPSS-G}$;

– обмеження обсягів генерації та накопичення ГАЕС – обсяг споживання дорівнює обсягу накопичення, з урахуванням коефіцієнта втрат α :

$$\sum_t^T (P_t^{HPSS-G-O} - (1-\alpha)P_t^{HPSS-P-O}) = \emptyset;$$

– обмеження обсягів імпорту і експорту: $Z_t^{I-O} \leq E^Z$; $Z_t^{E-O} \leq E^Z$; $\forall t \in T$.

Фактичне розподілення потужності для покриття графіка навантаження ОЕС України на горизонті моделювання $T = 100$ годин (~ 4 характерні доби) 2018 року наведено на рис. 4.10. Оптимальне розподілення потужності для покриття того ж самого графіка навантаження ОЕС України на горизонті моделювання $T = 100$ годин наведено на рис. 4.11.

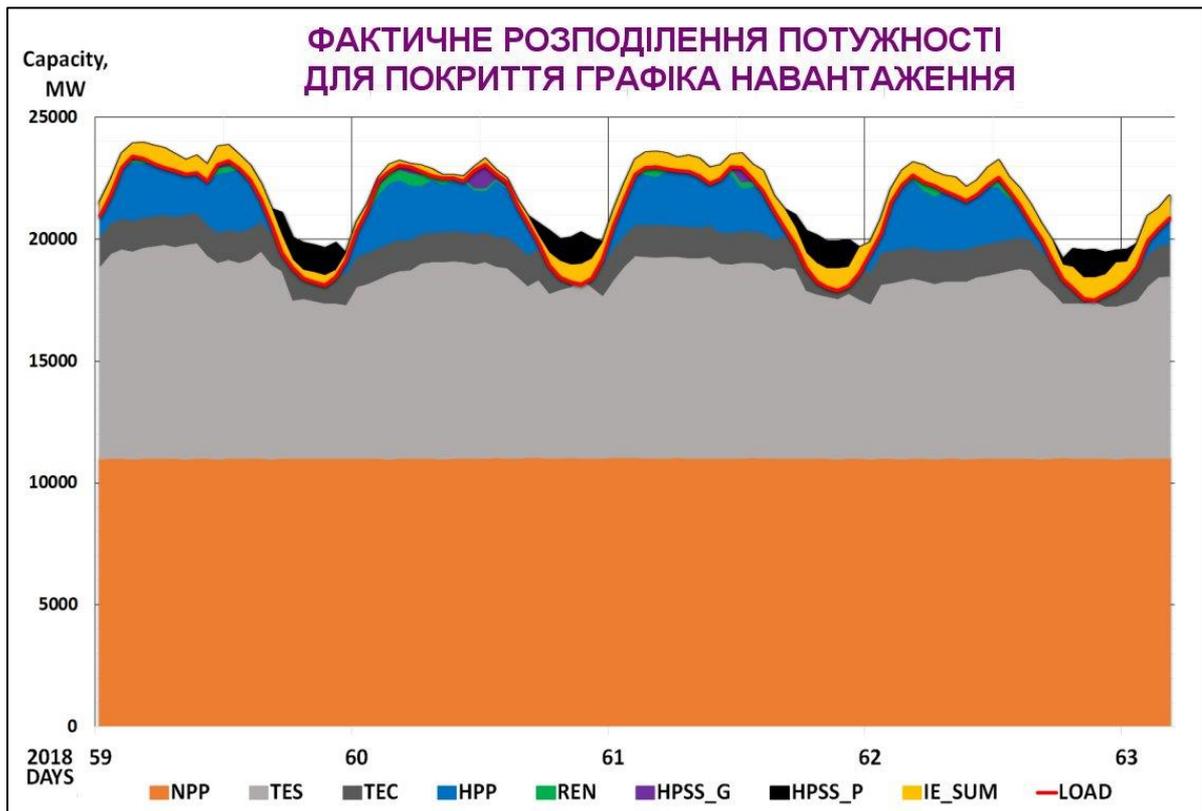


Рис. 4.10 Фактичне розподілення потужності для покриття графіка навантаження ОЕС України на горизонті моделювання $T = 100$ годин (~ 4 характерні доби) 2018 року.

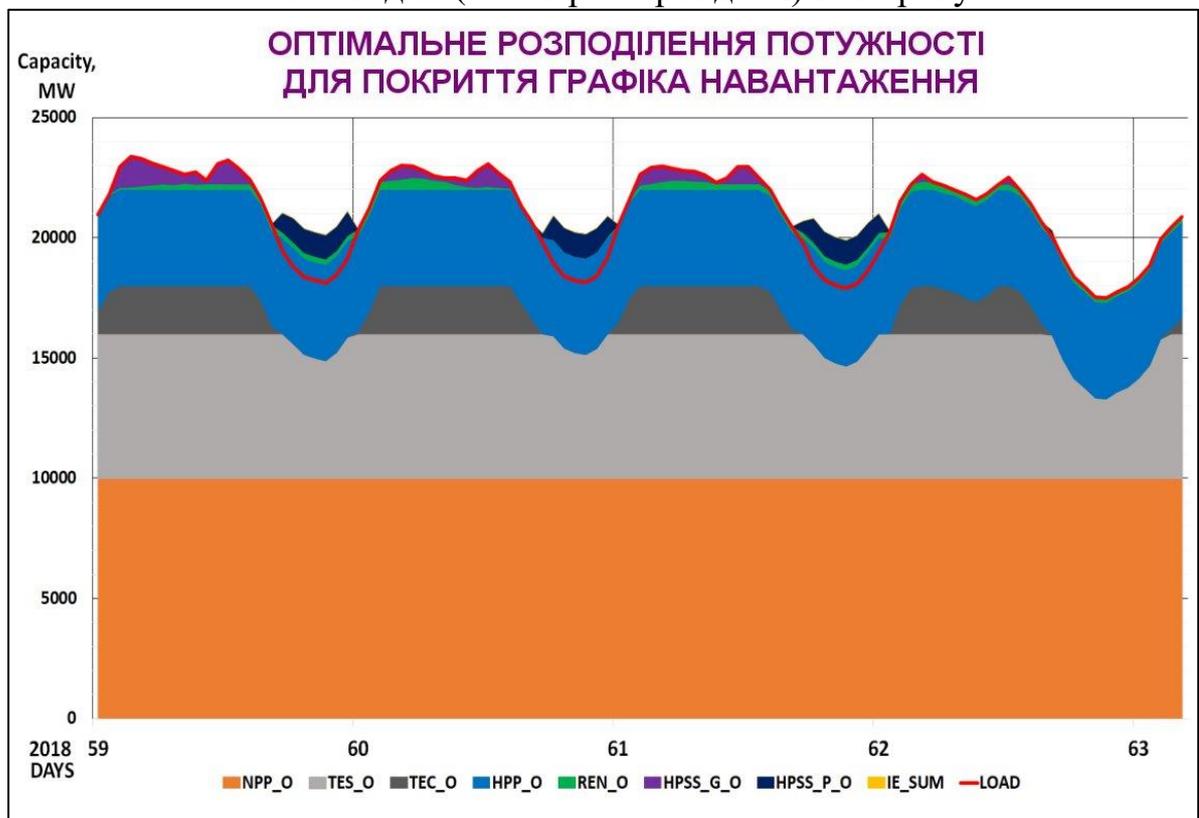


Рис. 4.11 Оптимальне розподілення потужності для покриття графіка навантаження ОЕС України на горизонті моделювання $T = 100$ годин (~ 4 характерні доби) 2018 року.

За результатами оптимізаційних розрахунків: абсолютна Δ_T^Σ та відносна Ψ_T^Σ різниці між фактичною та оптимізованою середньозваженою вартістю, які розраховані за формулами: $\Delta_T^\Sigma = C^\Sigma - C^{\Sigma-o}$ та $\Psi_T^\Sigma = \frac{\Delta_T^\Sigma}{C^\Sigma}$, дорівнюють на горизонті моделювання $T = 100$ годин (~ 4 характерні доби) 2018 року: $\Delta_T^\Sigma = 120\,187\,378$ гривень, що становить $\Psi_T^\Sigma = 38.97\%$. Відносна різниця $\Psi_{T=1\,year}^\Sigma$ середньозваженої вартості та оптимізованої середньозваженої вартості на горизонті моделювання 1 рік (8760 годин) змінюється від мінімального значення 1,43% до максимального значення 66,8%; середнє значення становить 25,44%. Погодинний розподіл абсолютних δ_t і відносних ψ_t різниць фактичної та оптимізованої середньозваженої вартості представлено на рис. 4.12.



Рис. 4.12 Погодинний розподіл абсолютних δ_t і відносних ψ_t різниць фактичної та оптимізованої середньозваженої вартості на горизонті моделювання $T = 100$ годин (~ 4 характерні доби) 2018 року.

Результати розрахунків підтвердили адекватність моделі і можливість її використання для розрахунків потенціалу оптимізації генеруючих ресурсів ОЕС України. За допомогою моделі отримані числові оцінки потенціалу оптимізації режимів роботи складових ОЕС України. В оптимізованому режимі знижується вартість виробленої електроенергії. Завдяки вирівнюванню графіків роботи енергоблоків послаблюються вимоги до режимів маневрування та покращуються експлуатаційно-технологічні характеристики. Зменшується ймовірність необхідності і збільшується час між аварійним і плановим ремонтом.

Модель може бути основою для подальшого розвитку сімейства моделей оптимізації структури генеруючих і накопичувальних потужностей, та для подальшої модернізації та розвитку програмно-інформаційних систем моделювання ОЕС України.

4.9 Висновки до розділу 4

1. За допомогою нової динамічної моделі циклічного розвитку систем генерації в енергетиці розраховані сценарії розвитку СЕС в Німеччині та Україні.

2. Метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи і модель довгострокового технологічного оновлення структури енергетичної системи дозволила зробити прогнози структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040 року, які дозволяють оцінити потенціал вдосконалення компонентів ОЕС України.

3. Аналіз умов паралельної роботи ОЕС України з суміжними країнами, що входять до ENTSO-E показав, що особливостями роботи енергетичних систем суміжних з Україною країн, членів Європейського Союзу – Угорщини, Словаччини, Польщі, Румунії та енергосистеми України, є різні ступені використання власних потужностей, а також зміщення максимумів/мінімумів споживання. Це дозволило визначити умови синхронізації з урахуванням граничних значень обсягів транскордонного обміну електроенергією, географічного розташування, наявності та потужності

міждержавних ліній електропередачі, величин потужності максимально допустимих обсягів імпорту та експорту.

а) Результати моделювання прогнозного балансу потужності ОЕС України для критичних діб сумісного навантаження 2040 року, яке виконано за допомогою моделі багато вузлової інтегрованої енергосистеми показують, що до 2040 року трендом змін в енергосистемах буде: нарощування та максимальне використання потужності АЕС; зростання пропускної спроможності міждержавних ЛЕП, яке є вигідним як для України так і для решти країн ОЕС, оскільки це дозволить забезпечити умови балансової надійності кожної країни ОЕС в умовах нарощування потужності АЕС та ВДЕ.

4. Результати прогнозних тестови розрахунків, що виконані з урахуванням необхідного резервування для критичних діб 28.05.2040 року (ПОВІНЬ) та 20.12.2040 (ЗИМА) ОЕС України дозволили одержати числові оцінки параметрів енергоблоків та технологій, необхідних для сталого функціонування та перспективного розвитку енергосистеми.

5. Результати моделювання свідчать, що незважаючи на технічний прогрес у відновлюваній енергетиці, зокрема, зниження собівартості виробництва електроенергії вітровими та фотоелектричними станціями, через мінливість генерації ними електроенергії вони зможуть бути включені до складу енергооб'єднань тільки при наявності досить потужних, енергетично і економічно ефективних промислових акумуляторів енергії. Також перспективними галузями їх застосування є локальні системи енергоспоживання, які можуть використовувати електричну енергію, параметри якої не відповідають вимогам стабільності напруги і частоти, що пред'являються до енергооб'єднань які є складовими ОЕС України.

6. Виконані тестові розрахунки показали достатнє співпадіння з відомими результатами, що дає підставу вважати адекватними запропоновані нові та удосконалені моделі, перспективним подальший розвиток моделей для досягнення необхідних рівней деталізації прогнозних сценаріїв розвитку та оновлення складових ОЕС України в довгостроковій перспективі.

ВИСНОВКИ

Дисертаційна робота містить нові науково обґрунтовані результати вдосконалення і подальшого розвитку моделей та засобів оптимізації складу та режимів навантаження генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем. Означені результати в сукупності розв'язують актуальне наукове завдання підвищення ефективності функціонування та оновлення енергосистем за рахунок вирішення задач вибору оптимальних режимів їх використання за критеріями енергетичної, економічної та екологічної ефективності.

Висновки, що узагальнюють отримані наукові та практичні результати, полягають у наступному.

1. Розроблено новий метод економіко-технологічного прогнозування параметрів оптимального функціонування та розвитку енергетичної системи, який, за рахунок використання у модифікованому інтегральному критерії якості функціоналу економіко-технологічного впливу, дозволяє врахувати показники розвитку національної економіки та виробництва у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними. Метод використано при розрахунку песимістичного, референтного та оптимістичного сценаріїв структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040.

2. Розроблено і досліджено математичну модель дифузії нових технологій в енергетиці, яка є узагальненням математичної моделі Френка Басса і, на відміну від неї, включає функціонал економіко-технологічного впливу, що дає можливість враховувати стохастичність економічних та технологічних параметрів та прогнозувати розвиток інтегрованих систем енергетики. За допомогою цієї моделі розраховані сценарії розвитку СЕС в Україні та Німеччині до 2050 року.

3. Розроблено і досліджено модель енергетичної системи, як складної ієрархічної квазідинамічної системи, яка є узагальненням класичної постановки задачі управління динамічною системою. Розроблена модель, на відміну від класичної, дозволяє враховувати множини стохастичних параметрів стану, керуючих впливів, випадкових збурень і допускає пошук вибору найкращого

рішення серед множини допустимих. На основі цієї моделі розроблені модель багатовузлової інтегрованої енергосистеми та модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва електроенергії.

4. Розроблено і досліджено модель багатовузлової інтегрованої енергосистеми з цілими змінними, яка, на відміну від існуючих, враховує особливості роботи генеруючих, резервних та акумулюючих потужностей енергосистем України та сусідніх країн-учасниць ENTSO-E, а саме встановлені потужності складових енергосистем, максимальні можливості зміни потужності накопичення та генерації електроенергії, завдяки чому має переваги адекватного моделювання оптимізованих режимів використання гідроагрегатів ГАЕС та енергоблоків ТЕС. Впровадження цієї моделі до програмно-інформаційного комплексу дозволило визначити умови синхронізації з урахуванням граничних значень обсягів транскордонного обміну електроенергією, географічного розташування, наявності та потужності міждержавних ліній електропередачі, величин потужності максимально допустимих обсягів імпорту та експорту.

5. Модель мінімізації середньозваженої вартості виробництва електроенергії за традиційними, ВДЕ та технологіями накопичення електроенергії дозволила оцінити потенціал можливого зниження середньогодинної вартості виробництва електроенергії та, на основі прогнозних добових графіків навантаження, вирішити задачу прогнозування вибору оптимальних режимів використання генеруючої та накопичувальної потужностей системи. За результатами оптимізаційних розрахунків: абсолютна різниця між фактичною та оптимізованою середньозваженою вартістю на горизонті моделювання 100 годин (~ 4 характерні доби) 2018 року дорівнює ~ 120 млн гривень, що становить 38,97%. Відносна різниця середньозваженої вартості та оптимізованої середньозваженої вартості на горизонті моделювання 1 рік (8760 годин) змінюється від мінімального значення 1,43% до максимального значення 66,8%; середнє значення становить 25,44%.

6. Розроблено модель довгострокового технологічного оновлення складових енергетичних систем, використання якої дозволило отримати числові

оцінки потенціалу вдосконалення компонентів енергосистеми, враховувати вплив економіко-технологічних показників розвитку національної економіки та виробництва у вигляді квазідинамічних функцій із дискретними стохастичними змінними, розширити інструменти та можливості якісного прогнозування. За допомогою цієї моделі розраховано песимістичний, референтний та оптимістичний сценарії структури споживання та генерації електроенергії ОЕС України до 2040 року. Порівняння розрахованої структури постачання ОЕС України із численними сценаріями структури світового енергопостачання від різних дослідників дозволило зробити висновок про достатній збіг порівнюваних сценаріїв, що підтверджує адекватність запропонованої моделі та можливість використання її для розробки сценаріїв розвитку та оновлення систем енергетики.

7. Розроблено проблемно-орієнтований програмно-інформаційний комплекс, що містить програмні модулі числової реалізації математичних моделей оптимізації режимів функціонування автономних і інтегрованих енергетичних систем. Використання комплексу дозволило одержати оцінку потенціалу оптимізації середньозваженої вартості електроенергії ОЕС України, та, на основі прогнозних добових графіків навантаження, вирішити задачу прогнозування вибору оптимальних режимів використання генеруючої та накопичувальної потужностей системи, що забезпечують погодинну мінімізацію вартості виробленої електроенергії.

8. Подальше використання результатів дисертаційної роботи пропонується здійснювати шляхом розробки спеціалізованих програмних продуктів та їх впровадження на різних рівнях державного і регіонального управління системами електро- і теплопостачання, а також на підприємствах енергетичної галузі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Kulyk M., Horbulin V., Kyrylenko O. Conceptual approaches to the development of energy of Ukraine (analytical materials) : монографія. Kyiv : Instytut zahalnoi enerhetyky NAN Ukrainy, 2017. 78 p.
2. Стогній Б., Кириленко О., Праховник А., Денисюк С. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2012. Т. 5, № 52. С. 52–67.
3. The international renewable energy agency (IRENA). *Systemic innovation*. URL: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Innovation/Systemic-Innovation> (date of access: 09.03.2023).
4. Олійник Д. "Розумна енергетика": світові тенденції й вітчизняні реалії. *Віче*. 2015. № 21. С. 46–48.
5. Шляга О. В. Тенденції розвитку інноваційних процесів в Україні та їх вплив на функціонування економіки в сучасних умовах. *Економічний вісник Донбасу*. 2009. Т. 3, № 17. С. 139–144.
6. Renewable Technology Innovation Indicators: mapping progress in costs, patents and standards. IRENA – International Renewable Energy Agency. URL: <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/Renewable-Technology-Innovation-Indicators> (date of access: 27.07.2023).
7. Облещенко А. Д., Постол Ю. О. Основні тенденції розвитку енергоменеджменту. *II всеукраїнська науково-практична інтернет-конференція 5-25 квітня 2021 р.* : II Всеукр. науково-практ. інтернет-конф. 5-25 квіт. 2021 р., м. Мелітополь, 5–25 квіт. 2021 р. Мелітополь, 2021. С. 8–9.
8. Традиційні та нетрадиційні системи енергозабезпечення урбанізованих і промислових територій України : Монографія / Г. Півняк та ін. Нац. гірн. ун-т, 2013. 333 с.
9. Оптимізація функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів / Ю. Веремійчук та ін. Київ : Ін-т техн. теплофізики НАН України, 2020. 186 с.

10. Енергоефективність та прогнозування енергоспоживання на різних ієрархічних рівнях економіки: методологія, прогнозні оцінки до 2040 року : монографія / М. Кулик та ін. Київ : Наук. думка, 2021. 235 с.

11. Maliarenko O. Y., Teslenko O. I., Maistrenko N. Y. Mathematical model for forecasting the electricity consumption for the country and the industrial sector by months of the year. *Achievements of Ukraine and EU countries in technological innovations and invention*. 2022. P. 263–294. URL: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-254-8-9> (date of access: 27.07.2023).

12. Pathways for sustainable energy transition / B. Chen et al. *Journal of cleaner production*. 2019. Vol. 228. P. 1564–1571. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.04.372> (date of access: 27.07.2023).

13. Explore the energy system by technology or sector. Ukraine energy profile – Analysis - IEA. *IEA*. URL: <https://www.iea.org/reports/ukraine-energy-profile> (date of access: 27.07.2023).

14. Відновлювані джерела енергії : монографія / ред. С. Кудря. Київ : Ін-т відновлюв. енергетики НАНУ, 2020. 392 с.

15. World energy outlook 2019 – analysis - IEA. *IEA*. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019#introduction> (date of access: 27.07.2023).

16. Global energy and climate model – analysis - IEA. *IEA*. URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model> (date of access: 27.07.2023).

17. Глобальна енергетична трансформація: дорожня карта до 2050 року. *IRENA – International Renewable Energy Agency*. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050> (дата звернення: 27.07.2023).

18. The energy hub: a powerful concept for future energy systems / M. Geidl et al. 2007. URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:14432048>.

19. Legal provisions of COM(2021)350 - updating the 2020 new industrial strategy: building a stronger single market for Europe's recovery - EU monitor. *EU*

Monitor - *EU monitor*. URL: https://www.eumonitor.eu/9353000/1/j4nvhdhfc8bljza_j9vvik7m1c3gyxp/vlikpnsao4yk (date of access: 27.07.2023).

20. A multi-agent approach to electric power systems / N. Voropai et al. *IntechOpen - Open Science Open Minds | IntechOpen*. URL: <http://www.intechopen.com/books/multi-agent-systems-modeling-interactions-simulations-andcase-studies/a-multi-agent-approach-to-electric-power-systems> (date of access: 27.07.2023).

21. Methodological platform for determining energy efficiency indicators of a complex system / T. Eutukhova et al. *System research in energy*. 2023. Vol. 2023, no. 2. P. 38–47. URL: <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.02.038> (date of access: 27.07.2023).

22. Kaplin M., Bilan T. Aggregated energy supply model according to product energy balance data structure. *System research in energy*. 2023. Vol. 2023, no. 2. P. 48–61. URL: <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.02.048> (date of access: 27.07.2023).

23. Shulzhenko S. Generation unit commitment mixed integer linear model for simultaneous heat and electric daily load covering. *System research in energy*. 2023. Vol. 2023, no. 1. P. 25–34. URL: <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.01.025> (date of access: 27.07.2023).

24. Simulation modeling of integrated multi-carrier energy systems / N. Voropai et al. *Simulation modelling [working title]*. 2021. URL: <https://doi.org/10.5772/intechopen.99323> (date of access: 27.07.2023).

25. A neurodynamic-based distributed energy management approach for integrated local energy systems / B. Huang et al. *International journal of electrical power & energy systems*. 2021. Vol. 128. P. 106737. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106737> (date of access: 27.07.2023).

26. Next frontiers in energy system modelling: a review on challenges and the state of the art / M. Fodstad et al. *Renewable and sustainable energy reviews*. 2022.

Vol. 160. P. 112246. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112246> (date of access: 27.07.2023).

27. Diangelakis N. A., Pistikopoulos E. N. A multi-scale energy systems engineering approach to residential combined heat and power systems. *Computers & chemical engineering*. 2017. Vol. 102. P. 128–138. URL: <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2016.10.015> (date of access: 27.07.2023).

28. Pfenninger S., Pickering B. Calliope: a multi-scale energy systems modelling framework. *Journal of open source software*. 2018. Vol. 3, no. 29. P. 825. URL: <https://doi.org/10.21105/joss.00825> (date of access: 27.07.2023).

29. The potential of simulating energy systems: the multi energy systems simulator model / L. Bottecchia et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 18. P. 5724. URL: <https://doi.org/10.3390/en14185724> (date of access: 27.07.2023).

30. A review on long-term electrical power system modeling with energy storage / C. S. Lai et al. *Journal of cleaner production*. 2021. Vol. 280. P. 124298. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124298> (date of access: 27.07.2023).

31. Енергетична стратегія України на період до 2050 року. Міністерство Енергетики України. URL: <https://mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratehiya> (дата звернення: 27.07.2023).

32. «Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року» / О. Дячук, М. Чепелєв, Р. Подолець, Г. Трипольська та ін. ; за заг. ред. Ю. Огаренко та О. Алієвої // Пред-во Фонду ім. Г. Бьолля в Україні. – Київ : Вид-во ТОВ «АРТ КНИГА», 2017. – 88 с. ISBN 978-617-7242-35-1

33. Стратегія майбутнього: Україна - це енергетичний хаб, який допоможе Європі позбутися залежності від Росії. Урядовий портал. Міністерство енергетики України. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/stratehiia-maibutnoho-ukraina-tse-enerhetychnyi-khab-iakyi-dopomozhe-ievropi-pozbutysia-zalezhnosti-vid-rosii> (дата звернення: 21.07.2023).

34. Перехід енергетичного сектору України на ВДЕ до 2050 року. Агентство з відновлюваної енергетики. URL: <https://rea.org.ua/wp->

content/uploads/2019/12/aset_report_rea_ua_31082017.pdf (дата звернення: 21.07.2023).

35. Галущенко Г. Енергетична стратегія України до 2050 року. *Vector-VS*. URL: <https://vector-vs.com/blog/view/energetichna-strategija-ukraini-do-2050-roku> (дата звернення: 21.07.2023).

36. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року. *Разумков центр*. URL: https://razumkov.energy/files/docs/Projekt/LEDS_ua_last.pdf (дата звернення: 21.07.2023).

37. Інтеграція у європейську електромережу ENTSO-E. *Міністерство енергетики України*. URL: <https://www.mev.gov.ua/reforma/intehratsiya-u-yeuropeysku-elektromerezhu-entso-e> (дата звернення: 21.07.2023).

38. Новий закон «Про енергетичну ефективність», що набув чинності 13 листопада 2021 року. *Міністерство енергетики України*. URL: <https://www.mev.gov.ua/storinka/enerhoefektyvnist-0> (дата звернення: 21.07.2023).

39. Energy strategy: projections (review) / V. M. Geyets et al. *Nauka ta innovacii*. 2020. Vol. 16, no. 1. P. 3–15. URL: <https://doi.org/10.15407/scin16.01.003> (date of access: 21.07.2023).

40. Літвак О. А. Зелена енергетика як ключовий елемент низьковуглецевого розвитку: світові тенденції і перспективи для України. *СУЧАСНА ТРАЄКТОРІЯ РОЗВИТКУ НАУКОВО-ТЕХНІЧНОГО ПРОГРЕСУ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ*. 2021. С. 80–112. URL: <https://doi.org/10.36059/978-966-397-247-3-3> (дата звернення: 21.07.2023).

41. A comprehensive review on techno-economic analysis and optimal sizing of hybrid renewable energy sources with energy storage systems / T. F. Agajie et al. *Energies*. 2023. Vol. 16, no. 2. P. 642. URL: <https://doi.org/10.3390/en16020642> (date of access: 27.07.2023).

42. An energy, environmental, management and economic analysis of energy efficient system towards renewable energy community: the case study of multi-purpose energy community / F. Ceglia et al. *Journal of cleaner production*. 2022. Vol. 369.

P. 133269. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133269> (date of access: 27.07.2023).

43. A techno-economic analysis of a hybrid energy system for the electrification of a remote cluster in western Saudi Arabia / M. M. A. Seedahmed et al. *Alexandria engineering journal*. 2022. Vol. 61, no. 7. P. 5183–5202. URL: <https://doi.org/10.1016/j.aej.2021.10.041> (date of access: 27.07.2023).

44. Economic analysis of renewable energy systems / H. Tawfik et al. 2006 *IEEE long island systems, applications and technology conference*, Farmingdale, NY, USA, 5 May 2006. 2006. URL: <https://doi.org/10.1109/lisat.2006.4302663> (date of access: 27.07.2023).

45. Денисов В. Порівняльні оцінки алгоритмів управління з урахуванням випадковості зовнішніх дій. *Zbiór raportów naukowych. aktualne naukowe problemy. rozpatrzenie, decyzja, praktyka.* : Zbiór raportów naukowych. 7th ed. Wrocław, 2014. Vol. 7. P. 32–36.

46. Mas-Colell A. The Theory of General Economic Equilibrium. *Cambridge Core*. URL: <https://doi.org/10.1017/CCOL0521265142> (date of access: 27.07.2023).

47. Jacobs, Juliet. Rostow's Stages of Growth Development Model. *ThoughtCo*, [thoughtco.com/rostows-stages-of-growth-development-model-1434564](https://www.thoughtco.com/rostows-stages-of-growth-development-model-1434564). 2023.

48. Kondratieff N. D. The Static and the Dynamic View of Economics. *OUP Academic*. URL: <https://doi.org/10.2307/1883266> (date of access: 27.07.2023).

49. Short W., Packey D., Holt T. A manual for economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. *National renewable energy laboratory, U.S. department of energy managed by midwest research institute*. 1995. P. 120.

50. Kijek A., Kijek T. Modelling of innovation diffusion. *Operations research and decisions*. 2010. Vol. 3-4, no. 20. P. 53–68.

51. Hanssens D. M., Mahajan V., Peterson R. A. Innovation diffusion: models and applications. *Journal of marketing research*. 1985. Vol. 22, no. 4. P. 468. URL: <https://doi.org/10.2307/3151593> (date of access: 27.07.2023).

52. Fournier L. A., Woodlock J. W. Early prediction of market success for new grocery products. *Journal of marketing*. 1960. Vol. 25, no. 2. P. 31–38. URL: <https://doi.org/10.1177/002224296002500206> (date of access: 27.07.2023).
53. Mansfield E. Technical change and the rate of imitation. *Econometrica*. 1961. Vol. 29, no. 4. P. 741–766. URL: <https://doi.org/10.2307/1911817> (date of access: 27.07.2023).
54. Wildt A. R., Linstone H. A., Sahal D. Technological substitution: forecasting techniques and applications. *Journal of marketing research*. 1977. Vol. 14, no. 3. P. 425. URL: <https://doi.org/10.2307/3150798> (date of access: 27.07.2023).
55. Nutt W. O. Technological forecasting for decision making. *Long range planning*. 1974. Vol. 7, no. 1. P. 67–68. URL: [https://doi.org/10.1016/0024-6301\(74\)90087-9](https://doi.org/10.1016/0024-6301(74)90087-9) (date of access: 27.07.2023).
56. Bass F. M. A new product growth for model consumer durables. *Management science*. 1969. Vol. 15, no. 5. P. 215–227. URL: <https://doi.org/10.1287/mnsc.15.5.215> (date of access: 27.07.2023).
57. Hall B. Innovation and diffusion. National Bureau of Economic Research, Inc, 2004. URL: <https://EconPapers.repec.org/RePEc:nbr:nberwo:10212> (date of access: 27.07.2023).
58. Romer P. M. Increasing returns and long-run growth. *Journal of political economy*. 1986. Vol. 94, no. 5. P. 1002–1037. URL: <https://doi.org/10.1086/261420> (date of access: 27.07.2023).
59. Stanton B. F., Rogers E. M. Diffusion of innovations. *Journal of farm economics*. 1963. Vol. 45, no. 4. P. 898. URL: <https://doi.org/10.2307/1235767> (date of access: 27.07.2023).
60. Perez-Perez C. Toward a comprehensive theory of long waves. Long waves, depression, and innovation. *Implication for national and regional economic policy: collaborative paper*. – IIASA. 1985. P. 103–107.
61. Denisov V. Dynamic models of cyclic development of photovoltaic power generation systems. *Vidnovljuvena energetika*. 2017. Vol. 1, no. 48. P. 36–43.

62. Саух С., Борисенко А. 65-2_Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах : монографія. Київ : «Три К», 2020. 340 с.
63. Denysov V., Babak V. Software and information simulation complex of multi-node integrated and autonomous power and heat supply systems. *System Research in Energy*. 2023. Vol. 2023, no. 3. P. 50–63. URL: <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.050> (date of access: 27.09.2023).
64. Denysov V. Software and information complex for district heat supply systems modeling. *System Research in Energy*. 2022. Vol. 2022, no. 1. P. 38–45. URL: <https://doi.org/10.15407/srenergy2022.01.038> (date of access: 27.09.2023).
65. PLEXOS Energy Modeling Software. *Energy Exemplar*. URL: <https://www.energyexemplar.com/plexos> (date of access: 21.07.2023).
66. Shedding light on the future of the energy system. *Shedding light on the future of the energy system*. URL: <https://antares-simulator.org/> (date of access: 21.07.2023).
67. Flextool. *IRENA – International Renewable Energy Agency*. URL: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Planning/Flextool> (date of access: 21.07.2023).
68. Denisov V. The phased optimization concept of models for assessing and forecasting the structure and modes of use of energy complexes. *Monografia pokonferencyjna. science, research, development* : монографія. 19th ed. Warszawa, 2019. Vol. 19. P. 17–19.
69. Ugolnitskii G. A., Usov A. B. Control of complex ecological-economic systems. *Automation and Remote Control*. 2009. Vol. 70, no. 5. P. 897–906. URL: <https://doi.org/10.1134/s0005117909050154> (date of access: 27.07.2023).
70. Denisov V. Integrated Power System multi-node model, taking into account the nondispatchable of renewable energy sources. *2022 IEEE 8th international conference on energy smart systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 12–14 October 2022. 2022. URL: <https://doi.org/10.1109/ess57819.2022.9969255> (date of access: 27.07.2023).

71. Kopp R. E. Pontryagin maximum principle. *Mathematics in science and engineering*. 1962. P. 255–279. URL: [https://doi.org/10.1016/s0076-5392\(08\)62095-0](https://doi.org/10.1016/s0076-5392(08)62095-0) (date of access: 27.07.2023).

72. Bellman R., Dreyfus S. Functional approximations and dynamic programming. *Mathematical tables and other aids to computation*. 1959. Vol. 13, no. 68. P. 247. URL: <https://doi.org/10.2307/2002797> (date of access: 27.07.2023).

73. Denisov V. A., Chuprina L. V. Technological conditions synchronous operation of united power system of Ukraine and neighboring ENTSO-E-member power systems. *The problems of general energy*. 2021. Vol. 2021, no. 3. P. 53–62. URL: <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.053> (date of access: 27.07.2023).

74. Про ратифікацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони : Закон України від 16.09.2014 р. № 1678-VII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1678-18#Text> (дата звернення: 27.07.2023).

75. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII : станом на 27 лип. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 27.07.2023).

76. «Правила ринку» : Постанова від 14.03.2018р №307 від 14.03.2018 р. № 307.

77. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 р. № 308 : станом на 2 груд. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (дата звернення: 27.07.2023).

78. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони : Угода Україна від 27.06.2014 р. : станом на 25 жовт. 2022 р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011#Text (дата звернення: 27.07.2023).

79. Презентація НЕК "Укренерго". План інтеграції ОЕС України в ENTSO-E. *Share and Discover Knowledge on SlideShare*. URL: <https://www.slideshare.net/NPCUkrenergo/entsoe-233692950> (дата звернення: 27.07.2023).

80. World energy outlook 2019. OECD, 2019. URL: <https://doi.org/10.1787/caf32f3b-en> (date of access: 27.07.2023).

81. Denisov V. A. Determination of optimal operating modes of the Ukrainian power system when covering the daily schedule of electrical loads, ensuring the necessary volumes of redundancy and using storage capacities. *The problems of general energy*. 2020. Vol. 2020, no. 4. P. 33–44. URL: <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.033> (date of access: 27.07.2023).

82. A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030 / M. Ram et al. *Journal of Cleaner Production*. 2018. Vol. 199. P. 687–704. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.159> (date of access: 21.07.2023).

83. Projected costs of generating electricity 2020 – analysis. IEA. URL: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (date of access: 21.07.2023).

84. Timilsina G. R. Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies. *Development Research Group, Development Economics./ The World Bank*. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/125521593437517815/pdf/Demystifying-the-Costs-of-Electricity-Generation-Technologies.pdf> (date of access: 21.07.2023).

85. Non-baseload operation in nuclear power plants: load following and frequency control modes of flexible operation. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY*. URL: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1756_web.pdf (date of access: 21.07.2023).

86. Denisov V. Electricity prime cost optimization potential assessment of the ukrainian integrated power system taking into account technological limitations. *Herald pedagogiki. nauka i praktyka*. 2020. Vol. 54. P. 6–11.

87. Systems Engineering and Industrial Engineering / G. S. Parnell et al. *INCOSE International Symposium*. 2022. Vol. 32, no. 1. P. 1010–1021. URL: <https://doi.org/10.1002/iis2.12978> (date of access: 21.07.2023).
88. Calise F., Figaj R. Recent Advances in Sustainable Energy and Environmental Development. *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 18. P. 6534. URL: <https://doi.org/10.3390/en15186534> (date of access: 21.07.2023).
89. Improving the model of long-term technological update of power system components / V. Denysov et al. *System research in energy*. 2023. Vol. 2023, no. 2. P. 30–37. URL: <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.02.030> (date of access: 21.07.2023).
90. Denisov V. Family of hierarchical models of sequential optimization of the energy systems sustainable development. *Renewable energy and energy efficiency in the 21st century*: Materials of the XVIII international conference, Kyiv. 2017. P. 119–123.
91. Денисов В. Стохастична квазі-динамічна модель економіко-технологічного впливу життєвого циклу інноваційних технологій. *Проблеми нормативно-правового забезпечення інноваційної діяльності та шляхи їх вирішення*, м. Київ, 27 верес. 2017 р. Київ, 2017. С. 35–37.
92. A review on long-term electrical power system modeling with energy storage / C. S. Lai et al. *Journal of cleaner production*. 2021. Vol. 280. P. 124298. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124298> (date of access: 21.07.2023).
93. Long-term energy system planning considering short-term operational constraints / A. S. Gaur et al. *Energy strategy reviews*. 2019. Vol. 26. P. 100383. URL: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100383> (date of access: 21.07.2023).
94. Izui Y., Koyama M. Future energy and electric power systems and smart technologies. *IEEEJ transactions on electrical and electronic engineering*. 2017. Vol. 12, no. 4. P. 453–464. URL: <https://doi.org/10.1002/tee.22436> (date of access: 21.07.2023).
95. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення

необхідного резерву у 2022 році, затверджений постановою НКРЕКП від 11.04.2023 № 664*. *ПрАТ «НЕК «Укренерго»*. URL: <https://ua.energy/zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej/> (дата звернення: 21.07.2023).

96. Maistrenko N. Y. The prediction of energy consumption for the sector of general government in the Ukrainian economy until 2040. *The Problems of General Energy*. 2022. Vol. 2022, no. 1-2. P. 82–89. URL: <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.082> (date of access: 02.08.2023).

97. E-storage: shifting from cost to value. (2016). *World Energy Council*. URL: <http://www.worldenergy.org/publications/> (date of access: 07.06.2023).

98. Levelized cost of electricity and levelized avoided cost of electricity methodology supplement. *Homepage - U.S. Energy Information Administration (EIA)*. URL: https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf (date of access: 21.07.2023).

99. Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2017. U.S. Energy Information Administration, 2017. 21 p.

100. Marín-Cano C., Mejía-Giraldo D. Levelized avoided cost of electricity model based on power system operation. *DYNA*, 85(206), pp. 79-84, September, 2018. *Home Page*. URL: <https://doi.org/10.15446/dyna.v85n206.69577> (date of access: 27.10.2023).

101. Diatlova V., Petryk I. Сучасні підходи до розвитку відновлювальної енергетики як складової інноваційної економіки України. *Економіка і організація управління*. 2019. № 2. С. 20–27. URL: <https://doi.org/10.31558/2307-2318.2019.2.2> (дата звернення: 01.08.2023).

102. Концепція дорожньої карти розвитку водневої енергетики України на період до 2035 року / S. Kudria та ін. *Vidnovluvana energetika*. 2019. № 4(59). С. 22–28. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.4\(59\).22-28](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.4(59).22-28) (дата звернення: 01.08.2023).

103. Біла С. О. Розвиток відновлюваної енергетики – складова переходу до сталого розвитку: досвід ЄС та України: thesis. 2018. URL: <http://er.nau.edu.ua/handle/NAU/40118> (дата звернення: 01.08.2023).

104. Савицький О., Алієва О. «Енергетичний Перехід» – найбільший виклик часу для України. *Українська Кліматична Мережа | Робоча група неурядових екологічних організацій з питань зміни клімату*. URL: <https://ucn.org.ua/?p=4528> (дата звернення: 21.07.2023).

105. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність” : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р : станом на 21 квіт. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-p#Text> (дата звернення: 07.08.2023).

106. М Денисюк. Яким буде енергетичний сектор після війни. *Економічна правда*. URL: <https://www.epravda.com.ua/columns/2023/07/4/701854/> (дата звернення: 21.07.2023).

107. Про затвердження Кодексу системи передачі : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 р. № 309 : станом на 14 квіт. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 27.07.2023).

108. Shulzhenko S. V., Turutikov O. I., Tarasenko P. V. Model of Mathematical programming with integer variables for determining the optimal regime of loading of hydroelectric pumped storage power plants for balancing daily Profile of electric loads of the power system of Ukraine. *The problems of general energy*. 2019. Vol. 2019, no. 4. P. 13–23. URL: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013> (date of access: 21.07.2023).

109. Shulzhenko S. V., Turutikov O. I., Ivanenko N. P. Mixed-integer linear programming mathematical model for founding the optimal dispatch plan of Ukrainian thermal power plants’ units and hydro pumping storages stations’ units for balancing daily load profile of power system of Ukraine. *The problems of general energy*. 2020.

Vol. 2020, no. 1. P. 14–23. URL: <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014> (date of access: 21.07.2023).

110. Проблеми та перспективи роботи ГЕС та ГАЕС у новому ринку електроенергії. І. Сирота та ін. *Гідроенергетика України*. 2019. Т. 3, № 4. С. 17–19.

111. Електричні станції і підстанції [текст]: конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання / уклад. Євсюк М.М. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 210 с.

112. An integrated environment for optimisation using modelling languages within Excel. *SolverStudio for Excel*. URL: <https://solverstudio.org/download-install/> (date of access: 29.07.2023).

113. GLPK (GNU Linear Programming Kit). *Linear Programming and Algorithms for Communication Networks*. 2012. P. 39–44. URL: <https://doi.org/10.1201/b12733-5> (date of access: 01.08.2023).

114. Hourly power balance of ukraine's IPS for 2018. <https://data.gov.ua/dataset>. URL: <https://data.gov.ua/dataset>.

115. Hourly electricity balance of the IPS of Ukraine - Energy Map. *Energy Map*. URL: <https://map.ua-energy.org/en/resources/8998f2ed-379f-4fa9-9076-88782b32ee4f/> (date of access: 21.07.2023).

116. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії. *ПрАТ «Укренерго»*. URL: <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafikvyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/> (дата звернення: 06.10.2020).

117. Hourly electricity balance of the IPS of Ukraine - Energy Map. *Energy Map*. URL: <https://map.ua-energy.org/en/resources/8998f2ed-379f-4fa9-9076-88782b32ee4f/> (date of access: 07.06.2023).

118. Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for pan-European market. *ENTSO-E Transparency Platform*. URL: <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/yearLoad/show> (date of access: 21.07.2023).

119. Breyer Christian C. PV manufacturing in europe - european technology and innovation platform photovoltaics. *Share and Discover Knowledge on SlideShare*. URL: https://www.slideshare.net/cluster_tweed/pv-manufacturing-in-europe-european-technology-and-innovation-platform-photovoltaics (date of access: 09.08.2023).
120. Грушко В. І. Синхронізація об'єднаної енергосистеми України з ENTSO-E: економічний вимір. *"Scientific notes of the University"KROK*". 2022. С. 9–16. URL: <https://doi.org/10.31732/2663-2209-2022-66-9-16> (дата звернення: 21.07.2023).
121. Перша перемога на енергетичному фронті: енергосистема України стала частиною енергосистеми Європи. *Офіційний портал Верховної Ради України*. URL: <https://www.rada.gov.ua/print/220582.html> (дата звернення: 21.07.2023).
122. Сальдо перетоків між енергосистемою України і енергосистемами суміжних країн. *Офіційний веб-сайт НЕК «Укренерго»*. URL: <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/peretoky/>.

ДОДАТОК А – Основні показники систем моделювання енергетики

Таблиця А.1 – Основні показники систем моделювання енергетики [62]

Назва системи моделювання	Рік випуску	Призначення	Часовий горизонт, роки	Кількість інтервалів на рік
AEOLIUS	2005	M	≤ 2	≥ 8760
AIM	1996	I	> 30	≤ 1
AURORAхmp	2017	Y+I	> 30	≥ 8760
BALMOREL	2000	Y+I	$> 1 \dots \leq 30$	≥ 8760
BCHP Screening Tool	2003	Y	≤ 2	≥ 8760
Calliope	2015	Y+I	$> 1 \dots \leq 30$	≥ 8760
CASPOC	2018	M	≤ 2	≥ 8760
CYME	2018	M	$> 1 \dots \leq 30$	≥ 8760
CGEN	2007	Y	≤ 2	≥ 8760
CHP capacity optimizer	2005	Y+I	$> 2 \dots \leq 30$	≥ 8760
CHPSizer	2001	Y	> 30	$> 1 \dots < 8760$
COMPETES	2004	Y	≤ 2	$> 1 \dots < 8760$
COMPOSE	2008	Y+I	> 30	≥ 8760
COSMEE	1998	Y	≤ 2	≥ 8760
DEARS	2005	I	> 30	≤ 1
DER-CAM	2000	Y+I	≤ 2	≥ 8760
DESSTinEE	2015	M	$> 1 \dots \leq 30$	≥ 8760
DIETER	2015	Y+I	≤ 2	$> 1 \dots < 8760$
DIgSILENT/Power Factory	2019	M	$> 1 \dots \leq 30$	≥ 8760
DIME	2007	Y+I	$> 2 \dots \leq 30$	$> 1 \dots < 8760$
DNE21	1999	I	> 30	≤ 1
DTI	1999	I	$> 2 \dots \leq 30$	$> 1 \dots < 8760$
E2M2s	2002	Y+I	$> 2 \dots \leq 30$	$> 1 \dots < 8760$
E3database	2008	M	$> 2 \dots \leq 30$	$> 1 \dots < 8760$
E4cast	2000	I	$> 2 \dots \leq 30$	≤ 1
EGEAS	1979	Y+I	$> 2 \dots \leq 30$	≥ 8760
Elfin	1991	Y	≤ 2	≥ 8760
EMCAS	2002	I	> 30	≥ 8760
EMELIE	2003	M	> 30	$> 1 \dots < 8760$
EMINENT	2005	M	≤ 2	≥ 8760

Продовження таблиці А.1 – Основні показники систем моделювання енергетики [62]

Назва системи моделювання	Рік випуску	Призначення	Часовий горизонт, роки	Кількість інтервалів на рік
EMMA	2017	У+І	>2 ... ≤30	≥8760
EMPIRE	2016	І	>30	≤1
EMPS	1975	У	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
Energy 2020	1972	М	>2 ... ≤30	≤1
EnergyPLAN	1999	У+І	≤2	≥8760
energyPRO	1987	У+І	>30	≥8760
Enertile	2019	У+І	>30	≥8760
ENTIGRIS	2019	У+І	>30	≥8760
ERIS	1996	І	>30	≤1
ESPAUT	2005	І	≤2	≥8760
ETM Model	2018	М	>30	≥8760
Energy Transition Model	2017	М	>30	≥8760
ETSAP-TIAM	2008	У+І	>30	>1 ... <8760
EUCAD	2015	У	≤2	≥8760
EUPower-Dispatch	2013	У	≤2	≥8760
Ficus	2018	У+І	≤2	≥8760
FOSSIL2	1972	І	>30	>1 ... <8760
GCAM	2019	М	>30	≤1
GEM-E3	2013	М	>30	≤1
genEris	2005	І	>30	≤1
GENESYS	2014	І	>30	≥8760
GridLAB-D	2019	М	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
GTMmax	1995	У	≤2	≥8760
H2A analysis	2003	У+І	≤2	≥8760
H2RES	2000	У	>30	≥8760
HOMER	1992	У+І	≤2	≥8760
HUD CHP Screening Tool	2002	М	≤2	>1 ... <8760
HYDROGEMS	1995	М	≤2	≥8760
HYPERSIM	2018	М	≤2	≥8760
HYPRO	2005	М	>2 ... ≤30	≤1
iHOGA	2019	У+І	≤2	≥8760
IKARUS	1991	І	>30	≤1

Продовження таблиці А.1 – Основні показники систем моделювання енергетики [62]

Назва системи моделювання	Рік випуску	Призначення	Часовий горизонт, роки	Кількість інтервалів на рік
IMAGE-TIMER	1997	У+І	>30	>1 ... <8760
IMAKUS	2012	У+І	≤2	≥8760
INFORSE	2002	М	>30	≤1
Invert	2003	І	>2 ... ≤30	≤1
INVERT/EE-Lab	2015	М	>30	≤1
IPM	1980	У+І	>2 ... ≤30	≥8760
IPSA 2	2015	М	≤2	≥8760
IRiE	2012	У	≤2	≥8760
LEAP	1980	М	>30	≤1
LIBEMOD	2009	М	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
LIMES-EU	2011	М	>30	≤1
LOADMATCH	2015	М	>2 ... ≤30	≥8760
LUSYM	2014	У	≤2	≥8760
MARKAL/TIMES	1978	У+І	>30	>1 ... <8760
MELP	1997	І	>2 ... ≤30	≤1
MERGE	1994	М	>30	≤1
Mesap PlaNet	1997	М	>30	≥8760
MESSAGE	1978	У+І	>30	≤1
MiniCAM	1982	М	>30	≤1
MTSIM	2009	У	≤2	≥8760
NARE	1973	У+І	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
NEMO	2011	У+І	≤2	≥8760
NEMS	1993	М	>2 ... ≤30	≤1
NEWAVE	1992	У	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
ObjECTS-MiniCAM	2005	М	>30	≥8760
Oemof (SOLPH)	2017	М	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
OpenDSS	2009	М	≤2	≥8760
ORCED	1996	У+І	≤2	≥8760
OSeMOSYS	2011	І	>30	>1 ... <8760
OVER/UNDER	1977	І	>2 ... ≤30	≤1
PLEXOS	2003	У+І	>2 ... ≤30	≥8760
POLES	1993	М	>30	≤1
PowerGAMA	2013	М	≤2	≥8760

Продовження таблиці А.1 – Основні показники систем моделювання енергетики [62]

Назва системи моделювання	Рік випуску	Призначення	Часовий горизонт, роки	Кількість інтервалів на рік
POWERS	2001	М	>30	>1 ... <8760
PRIMES	1994	М	>30	≤1
ProdRisk	1994	У+І	>2 ... ≤30	≥8760
PROMETHEUS	2007	М	>30	≤1
PROVIEW	1980	У+І.	>2 ... ≤30	≥8760
PyPSA	2016	У+І	≤2	≥8760
RAMSES	1988	У	>2 ... ≤30	≥8760
RAPSim	2014	М	≤2	≥8760
Ready Reckoner	1997	М	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
ReEDS	2018	М	>30	>1 ... <8760
ReMIND	2015	М	>30	>1 ... <8760
REMARK	2006	У	≤2	≥8760
REMix	2012	У+І	≤2	≥8760
renpass	2015	У	≤2	≥8760
RETScreen	1996	І	>30	>1 ... <8760
ROM	2007	У	≤2	≥8760
RSTEM	2005	У	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
SAFIRE	1997	І	>30	≤1
SAGE	2002	І	>2 ... ≤30	≤1
SAM	2017	І	≤2	≥8760
SAMPLAST	1993	У	≤2	>1 ... <8760
SESAM	1987	М	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
SIMPOW	2019	М	≤2	≥8760
SIREN	2014	М	≤2	≥8760
SIVAEL	1990	М	≤2	≥8760
SMART	2009	У+І	>30	≥8760
SNOW	2015	М	>30	>1 ... <8760
SPSEK	1984	У+І	>2 ... ≤30	≤1
stELMOD	2013	У	≤2	≥8760
STREAM	2004	М	≤2	≥8760
System optimizer	2004	І	>2 ... ≤30	>1 ... <8760
SWITCH	2012	У+І	>2 ... ≤30	≥8760
Temoa	2013	М	>2 ... ≤30	≤1
TRNSYS16	1975	У+І	>30	≥8760

Продовження таблиці А.1 – Основні показники систем моделювання енергетики [62]

Назва системи моделювання	Рік випуску	Призначення	Часовий горизонт, роки	Кількість інтервалів на рік
TRNSYS18	2018	М	>30	≥ 8760
UniSyD3.0	2003	М	>30	>1 ... <8760
UPLAN	1988	У	>2 ... ≤ 30	≥ 8760
Urbs	2019	У+І	>30	>1 ... <8760
UREM	2007	І	>30	≤ 1
VTT-EMM	2007	У	>2 ... ≤ 30	>1 ... <8760
WASP	1972	І	>2 ... ≤ 30	>1 ... <8760
WEM	1993	І	>2 ... ≤ 30	≤ 1
WeSIM	2013	У+І	>2 ... ≤ 30	≥ 8760
WILMAR Planning Tool	2006	У	≤ 2	≥ 8760
WITCH	2005	І	>30	≤ 1

Таблиця А.2 – Системи моделювання економічної рівноваги енергетичних комплексів [62]

AURORAxmp	LIBEMOD	PLEXOS
BALMOREL	MARKAL/TIMES	POLES
E4cast	NEMO	PRIMES
ETM Model	NEMS	ReEDS
ENPEP	Oemof (SOLPH)	SNOW
ETSAP-TIAM	ObjCETS-MiniCFM	TIMES
GCAM	ORCED	UniSyD3.0
GEM-E3	PERSEUS	WITCH

Таблиця А.3. – Вирішувачі математичних задач [62]

Система моделювання	Вирішувач	Розробник	Рік розробки вирішувача
NEMS	MPSIII Optimization and Modeling Library	Ketron Optimization	1980
PLEXOS	Xpress-MP	FICO	1988
	CPLEX	IBM	1988
	MOSEK	MOSEK	2000
	GUROBI	Gurobi	2009
PRIMES	GAMS	GAMS Dev. Cor.	1987
	CPLEX	IBM	1988
	PATH	Wisconsin Uni.	1995

Таблиця А.4. – Сучасні системи рівноважного моделювання енергетики [62]

Система моделювання	Країна походження	Вирішувач
IFFS	США	PIES, алгоритм Гауса-Зейделя
NEMS	США	PIES, блоковий Гауса-Зейделя
ENPEP	США	Дані не знайдено
GEMS	США	Дані не знайдено
GEMINI	Франція	PATH
PRIMES	Греція	PATH
C-GEM	КНР, США	PATH

ДОДАТОК Б – Множини, параметри та змінні моделі, що побудована для енергосистеми України

Множини:

T – горизонт моделювання, годин, тижнів, років;

WPP – перелік генераторів ГЕС;

TCC – множина енергоблоків ТЕС;

HP – перелік генераторів ГАЕС.

Параметри:

DATE – дата моделювання.

Параметри АЕС, СЕС, ВЕС:

C_{NPP}^C – собівартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком АЕС, дол США/МВт·год;

C_{PV}^C – собівартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком СЕС, дол США/МВт·год;

C_{WIND}^C – собівартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком ВЕС, дол США/МВт·год;

P_{NPP}^{Σ} – загальна потужність, яку всі АЕС віддають в мережу, МВт;

$P_{PV}^{\Sigma G}$ – максимально припустимий рівень потужності генерації всіма СЕС, МВт;

$P_{WIND}^{\Sigma G}$ – максимально припустимий рівень потужності генерації всіма ВЕС, МВт;

K_{PV}^G – прогнозований коефіцієнт збільшення потужності генерації всіма СЕС;

K_{WIND}^G – прогнозований коефіцієнт збільшення потужності генерації всіма ВЕС;

Параметри ГЕС:

P_{WPP} – встановлена потужність гідроагрегатів ГЕС, МВт;

P_{WPP}^{MAX} – максимальна потужність, яку гідроагрегат ГЕС віддає в мережу, МВт;

P_{WPP}^{MIN} – мінімальна потужність, яку гідроагрегат ГЕС віддає в мережу, МВт;

$P_{WPP}^{RUMP_MAX}$ – максимальна можлива зміна потужності гідроагрегату ГЕС коли він працює, МВт;

$P_{WPP}^{\Sigma G}$ – максимально припустимий рівень потужності генерації всіма ГЕС, МВт;

$E_{WPP}^{D_MAX}$ – максимальний обсяг енергії, яку ГЕС віддає в мережу протягом доби, МВт·год.

$E_{WPP}^{D_MIN}$ – мінімальний обсяг енергії, яку ГЕС віддає в мережу протягом доби, МВт·год.

C_{WPP}^G – собівартість постачання електроенергії в мережу гідроагрегатом ГЕС, дол США/МВт·год.

Параметри ТЕС:

P_{TPP} – встановлена потужність енергоблоків ТЕС, МВт;

K_{TPP} – кількість енергоблоків ТЕС кожного типу;

P_{TPP}^{MAX} – максимальна потужність, яку енергоблок ТЕС віддає в мережу, МВт;

P_{TPP}^{MIN} – мінімальна потужність, яку енергоблок ТЕС віддає в мережу, МВт;

$P_{TPP}^{RUMP_MIN}$ – мінімальна можлива зміна потужності енергоблоку ТЕС коли він працює, МВт;

$P_{TPP}^{RUMP_MAX}$ – максимальна можлива зміна потужності енергоблоку ТЕС коли він працює, МВт;

C_{TPP}^G – собівартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком ТЕС, дол США/МВт год;

k_{TPP}^{GD} – кількість стартів енергоблоків ТЕС протягом доби;

$k_{TPP}^{G_MIN}$ – мінімальна кількість енергоблоків ТЕС що несуть навантаження;

$k_{TPP}^{G_MAX}$ – максимальна кількість енергоблоків ТЕС що несуть навантаження;

τ_{TPP}^{GD} – тривалість (кількість годин) експлуатації енергоблоку ТЕС протягом доби;

R_{TPP}^{SWITCH} – 1 – використовувати резервування за допомогою ТЕС, 0 – не використовувати;

R_{TPP}^{UP} – 1 – враховувати мінімальне значення резерву на навантаження за допомогою ТЕС, 0 – не враховувати;

R_{TPP}^{DOWN} – 1 – враховувати мінімальне значення резерву на розвантаження за допомогою ТЕС, 0 – не враховувати;

R_{TPP}^{MIN-UP} – мінімальне значення резерву на навантаження за допомогою ТЕС, МВт;

$R_{TPP}^{MIN-DOWN}$ – мінімальне значення резерву на розвантаження за допомогою ТЕС, МВт.

Параметри ГАЕС:

P_{HP} – потужність гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, МВт;

G_{HP} – потужність гідроагрегатів ГАЕС у режимі генерації, МВт;

C_{HP}^G – собівартість використання гідроагрегатів ГАЕС у режимі генерації, дол США/МВт·год;

C_{HP}^P – собівартість використання гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, дол США/МВт·год;

V_{HP}^P – максимальний обсяг енергії, накопичений гідроагрегатом ГАЕС у насосному режимі, МВт·годин;

τ_{HP}^{PG} – час (кількість годин) безперервної роботи гідроагрегатів ГАЕС у насосному та генераторному режимі;

k_{HP}^{DPG} – кількість пусків протягом доби гідроагрегатів ГАЕС у насосному та генераторному режимі.

- O_{HP}^D – обмеження кількості пусків протягом доби гідроагрегатів ГАЕС: 1 – кожен гідроагрегат має бути запущений один раз, 0 – можна не дотримуватись умови;
- V_{HP}^{WD} – баланс накопичення та використання води протягом доби гідроагрегатів ГАЕС: 1 – кожен гідроагрегат має використати всю накопичену воду, 0 – можна не дотримуватись умови;
- $P_{HP}^{\sum P}$ – максимально припустимий рівень споживання потужності для закачування всіма ГАЕС, МВт;
- $P_{HP}^{\sum G}$ – максимально припустимий рівень потужності генерації всіма ГАЕС, МВт;
- O_{HP}^{ST} – обмеження одночасного функціонування гідроагрегатів ГАЕС: 1 – не можна одночасно закачувати та генерувати, якщо в певний період часу гідроагрегат закачує, то всі інші гідроагрегати не можуть генерувати, 0 – можна не дотримуватись умови;
- R_{HP}^{SWITCH} – 1 – використовувати резервування за допомогою ГАЕС, 0 – не використовувати;
- R_{HP}^{UP} – 1 – враховувати максимальне значення резерву на навантаження за допомогою ГАЕС, 0 – не враховувати;
- R_{HP}^{DOWN} – 1 – враховувати мінімальне значення резерву на розвантаження за допомогою ГАЕС, 0 – не враховувати;
- $R_{HP}^{MAX_UP}$ – максимальне значення резерву на навантаження за допомогою ГАЕС, МВт;
- $R_{HP}^{MIN_DOWN}$ – мінімальне значення резерву на розвантаження за допомогою ГАЕС, МВт.

Параметри накопичувача (батареї):

V_B – встановлена ємність накопичувача, МВт·год;

$P_B^{G_MAX}$ – максимальна потужність, яку накопичувач віддає в мережу, МВт;

P_B^{C-MAX} – максимальна потужність, яку накопичувач споживає з мережі під час заряду, МВт;

E_B^{D-MAX} – максимально припустимий обсяг заряду-розряду накопичувача за добу, МВт·год;

C_B^G – собівартість постачання електроенергії в мережу накопичувачем, дол США/МВт·год;

C_B^C – собівартість споживання електроенергії з мережі накопичувачем під час заряду, дол США/МВт·год;

R_B^{SWITCH} – 1 – використовувати резервування за допомогою накопичувача, 0 – не використовувати;

R_B^{UP} – 1 – враховувати максимальне значення резерву на навантаження за допомогою накопичувача, 0 – не враховувати;

R_B^{DOWN} – 1 – враховувати максимальне значення резерву на розвантаження за допомогою накопичувача, 0 – не враховувати;

R_B^{MAX-UP} – максимальне значення резерву на навантаження за допомогою накопичувача, МВт;

$R_B^{MAX-DOWN}$ – максимальне значення резерву на розвантаження за допомогою накопичувача, МВт;

E_B^{τ} – баланс заряду-розряду накопичувача за попередні години: 1 – сумарний заряд батареї має бути більшим за сумарний розряд за попередні години, 0 – сумарний заряд батареї має бути більшим нуля.

Параметри загального резервування:

R_{ALL}^{UP} – 1 – враховувати мінімальне значення загального резерву на навантаження, 0 – не враховувати;

R_{ALL}^{DOWN} – 1 – враховувати мінімальне значення загального резерву на розвантаження, 0 – не враховувати;

R_{ALL}^{MIN-UP} – мінімальне значення загального резерву на навантаження, МВт;

$R_{ALL}^{MIN-DOWN}$ – мінімальне значення загального резерву на розвантаження, МВт.

Параметри імпорту-експорту:

P_I^{MAX} – максимальна потужність імпорту, МВт;

P_E^{MAX} – максимальна потужність експорту, МВт;

P_I^{MIN} – мінімальна потужність імпорту, МВт;

P_E^{MIN} – мінімальна потужність експорту, МВт;

E_I^{D-MAX} – максимально припустимий обсяг імпорту за добу, МВт·год;

E_E^{D-MAX} – максимально припустимий обсяг експорту за добу, МВт·год;

E_I^{D-MIN} – мінімально припустимий обсяг імпорту за добу, МВт·год;

E_E^{D-MIN} – мінімально припустимий обсяг експорту за добу, МВт·год;

C_I^G – собівартість імпорту;

C_E^G – собівартість експорту;

E_{IE}^D – баланс обсягів імпорту-експорту: 1 – нульове сальдо перетоків, 0 – не дотримуємося умови нульового сальдо.

Параметри штрафних функцій:

$C_{deficit}^P$ – вартість штрафу за недостатню потужність покриття;

$C_{overplus}^P$ – вартість штрафу за надлишок потужності покриття.

Змінні оптимізаційної моделі, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування енергетичної системи для покриття графіка навантаження.

Змінні, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування АЕС, ГЕС, СЕС та ВЕС:

P_t^{NPP} – сумарна погодинна потужність, яку всі АЕС віддають у мережу, МВт;

P_t^{WPP} – сумарна погодинна потужність, яку всі ГЕС віддають у мережу, МВт;

P_t^{PV} – сумарна погодинна потужність, яку всі СЕС віддають у мережу, МВт;

P_t^{WIND} – сумарна погодинна потужність, яку всі ВЕС віддають у мережу, МВт;

Змінні, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування ТЕС.

P_t^{TPP} – погодинна потужність, яку кожний енергоблок ТЕС віддає у мережу, МВт;

Y_{bt}^{TPP} – ознака старту (включення) енергоблоку, або декількох енергоблоків ТЕС під навантаження, бінарна змінна, 1 – старт, сума цих змінних – кількість стартів енергоблоку за добу;

Y_{et}^{TPP} – ознака зупинки (виключення) енергоблоку, або декількох енергоблоків ТЕС з під навантаження, бінарна змінна, 1 – стоп;

Y_{ot}^{TPP} – кількість енергоблоків ТЕС в покритті графіка навантаження в конкретний період часу після старту в попередній період;

Y_{Lt}^{TPP} – ознака участі енергоблока ТЕС у покритті графіка навантаження в конкретний період.

Змінні, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування ГАЕС:

P_t^{HP} – погодинна потужність, яку кожний енергоблок ГАЕС споживає з мережі в насосному режимі, МВт;

G_t^{HP} – погодинна потужність, яку кожний енергоблок ГАЕС віддає у мережу в режимі генерації, МВт;

Y_{bt}^{HP-P} – ознака старту (включення) гідроагрегату ГАЕС у насосному режимі, бінарна змінна;

Y_{bt}^{HP-G} – ознака старту (включення) гідроагрегату ГАЕС у режимі генерації бінарна змінна;

E_t^{HP} – поточний обсяг накопиченої енергії кожної ГАЕС, МВт·год;

$E_t^{HP-\Sigma}$ – сумарний поточний обсяг накопиченої енергії всіма ГАЕС, МВт·год.

Змінні, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування накопичувача.

P_t^{BC} – погодинна потужність, яку накопичувач споживає з мережі в режимі заряду, МВт;

P_t^{BG} – погодинна потужність, яку накопичувач віддає у мережу в режимі розряду, МВт;

E_t^{BC} , E_t^{BG} – поточний обсяг накопиченої енергії накопичувачем у режимі заряду, розряду, МВт·год;

Змінні, погодинного використання імпорту та експорту:

P_t^I – погодинна потужність імпорту електроенергії в мережу, МВт;

P_t^E – погодинна потужність експорту електроенергії з мережі, МВт.

Змінні, погодинного резерву для навантаження та розвантаження системи.

R_t^{TPP-UP} – погодинна потужність резерву ТЕС на навантаження, МВт;

$R_t^{TPP-DOWN}$ – погодинна потужність резерву ТЕС на розвантаження, МВт;

R_t^{HP-UP} – погодинна потужність резерву ГАЕС на навантаження, МВт;

$R_t^{HP-DOWN}$ – погодинна потужність резерву ГАЕС на розвантаження, МВт;

R_t^{B-UP} , R_t^{B-DOWN} – погодинна потужність резерву накопичувача на навантаження, розвантаження, МВт;

$R_t^{\Sigma-UP}$, $R_t^{\Sigma-DOWN}$ – погодинна потужність сумарного резерву системи на навантаження, розвантаження, МВт;

Штрафні змінні, недостатньої або надлишкової погодинної потужності системи.

$P_t^{P-deficit}$ – обсяг недостатньої потужності покриття, МВт;

$P_t^{P-overplus}$ – обсяг надлишкової потужності покриття, МВт.

Змінна необхідної погодинної потужності для покриття графіка електричних навантажень системи.

D_t – необхідна погодинна потужність, (МВт) для покриття графіка навантаження системи [114].

ДОДАТОК В – Таблиці електричної потужності для 2018 року, коли спостерігалися максимуми і мінімуми навантаження для кожної з енергосистем України та суміжних країн членів ENTSO-E

Таблиця В.1 – Електрична потужність (МВт) для 2018 року, коли спостерігалися максимуми і мінімуми навантаження для кожної з енергосистем України та суміжних країн членів ENTSO-E.

Години	Максимуми				Мінімуми			
	Польща 28-02	Україна 20-12	Румунія 27-02	Угорщина 02-03	Польща 20-05	Україна 27-05	Румунія 08-04	Угорщина 21-05
1	20025	18990	7316	5347	14271	13475	5320	3437
2	19365	19013	7247	5112	13588	12897	5115	3286
3	19063	19258	7232	4891	13183	12429	5039	3150
4	19106	20031	7309	4759	13031	12172	4988	3089
5	19474	21602	7472	4964	12551	12067	4941	3025
6	20350	22760	7946	5421	12262	12282	4877	3015
7	22455	23916	8684	6054	12757	12794	4863	3132
8	24431	24422	9259	6318	13501	12879	4986	3089
9	25582	24632	9529	6395	14591	13459	5018	3591
10	25806	24375	9596	6479	15379	14025	4964	3840
11	25604	24180	9525	6541	15690	13937	4859	3927
12	25759	24306	9453	6592	15698	14122	4760	3986
13	25766	23336	9376	6587	15640	14064	4650	3965
14	25700	24499	9128	6531	15538	14103	4542	3865
15	25387	24684	8940	6404	15327	14022	4548	3911
16	24903	24357	8962	6368	14930	13858	4553	3904
17	24737	23909	9021	6305	14762	14073	4642	3950
18	25435	23579	9526	6395	14749	14087	4764	3980
19	26258	23132	9695	6410	15104	14095	5033	4040
20	26081	22703	9469	6358	15473	13951	5748	4111
21	25439	21385	9050	6149	15941	14453	5881	4245
22	23893	20719	8338	5979	16567	15173	5579	4230
23	22307	19895	7779	5710	15940	14273	5251	3935
24	20934	19308	7457	5523	14847	13395	4980	3693

Таблиця В.2 – Параметри участі у покритті сумарного мінімального та максимального навантаження енергетичної системи ENTSO-E 17.06 та 28.02.2018 року для енергосистем України та суміжних країн членів ENTSO-E.

Годи на	Участь у покритті сумарного максимального навантаження (МВт) 28.02.2018 р.					Участь у покритті сумарного мінімального навантаження (МВт) 17.06.2018 р.				
	Польща	Україна	Румунія	Угорщина	Словаччина	Польща	Україна	Румунія	Угорщина	Словаччина
1	20025	19112	7271	5333	3646	15072	14694	5583	4070	2681
2	19365	18907	7183	5049	3551	14316	14820	5423	3906	2576
3	19063	18884	7164	4840	3527	13987	14724	5273	3727	2542
4	19106	19329	7273	4731	3523	13504	14658	5263	3650	2531
5	19474	20054	7457	4959	3637	13051	14865	5122	3588	2514
6	20350	21707	7969	5410	3787	12896	15112	5086	3500	2496
7	22455	22611	8661	6184	4167	13397	15012	5237	3613	2601
8	24431	23791	9273	6262	4336	14302	14228	5594	3905	2776
9	25582	24237	9511	6321	4409	15367	14960	5782	4175	2986
10	25806	24139	9509	6326	4432	16269	15585	5909	4409	3170
11	25604	23906	9366	6323	4332	16786	15816	5938	4590	3285
12	25759	23734	9453	6350	4356	16967	16200	6018	4693	3332
13	25766	23587	9297	6322	4304	16983	16158	6059	4733	3214
14	25700	23467	9011	6296	4276	16856	16157	5960	4627	3134
15	25387	23521	8842	6234	4248	16431	16230	5943	4589	3072
16	24903	23189	8820	6228	4196	16236	16228	6004	4589	3039
17	24737	23896	8894	6207	4241	16070	16210	6084	4619	3040
18	25435	24111	9385	6448	4323	16094	16312	6073	4624	3032
19	26258	23782	9606	6563	4413	16151	16302	6125	4605	3013
20	26081	23295	9449	6537	4381	16570	16091	6202	4622	3058
21	25439	22440	9037	6374	4291	16777	16380	6492	4675	3090
22	23893	21324	8389	6183	4053	17210	16804	6341	4904	3130
23	22307	20150	7823	5875	3843	17057	15678	5856	4717	2993
24	20934	19492	7482	5686	3705	15897	15360	5464	4392	2848

ДОДАТОК Г – Копії актів впровадження результатів роботи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з навчальної роботи

КПІ ім. Ігоря Сікорського

Анатолій МЕЛЬНИЧЕНКО

» _____ 2023 р.



АКТ

про упровадження результатів науково-дослідницької роботи
у навчальний процес кафедри електропостачання
навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту

Навчально-методична комісія НН ІЕЕ у складі: голова – перший заступник директора НН ІЕЕ, д. т. н., доцент кафедри геоінженерії Оксана ТВЕРДА, заступник голови – к. т. н., доцент кафедри електропостачання Олена БОРИЧЕНКО, секретар – д. п. н., професор кафедри геоінженерії Олена КОФАНОВА, заступник директора НН ІЕЕ з навчально-виховної роботи, к. т. н., доцент кафедри геоінженерії Любов ШАЙДЕЦЬКА, заступник директора НН ІЕЕ з наукової та інноваційної діяльності, к. т. н., доцент кафедри автоматизації електротехнічних та мехатронних комплексів Алла БОСАК, заступник директора НН ІЕЕ з навчально-організаційної роботи, к. т. н., доцент кафедри електропостачання Віталій ПОБІГАЙЛО, к. т. н., доцент кафедри автоматизації електротехнічних та мехатронних комплексів Олександр МЕЙТА, к. т. н., доцент кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки Олексій ПОЛУКАРОВ, здобувач вищої освіти кафедри геоінженерії Артем СВЯТЮК,

цим Актом **засвідчує**, що результати за темою дисертаційного дослідження молодшого наукового співробітника Інституту загальної енергетики НАН України Денисова Віктора Абрамовича, науковий керівник – заступник директора з науково-організаційної роботи Інституту загальної енергетики НАН України, д. т. н. Запорожець Артур Олександрович, впроваджено в освітній процес кафедри електропостачання та використовуються в нормативній освітній компоненті «Математичне моделювання та прийняття рішень в системах енергопостачання» освітньо-професійної програми підготовки магістрів «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

У навчальний процес було впроваджено проблемно-орієнтований програмно-інформаційний комплекс, який містить програмні модулі числової реалізації розроблених та досліджених автором математичних моделей оптимізації режимів функціонування автономних і інтегрованих енергетичних систем, що підвищує якість підготовки здобувачів за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Голова комісії

Оксана ТВЕРДА

Секретар комісії

Олена КОФАНОВА



УКРЕНЕРГО

Національна енергетична компанія

вул. С. Петлюри, 25, м. Київ, 01032,
тел.: +38 044 238-38-38, факс: +38 044 238-32-64,
e-mail: nec-kanc@ua.energy, web: ua.energy,
код ЄДРПОУ 00100227



Заступнику директора з наукової
роботи Інституту загальної енергетики
НАН України, ст.наук.співр., к.т.н.
Шульженку С.В.

№ _____

Про надання довідки про
впровадження результатів
наукових робіт

Шановний Сергію Валентиновичу!

НЕК «Укренерго» розглянула лист Інституту загальної енергетики НАН України від 23.11.2022 р. № 268/277-20 про впровадження наукових робіт, що виконувались Інститутом загальної енергетики НАН України, та повідомляє наступне.

На Ваше прохання надаємо Довідку про впровадження результатів наукових робіт, які було виконано Інститутом загальної енергетики НАН України, а саме: а) «Розвиток математичних моделей та засобів інформатики визначення перспективної структури та обсягів розвитку традиційної і відновлюваної електроенергетики за умов її декарбонізації та впровадження принципів кліматичної нейтральності в Україні»; б) «Визначення перспективних технологій відновлюваних джерел енергії та економічно доцільних обсягів їх впровадження в енергосистемах України»; в) «Розвиток математичних та програмно-інформаційних засобів для прогнозування перспективної структури ядерної енергетики в умовах зростання екологічних вимог та ролі відновлюваних джерел енергії».

Додаток: Довідка про впровадження наукових робіт на 1 арк. у 1 прим.

Директор з управління ОЕС України –
головний диспетчер

Зайченко В.Б.

Шмарін 205 49 28



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат [58E2D9E7F900307B040000042E92300032A8E00](#)

Підписувач [Зайченко Віталій Борисович](#)

Дійсний з [12.01.2021 17:12:10](#) по [12.01.2023 17:12:10](#)

НЕК "Укренерго"



Вих.№ 01/53330

від 01.12.2022

Додаток

Довідка

про впровадження результатів наукових робіт

Проміжні результати наукових робіт «Розвиток математичних моделей та засобів інформатики визначення перспективної структури та обсягів розвитку традиційної і відновлюваної електроенергетики за умов її декарбонізації та впровадження принципів кліматичної нейтральності в Україні», «Визначення перспективних технологій відновлюваних джерел енергії та економічно доцільних обсягів їх впровадження в енергосистемах України», «Розвиток математичних та програмно-інформаційних засобів для прогнозування перспективної структури ядерної енергетики в умовах зростання екологічних вимог та ролі відновлюваних джерел енергії», що виконувались в Інституті загальної енергетики НАН України, було впроваджено у наукових роботах, виконаних за Договором між НЕК «Укренерго» та Інститутом загальної енергетики НАН України від «28» вересня 2022р. № 1916 «Послуги з прогнозування обсягів та кривих попиту на електричну енергію в ОЕС України в умовах військової агресії (на період з 01 жовтня 2022 року по 31 грудня 2023 року)».

Директор з управління ОЕС України –
головний диспетчер

Зайченко В.Б.

Шмарін 205 49 28



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат [58E2D9E7F900307B0400000042E92300032A8E00](#)

Підписувач [Зайченко Віталій Борисович](#)

Дійсний з [12.01.2021 17:12:10](#) по [12.01.2023 17:12:10](#)

НЕК "Укренерго"



Вих.№ 01/53330

від 01.12.2022