

ФОРМУВАННЯ ГРАФІКА ПРОПОЗИЦІЇ ГЕС ДЛЯ РИНКУ «НА ДОБУ НАПЕРЕД» МЕТОДАМИ УМОВНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ ЗІ ШТРАФНИМИ ФУНКЦІЯМИ

Є.В. Парус^{1*}, канд. техн. наук, І.В. Блінов^{1**}, докт. техн. наук, Д.О. Олефір^{2***}

¹ Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна,
e-mail: paruseugene@gmail.com; blinovihor@gmail.com.

² ПАТ «Центренерго»,
вул. Рудиківська, 49, Козин, Київська область, 08711, Україна,
e-mail: olefir.do@gmail.com.

Наведено математичні моделі для формування графіка пропозиції електричної енергії від ГЕС на торги у сегменті ринку «на добу наперед». Описано постановку завдання формування графіка пропозиції як задачі оптимального використання наявних гідроресурсів для виробництва електричної енергії на ГЕС. Обґрунтовано потребу виконання двоетапної оптимізації за цінними та неціновими критеріями. Запропоновано враховувати нецінові критерії за допомогою штрафних функцій у цільовій функції оптимізації за цінними критеріями. Наведено систему основних технологічних обмежень, а також рівнянь контролю і коригування рівня заповнення водосховища. Представлено результати практичних розрахунків для обох варіантів оптимізації. Бібл. 6, рис. 3.

Ключові слова: ринок електричної енергії, оптимізація, гідроелектростанція, ринок «на добу наперед», водосховище.

Вступ. У структурі виробничих потужностей ОЕС України гідроелектростанції (ГЕС) відіграють важливу роль основного постачальника послуги відновлення частоти [1]. При цьому ГЕС також нерідко отримують аварійні диспетчерські команди на подолання критичних дисбалансів виробництва/споживання електричної енергії в ОЕС України. В результаті фактичні графіки завантаження генераторів ГЕС зазвичай суттєво відхиляються від планових значень. До відхилень графіків завантаження генераторів ГЕС від планових значень також призводить активація послуг регулювання режиму ОЕС України в обсягах менших за попередньо зарезервовані для цих потреб. Ці та ряд інших чинників (зокрема відхилення фактичних обсягів водокористування від прогнозованих значень) призводять до відхилень між плановими та фактичними обсягами витрат гідроресурсів. Тому у процесі планування добових графіків завантаження ГЕС регулярно виникає потреба у коригуванні добових обсягів витрат гідроресурсів для приведення рівня заповнення водосховища до планових показників та з огляду на потреби підтримки екологічних норм та безперервності водозабезпечення населення водою належної якості (для водосховищ Дніпровського каскаду ГЕС такі норми визначені у [2]).

В [3] наведено математичну модель оптимізації гідроресурсів для каскаду ГЕС по сезонам чи місяцям року. Дана модель дає змогу також коригувати плани відпуску електричної енергії для різних проміжків розрахункового періоду за відхилень балансів гідроресурсів по каскаду ГЕС від попередньо запланованих значень. Проте, для підготовки пропозиції електричної енергії від ГЕС на торги в сегменті ринку «на добу наперед» (РДН) необхідно додатково враховувати вже укладені в інших ринкових сегментах угоди. Зокрема слід враховувати обов'язковий рівень завантаження генераторів ГЕС для відпуску вже проданої у сегменті двосторонніх договорів електричної енергії. Крім того, необхідно також враховувати резервування виробничих потужностей ГЕС за укладеними на ринку допоміжними послуг угодами.

Метою статті є побудова математичної моделі оптимізації добових витрат гідроресурсів ГЕС під час планування пропозиції електричної енергії на торги у сегменті ринку «на добу наперед».

© Парус Є.В., Блінов І.В., Олефір Д.О., 2023

ORCID ID: * <https://orcid.org/0000-0001-9087-3902>; ** <https://orcid.org/0000-0001-8010-5301>;

*** <https://orcid.org/0000-0002-1154-6127>

Постановка задачі формування пропозиції електричної енергії від ГЕС на торги РДН.

Побудова математичної моделі задачі формування оптимального графіка пропозиції електричної енергії на торги у сегменті РДН ґрунтується на формалізованому описі таких об'єктів, як: русло ріки, водосховище, ГЕС, електричний зв'язок з ОЕС України та сегменти ринку електричної енергії. На рис. 1 показано складові задачі формування оптимальної пропозиції електричної енергії на РДН.

Баланс використання гідроресурсів формується за наступним ланцюгом: обсяги вхідного потоку води по руслу ріки протягом розрахункової доби, баланси заповнення водосховища протягом розрахункової доби, обсяги вихідного потоку води по руслу ріки протягом розрахункової доби.

Для ГЕС верхнього ступеню каскаду обсяги вхідного потоку води по руслу ріки визначаються за результатами прогнозів водного балансу ріки і в розрахунках вважаються незмінними. Для ГЕС нижчих ступенів каскаду формуються додаткові рівняння балансів, де вхідний потік води прирівнюється до суми обсягів додаткового притоку води, відбору води на господарські потреби (незмінні у розрахунках значення, отримані за результатами прогнозів водного балансу ріки) між двома ступенями каскаду ГЕС та обсягом вихідного потоку від ГЕС верхнього ступеню каскаду (визначається за результатами розв'язання задачі оптимізації). Баланси рівнів заповнення водосховища протягом розрахункової доби формуються з метою контролю за дотриманням вимог обмежень максимального та мінімального рівня заповнення. Обсяги вихідного потоку води прирівнюються до обсягів гідроресурсів, які використовуються для виробництва електричної енергії. Холостий скид води в межах даної публікації вважається аварійним (чи позаплановим) режимом і не враховується. Проте, за потреби, не складно доповнити рівняння балансу гідроресурсів і цією змінною. Для обсягів вихідного потоку води встановлюється обмеження мінімального обсягу, яке визначається вимогами санітарного стоку води по руслу ріки.

Технічні та економічні характеристики гідроагрегатів ГЕС в задачі оптимізації подаються у формі єдиного еквівалентного генератора електростанції. Узагальнення виробничих потужностей ГЕС до еквівалентного генератора зумовлене теоретично нескінченною кількістю варіантів завантаження однотипних гідроагрегатів при реалізації сумарного для електростанції графіка відпуску електричної енергії, що створюватиме проблеми пошуку оптимального рішення. У подальшому (за результатами продажу електричної енергії на РДН) рівні завантаження окремих генераторів визначаються розв'язанням окремої задачі пошуку способів реалізації планового графіка завантаження електростанції. Для еквівалентного генератора електростанції визначаються обсяги сумарного мінімального та сумарного максимального відпуску електричної енергії, а також економічні витрати, пов'язані із виробництвом електричної енергії. Незмінна у задачі планування добового графіка відпуску електричної енергії складова загальностанційних витрат не враховується.

Добовий графік відпуску електричної енергії для ГЕС формується за результатами продажу електричної енергії у ринкових сегментах. При цьому слід зважати, що в Україні в усіх ринкових сегментах укладаються угоди з купівлі/продажу погодинних обсягів електричної енергії. Тому під час планування пропозиції електричної енергії у сегменті РДН виникає потреба формувати погодинні баланси притоку, накопичення у водосховищі та витрати гідроресурсів. Додатково до погодинних балансів формується рівняння добового балансу гідроресурсів, яким узгоджується планове на розрахункову добу коригування рівня заповнення водосховища.

Коливання значень погодинних граничних цін у сегментах ринку електричної енергії України в цілому узгоджується із добовим циклом обсягів погодинного електроспоживання ОЕС України: максимальні значення ринкових цін встановлюються у години ранкового та вечірнього піків електроспоживання, а мінімальні значення – у години нічного мінімуму електроспоживання. Для

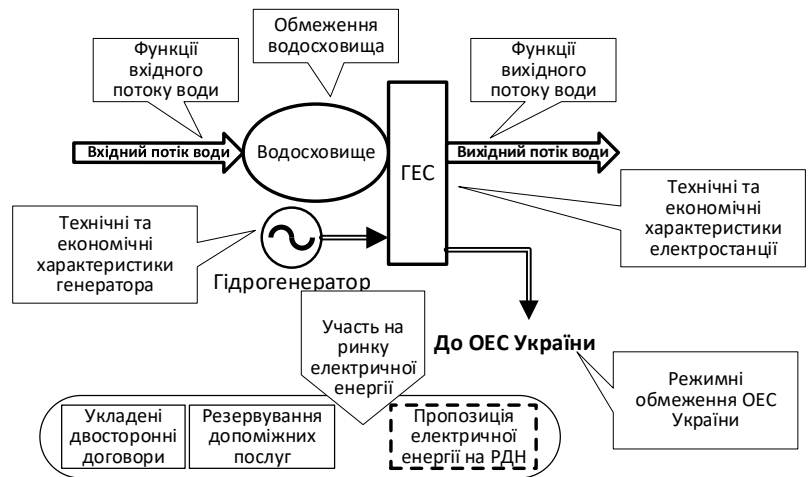


Рис. 1

ПрАТ «Укргідроенерго» основна ціль формування добового графіка пропозиції електричної енергії на торги РДН полягає в максимізації вигоди від продажу електричної енергії за дотримання всіх технологічних обмежень. Тому цільова функція задачі формування добового графіка пропозиції електричної енергії на торги РДН має передусім визначати пошук максимальної вигоди шляхом оптимізації погодинних обсягів продажу електричної енергії.

Під час розв'язання задачі формування добового графіка пропозиції електричної енергії у сегменті РДН враховуються також обсяги електричної енергії, вже проданої в інших ринкових сегментах. Оскільки вартість електричної енергії за вже укладеними угодами є незмінною, ця складова вигоди ГЕС не враховується у цільовій функції. Натомість обсяги погодинної генерації електричної енергії на виконання вже укладених угод враховуються в обмеженнях мінімального та максимального рівнів погодинних завантажень еквівалентного генератора ГЕС. Крім того, погодинні обсяги гідроресурсів, необхідні для забезпечення обсягів генерації електричної енергії на виконання вже укладених угод, слід враховувати у рівняннях погодинних балансів гідроресурсів.

Формалізація цілей задачі формування пропозиції електричної енергії від ГЕС на РДН.

Основною ціллю задачі формування добового графіка пропозиції електричної енергії на торги у сегменті РДН є максимізація вигоди від продажу погодинних обсягів електричної енергії

$$\sum_{h=1}^{24} B_h^{\text{ГЕС}} = \sum_{h=1}^{24} C_{\text{виг},h}^{\text{ГЕС}} \cdot V_{\text{проп},h}^{\text{ГЕС}} \rightarrow \max, \quad (1)$$

де $B_h^{\text{ГЕС}}$ – погодинна вигода від продажу електричної енергії (€); $V_{\text{проп},h}^{\text{ГЕС}}$ – погодинний обсяг відпуску електричної енергії на торгах РДН (МВт·год); $C_{\text{виг},h}^{\text{ГЕС}}$ – приведена погодинна вигода від продажу електричної енергії на торгах РДН (€/МВт·год).

Значення приведеної погодинної вигоди розраховується як

$$C_{\text{виг},h}^{\text{ГЕС}} = C_h^{\text{РДН}} - C_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}},$$

де $C_h^{\text{РДН}}$ – прогнозована ринкова ціна у сегменті РДН на годину доби h ; $C_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}}$ – приведені витрати на виробництво електричної енергії.

Задля збереження лінійності (1) визначається усереднене значення приведених витрат на виробництво електричної енергії для всіх режимів роботи ГЕС. Деталізація витрат на виробництво електричної енергії в залежності від рівнів завантаження силового устаткування ГЕС дає можливість більш точно враховувати витратні характеристики електростанції, але при цьому оптимізація (1) здійснюватиметься методами умовної нелінійної оптимізації, де для нелінійної цільової функції значення змінних додатково обмежуються системою нерівностей.

Максимізація вигоди є первинною ціллю виробництва електричної енергії електростанції. Проте оптимізація виключно за критеріями погодинних ринкових цін вимагає наявності різних цін на кожну годину розрахункової доби. Проте на будь-якому РДН виникають ситуації формування однакових ринкових цін кілька годин поспіль. При цьому, якщо ресурси генераторів електростанції у ці години доби використовуються не на рівнях технологічного мінімуму чи технологічного максимуму, для (1) виникає нескінченна множина розв'язків з однаково максимальним значенням цільової функції.

На відміну від електростанцій з викопними видами палива обсяги відпуску електричної енергії на ГЕС обмежені притоком води по руслу ріки. Узгоджений із плановим обсягом коригування рівня заповнення водосховища на розрахункову добу, сумарний за добу обсяг витрати гідроресурсів розподіляється пропорційно значенням погодинної вигоди. Тобто за цільовою функцією (1) більша частина гідроресурсів розподіляється на години доби з максимальною ринковою ціною, а менша частина – на години з мінімальною ринковою ціною (за дотримання всіх технологічних обмежень та обмежень водного балансу). Тому фіксований обсяг витрат гідроресурсів для кількох суміжних годин доби з однаковою ціною можливо розподілити безмежною кількістю варіантів з однаковим сумарним значенням складових цільової функції на ці години доби.

Розглянемо гіпотетичний приклад розподілу 100 МВт·год відпуску електричної енергії генератором потужністю 100 МВт на дві суміжні години з однаковою ринковою ціною 2000 €/МВт·год. Розглянемо три варіанта розподілу:

- a) у разі завантаження генератора 100 МВт·год у першу годину доби $h1$ і 0 МВт·год – у другу годину доби $h2$ складові цільової функції (1) матимуть значення

$$C_{h1}^{РДН} \cdot V_{h1}^{ген} + C_{h2}^{РДН} \cdot V_{h2}^{ген} = 2\,000 \cdot 100 + 2\,000 \cdot 0 = 200\,000 \text{ €};$$

- b) під час завантаження генератора 0 МВт·год у першу годину доби $h1$ і 100 МВт·год – у другу годину доби $h2$ складові цільової функції (1) матимуть значення

$$C_{h1}^{РДН} \cdot V_{h1}^{ген} + C_{h2}^{РДН} \cdot V_{h2}^{ген} = 2\,000 \cdot 0 + 2\,000 \cdot 100 = 200\,000 \text{ €};$$

- c) під час завантаження генератора 50 МВт·год у першу годину доби $h1$ і 50 МВт·год – у другу годину доби $h2$ складові цільової функції (1) матимуть значення

$$C_{h1}^{РДН} \cdot V_{h1}^{ген} + C_{h2}^{РДН} \cdot V_{h2}^{ген} = 2\,000 \cdot 50 + 2\,000 \cdot 50 = 200\,000 \text{ €}.$$

Можливі й інші варіанти розподілу обсягів відпуску 100 МВт·год електричної енергії на дві суміжні години розрахункової доби із однаковим сумарним внеском у значення цільової функції (1).

Для РДН різних національних ринків електричної енергії завжди зберігається вірогідність формування однакових ринкових цін кілька годин поспіль. В Україні на фоні нестабільного функціонування енергосистеми та жорстких цінових обмежень з боку НКРЕКП однакові ринкові ціни кілька суміжних годин поспіль формуються постійно (особливо у нічні години доби).

Математичні ознаки виникнення множини нескінченної кількості рішень в (1) наступні:

– значення прогнозованої ринкової ціни однакове протягом K (дві чи більше) суміжних годин доби

$$C_h^{РДН} = C_{h+1}^{РДН} \forall h: (h < h+1) \wedge (h = [1..K-1], K \geq 2); \quad (2)$$

– протягом K суміжних годин доби з однаковою граничною ціною генератори ГЕС здійснюють погодинний відпуск електричної енергії $V_{проп,h}^{ГЕС}$ сумарно відмінний від технологічного мінімуму $V_{min}^{ГЕС}$ та технологічного максимуму $V_{max}^{ГЕС}$

$$V_{min}^{ГЕС} \cdot K < \sum_{t=1}^K V_{проп,t}^{ГЕС} < V_{max}^{ГЕС} \cdot K. \quad (3)$$

Сумарний обсяг відпуску електричної енергії, який необхідно розподілити для суміжних годин з однаковою ринковою ціною, визначається за результатами розрахунку будь-якого із оптимальних рішень для (1). Тому один із способів пошуку єдиного оптимального рішення – додаткова оптимізація обсягів відпуску електричної енергії за неціновими критеріями. Тоді послідовність розв'язання задачі формування оптимального графіка пропозиції електричної енергії на торги РДН наступна:

- 1) розв'язується задача визначення оптимального розподілу завантаження ГЕС на розрахункову добу використанням цільової функції (1);
- 2) визначається множина K суміжних годин доби, для яких справджуються ознаки (2) і (3);
- 3) для знайденої множини K суміжних годин доби виконується додатково оптимізація за неціновими критеріями.

Таким чином, за результатами оптимізації цільової функції (1) визначається сумарний обсяг відпуску електричної енергії для годин доби, які задовольняють умовам (2) і (3)

$$V_{\Sigma(K)}^{ГЕС} = \sum_{h=1}^K V_{проп,h}^{ГЕС} \forall \left\{ \begin{array}{l} (h < h+1) \wedge (h = [1..K-1], K \geq 2) \\ C_h^{РДН} = C_{h+1}^{РДН} \\ V_{min}^{ГЕС} \cdot K < V_{\Sigma(K)}^{ГЕС} < V_{max}^{ГЕС} \cdot K \end{array} \right.$$

Цей обсяг електричної енергії розподіляється для суміжних годин доби додатковою оптимізацією за неціновими критеріями.

Можливі різні додаткові нецінові критерії оптимізації. В межах публікації розглянуто критерій незмінного рівня завантаження генераторів ГЕС кілька годин поспіль.

У процесі розв'язання задачі забезпечення однакових рівнів завантаження кілька суміжних годин розрахункової доби слід зважати, що в (1) виконується розподіл доступних гідроресурсів по годинам доби для формування погодинного графіка пропозиції електричної енергії на РДН. Тобто, за результатами оптимізації (1) визначаються витрати води, пов'язані із продажем електричної енергії у сегменті РДН. Під час оптимізації (1) витрати гідроресурсів, пов'язані з реалізацією вже укладених контрактів, враховуються у рівняннях погодинних балансів гідроресурсів та технологічних і режимних обмеженнях на погодинний відпуск електричної енергії. Проте для розв'язання задачі забезпечення однакових рівнів завантаження кілька суміжних годин розрахункової доби цільова функція повинна враховувати погодинні витрати гідроресурсів для завантаження генераторів ГЕС на виконання вже укладених угод та планової пропозиції електричної енергії на РДН

$$V_{\text{ген},h}^{\text{ГЕС}} = V_{\text{РДН},h}^{\text{ГЕС}} + V_{\text{проп},h}^{\text{ГЕС}},$$

де $V_{\text{РДН},h}^{\text{ГЕС}}$ – обсяг виробництва електричної енергії для завантаження генераторів ГЕС на виконання вже укладених угод; $V_{\text{проп},h}^{\text{ГЕС}}$ – обсяг виробництва електричної енергії для пропозиції електричної енергії на РДН.

Забезпечення однакових рівнів завантаження генераторів ГЕС для K суміжних годин розрахункової доби реалізується за принципом зменшення (мінімізації) відхилень між рівнями завантаження послідовно для двох суміжних годин. У процесі пошуку оптимального рішення зумовлені технічними та режимними обмеженнями відхилення (тобто, різниця значень) між рівнями завантаження генераторів ГЕС послідовно для двох суміжних годин можуть набувати як додатних, так і від'ємних значень. Тому для коректного досягнення цілі оптимізації значення відхилень приводяться у парну ступінь, наприклад, у квадрат

$$\sum_{h=1}^{K-1} (V_{\text{ген},h}^{\text{ГЕС}} - V_{\text{ген},h+1}^{\text{ГЕС}})^2 \rightarrow \min \forall \begin{cases} (h < h+1) \wedge (h = [1..K-1], K \geq 2) \\ C_h^{\text{РДН}} = C_{h+1}^{\text{РДН}} \\ V_{\text{мін}}^{\text{ГЕС}} \cdot K < \sum_{h=1}^K V_{\text{ген},h}^{\text{ГЕС}} < V_{\text{макс}}^{\text{ГЕС}} \cdot K \end{cases} \quad (4)$$

Задача розподілу обсягів використання гідроресурсів по годинам розрахункової доби за цінними критеріями (1) має лінійний характер і може бути розв'язана будь-яким методом умовної лінійної оптимізації [4], наприклад, Симплекс-методом чи його похідними. Задачі забезпечення однакових рівнів завантаження генераторів ГЕС кілька суміжних годин доби (4) мають нелінійну цільову функцію і повинні розв'язуватися методами умовної нелінійної оптимізації [5], наприклад, методом приведенного градієнта.

Перевага покрової оптимізації окремо за різними критеріями полягає у можливості використання методів умовної лінійної оптимізації для (1). За умов (2) і (3) нелінійна оптимізація виконується лише для кількох годин доби, тобто зі зменшеною кількістю змінних оптимізації та зі зменшеною розмірністю системи обмежень. Так, за врахування лише обмежень водного балансу без деталізації технологічних витрат на виробництво електричної енергії задачі оптимізації (1) подаються цільовими функціями із 24 незалежними змінними, а систему обмежень формують 97 рівнянь. Для розв'язання (4) методами умовної нелінійної оптимізації кожна година доби подається однією незалежною змінною у цільовій функції та системою із 4 обмежень, а також рівнянням сумарного балансу на всі години, які підлягають оптимізації.

Проте, за покрової оптимізації комплексне планування графіків завантаження каскаду ГЕС вимагатиме організації додаткового циклу оптимізації, оскільки погодинні витрати гідроресурсів на ГЕС у верхній частині каскаду впливають на погодинний баланс гідроресурсів ГЕС у нижній частині каскаду.

Інший підхід до розв'язання задачі формування добового графіка пропозиції електричної енергії на торги РДН полягає у створенні єдиної цільової функції, де до критеріїв цінової оптимізації додаються критерії нецінової оптимізації у формі штрафних функцій

$$\sum_{h=1}^{24} C_h^{\text{РДН}} \cdot V_{\text{проп},h}^{\text{ГЕС}} - \sum_{h=1}^{23} K_h^{\text{штр}} \cdot (V_{\text{ген},h}^{\text{ГЕС}} - V_{\text{ген},h+1}^{\text{ГЕС}})^2 \rightarrow \max, \quad (5)$$

де $K_h^{\text{штр}}$ – ваговий коефіцієнт штрафу за відхилення обсягів відпуску електричної енергії від ГЕС у суміжні години доби h та $h+1$.

До вагового коефіцієнта штрафу висуваються наступні вимоги:

– штрафна функція повинна мати додатне значення для суміжних годин доби з однаковими значеннями граничних цін; для суміжних годин доби з різними ринковими цінами значення штрафу слід прирівнювати нулю;

– штрафна функція не повинна спотворювати результати оптимізації по ціновому критерію в умовах, коли технологічні обмеження не дають змогу реалізувати рівномірне завантаження генераторів ГЕС у суміжні години доби з однаковими ринковими цінами.

Перша вимога достатньо просто реалізується атрибутом вмикання штрафної функції для суміжних годин розрахункової доби із однаковими значеннями ринкових цін

$$AK_h^{\text{штр}} = \begin{cases} 1: |C_h^{\text{РДН}} - C_{h+1}^{\text{РДН}}| \geq K_{\text{чут}}^{\text{ц}} \\ 0: |C_h^{\text{РДН}} - C_{h+1}^{\text{РДН}}| < K_{\text{чут}}^{\text{ц}} \end{cases} \forall h = [1..23]; AK_{24}^{\text{штр}} = 0,$$

де $C_h^{\text{РДН}}$, $C_{h+1}^{\text{РДН}}$ – прогнозовані граничні ціни у сегменті РДН на розрахункові години доби відповідно h та $h+1$; $K_{\text{чут}}^{\text{ц}}$ – коефіцієнт чутливості до зміни ціни.

Використання коефіцієнта чутливості до зміни ціни дає змогу визначати значення коливань ринкових цін, в межах яких ринкові ціни під час розрахунків вважаються однаковими. Наприклад, мінімальний крок зміни ціни на РДН України становить 0,01 €/МВт·год [6]. За потреби значення коефіцієнту чутливості збільшується з метою активізації штрафних функцій за незначних коливань ринкової ціни, наприклад, протягом нічного періоду доби. Альтернативний підхід до активації штрафної функції – безпосереднє означення атрибутів для заданих годин доби. Означення атрибутів вмикання штрафних функцій для суміжних годин доби виконується на етапі підготовки до оптимізації.

Сутність другої вимоги до штрафної функції полягає у тому, що за неможливості реалізувати однаковий рівень завантаження генераторів ГЕС у суміжні години доби внаслідок технологічних обмежень, великі значення штрафної функції можуть призводити до отримання іншого, менш оптимального рішення задачі добової оптимізації. Тому значення штрафних функцій не повинні бути достатньо великими, щоб суттєво впливати на значення цільової функції, оптимізованої за ціновими критеріями.

За результатами досліджень розроблено наступну емпіричну формулу зменшення порядку штрафів у порівнянні із значеннями складових вигоди у цільовій функції

$$EK^{\text{штр}} = \frac{10^{-5}}{\max(C_h^{\text{РДН}}): \forall h = [1..24]}.$$

Таким чином, на етапі підготовки до оптимізації (5) розрахунок вагових коефіцієнтів штрафних функцій здійснюється за правилами

$$K_h^{\text{штр}} = \begin{cases} EK^{\text{штр}} = \frac{10^{-5}}{\min(C_h^{\text{РДН}}): \forall h = [1..24]} \\ \left\{ \begin{array}{l} EK^{\text{штр}} : |C_h^{\text{РДН}} - C_{h+1}^{\text{РДН}}| \geq K_{\text{чут}}^{\text{ц}} \\ 0 : |C_h^{\text{РДН}} - C_{h+1}^{\text{РДН}}| < K_{\text{чут}}^{\text{ц}} \end{array} \right. \forall h = [1..23] \\ 0 : h = 24 \end{cases}$$

Технологічні обмеження на використання гідроресурсів.

Систему обмежень для (1), (4) і (5) формують умови допустимих рівнів завантаження генераторів ГЕС та рівняння балансів гідроресурсів. Допустимі рівні завантаження генераторів ГЕС визначають доступні для пропозиції у сегменті РДН виробничі ресурси ГЕС

$$P_h^{\text{РДН}} \leq P_{\text{дост},h}^{\text{ГЕС}} - P_h^{\text{РДД}} - P_h^{\text{РДП}} : \forall h = [1..24],$$

де $P_h^{\text{РДН}}$ – доступна для пропозиції на торги РДН в розрахункову годину доби h сумарна потужність генераторів ГЕС; $P_{\text{дост},h}^{\text{ГЕС}}$ – доступна для завантаження в розрахункову годину доби h сумарна потужність генераторів ГЕС; $P_h^{\text{РДД}}$ – сумарна потужність генераторів ГЕС на виконання укладених двосторонніх угод в розрахункову годину доби h ; $P_h^{\text{РДП}}$ – сумарний резерв потужностей ГЕС для надання допоміжних послуг в розрахункову годину доби h .

Додатково Оператор системи передачі може визначати на окремі години доби обмеження мінімального та максимального завантаження ГЕС, пов'язані з особливостями режимів ОЕС України

$$P_{\text{min},h}^{\text{ОЕС}} \leq P_h^{\text{РДН}} + P_h^{\text{РДД}} \leq P_{\text{max},h}^{\text{ОЕС}} : \forall h = [1..24],$$

де $P_{\text{min},h}^{\text{ОЕС}}$, $P_{\text{max},h}^{\text{ОЕС}}$ – визначені Оператором системи передачі межі відповідно мінімального та максимального завантаження ГЕС в розрахункову годину доби h .

Цільові функції (1), (4) і (5) здійснюють оптимізацію погодинних обсягів відпуску електричної енергії. Зв'язок із режимними обмеженнями ГЕС та ОЕС України в даній задачі реалізується неявно припущенням про тотожність чисельних значень потужності генераторів ГЕС протягом розрахункової години h та обсягу відпущеної у цю годну доби електричної енергії

$$P_h^{\text{РДН}} \equiv V_{\text{проп},h}^{\text{ГЕС}} : \forall h = [1..24].$$

Рівняння балансу гідроресурсів визначають обмеження потоків води. Зв'язок між обсягом електричної енергії та потоком води визначається залежністю

$$P_h^{\text{РДН}} \equiv V_{\text{проп},h}^{\text{ГЕС}} = \frac{F_{\text{вирп},h}^{\text{ГЕС}}}{\gamma_c^{\text{ГЕС}}} : \forall h = [1..24], \quad (6)$$

де $F_{\text{вирп},h}^{\text{ГЕС}}$ – витрати води на виробництво електричної енергії у розрахункову годину доби h (м^3); $\gamma_c^{\text{ГЕС}}$ – середні витрати води на виробництво електричної енергії для ГЕС ($\text{м}^3/\text{МВт}\cdot\text{год}$).

В залежності від особливостей реалізації розрахункової моделі означення витрат води на реалізацію пропозиції електричної енергії у сегменті РДН та реалізацію укладених двосторонніх угод по (6) подається окремими рівняннями для кожної години розрахункової доби або використовується безпосередньо в обмеженнях балансів гідроресурсів.

Обмеження балансів гідроресурсів призначені для контролю погодинних рівнів заповнення водосховища та зведення загального за розрахункову добу балансу. Так контроль погодинних рівнів заповнення водосховища реалізується залежностями

$$W_{\text{min}}^{\text{в.сх}} \leq W_{\text{поч}}^{\text{в.сх}} + \sum_{h=1}^k (F_{\text{вх},h}^{\text{в.сх}} - F_{\text{РДН},h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{РДД},h}^{\text{ГЕС}}) \leq W_{\text{max}}^{\text{в.сх}} : \forall k = [1..24],$$

де $W_{\text{min}}^{\text{в.сх}}$, $W_{\text{max}}^{\text{в.сх}}$ – відповідно технологічні мінімум та максимум заповнення водосховища (м^3); $W_{\text{поч}}^{\text{в.сх}}$ – рівень заповнення водосховища на початок розрахункової доби; $F_{\text{вх},h}^{\text{в.сх}}$ – вхідний потік води у водосховище за розрахункову годину доби h (м^3); $F_{\text{РДН},h}^{\text{ГЕС}}$ – витрати води для виробництва електричної енергії, пропонованої у сегменті РДН (м^3); $F_{\text{РДД},h}^{\text{ГЕС}}$ – витрати води для виробництва електричної енергії на виконання вже укладених двосторонніх угод (м^3).

Зведення загального за розрахункову добу балансу гідроресурсів

$$\sum_{h=1}^{24} (F_{\text{вх},h}^{\text{в.сх}} - F_{\text{РДН},h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{РДД},h}^{\text{ГЕС}}) = W_{\text{кін}}^{\text{в.сх}} - W_{\text{поч}}^{\text{в.сх}}, \quad (7)$$

де $W_{\text{кін}}^{\text{в.сх}}$ – рівень заповнення водосховища на кінець розрахункової доби (м^3).

Різниця між кінцевим та початковим рівнями наповнення водосховища у правій частині рівності (7) разом із прогнозом надходження води протягом розрахункової доби визначають обсяг гідроресурсів, використання якого необхідно розподілити по окремим годинам задля отримання оптимального результату. При цьому на кожну годину розрахункової доби встановлюється допустимий рівень використання гідроресурсів, зумовлений умовами забезпечення санітарного стоку води по руслу ріки

$$F_{\text{РДН},h}^{\text{ГЕС}} + F_{\text{РДД},h}^{\text{ГЕС}} \geq F_{\text{min}}^{\text{ГЕС}} : \forall h = [1..24],$$

де $F_{\text{min}}^{\text{ГЕС}}$ – мінімально допустимий обсяг погодинних витрат води (м^3).

Визначення розрахункового періоду.

Оптимізація добових витрат гідроресурсів для ГЕС пов'язується із продажем електричної енергії у сегменті РДН. Відповідно цінові характеристики для (1), (4) чи (5) розраховуються, виходячи із прогнозу погодинних граничних цін на РДН України. При цьому слід враховувати, що для процесів ціноутворення на ринку електричної енергії України запроваджені два періоди доби: період мінімального навантаження (період з 00:00 до 07:00 та з 23:00 до 24:00) та період максимального навантаження (період з 07:00 до 23:00). Для кожного з означених періодів доби визначаються окремі обмеження цін. Наприклад, станом на березень 2023 року для періоду мінімального навантаження на РДН України діяли обмеження цін від 1 378,97 до 2 000 €/МВт·год. Для періоду максимального навантаження на РДН України діяли обмеження цін від 2 646,25 до 4 000 €/МВт·год. Нормативні обмеження цін на ринку електричної енергії України відповідають періодам нічного мінімуму та денного максимуму навантажень в ОЕС України.

Очевидно, що для ГЕС вигідно у нічний період мінімальних навантажень (і низьких цін) накопичувати гідроресурси у водосховищі та витратити накопичені гідроресурси у денний період максимальних навантажень (і максимальних цін). Проте початок нічного періоду мінімальних навантажень о 23:00 фактично створює в задачі добової оптимізації гідроресурсів третій інтервал цінових обмежень, коли фактично розпочинається накопичення гідроресурсів у водосховищі. Як показали попередні дослідження, формально визначений в (7) добовий баланс наповнення водосховища у випадку розбивки на три періоди доби призводитиме до неоптимального розподілу гідроресурсів в умовах рівнів наповнення водосховища, близьких до технологічних мінімуму чи максимуму. Тому задачу добової оптимізації витрат гідроресурсів на ГЕС слід виконувати з умовним зміщенням на одну годину назад: починаючи з 23:00 попередньої доби і закінчуючи 23:00 розрахункової доби. Тоді в задачі добової оптимізації гідроресурсів коректно оптимізуються перший період переважного накопичення води у водосховищі та другий період переважного використання води із водосховища.

Приклад формування графіка пропозиції на торги РДН від Київської ГЕС.

Розглянемо приклад використання описаних вище моделей та методики для оптимізації добових витрат гідроресурсів на Київській ГЕС за статистичною інформацією 16 березня 2023 року. Погодинні граничні ціни РДН взято на офіційному сайті Оператора ринку. На «ринку двосторонніх договорів» укладено угоди з продажу електричної енергії по 100 МВт·год щогодини окрім двох нічних годин, з обсягами продажу 50 МВт·год і 70 МВт·год. У сегменті «ринку додаткових послуг» зарезервовано потужності по 176 МВт на кожну годину розрахункової доби. У стані готовності на розрахункову добу знаходяться генератори сумарною потужністю 440 МВт. Середні витрати води на виробництво електричної енергії генераторами Київської ГЕС становлять $\gamma_c^{\text{ГЕС}} = 38\,400$ ($\text{м}^3/\text{МВт}\cdot\text{год}$). Погодинні значення притоку води до Київського водосховища склали $F_{\text{вх},h}^{\text{в.сх}} = 9\,000\,000$ (м^3). Обсяги мінімально допустимого санітарного стоку води у руслі Дніпра не враховуються. Робочий об'єм Київського водосховища між технологічними максимумом та мінімумом $1,236 \cdot 10^9$ (м^3). Рівні заповнення робочого об'єму Київського водо-сховища на початку та у кінці розрахункової доби означені як $W_{\text{поч}}^{\text{в.сх}} = W_{\text{кін}}^{\text{в.сх}} = 10^8$ (м^3). Розрахунковий період встановлюється з 23:00 попередньої доби до 23:00 операційної доби. Оптимізацію цільової функції (1) виконано Симплекс-методом. Основні результати оптимізації наведено на рис. 2.

Оптимальний розподіл наявних гідроресурсів передбачає максимальне завантаження ГЕС 264 МВт·год, починаючи з 8-ї розрахункової години. Проте у перші 7 розрахункових годин доби із однаковими значеннями ринкових цін 1855 €/МВт·год (окрім 4-ї розрахункової години із ринковою ціною 1850 €/МВт·год) отримано випадковий розподіл завантаження ГЕС.

Задля вирівнювання графіка завантаження ГЕС у перші 7 розрахункових годин виконано додаткову оптимізацію розподілу сумарно 585 МВт·год відпуску електричної енергії за цільовою функцією (4) методом приведенного градієнта. За результатами додаткової оптимізації (рис. 3) визначено завантаження ГЕС у перші 7 розрахункових годин на рівні 162,4 МВт·год щогодини.

Для порівняння виконано оптимізацію подинних витрат гідроресурсів Київської ГЕС по цільовій функції (5) методом приведенного градієнта. При цьому коефіцієнт чутливості до зміни ціни встановлено на рівні 5 €/МВт·год з метою ігнорування коливань ринкової ціни у 4-у розрахункову годину доби. Отримані оптимізацією (5) результати ідентичні наведеним на рис. 3. Таким чином, оптимізація розподілу подинних витрат гідроресурсів з використанням штрафних функцій у (5) дає змогу сформувати добовий графік пропозиції електричної енергії на торги РДН так само оптимальний, як двоетапна оптимізація з цільовими функціями (1) і (4).

Висновки.

Запропоновано моделі формування оптимального графіка пропозиції електричної енергії у сегменті ринку «на добу наперед» від ГЕС, які враховують як технічні характеристики силового устаткування гідроелектростанцій і обмеження на використання водних ресурсів, так і обсяги виробничих потужностей ГЕС на виконання вже укладених в інших ринкових сегментах угод. Запропоновано два варіанти розв'язання задачі формування оптимального графіка пропозиції електричної енергії у сегменті ринку «на добу наперед» від ГЕС: двоетапна оптимізація витрат наявних гідроресурсів за цінними і неціновими критеріями та оптимізація витрат наявних гідроресурсів за цінним критерієм і штрафними функціями. Практичні розрахунки на прикладі функціонування Київської ГЕС засвідчили ідентичність результатів для обох варіантів оптимізації. Використання запропонованих моделей дає змогу максимізувати економічний ефект від діяльності як окремої ГЕС, так і каскаду ГЕС за умов дотримання екологічної безпеки та безперебійного постачання населення водою належної якості.

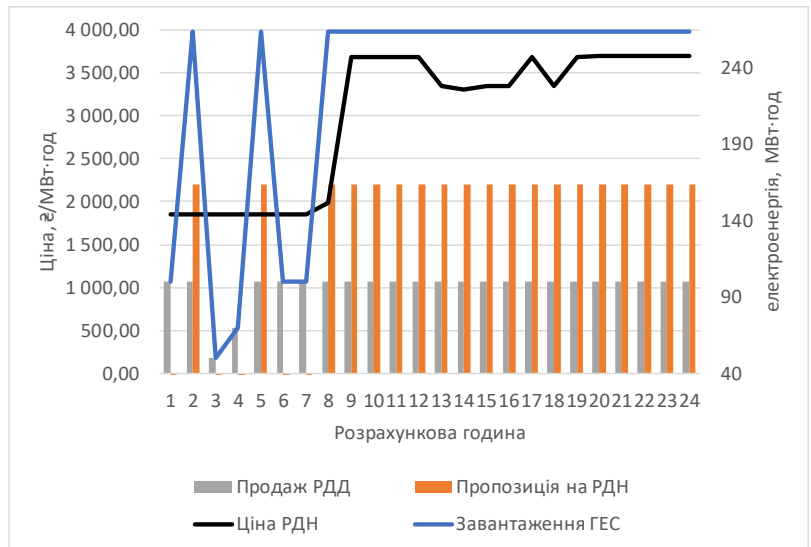


Рис. 2

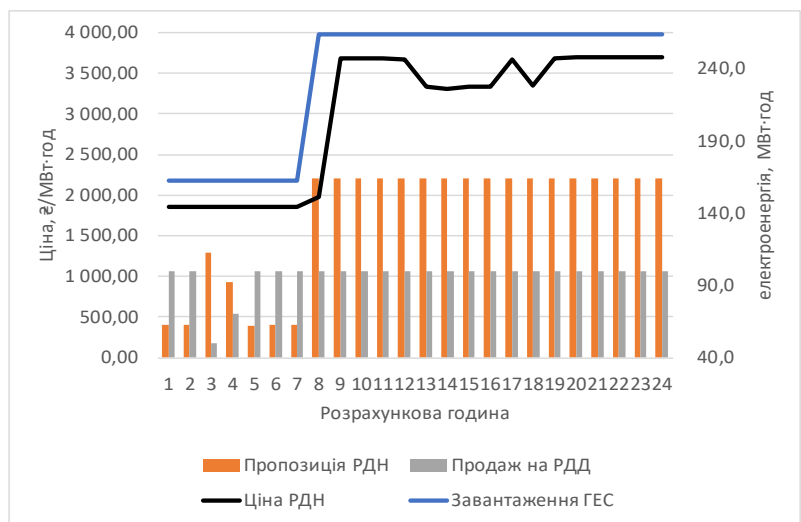


Рис. 3

Роботу виконано в межах реалізації проєкту з виконання наукового дослідження і розробки «Моделі і засоби підвищення ефективності роботи гідро- та гідроакумулюючих електростанцій для балансування ОЕС України в умовах ринку електричної енергії та особливих технологічних обмежень» (реєстраційний номер 2022.01/0069), що фінансується Національним фондом досліджень України в межах конкурсу проєктів з виконання наукових досліджень і розробок «Наука для відбудови України у воєнний та повоєнний періоди» (КПКВК 2201300).

1. Blinov I., Olefir D., Parus E., Kyrylenko O. Improving the Efficiency of HPP and PSHP Participation in the Electricity Market of Ukraine. Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control. Vol. 220. Springer, Cham. 2023. Pp. 51-74. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_3
2. Правила експлуатації водосховищ Дніпровського каскаду. Затверджено наказом Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України 27.05.2022 № 210. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0704-22#n14> (дата звернення 18.04.2023).
3. Блінов І.В., Олєфір Д.О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 42-47. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.042>.
4. Sierksma G., Zwols Y. *Linear and integer optimization: theory and practice*. CRC Press, 2015. 686 p.
5. Ruszczyński A. *Nonlinear optimization*. NJ: Princeton University Press, 2006. 464 p.
6. Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: Постанова НКРЕКП 14.03.2018 № 308 (у редакції постанови НКРЕКП від 24.06.2019 № 1169). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (дата звернення 18.04.2023).

FORMATION OF THE SCHEDULE OF THE HYDROPOWER OFFER FOR THE "DAY AHEAD" MARKET USING CONDITIONAL OPTIMIZATION METHODS WITH PENALTY FUNCTIONS

Ye.V. Parus¹, I.V. Blinov¹, D.O. Olefir²

¹ Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

E-mail: paruseugene@gmail.com; blinovighor@gmail.com

² PJSC "Centrenergo",

St. Rudykivska, 49, Kozyn, Kyiv region, 08711, Ukraine.

E-mail: olefir.do@gmail.com

Mathematical models are given for forming the schedule of electric energy supply from hydroelectric power stations for bidding in the "day-ahead" market segment. The formulation of the task of forming the supply schedule as a task of optimal use of available hydro resources for the production of electrical energy at hydroelectric power stations is described. The need to perform two-stage optimization based on price and non-price criteria is substantiated. It is proposed to consider non-price criteria by means of penalty functions in the objective function of optimization by price criteria. A system of basic technological limitations, as well as equations for control and adjustment of the reservoir filling level, is given. The results of practical calculations for both optimization options are presented. References 6, figures 3.

Keywords: electricity market, optimization, hydroelectric power plant, ancillary services, balancing market, water reservoir.

1. Blinov I., Olefir D., Parus E., Kyrylenko O. Improving the Efficiency of HPP and PSHP Participation in the Electricity Market of Ukraine. Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control, Vol. 220. 2023. Springer, Cham. Pp 51-74. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_3.
2. Rules of operation of reservoirs of the Dnieper Cascade. Approved by order of the Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine 27.05.2022 No 210. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0704-22#n14> (accessed at 18.04.2023). (Ukr)
3. Blinov I.V., Olefir D.O., Parus Ye.V. Model of optimal use of hydro power plants in the electricity market. *Tekhnichna Electrodynamika*. 2022. No 2. Pp. 42-47. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.042>. (Ukr)
4. Sierksma G., Zwols Y. *Linear and integer optimization: theory and practice*. CRC Press, 2015. 686 p. DOI: <https://doi.org/10.1201/b18378>
5. Ruszczyński A. *Nonlinear optimization*. NJ: Princeton University Press, 2006. 464 p.
6. Rules day-ahead market and intraday market: Decree NKREKP 14.03.2018 No 308 (revision on 24.06.2019 No 1169). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (accessed at 18.04.2023). (Ukr)

Надійшла 18.05.2023
Остаточний варіант 09.08.2023