

63 Гранатуров В. М. *Экономический риск: сущность, методы измерения, пути снижения*: учебное пособие. М.: Дело и Сервис, 1999. 112 с.

64. Домашенко М. Д. Формування показника комплексної оцінки рівня економічної безпеки зовнішньоекономічної діяльності машинобудівних підприємств. *Вісник Донецького національного університету*. 2011. Спецвипуск. Т. 1. С. 312-314.

65. Ілляшенко С.М., Олефіренко О.М. *Управління портфелем замовлень науково-виробничого підприємства*: монографія; за заг. ред. С.М. Ілляшенка. Суми: Університетська книга, 2008. 272 с.

66. Мескон М.Х., Альберт М., Ходоури Ф. *Основы менеджмента*. Пер. с англ. М.: Дело, 1992. 702 с.

67. Федулова Л.І. Сучасний погляд на управління підприємством. *Наукові праці ДонНТУ*. Серія: Економічна. Вип. 31-3, 2007. С. 190-195.

*Надійшла до редакції 21.11.2018 р.*

***О.С. Сердюк, к.е.н.***

## **ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ОПТИМІЗАЦІЇ НАВАНТАЖЕННЯ НА ТЕС**

В Україні на мікроекономічному рівні процеси теплової енергогенерації (хоча це не проголошується офіційно) традиційно розглядаються через призму планової моделі господарювання. Фактично, з переходом до ринкової економіки змінилася форма, а не зміст господарської політики. Як і раніше, ефективність роботи теплової електростанції (ТЕС) характеризується обсягом виробленої електроенергії. Перед цією характеристикою показники ефективності виробництва, такі як питомі витрати палива та викиди забруднюючих речовин<sup>1</sup>, відходять на другий план. Показники ефективності виробництва у тепловій енергогенерації можна було б

---

<sup>1</sup> Негативний ефект від них може проявлятися у вигляді не лише екстерналій, але і штрафних санкцій за невиконання міжнародних зобов'язань (щодо зниження викидів забруднюючих речовин).

ігнорувати й далі без суттєвої шкоди для господарства, як би не підвищення цін на енергоносії<sup>1</sup> та критичний рівень забруднення повітря.

У сучасних умовах (відсутності ресурсу та стимулів) український сектор теплової енергетики не в змозі швидко реалізувати технічні заходи щодо підвищення ефективності виробництва (оновлення та модернізація устаткування ТЕС). Тому на першому етапі доцільно реалізувати організаційні можливості, тобто використати внутрішній потенціал для оптимізації процесів теплової енергогенерації.

Сьогодні питання підвищення ефективності теплової енергогенерації розглядаються вченими переважно у технічній площині. Так, на думку А. Халатова, нова енергетична стратегія України має включати ряд заходів щодо розвитку теплової енергетики, зокрема заміну котлів на діючих енергоблоках ТЕС [1]. Позиція науковця є цілком логічною, однак вона не має під собою матеріальних підстав для швидкої реалізації.

У новій енергетичній стратегії України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» [2] не пропонується конкретних заходів щодо підвищення ефективності теплової енергогенерації, лише визначено цілі. Наприклад, створення конкурентних ринків, прозорий механізм формування тарифів, безперешкодний доступ до ринків й існуючої інфраструктури тощо. Теоретично, досягнення таких цілей сприятиме залученню інвестицій до енергетичного сектору та, як наслідок, підвищенню ефективності виробництва. Однак у контексті енергетичної стратегії вони виглядають занадто узагальнено, без зазначення організаційної складової їх виконання.

Частково питання організаційної складової підвищення ефективності теплової енергогенерації розглядає С. Дубовський. На його думку, підвищення податку на викиди забруднюючих речовин до 10 разів спонукатиме власників ТЕС до реалізації заходів щодо модернізації виробництва [3]. Подібний висновок є неоднозначним, оскільки без паралельного підвищення тарифів такі дії можуть призвести до виходу виробників електроенергії з ринку.

Науковий доробок українських учених [4-9] є суттєвим внеском у розв'язання існуючих проблем вітчизняного промислового

---

<sup>1</sup> З огляду на глибину шахт та потужність пластів, собівартість видобутку вітчизняного вугілля (основний вид палива для українських ТЕС) дорівнює, а в деяких випадках навіть перевищує ринкову ціну.

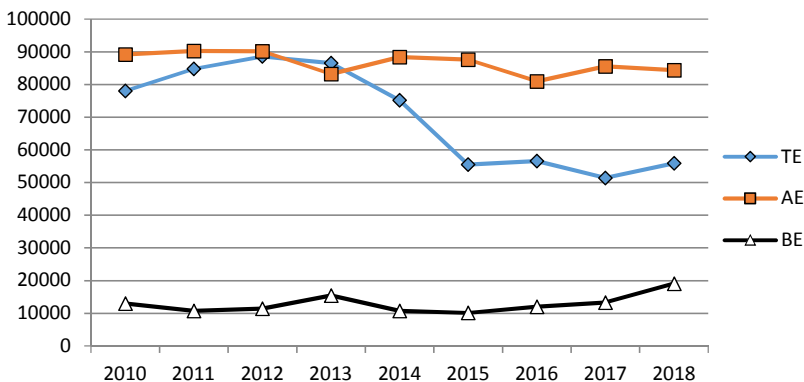
сектору економіки та можливості їх ефективного вирішення. Проте перелік проблемних питань для подальших досліджень цим не вичерпується. Недостатньо уваги приділено організаційним аспектам оптимізації процесів теплової енергогенерації в Україні, адже за відсутності можливості реалізації оновлення та модернізації устаткування ТЕС у короткостроковій перспективі доцільно комплексно оптимізувати навантаження на ТЕС, що забезпечить збільшення обсягу власних коштів ТЕС.

*Метою статті є розробка організаційних заходів щодо підвищення ефективності теплової енергогенерації.*

До 80-х років минулого століття тепла енергогенерація була основою енергетичного сектору України. Станом на 1980 р. на неї припадало 85,5 % республіканської енергогенерації. Із введенням в експлуатацію у 1980-1987 рр. альтернативних потужностей атомної генерації тепла енергетика не втратила своєї значущості, оскільки продовжувала забезпечувати більшу частину енергетичних потреб УРСР. На піку використання потужностей атомної генерації на тепловий сектор енергетики припадало 68% вітчизняної енергогенерації, тоді як сукупне виробництво АЕС не перевищувало 25% (7% припадало на гідроенергетику). Після 1990 р., унаслідок зниження споживання електроенергії в Україні, зазнала змін структура її виробництва. Частка атомної генерації зросла в 1,5-2 рази. Такі зміни були зумовлені зниженням навантаження на сектор теплової енергетики, що автоматично підвищило частку АЕС у структурі виробництва електроенергії.

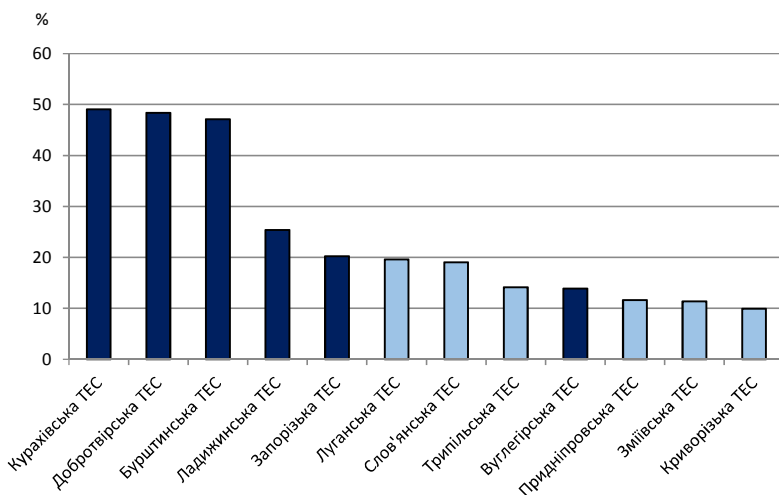
Від початку 1990-х років структура виробництва електроенергії в Україні майже не змінювалася. Частка теплової енергогенерації коливалася в діапазоні 42-47%, частка атомної енергетики – 45-50%. Ситуація змінилась у 2014 р., коли внаслідок збройного конфлікту на сході України було від'єднано від енергетичної системи дві ТЕС (Зуївську та Старобешівську) та втрачено доступ до родовищ антрацитового вугілля на Донбасі. Як наслідок, суттєво скоротився обсяг теплової енергогенерації (рис. 1).

У 2018 р. частка теплової генерації складає 37% від загального виробництва електроенергії в Україні: на ТЕС припадає 32%, на ТЕЦ – 5 %. Наразі виробничі потужності діючих ТЕС завантажені менш ніж на половину, що зумовлено внутрішнім попитом на теплову генерацію. Щодо ТЕС, які працюють на антрацитових марках вугілля, окрім внутрішнього попиту, то на рівень їх завантаження вплинув дефіцит палива (рис. 2).



Розроблено за джерелами [10-14].

*Рис. 1* Динаміка виробництва електроенергії тепловим (TE), атомним (AE) та відновлювальним (BE) секторами, млн кВт·год / рік

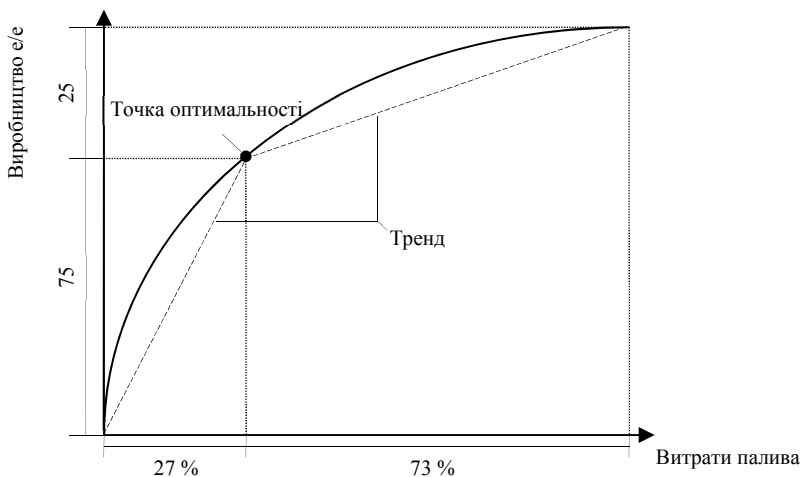


Розроблено за джерелом [14].

Темним кольором позначено ТЕС, які працюють на вугіллі газових марок, світлим – антрацитових.

*Рис. 2.* Завантаження потужностей ТЕС України

За 2018 р. українські ТЕС, які працюють на газових марках вугілля, спожили 16 616 тис. т палива<sup>1</sup>. У питомому перерахунку це 497 г вугілля на 1 кВт·год електроенергії. Оскільки український сектор теплової енергетики використовує менше половини наявних потужностей (зокрема ТЕС, які працюють на газових марках вугілля), можна припустити, що показник 497 г вугілля / 1 кВт·год електроенергії є далеким від оптимального. Такі припущення випливають із теорії виробничих функцій, згідно з якою точка оптимальних витрат ресурсу перебуває на рівні виробництва, який відповідає перелому функції, тобто тій точці, після якої тренд змінює свій характер (рис. 3). Як правило, точка оптимальності перебуває в діапазоні 40-80% завантаження виробничої потужності.



Розроблено автором.

*Рис. 3 Оптимальні витрати ресурсу з точки зору теорії виробничих функцій*

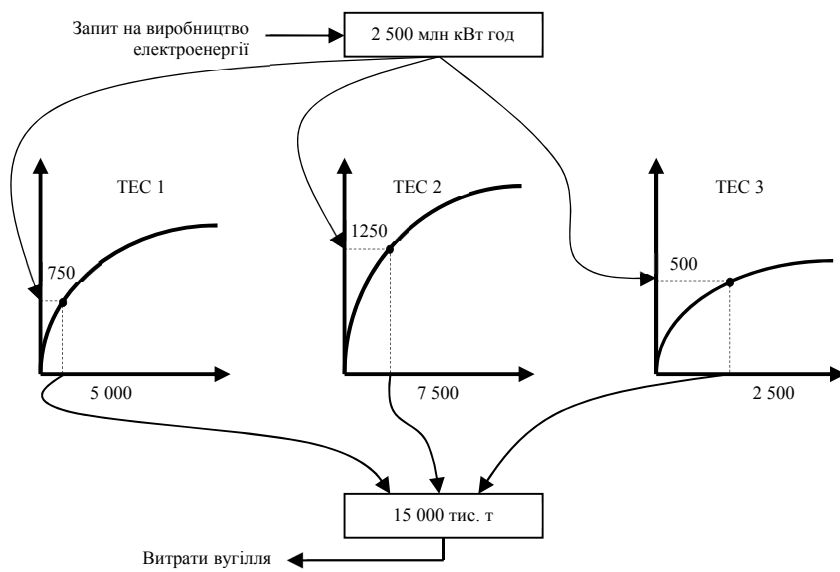
Слід зауважити, що наразі встановлення оптимального рівня навантаження на кожній ТЕС суперечить потребам енергетичної системи. Тобто регіони, які забезпечуються за рахунок ТЕС, не потребують такої кількості електроенергії, що відповідає оптимальному рівню навантаження. Перенаправлення навантаження з атомної ге-

<sup>1</sup> Показник визначено шляхом конвертації сукупних витрат питомого палива (який традиційно наводиться у статистичній звітності) у вугілля за коефіцієнтом 1,232, який є усередненим для кам'яного вугілля.

нерації на теплову теж не має сенсу, оскільки остання у будь-якому випадку є менш економічною. З огляду на це доцільно розподілити навантаження між ТЕС таким чином, щоб при поточному попиті на теплову генерацію сукупний показник питомих витрат палива був найнижчим.

Об'єктом даного дослідження є п'ять ТЕС, які працюють на вугіллі газових марок: Запорізька, Добротвірська, Ладжинська, Вуглегірська, Курахівська. Бурштинську ТЕС не взято до уваги, оскільки вона розташована в межах енергетичного острова, що обмежує комунікативний зв'язок електростанції з об'єднаною енергетичною системою (ОЕС) України. Крім того, не враховано діяльність ТЕС, що працюють на антрацитових марках вугілля, оскільки критично низький рівень завантаження потужностей (зумовлений дефіцитом палива) майже нівелює маневрові можливості підприємств даної групи.

Концептуально завдання пошуку оптимальної комбінації навантаження на ТЕС, що характеризуватиметься найменшими питомими витратами палива, можна вирішити шляхом проектування загального обсягу електроенергії на виробничі функції ТЕС (рис. 4).



Розроблено автором.

Рис. 4. Приклад проектування загального обсягу електроенергії на виробничі функції ТЕС

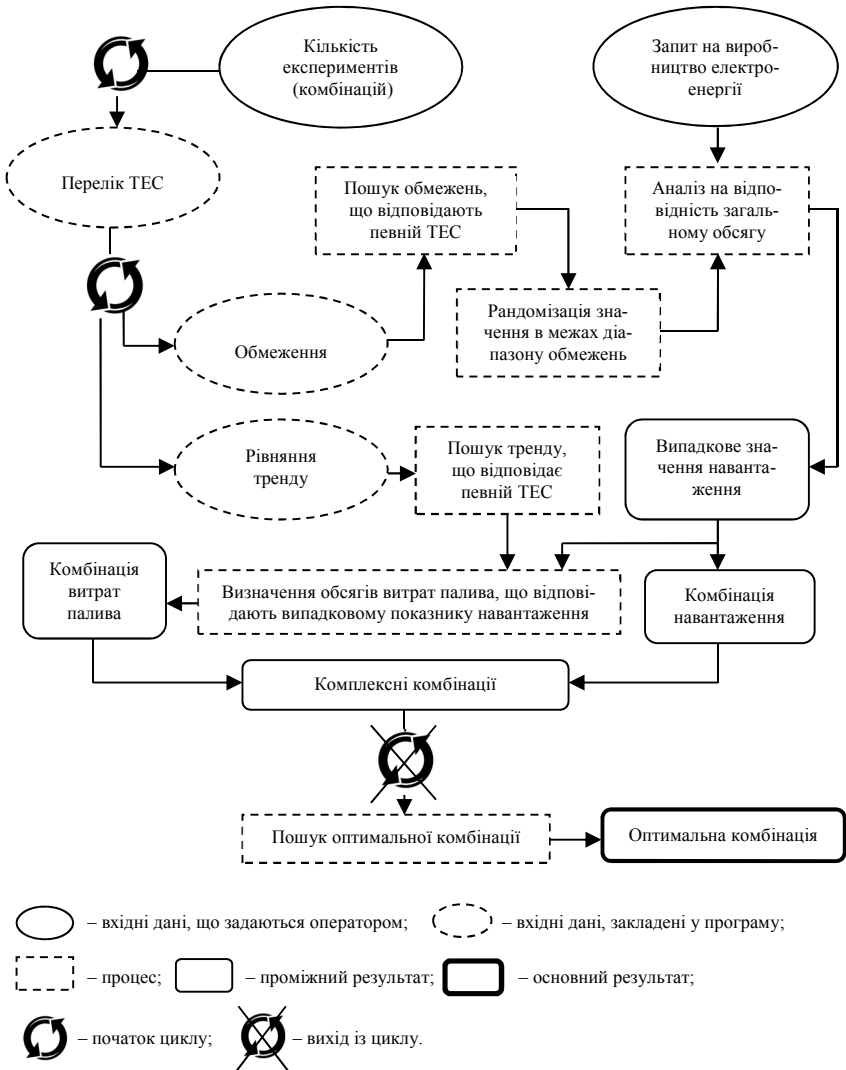
Вхідними даними у цьому процесі є запит на виробництво певного обсягу електроенергії та безпосередньо виробничі функції ТЕС. Виробничі функції Запорізької, Добротвірської, Ладижинської, Вуглегірської та Курахівської ТЕС представлено у вигляді логарифмічного тренду, що характеризує залежність витрат палива від виробництва електроенергії.

Завдання пошуку оптимальної комбінації навантаження на ТЕС ускладнюється широтою діапазону можливих значень. Тобто ТЕС може виробляти різні обсяги електроенергії, що разом з аналогічними можливостями інших електростанцій створює колосальну кількість можливих комбінацій навантаження. Для вирішення даного завдання розроблено абстрактну (комп'ютерну) експериментальну модель, що генерує випадкові комбінації розподілення навантаження серед ТЕС із подальшим пошуком оптимальної комбінації (рис. 5). Як інструмент розробки моделі використано мову програмування Python.

За алгоритмом програми оператором задаються два вхідних показники: кількість експериментів (кількість сформованих та проаналізованих комбінацій навантаження ТЕС); запит на виробництво електроенергії (сукупна кількість електроенергії, яку мають виробити ТЕС). Кількість експериментів відповідає кількості циклів першого порядку. Тобто в межах кожного витку циклу здійснюватиметься інший цикл (другого порядку). Завершенням витку циклу першого порядку є формування однієї випадкової комбінації навантаження на електростанцію, де за показник кожної окремої ТЕС відповідатиме цикл другого порядку.

Робота циклу другого порядку передбачає генерування для кожної ТЕС випадкового показника навантаження, який має перебувати в межах діапазону, визначеного обмеженнями. У програму закладено обмеження, що відповідають максимальним і мінімальним середньорічним показникам завантаження потужностей ТЕС за останні 10 років (див. таблицю). У рамках такого обмеження загальний запит на виробництво електроенергії (п'ятьма ТЕС) перебуватиме в діапазоні 17 927-27 812 млн кВт·год на рік.

Вибір обмежень обумовлений досвідом використання відповідних діапазонів навантажень. Перевищення цих діапазонів є небажаним з огляду на відсутність емпіричних даних. Тобто достеменно невідомо, наскільки стабільно функціонуватимуть виробничі системи ТЕС в умовах підвищеного навантаження. Зниження наведе-



Розроблено автором.

Рис. 5. Алгоритм роботи програми



**Обмеження на виробництво електроенергії для ТЕС,  
млн кВт·год / рік**

ТЕС	Максимально допустиме навантаження	Мінімально допустиме навантаження
Запорізька	6309	4710
Добровірівська	2631	1457
Ладижинська	5904	3507
Вуглегірська	5846	2287
Курахівська	7122	5966

них діапазонів також є небажаним, оскільки ставить під сумнів доцільність подальшої експлуатації ТЕС<sup>1</sup>.

Маючи згенерованим випадковий показник навантаження для певної ТЕС, програма визначає відповідний цьому показнику обсяг витрат палива. Для виконання даної операції вона звертається до рівнянь тренду, які попередньо було внесено у код<sup>2</sup> (рис. 6).

На основі встановлених показників формуються комплексні комбінації, які у програмній площині мають такий вигляд: [ { 'назва ТЕС': 'згенерований показник навантаження', 'відповідний показник витрат палива' }, { '...' : '...', '...' } ]. За формуванням комплексних комбінацій програма запускає внутрішній цикл, що аналізує сумарні витрати палива за кожною комбінацією, визначаючи найменші. Саме таке розподілення навантаження є оптимальним з точки зору ефективності енергогенерації.

Отже, з використанням наведеної експериментальної моделі можна визначити оптимальну комбінацію розподілення навантаження серед ТЕС, при якій питомі витрати палива будуть найменшими.

---

<sup>1</sup> При встановленні навантаження ТЕС на рівні, нижчому за емпірично відомий, виникають ризики критичного зниження ефективності енергогенерації, оскільки: підвищуються питомі витрати палива; зростає частка постійних витрат; зменшується частка відпуску електроенергії у мережу (оскільки збільшується частка власного енергоспоживання ТЕС).

<sup>2</sup> За усталеною парадигмою програмування виведення рівнянь тренду має бути проміжним результатом роботи програми. Тобто програма має виводити рівняння тренду на основі аналізу заданої вибірки. Однак оскільки процеси програмування не є самоціллю дослідження, задля спрощення та прискорення розробки моделі рівняння тренду були заздалегідь визначені в Microsoft Excel та задані як елемент програмного коду.

```

def zap_tes(x):
    y = 2117.7 * math.log(x) - 15768
    return (y)

def dobr_tes(x):
    y = 970.02 * math.log(x) - 6327.2
    return (y)

def lad_tes(x):
    y = 2225 * math.log(x) - 16505
    return (y)

def vuh_tes(x):
    y = 1720 * math.log(x) - 12322
    return (y)

def kur_tes(x):
    y = 3124.9 * math.log(x) - 24266
    return (y)

```

Відповідність функцій: zap\_tes – Запорізька ТЕС; dobr\_tes – Добротвірська ТЕС; lad\_tes – Ладизинська ТЕС; vuh\_tes – Вуглегірська ТЕС; kur\_tes – Курахівська ТЕС. X – показник навантаження, Y – показник витрат палива.

Розроблено автором.

*Рис. 6. Функції Python, що описують рівняння тренду*

Здійснено експериментальне моделювання процесів завантаження потужностей Запорізької, Добротвірської, Ладизинської, Вуглегірської та Курахівської ТЕС. З метою порівняння поточної та потенційної ефективності енергогенерації запит на виробництво електроенергії встановлено на рівні, що відповідає 2018 р. (23 646 млн кВт·год / рік). Для підвищення точності результатів моделювання здійснено 5 млн експериментів<sup>1</sup>. Вхідні дані (що задаються оператором) та результати роботи програми представлені у вигляді консолі інтегрованого середовища розробки та гістограм розподілення (рис. 7 та 8).

За результатами експериментального моделювання встановлено, що Вуглегірська ТЕС має підвищити поточний рівень завантаження потужностей на 35%. Тоді як Запорізька ТЕС має змен-

---

<sup>1</sup> Час виконання експериментів склав 7 хвилин 39 секунд.

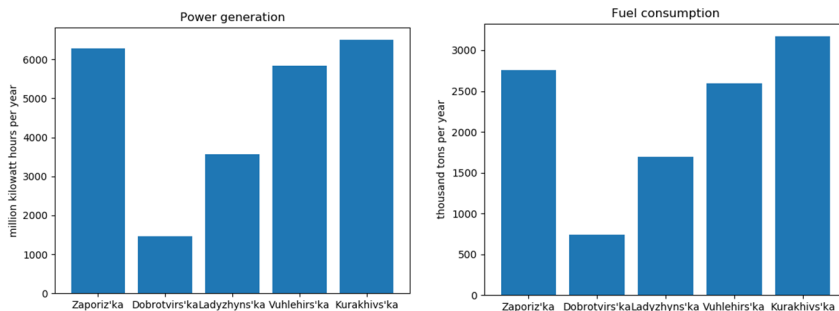
Введіть загальний обсяг електроенергії, що має бути вироблений на ТЕС, млн кВт год.: 23646  
 Введіть кількість комбінацій, що мають бути згенеровані (експериментів): 500000

-----

Оптимальна комбінація розподілення навантаження серед ТЕС:  
 Запорізька ТЕС: виробництво електроенергії - 6284 млн. кВт год. на рік; витрати палива - 2753 тис. т на рік  
 Добровірська ТЕС: виробництво електроенергії - 1457 млн. кВт год. на рік; витрати палива - 739 тис. т на рік  
 Ладизинська ТЕС: виробництво електроенергії - 3561 млн. кВт год. на рік; витрати палива - 1691 тис. т на рік  
 Вуглегірська ТЕС: виробництво електроенергії - 5834 млн. кВт год. на рік; витрати палива - 2593 тис. т на рік  
 Курахівська ТЕС: виробництво електроенергії - 6499 млн. кВт год. на рік; витрати палива - 3169 тис. т на рік

Розроблено автором.

Рис. 7. Результати роботи програми, представлені у вигляді консолі інтегрованого середовища розробки



Розроблено автором.

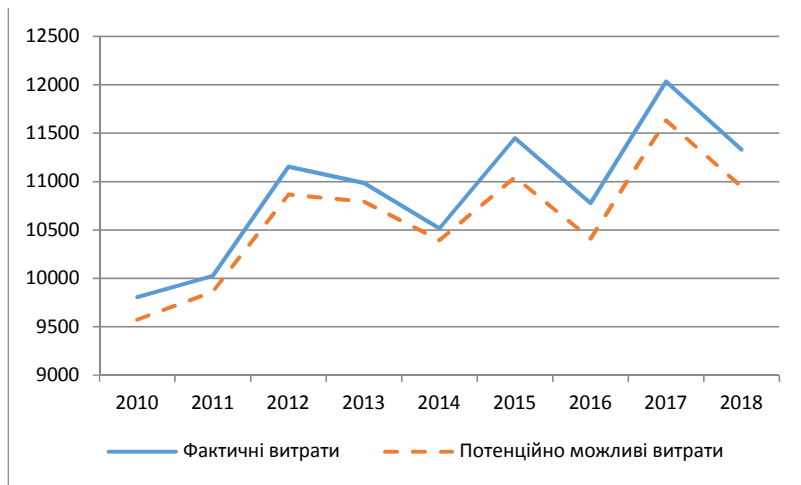
Рис. 8. Діаграми розподілення навантаження та витрат палива серед ТЕС

шити на 1,5%, Добровірська – на 42, Ладизинська – на 10%. Рівень завантаження потужностей Курахівської ТЕС має залишитися незмінним. При такій комбінації навантаження питомі витрати палива по п'ятьох ТЕС складатимуть 462 г вугілля на 1 кВт-год електроенергії, що на 16 г менше за поточний рівень (479 г)<sup>1</sup>. Із переходом до такої моделі виробництва (за умови аналогічного запиту на виробництво електроенергії), заощаджуватиметься близько 383 тис. т вугілля на рік, що дорівнює 3,4% від загального споживання<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Показник питомих витрат вугілля по п'ятьох ТЕС: Запорізькій, Добровірській, Ладизинській, Вуглегірській, Курахівській.

<sup>2</sup> Якщо взяти за основу показники виробництва українських вугледобувних підприємств за 2018 р., то обсяг вугілля у 383 тис. т дорівнює річному вуглевидобутку ДП «Селидіввугілля», дворічному – ДП «Горьцьквугілля» та ДП «Первомайськвугілля», чотирирічному – ДП «Волинськвугілля».

Для оцінки потенційних втрат у ретроспективі виконано експериментальне моделювання процесів завантаження потужностей Запорізької, Добротвірської, Ладизинської, Вуглегірської та Курахівської ТЕС у 2014-2018 рр. із відповідними для даного періоду обсягами виробництва електроенергії. На рис. 9 наведено графік, розроблений на основі результатів моделювання. На графіку вказано фактичні та потенційно можливі (в умовах оптимізованого рівня навантаження) витрати палива.

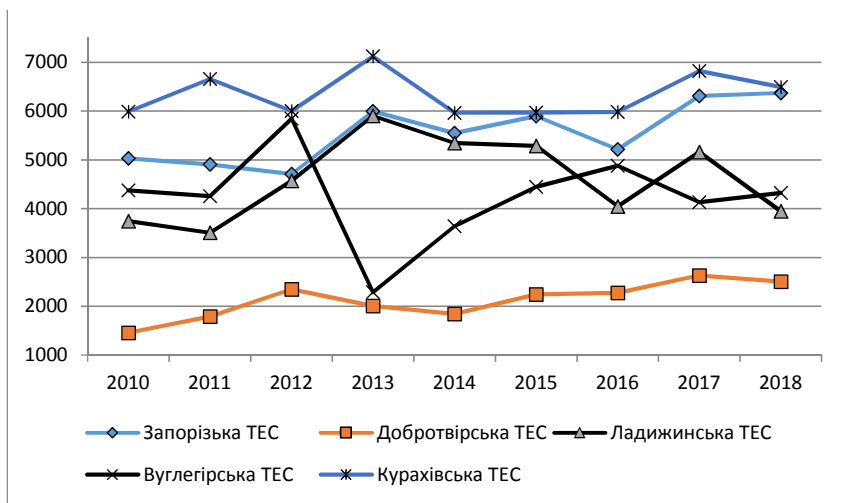


Розроблено за джерелами [10-14].

*Рис. 9. Динаміка фактичних та потенційно можливих сукупних витрат палива Запорізької, Добротвірської, Ладизинської, Вуглегірської та Курахівської ТЕС, що відповідають рівню виробництва 2010-2018 рр., тис. т*

Після 2014 р. мало місце підвищення рівня відхилення фактичних показників витрат палива від потенційно можливих. Така ситуація була спричинена підвищенням навантаження на ТЕС (зумовлене дефіцитом антрацитового палива), що в натуральному вигляді збільшило відхилення<sup>1</sup> (рис. 10).

<sup>1</sup> Різниця між загальними витратами (в основі яких – питомі витрати на одиницю продукції) стає більш очевидною із зростанням обсягу виробленої продукції.



Розроблено за джерелами [10-14].

Рис. 10. Динаміка виробництва електроенергії ТЕС у період 2010-2018 рр., млн кВт·год

За результатами розрахунків, здійснених у рамках експериментального моделювання, встановлено, що внаслідок невідповідності фактичного рівня розподілення навантаження серед ТЕС оптимальному перевитрати палива за останні 9 років склали 2,5 млн т. Тобто українські ТЕС, які працюють на газових марках вугілля (за винятком Бурштинської), для потреб виробництва 205 815 млн кВт·год електроенергії (загальний обсяг виробництва у 2010-2018 рр.) витратили на 2,5 млн т вугілля більше, ніж допускали потенційні можливості. За ринковими цінами<sup>1</sup> 2018 р. перевитрати виробництва склали 145 млн дол.

**Висновки.** Сьогодні теплова енергогенерація залишається важливим елементом енергетичного сектору України. У найближчому майбутньому зміна пріоритетів у цьому напрямі є навряд чи можливою. Оскільки потужності атомної генерації не здатні гнучко реагувати на попит енергосистеми<sup>2</sup>, а відновлювальні джерела за своєю природою є нестабільними енергопостачальниками<sup>3</sup>, задля

<sup>1</sup> За індексом (API2) CIFARA.

<sup>2</sup> Зміна обсягів енергогенерації АЕС є тривалим процесом.

<sup>3</sup> Обсяг виробництва електроенергії відновлювальними джерелами залежить від активності процесів, що його зумовлюють (сонце, вітер).

вирівнювання напруги в мережі (яка при стійких обсягах виробництва електроенергії змінюватиметься залежно від часових потреб енергосистеми) необхідно буде задіяти теплові електростанції, тобто використовувати ТЕС як маневрові потужності енергетичної системи.

Значущість теплової енергогенерації для теперішнього та майбутнього розвитку енергетичної системи України обумовлює доцільність реалізації заходів щодо підвищення ефективності її діяльності. Ключовим напрямом у цьому процесі має стати оновлення та модернізація устаткування ТЕС. Однак за відсутності можливості реалізації таких заходів у короткостроковій перспективі (як і зрештою після їх завершення) доцільно комплексно оптимізувати навантаження на ТЕС. Унаслідок цього буде зменшено питоме споживання палива, що підвищить обсяг власних коштів ТЕС (із яких можуть бути профінансовані оновлення і модернізація устаткування).

Із використанням розробленого програмного алгоритму експериментального моделювання можна визначити комбінацію навантажень, при яких загальний показник питомих витрат палива буде найменшим.

Отже, доцільною є розробка комплексної (на відміну від поточної уніфікованої) експериментальної моделі, яка генеруватиме випадкове розподілення навантаження з подальшим пошуком оптимальної комбінації. Особливістю комплексної моделі має стати те, що як аргумент вона прийматиме не лише ТЕС, які працюють на газових марках вугілля, але й антрацитові ТЕС. За результатами роботи моделі має бути виявлена оптимальна комбінація розподілення навантаження, дія якої поширюється на всі українські ТЕС.

## Література

1. Халатов А.А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи. *Вісник НАН України*. 2016. №6. С. 53-61.
2. Нова енергетична стратегія України до 2035 року: «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996332>
3. Дубовський С.В., Коберник В.С. Техніко-економічні оцінки перспективних природоохоронних технологій теплової енергетики України. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 2(33). С. 49-56.

4. Якубовський М.М., Ляшенко В.І. Модернізація економіки промислових регіонів: спроба концептуалізації. *Вісник економічної науки України*. 2016. №1 (30). С. 188-195.

5. Ляшенко В. И., Котов Е.В. Методические подходы к оценке процессов модернизации промышленно развитых территорий Украины. *Економіка України*. 2015. № 10. С. 32-44.

6. Харазишвили Ю.М., Ляшенко В.И., Якубовский Н.Н. Стратегия «новой разумной индустриализации» городов промышленных регионов Украины. *Управління економікою: теорія і практика*: зб. наук. праць. 2016. С. 62-95.

7. Ляшенко В.І., Котов Є.В. *Україна XXI: неоіндустріальна держава або «крах проекту»?:* монографія. НАН України, Ін-т економіки пром-сті. Полтава, 2015. 196 с.

8. Вишневецький В.П., Вієцька О.В., Гаркушенко О.М., Князєв С.І., Лях О.В., Чекіна В.Д., Череватський Д.Ю. *Смарт-промисловість в епоху цифрової економіки: перспективи, напрями і механізми розвитку:* монографія. За ред. В.П. Вишневецького; НАН України, Ін-т економіки пром-сті. Київ, 2018. 192 с.

9. Залознова Ю.С. *Економічні та соціальні проблеми розвитку промисловості:* монографія. НАН України, Ін-т економіки пром-сті. Київ, 2017. 288 с.

10. Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2011 г., млн кВт·ч. *ЕнергоБизнес*. 2012. № 6(742). С. 45.

11. Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2012 г., млн кВт·ч. *ЕнергоБизнес*. 2013. № 4(791). С. 32.

12. Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2014 г., млн кВт·ч. *ЕнергоБизнес*. 2015. № 4(893). С. 36.

13. Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2015 г., млн кВт·ч. *ЕнергоБизнес*. 2016. № 4(944). С. 39.

14. Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2017 г., млн кВт·ч. *ЕнергоБизнес*. 2018. № 5(1047). С. 45.

*Надійшла до редакції 10.12.2018 р.*