

МОДЕЛЮВАННЯ СТРУКТУРНОЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ У ПЕРІОД ПОВОЄННОГО ВІДНОВЛЕННЯ

Світова тенденція стрімкого зростання обсягів відновлених джерел енергії та поступової відмови від викопного палива разом із значними втратами енергетичного сектору внаслідок російської військової агресії прискорили необхідність структурної трансформації Об'єднаної енергосистеми України. Для вирішення цієї задачі в даній роботі використовується підхід на основі поєднання імітаційного моделювання варіантів трансформації структури генеруючих потужностей енергосистеми та оптимізаційної моделі частково цілочисельного лінійного програмування визначення оптимального складу і режимів роботи енергоблоків для сформованих варіантів структури енергосистеми. Сформовано два варіанта розвитку структури потужностей для різних типів генерації у перші роки повоєнного відновлення енергосистеми України з урахуванням її поточного стану і очікуваного зростання потужностей відновлюваних джерел енергії відповідно до цілей низьковуглецевого розвитку економіки. Отримані результати оптимізаційних розрахунків для сформованих варіантів структури дозволяють проаналізувати структурні зміни в енергосистемі і дослідити шляхи підвищення балансової надійності та гнучкості енергосистеми.

Ключові слова: трансформація енергосистеми, структура генеруючих потужностей, математична модель

Вступ

Об'єднана енергосистема (ОЕС) України потребує структурних змін внаслідок сучасних тенденцій поступової відмови від викопного палива і значного зростання генерації електроенергії за рахунок відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) - сонячної та вітрової енергії, а також біоенергетики. В той же час склад і структура енергосистеми зазнали значних змін внаслідок втрат через російську військову агресію. Для довоєнної структури генеруючих потужностей ОЕС України характерні надлишок базових атомних (АЕС) та теплових електростанцій (ТЕС) і значний дефіцит маневрових потужностей генерації. Станом на 2021 рік встановлена потужність ТЕС становила 21,8 ГВт (38,8%), АЕС - 13,8 ГВт (24,6%), ВДЕ – 8,1 ГВт (14,4%), гідроелектростанцій (ГЕС) та гідроакумулюючих електростанцій (ГАЕС) – 6,3 ГВт (11,2%) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ) – 6,1 ГВт (10,9%). Впродовж останніх років для покриття нічних провалів та ранкових і вечірніх піків навантаження доводилось застосовувати базові потужності ТЕС, що не відповідає їх проектним режимам експлуатації. Проблема нерівномірності графіка навантажень та його вирівнювання значно ускладнилась в останні роки після початку дії законів про «зелений тариф», що призвели до швидкого впровадження генеруючих потужностей ВДЕ без одночасного вводу регулюючих потужностей. Генерація вітрових (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС), що є джерелами негарантованої потужності, потребує додаткових маневрових потужностей з високими швидкісними характеристиками навантаження, наприклад газопоршневих установок (ГПУ), або систем накопичення та зберігання електроенергії, для компенсації нерівномірності виробництва електроенергії відновлюваними джерелами [1]. Зростання встановлених потужностей ВДЕ призводить до дисбалансу між споживанням і виробництвом електроенергії, який не вирішується наявними маневровими потужностями.

Проблема значно ускладнилась після початку російської повномасштабної агресії в лютому 2022 р. Енергетика України зазнала значних втрат. Тимчасова окупація частини територій, на яких знаходяться електростанції, і ракетні удари по енергетичній інфраструктурі призвели до значних змін в енергетичному балансі. 17 ГВт встановлених потужностей енергосистеми разом з Запорізькою АЕС опинились на окупованих територіях. Загальне виробництво електроенергії в Україні за 2022 р. скоротилося на 27,5% в порівнянні з 2021 роком - виробництво електроенергії на ТЕС впало на 35%, на АЕС – на 28%, на ТЕЦ – на 32%, генерація відновлювальних джерел знизилась на 36%. В той же час, зі значним скороченням майже на 30% валового внутрішнього продукту (ВВП) споживання електроенергії у 2022 р. скоротилося на 31%, зокрема на 45% у промисловості і на 16% населенням. Змінилась структура споживання електроенергії, що пов'язано зі скороченням виробництва, втратою ряду промислових підприємств і значною міграцією населення. У 2023 р. відбулась незначна стабілізація критичного стану енергосистеми після часткового відновлення пошкоджених енергоблоків, але нові ракетні удари по енергетичних об'єктах та інфраструктурі у березні-травні 2024 р. дуже ускладнили ситуацію в енергосистемі внаслідок майже повного знищення маневрових потужностей ТЕС і ГЕС. Були повністю знищені генеруючі потужності ПАТ «Центренерго».

Енергетичний холдинг ДТЕК втратив 80% своїх генеруючих потужностей. Також було виведено з ладу 2/3 гідроелектростанцій.

Для виходу з критичної ситуації, яка склалась в енергетиці України, необхідні швидке відновлення пошкоджених і побудова нових потужностей генерації замість втрачених. Нестача базових і маневрених потужностей, а також активний розвиток ВДЕ для побудови стійкої вуглецево-нейтральної енергетичної системи потребують комплексного визначення майбутньої структури генеруючих потужностей ОЕС України для підвищення стійкості і надійності електропостачання.

Метою роботи є дослідження можливих сценаріїв структурної трансформації енергосистеми на основі методів математичного моделювання, що дозволить сформулювати ефективні напрями її подальшого розвитку у період повоєнного відновлення.

Матеріали і результати досліджень.

Моделювання енергетичних систем стає все більш актуальним в сьогоденні умовах жорсткої кліматичної політики, вирішення проблем енергетичної безпеки і викликів, пов'язаних зі зміною природи енергетичної системи 21-го століття [2]. Енергетичні моделі є важливим дослідницьким інструментом в оцінці майбутніх енергетичних систем та в процесі визначення енергетичних цілей і відповідних найкращих енергетичних стратегій [3]. За останній час завдяки збільшенню обчислювальних потужностей кількість моделей енергетичних систем значно зросла. Аналіз, класифікація, тенденції та проблеми моделей сучасних енергетичних енергосистем розглядаються у низці оглядових публікацій [2-6]. За аналітичним підходом моделі енергетичних систем розділяють на моделі «зверху вниз», «знизу вгору», а також на гібридні моделі, що використовують обидва підходи. За методологією розрізняють імітаційні моделі, моделі оптимізації диспетчеризації і моделі оптимізації інвестицій. Моделі оптимізації диспетчеризації представляють собою задачі лінійного програмування і застосовуються для вирішення задачі оптимального завантаження генеруючих енергоблоків [7, 8]. В загальному вигляді задача формулюється наступним чином – генерація електроенергії, що забезпечується різними енергоблоками, повинна відповідати попиту з найменшими витратами з урахуванням забезпечення технологічних вимог до режимів експлуатації генеруючого обладнання.

В даній роботі застосовується модельний підхід [9, 10], в якому спочатку формуються можливі варіанти розвитку майбутньої структури генеруючих потужностей енергосистеми з урахуванням її поточного стану. Варіанти відрізняються обсягами встановленого обладнання різних типів генерації для покриття прогнозованого споживання [11]. На другому етапі на основі моделі математичного програмування визначення оптимального складу і режимів роботи (диспетчеризації) енергоблоків визначається доцільна структура генеруючих потужностей енергосистеми для покриття прогнозованого обсягу споживання електроенергії.

Формування варіантів розвитку структури генеруючих потужностей враховує скорочення вугільної генерації, зростання обсягів ВДЕ, розвиток нової газової генерації, відновлення пошкоджених ГЕС та будівництво нових ГАЕС, а також можливі варіанти розвитку атомної генерації [12]. Невизначеність термінів закінчення активних військових дій значно ускладнює цей процес і створює додаткові умови з урахуванням відновлення та повернення енергетичних об'єктів на тимчасово окупованих територіях до складу ОЕС. В той же час, значна втрата старої вугільної генерації дає можливість прискорити впровадження нових технологій генерації і подальший розвиток ВДЕ. В даній роботі пропонується дослідження двох варіантів трансформації структури енергетичного сектору у перші роки повоєнної відбудови – базовий і оптимістичний. В таблиці 1 представлені структури генеруючих потужностей енергосистеми, що відповідають сформованим варіантам трансформації.

Таблиця 1 – Структури встановлених потужностей для базового і оптимістичного варіантів

Тип електростанцій	Встановлена потужність, ГВт	
	Базовий варіант	Оптимістичний варіант
ТЕС вугільні	2,5	3,3
ТЕС газові, в т.ч.:	1,1	1,6
ГТУ	0,6	0,9
ГПУ	0,5	0,7
АЕС	7,7	7,7
ТЕЦ, блок-станції	1,8	1,8
ГЕС, ГАЕС	3,3	3,3
ВЕС	0,9	2,3
СЕС	6,3	7,0
Біо-ТЕС	0,3	0,3

Обидва варіанти передбачають часткове відновлення вугільних ТЕС, побудову нових газотурбінних (ГТУ) і газопоршневих (ГПУ) установок, прискорений розвиток вітрових і сонячних електростанцій, але відрізняються кількісними показниками Потужності атомної генерації у найближчі роки залишаються незмінними (7,7 ГВт) у зв'язку з неможливістю будівництва нових енергоблоків за 2-3 роки та швидкого повернення тимчасово окупованої Запорізької АЕС. Обидва варіанти також передбачають часткове відновлення пошкоджених гідроелектростанцій та теплоелектроцентралей з можливістю генерації електроенергії в обсязі до 50% від довоєнного рівня. Прогнозний обсяг споживання для базового варіанта визначається на рівні споживання 2023 р. (першого повного року війни) - 106 млрд кВт·год на рік. Для оптимістичного варіанта розвитку структури генеруючих потужностей енергосистеми прогнозний обсяг споживання зростає у порівнянні зі споживанням для базового варіанта приблизно на 7,5% до 114 млрд кВт·год на рік, що відповідає прогнозним темпам зростання економіки у найближчі 2-3 роки.

Для розрахунків запропонованих варіантів трансформації структури енергосистеми для генерації електроенергії різними типами генеруючого обладнання використовується математична модель визначення оптимального складу генеруючих потужностей та їх завантаження при покритті добових графіків електричного навантаження (ГЕН) ОЕС України, розроблена в Інституті загальної енергетики НАН України [13, 14]. Модель належить до класу моделей частково цілочисельного лінійного програмування. Досвід застосування даної моделі з різною ступінню деталізації генеруючих енергоблоків для вирішення певних задач наведено в [15-19]. В даній математичній моделі в якості критерія оптимізації використовується мінімізація витрат на виробництво електроенергії протягом доби з використанням генеруючих потужностей, що беруть участь у покритті ГЕН за виключенням витрат на роботу гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій у насосному режимі, а також враховуються додаткові «штрафні» витрати у випадку, якщо неможливо забезпечити дотримання балансу без використання штучних змінних z_t^I (умовний імпорт) та z_t^E (умовний експорт) (1). З урахуванням того, що значення штрафних параметрів при цих змінних значно більші, ніж вартісні параметри, які використовуються при змінних, що характеризують завантаження генеруючих потужностей, ці штучні змінні приймають ненульове значення тільки в окремих випадках, коли принципово неможливо збалансувати систему.

$$\sum_{t=1}^T \left[\sum_{k=1}^{K \setminus K^{PS}} p_{kt}^G c_{kt}^G + \sum_{k=1}^{K^{PS}} \sum_{u=1}^{U^{KPS}} (y_{kut}^G p_{kut}^G c_{kut}^G - y_{kut}^P p_{kut}^P c_{kut}^P) + z_t^I c_t^I + z_t^E c_t^E \right] \rightarrow \min, \quad (1)$$

де p_{kt}^G – обсяг генерації електроенергії агрегатом $k \in K \setminus K^{PS}$ (множина всіх енергоблоків ТЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС, ВЕС, СЕС) протягом години t (МВт·год), при цьому для різних видів генерації величина p_{kt}^G описується різними додатковими обмеженнями, які відображають відмінні технологічні умови експлуатації електростанцій, окремих блоків та агрегатів;

p_{kut}^G – обсяг генерації електроенергії гідроагрегатом $u \in U^{KPS}$ (множина гідроагрегатів) станції $k \in K^{PS}$ (множина ГАЕС) протягом години t (МВт·год);

p_{kut}^P – обсяг споживання електричної енергії гідроагрегатом $u \in U^{KPS}$, $k \in K^{PS}$ в насосному режимі протягом години t (МВт·год);

c_{kt}^G – вартість генерації МВт·год електроенергії агрегатом $k \in K \setminus K^{PS}$ протягом години t ;

c_{kut}^G , c_{kut}^P – вартості МВт·год відповідно генерації та споживання в насосному режимі гідроагрегатом ГАЕС $u \in U^{KPS}$, $k \in K^{PS}$ протягом години t ;

c_t^I , c_t^E – вартості МВт·год відповідно споживання «умовно імпортованої» і генерації «умовно експортованої» електроенергії протягом години t (штрафні параметри);

y_{kut}^G – бінарна змінна, дорівнює «1», якщо гідроагрегат $u \in U^{KPS}$, $k \in K^{PS}$ працює в генераторному режимі протягом години t , в іншому випадку – дорівнює «0»;

y_{kut}^P – бінарна змінна, дорівнює «1», якщо гідроагрегат $u \in U^{KPS}$, $k \in K^{PS}$ працює в насосному режимі протягом години t , в іншому випадку – дорівнює «0».

В математичній моделі розглядається ізольована енергосистема, тобто для кожного моменту часу (години доби) має бути дотриманий баланс між обсягом споживання та виробництва електроенергії всіма

типами електростанцій з урахуванням можливості використання частини виробленої енергії на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі і накопиченої при цьому у верхньому резервуарі води в еквіваленті електроенергії для генерації при пікових навантаженнях та із можливістю забезпечення збалансованості системи з використанням змінних Z_t^I та Z_t^E (відповідно імпорт та експорт):

$$\sum_{k=1}^{K \setminus K^{PS}} p_{kt}^G + \sum_{k=1}^{K^{PS}} \sum_{u=1}^{U^{KPS}} (y_{kut}^G p_{kut}^G - y_{kut}^P p_{kut}^P) + z_t^I - z_t^E = D_t, \quad \forall t \in T, \quad (2)$$

де D_t – обсяг споживання електроенергії відповідно до добового ГЕН протягом години t (МВт·год).

В моделі за допомогою додаткових обмежень детально описуються умови експлуатації різних видів генерації [14]. Всі енергоблоки розділені на групи в залежності від величини їх встановленої потужності. Для кожної групи в моделі оптимізується кількість блоків, які кожної години протягом доби перебувають під навантаженням, і їх потужність. Також для кожної групи енергоблоків обмежується кількість стартів і час безперервної роботи за добу, максимальні значення зміни потужності блоку відносно попередньої години та обсяг наявних резервів на навантаження і розвантаження.

Найбільш детально в моделі описані умови та обмеження експлуатації гідроагрегатів ГАЕС [13]: кількість стартів і тривалість роботи після старту кожного гідроагрегату в насосному та генераторному режимах протягом доби, неможливість роботи гідроагрегату одночасно в насосному і генераторному режимах, обмеження сумарної генерації електроенергії всіма гідроагрегатами кожної ГАЕС погодинно величиною еквівалентною обсягу накопиченої у верхньому резервуарі ГАЕС води, обмеження максимального сумарного обсягу споживання електроенергії в насосному режимі всіма ГАЕС, а також специфічні обмеження на припустимі режими роботи гідроагрегатів деяких ГАЕС через значну одиничну електричну потужність.

Наведена математична модель реалізована на мові алгебраїчного моделювання MathProg [20] з використанням пакету оптимізації GLPK [21]. Для розрахунків використано версію 4.65 цього оптимізаційного пакету.

В таблиці 2 наведені результати розрахунків обсягів генерації електроенергії ОЕС України згідно з базовим і оптимістичним варіантами трансформації структури генеруючих потужностей з використанням математичної моделі частково цілочисельного лінійного програмування, описаної вище.

Таблиця 2 – Обсяги генерації електроенергії для базового і оптимістичного варіантів

Показник	Базовий варіант	Оптимістичний варіант
Прогнозоване споживання, млрд кВт·год	105,99	114,06
Виробництво електроенергії, млрд кВт·год, в т.ч.:	106,63	114,22
ТЕС вугільні	19,41	23,03
ТЕС газові, в т.ч.:	5,38	5,75
ГТУ	2,97	4,0
ГПУ	1,41	1,75
АЕС	59,45	58,56
ТЕЦ, блок-стації	6,13	6,13
ГЕС	5,14	5,14
ГАЕС	1,37	1,28
ВЕС	1,97	5,0
СЕС	7,03	7,81
Біо-ТЕС	1,7	1,45
Споживання ГАЕС	-1,78	-1,66
Імпорт	1,27	1,66
Витрати палива		
Витрати вугілля, млн т	10,77	12,7
Витрати газу, млрд м3	3,27	3,62

Отримані результати підтверджують тенденцію зростання частки електроенергії отриманої з відновлюваних джерел в загальному енергобалансі і поступового скорочення виробництва електроенергії тепловими станціями, при цьому відбувається заміна втраченої вугільної генерації новою газовою, яка є більш екологічною. Це дозволяє дослідити напрями подальшого розвитку енергосистеми і трансформації її структури при відновленні економіки країни. Аналіз результатів показує, що в обох сформованих варіантах трансформації структури генеруючих потужностей власного виробництва електроенергії не вистачає для покриття прогнозованого споживання через значні втрати потужностей генерації всіх типів. Це призводить до необхідності імпорту електроенергії – 1,27 і 1,66 млрд кВт·год відповідно для базового і оптимістичного варіантів. Частка імпорту відповідно до отриманих результатів у річному вимірі незначна і складає 1,2-1,4 % від загального споживання, але, як правило, необхідність в ньому виникає в зимовий період під час значного похолодання протягом кількох днів або тижнів і тоді питома частка імпорту у добовому балансі значно зростає. Нові встановлені потужності газової генерації (ГТУ, ГПУ) та ВДЕ не покривають дефіцит виробництва електроенергії, що виникає через обмежену генерацію наявних в енергосистемі АЕС і вугільних ТЕС, які працюють на максимальних потужностях. Тому подальше зростання обсягів споживання при повоєнному відновленні промисловості і економіки країни в цілому потребує побудови нових потужностей атомної і теплової генерації для покриття базової зони навантаження, а також збільшення потужностей маневреної як теплової, так і гідрогенерації для балансування зростаючих обсягів виробництва електроенергії на вітрових і сонячних електростанціях.

Висновки

Курс України на євроінтеграцію потребує синхронізації з Європейським «зеленим» курсом і побудови стійкої вуглецево-нейтральної енергетичної системи, що передбачає її трансформацію через зміну структури генеруючих потужностей – поступову відмову від викопного палива і значне збільшення частки ВДЕ у виробництві електроенергії. Втрати енергетичного сектору внаслідок повномасштабної агресії РФ дуже ускладнили проблему дефіцитного балансу, але в той же час знищення більшої частини старої вугільної генерації дає можливість прискорити впровадження нових технологій і відновлюваних джерел генерації. Запропоновані в даній роботі для дослідження і аналізу варіанти трансформації структури генеруючих потужностей ОЕС України враховують сучасний стан енергосистеми та економіки країни в цілому і прогнозують зміни в енергетичному секторі протягом перших років повоєнного відновлення економіки країни. Проведені розрахунки на основі математичної моделі визначення оптимального складу і режимів роботи енергоблоків показали, що доступних генеруючих потужностей для обох варіантів розвитку структури не вистачає для покриття прогнозованих обсягів споживання електроенергії і для забезпечення енергобалансу необхідно застосовувати імпорт електроенергії. Подальший розвиток енергосистеми потребує як побудови нової атомної і теплової генерації для базової зони навантаження, так і збільшення маневреної генерації для балансування зростаючих обсягів електроенергії ВДЕ. Отримані результати оптимізаційних розрахунків для сформованих варіантів структури дозволяють проаналізувати структурні зміни в енергосистемі і дослідити шляхи підвищення балансової надійності та гнучкості енергосистеми на перспективу.

Список використаної літератури

1. Babak, V. P., Kulyk, M. M. Increasing the Efficiency and Security of Integrated Power System Operation Through Heat Supply Electrification in Ukraine. *Science and Innovation*, 2023. Vol. 19(5), P. 100-116. <https://doi.org/10.15407/scine19.05.100>
2. Pfenniger, S., Hawkes, A., Keirstead, J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014. Vol. 33, P. 74-86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
3. Prina, M.G., Manzolini, G., Moser, D., Nastasi, B., Sparber, W. Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2020. Vol. 129, 109917. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917>
4. Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M., Stolten, D. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018. Vol. 96(8), P. 156-166. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>
5. Fattahi, A.; Sijm, J.; Faaij, A. A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2020. Vol. 133, 110195. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110195>
6. Ringkjøb, H.K., Haugan, P.M., Solbrekke, I.M. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018. Vol. 96(8), P. 440-459. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>
7. Abdou, I., Tkiouat, M. Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2018. Vol. 8(3), P. 1357–1372. <https://doi.org/10.11591/ijece.v8i3.pp1357-1372>
8. Montero, L., Bello, A., Reneses, J. A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods. *Energies*, 2022. Vol. 15(4), 1296. <https://doi.org/10.3390/en15041296>
9. Shcherbyna, Y., Eutukhova, T., Derii, V., Novoseltsev, O., Teslenko, O. Methodical Approaches for Modeling Power System Transformation Scenarios Based on Mixed Integer Linear Programming. In: Babak, V., Zaporozhets, A. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control*, 2024. vol 561. Springer, Cham. P. 149-165. https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_7

10. Щербина Є. Моделювання сценаріїв розвитку структури генеруючих потужностей об'єднаної енергосистеми України у період повоєнного відновлення. Системні дослідження в енергетиці, 2024. Вип. 2а (78), С. 13-15. вилучено із <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/841>
11. Майстренко Н. Прогнозування споживання електроенергії в Україні у воєнний та післявоєнний період. Системні дослідження в енергетиці, 2024. Вип. 2а (78), С. 21-22. вилучено із <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/841>
12. Нечаєва Т., Лещенко І. Перспективи впровадження малих модульних реакторів в енергосистемі України. Системні дослідження в енергетиці, 2023. Вип. 3(74). С. 39–49. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.039>
13. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Тарасенко П.В. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України. Проблеми загальної енергетики, 2019. Вип. 4(59). С. 13–23. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013>
14. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Іваненко Н.П. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України. Проблеми загальної енергетики, 2020. Вип. 1(60). С. 14–23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>
15. Шульженко С.В. Оптимізація диспетчеризації генеруючих потужностей енергосистеми за умови обмеження генерації вітрових та сонячних електростанцій. Проблеми загальної енергетики, 2020. Вип. 4(63). С. 14–32. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.014>
16. Денісов В.А. Визначення оптимальних режимів функціонування енергосистеми України при покритті добового графіку електричних навантажень, забезпеченні необхідних обсягів резервування та використанні накопичуючих потужностей. Проблеми загальної енергетики, 2020. Вип. 4(63). С. 33–44. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.033>
17. Нечаєва Т.П. Моделювання гнучких режимів експлуатації атомних енергоблоків у математичній моделі диспетчеризації добового графіку електричного енергосистеми України. Проблеми загальної енергетики, 2021. Вип. 1(64). С. 29-37. <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.029>
18. Шульженко С.В. Урахування режимів експлуатації двокорпусних енергоблоків ТЕС у моделі математичного програмування оптимального завантаження електростанцій енергосистеми. Проблеми загальної енергетики, 2021. Вип. 3(66). С. 4-13. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.004>
19. Denysov V., Eutukhova T. Dynamic models for developing reference scenarios of energy system in the low-carbon transition. System Research in Energy, 2024. Vol. 1(76). P. 17–26. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.017>
20. Makhorin Andrew. Modeling Language GNU MathProg / Language Reference – for GLPK. – Version 4.58. February 2016. URL: <http://ftp.gnu.org/gnu/glpk/glpk-4.63.tar.gz>
21. GLPK (GNU Linear Programming Kit). URL: <https://www.gnu.org/software/glpk/>

Y. Shcherbyna¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-1565-4547

¹**General Energy Institute of National Academy of Sciences of Ukraine**

MODELLING THE STRUCTURAL TRANSFORMATION OF THE INTEGRATED POWER SYSTEM OF UKRAINE IN THE PERIOD OF POST-WAR RECONSTRUCTION

The global trend of rapid growth of renewable energy sources and the gradual abandonment of fossil fuels, together with significant losses in the energy sector due to Russian military aggression, has accelerated the need for structural transformation of the Integrated Power System of Ukraine. Ukraine's course towards European integration requires synchronization with the European Green Deal and the construction of a sustainable carbon-neutral energy system, which involves its transformation through a change in the structure of generating capacities. To solve this problem, this paper uses an approach based on a combination of simulation modelling of options for transforming the structure of the power system's generating capacities and an optimization model of mixed integer linear programming to determine the optimal composition and operating modes of power units for the formed options for the power system structure. Two options for the development of the capacity structure for different types of generation in the first years of the post-war restoration of the Ukrainian power system have been formed, taking into account its current state and the expected growth of renewable energy sources in accordance with the goals of low-carbon economic development. The calculations based on the mathematical model for determining the optimal composition and operating modes of power units showed that the available generating capacities for both options for the development of the structure are not sufficient to cover the projected volumes of electricity consumption and that electricity imports are necessary to ensure the energy balance. Further development of the power system requires both the construction of new nuclear and thermal generation for the base load zone, and an increase in shunting generation to balance the growing volumes of electricity from renewable energy sources. The results of optimization calculations of the developed design options allow us to

analyze structural changes in the power system and explore ways to increase the balance reliability and flexibility of the power system.

Keywords: power system transformation, structure of generating capacities, mathematical model

References

1. Babak, V. P., Kulyk, M. M. Increasing the Efficiency and Security of Integrated Power System Operation Through Heat Supply Electrification in Ukraine. *Science and Innovation*, 2023. Vol. 19(5), P. 100-116. <https://doi.org/10.15407/scine19.05.100>
2. Pfenninger, S., Hawkes, A., Keirstead, J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014. Vol. 33, P. 74-86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
3. Prina, M.G., Manzolini, G., Moser, D., Nastasi, B., Sparber, W. Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2020. Vol. 129, 109917. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917>
4. Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M., Stolten, D. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018. Vol. 96(8), P. 156-166. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>
5. Fattahi, A.; Sijm, J.; Faaij, A. A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2020. Vol. 133, 110195. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110195>
6. Ringkjøb, H.K., Haugan, P.M., Solbrekke, I.M. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018. Vol. 96(8), P. 440-459. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>
7. Abdou, I., Tkiouat, M. Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2018. Vol. 8(3), P. 1357-1372. <https://doi.org/10.11591/ijece.v8i3.pp1357-1372>
8. Montero, L., Bello, A., Reneses, J. A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods. *Energies*, 2022. Vol. 15(4), 1296. <https://doi.org/10.3390/en15041296>
9. Shcherbina, Y., Eutukhova, T., Derii, V., Novoseltsev, O., Teslenko, O. Methodical Approaches for Modeling Power System Transformation Scenarios Based on Mixed Integer Linear Programming. In: Babak, V., Zaporozhets, A. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control*, 2024. vol 561. Springer, Cham. P. 149-165. https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_7
10. Shcherbina, E. Modeling scenarios for the development of the generating capacities structure of the integrated power system of Ukraine in the period of post-war recovery. *System Research in Energy*, 2024. Vol. 2a (78), P. 13-15. Retrieved from <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/841>
11. Maistrenko, N. Forecasting electricity consumption in Ukraine during the war and post-war period. *System Research in Energy*, 2024. Vol. 2a (78), P. 21-22. Retrieved from <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/841>
12. Nechaieva, T., Leshchenko, I. Prospects of implementation of small modular reactors in the power system of Ukraine. *System Research in Energy*, 2023. Vol. 3(74). P. 39-49. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.039>
13. 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. 4(59), P. 13-23. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013>
14. 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. 1(60). P. 14-23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>
15. Shulzhenko, S.V. Optimal generation dispatch with wind and solar curtailment. *The Problems of General Energy*, 2020. Vol. 4(63). P. 14-32. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.014>
16. Denysov, V.A. Determination of optimal operating modes of 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. 4(63). P. 33-44. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.033>
17. Nechaieva, T.P. Modeling of flexible nuclear power unit operating modes in the mathematical model of Ukraine's power system daily electric load profile dispatching. *The Problems of General Energy*, 2021. Vol. 1(64). P. 29-37. <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.029>
18. Shulzhenko, S.V. Thermal power plant fuel consumption accounting using "negative" member method in linear programming model for optimal generation dispatch. *The Problems of General Energy*, 2021. Vol. 3(66). P. 4-13. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.004>
19. Denysov V., Eutukhova T. Dynamic models for developing reference scenarios of energy system in the low-carbon transition. *System Research in Energy*, 2024. Vol. 1(76). P. 17-26. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.017>
20. Makhorin, A.: *Modeling Language GNU MathProg. Language Reference – for GLPK. Version 4.58 (2016)*. URL: <http://ftp.gnu.org/gnu/glpk/glpk-4.63.tar.gz>
21. GLPK (GNU Linear Programming Kit). URL: <https://www.gnu.org/software/glpk/>

Надійшла: 10.03.2025

Received: 10.03.2025