

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.64.016>

ДОБОВА ОПТИМІЗАЦІЯ ГРАФІКУ РОБОТИ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ НА РИНКУ «НА ДОБУ НАПЕРЕД»

Є.В. Парус^{1*}, канд. техн. наук, **І.В. Блінов^{1**}**, докт. техн. наук, **Д.О. Олефір^{2***}**¹ – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна² – ПАТ «Центренерго»,

вул. Рудиківська, 49, смт Козин, 08711, Україна

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovigor81@gmail.com, olefir.do@gmail.com

Представлено математичну модель добової оптимізації наявних гідроресурсів ГЕС як інструментарій розв'язання задачі визначення погодинних обсягів продажу електричної енергії в сегменті ринку «на добу наперед» з урахуванням технологічних обмежень та обсягів електроенергії за попередньо укладеними угодами. Наведено методику підготовки вхідних даних в частині розрахунків коефіцієнтів цільової функції та системи обмежень. Продемонстровано приклад розв'язання задачі добової оптимізації наявних гідроресурсів Київської ГЕС та обґрунтовано потребу у використанні додаткових нецінових критеріїв оптимізації. Бібл. 7, рисунок.

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

Вступ. Гідроелектростанції (ГЕС) в Україні виконують важливу функцію постачальника для Оператора системи передачі послуг відновлення частоти в ОЕС України [1]. Водночас часто ГЕС отримують аварійні диспетчерські команди, зумовлені критичним дисбалансом обсягів виробництва/споживання електричної енергії в ОЕС України. Активне залучення ГЕС до регулювання режимів ОЕС України спричиняє суттєві відхилення витрат гідроресурсів від планових значень і призводить до порушень технологічних обмежень водного балансу водосховищ [2]. Проблема коригування графіків завантаження гідроагрегатів ГЕС в умовах відхилень витрати гідроресурсів від планових показників ускладнена потребою узгодження обсягів витрат води для всього каскаду ГЕС. У [3] виконано опис математичної моделі, яка дає змогу виконати оптимізацію гідроресурсів для каскаду ГЕС за сезонами чи місяцями року, а також здійснити коригування планів відпуску електричної енергії за відхилень балансів гідроресурсів каскадом ГЕС у різні проміжки розрахункового періоду від попередньо запланованих значень. Але розв'язання задачі добової оптимізації гідроресурсів каскаду ГЕС вимагає введення додаткових складових, якими враховуються обсяги електричної енергії за вже укладеними угодами. Особливість постановки задачі планування витрат гідроресурсів за годинами розрахункової доби полягає в тому, що цільова функція задачі добової оптимізації має здійснювати розподіл гідроресурсів та виробничих потужностей ГЕС, доступних для продажу в сегменті ринку «на добу наперед» (РДН). У той же час баланс гідроресурсів має додатково враховувати витрату води на реалізацію угод, уже укладених в інших ринкових сегментах.

Мета статті полягає в побудові моделі оптимізації витрат гідроресурсів енергоагрегатами ГЕС для розв'язання задачі оптимізації добового графіка пропозиції електричної енергії в сегменті ринку «на добу наперед» з урахуванням укладених в інших ринкових сегментах угод з продажу електричної енергії чи допоміжних послуг.



Математична модель оптимізації гідроресурсів. Розглянемо задачу оптимізації витрати гідроресурсів генераторами ГЕС протягом розрахункової доби. Основна ціль оптимізації полягає в максимізації вигоди ПрАТ «Укргідроенерго», отриманої в результаті продажу електричної енергії за розрахункову добу. Оскільки на українському ринку електричної енергії [4] укладаються договори з купівлі/продажу погодинних обсягів електричної енергії [5, 6], то сумарна за добу вигода визначатиметься сумою значень вигоди за кожної години розрахункової доби:

$$\sum_{h=1}^{24} B_h^{\text{ГЕС}} \rightarrow \max.$$

Для зменшення розмірності математичної моделі, якою подається задача оптимізації, всі технічні та економічні характеристики приводяться до балансу гідроресурсів на етапі підготовки до оптимізації. Водночас оптимізації підлягають значення погодинних витрат води ГЕС $F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}}$ протягом розрахункової доби. Тоді цільова функція набуває вигляду:

$$\sum_{h=1}^{24} B_h^{\text{ГЕС}} = \sum_{h=1}^{24} C_h^{\text{ГЕС}} \cdot F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}} \rightarrow \max, \quad (1)$$

де $B_h^{\text{ГЕС}}$ – погодинна вигода від продажу електричної енергії (грн); $F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}}$ – погодинні витрати води на виробництво електричної енергії (м^3); $C_h^{\text{ГЕС}}$ – погодинна вигода від використання 1 м^3 води на ГЕС (грн/ м^3).

Система обмежень для (1) враховує добовий баланс гідроресурсів у комплексі «Водосховище – ГЕС». Передусім така система обмежень має враховувати заданий на розрахункову добу обсяг коригування рівня заповнення водосховища, пов'язаний з річними та сезонними планами накопичення, та витрати водних ресурсів. Крім того, якщо в (1) враховуються виключно доступні для продажу на РДН обсяги електричної енергії, то добовий баланс гідроресурсів у комплексі «Водосховище – ГЕС» формується з урахуванням всіх витрат води. Зокрема, додатково до погодинних витрат гідроресурсів для продажу на РДН, обсяги яких оптимізуються в (1), слід враховувати й планові витрати води за вже укладеними договорами, наприклад, у межах реалізації механізму покладання спеціальних обов'язків [7].

Добовий баланс погодинних витрат гідроресурсів узгоджується з різницею наповнення водосховища на початку та в кінці розрахункової доби:

$$\sum_{h=1}^{24} (F_{\text{над},h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}}) = W_{\text{кін}}^{\text{в.сх.}} - W_{\text{поч}}^{\text{в.сх.}}, \quad (2)$$

де $F_{\text{над},h}^{\text{ГЕС}}$ – прогнозований обсяг надходження води до водосховища в розрахункову годину h (м^3); $F_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}}$ – розрахунковий обсяг витрат води на виробництво електричної енергії за вже укладеними договорами в розрахункову годину h (м^3); $W_{\text{поч}}^{\text{в.сх.}}$ – рівень заповнення водосховища на початку розрахункової доби (м^3); $W_{\text{кін}}^{\text{в.сх.}}$ – рівень заповнення водосховища в кінці розрахункової доби (м^3).

Використання значень початкового та кінцевого рівнів заповнення водосховища в (2) дає змогу узгодити добовий план виробничої діяльності ГЕС із сезонними та річними плановими показниками заповнення водосховища.

Технічні та режимні обмеження ГЕС на етапі підготовки до оптимізації приводяться до значень мінімальних та максимальних витрат води на кожну годину розрахункової доби. Зокрема обмеження мінімального та максимального рівнів завантаження генераторів ГЕС подається значеннями мінімальних та максимальних витрат води для забезпечення режимів відповідно мінімальної та максимальної генерації:

$$F_{\text{min},h}^{\text{ГЕС}} \leq F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}} \leq F_{\text{max},h}^{\text{ГЕС}} \forall h = [1 \dots 24], \quad (3)$$

де $F_{\min,h}^{\text{ГЕС}}$ – значення мінімально допустимого обсягу витрати води на виробництво електричної енергії для розрахункової години доби h (м^3); $F_{\max,h}^{\text{ГЕС}}$ – значення максимально допустимого обсягу витрати води на виробництво електричної енергії для розрахункової години доби h (м^3).

У цільовій функції (1) виконується розподіл виробничих потужностей ГЕС, доступних до продажу електричної енергії у сегменті РДН. Обсяг таких потужностей розраховується з урахуванням як вже фактично проданої в сегменті РДД електричної енергії, так і обсягів, зарезервованих під надання допоміжних послуг. Тому обмеження (3) стосуються не фактичного рівня завантаження генераторів ГЕС (з урахуванням усіх договорів з продажу електричної енергії), а лише доступних для продажу на РДН виробничих потужностей ГЕС, оптимальний обсяг яких визначається за результатами оптимізації цільової функції (1). Детальний опис розрахунку обмежень мінімальних та максимальних витрат гідроресурсів генераторами ГЕС у (3) наведено в наступних розділах публікації.

Система обмежень також реалізує контроль рівня заповнення водосховища. Так, на кожну годину розрахункової доби рівень заповнення водосховища не повинен бути меншим за технологічний мінімум:

$$W_{\text{поч}}^{\text{в.сх.}} + \sum_{h=1}^k (F_{\text{над.,}h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{витр.,}h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{уд.,}h}^{\text{ГЕС}}) \geq W_{\min}^{\text{в.сх.}} \forall k = [1 \dots 24],$$

де $W_{\min}^{\text{в.сх.}}$ – технологічний мінімум заповнення водосховища (м^3).

Аналогічно на кожну годину розрахункової доби рівень заповнення водосховища не повинен перевищувати технологічний максимум:

$$W_{\text{поч}}^{\text{в.сх.}} + \sum_{h=1}^k (F_{\text{над.,}h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{витр.,}h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{уд.,}h}^{\text{ГЕС}}) \leq W_{\max}^{\text{в.сх.}} \forall k = [1 \dots 24],$$

де $W_{\max}^{\text{в.сх.}}$ – технологічний максимум заповнення водосховища (м^3).

Наведені обмеження оперують значеннями мінімального та максимального рівнів наповнення водосховища. Водночас нерідко обсяг мінімального наповнення водосховища значно більший за обсяги гідроресурсів, які технологічно допустимо регулювати. Наприклад, на водосховищі Київської ГЕС об'єм води мертвого рівня за контрольної мінімальної висоти водяного стовпа 101,5 м перевищує 80 мільярдів м^3 . У той же час додатковий об'єм води, який може використовуватися генераторами Київської ГЕС за контрольної максимальної висоти водяного стовпа 103 м, складає 1 236 млн м^3 . Тому в обмеженнях водного балансу більш доцільно використовувати значення робочого (доступного для заповнення гідроресурсом, який у подальшому можливо використати) об'єму водосховища і визначити рівні заповнення такого об'єму. Відповідно задекларовані вище початковий та кінцевий для розрахункової доби рівні заповнення водосховища визначаються як обсяги води в межах робочого об'єму водосховища. Тоді обмеження мінімального рівня заповнення водосховища подаються як

$$W_{\text{поч}}^{\text{в.сх.}} + \sum_{h=1}^k (F_{\text{над.,}h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{витр.,}h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{уд.,}h}^{\text{ГЕС}}) \geq 0 \forall k = [1 \dots 24]. \quad (4)$$

Обмеження максимального рівня заповнення водосховища набувають вигляду:

$$W_{\text{поч}}^{\text{в.сх.}} + \sum_{h=1}^k (F_{\text{над.,}h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{витр.,}h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{уд.,}h}^{\text{ГЕС}}) \leq W_{\text{роб}}^{\text{в.сх.}} \forall k = [1 \dots 24], \quad (5)$$

де $W_{\text{роб}}^{\text{в.сх.}}$ – робочий об'єм водосховища між технологічними максимумом та мінімумом (м^3).

Системи обмежень (4) і (5) призначені для контролю фактичних балансів гідроресурсів для водосховища. Тому в цих обмеженнях ураховуються і витрати води на реалізацію вже укладених угод із продажу електричної енергії, і витрати води на електричну енергію для продажу в сегменті РДН.

Таким чином, задача оптимізації добових витрат води для ГЕС подається цільовою функцією (1) із 24 незалежними змінними погодинних витрат води. Систему обмежень у задачі оптимізації формують обмеження рівності (2) та 96 обмежень нерівності (3)–(5).

Розрахунок цінових характеристик. Оптимізація добових витрат гідроресурсів для ГЕС пов'язується із продажем електричної енергії в сегменті РДН. Відповідно цінові характеристики для (1) розраховуються, виходячи з прогнозу погодинних граничних цін на РДН України. Водночас 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 серпень 2022 року для періоду мінімального навантаження на РДН України діяли обмеження цін від 1 378,97 до 2 000 грн/(МВт·год). Для періоду максимального навантаження на РДН України діяли обмеження цін від 2 646,25 до 4 000 грн/(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 в нічний період мінімальних навантажень (і низьких цін) накопичувати гідроресурси у водосховищі та витратити накопичені гідроресурси в 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 добуве накопичення гідроресурсів у водосховищі. Як показали попередні дослідження, формально визначений в (2) добовий баланс наповнення водосховища у випадку розбивки на три періоди доби призводитиме до неоптимального розподілу гідроресурсів в умовах низького рівня наповнення водосховища (4) чи високого рівня наповнення водосховища (5).

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 з водосховища.

Розрахунок цінових характеристик для (1) здійснюється за таким принципом. Нехай погодинна вигода від продажу електричної енергії в сегменті РДН визначається формулою:

$$B_h^{\text{ГЕС}} = C_h^{\text{РДН}} \cdot V_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}} = C_h^{\text{РДН}} \cdot \frac{F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}}}{\Upsilon_{\text{п}}^{\text{ГЕС}}},$$

де $C_h^{\text{РДН}}$ – прогнозована гранична ціна РДН на годину доби h (грн/МВт·год); $V_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}}$ – обсяг проданої електричної енергії на годину доби h (МВт·год); $\Upsilon_{\text{п}}^{\text{ГЕС}}$ – питомі витрати води на виробництво електричної енергії для ГЕС ($\text{м}^3/\text{МВт}\cdot\text{год}$).

Ураховуючи визначення погодинної вигоди в (1), маємо:

$$C_h^{\text{ГЕС}} \cdot F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}} = C_h^{\text{РДН}} \cdot \frac{F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}}}{\Upsilon_{\text{п}}^{\text{ГЕС}}}.$$

Тоді

$$C_h^{\text{ГЕС}} = \frac{C_h^{\text{РДН}}}{\Upsilon_{\text{п}}^{\text{ГЕС}}}. \quad (6)$$

За потреби у розрахунках вигоди від продажу електричної енергії додатково враховується змінна складова витрат ГЕС, безпосередньо пов'язана з виробництвом електричної енергії. З метою збереження лінійності цільової функції (1) та системи обмежень (2)–(5), такі витрати подаються усередненим для всіх режимів роботи ГЕС значенням $C_{\text{ЗВ},h}^{\text{ГЕС}}$, приведеним до 1 МВт·год відпущеної електричної енергії:

$$C_h^{\text{ГЕС}} = \frac{C_h^{\text{РДН}} - C_{\text{ЗВ},h}^{\text{ГЕС}}}{\Upsilon_{\text{п}}^{\text{ГЕС}}}. \quad (7)$$

Означення обмежень на витрати гідроресурсів. Система обмежень добового балансу гідроресурсів означається з огляду на технологічні характеристики ГЕС та водосховища. На розрахункову годину доби величина доступних виробничих потужностей визначається за відношенням:

$$P_{\text{роб},h}^{\text{ГЕС}} = P_{\text{гот},h}^{\text{ГЕС}} - P_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}} - P_{\text{рез},h}^{\text{ГЕС}} = \sum_n P_{\text{ном},n,h}^{\text{ГТ}} - P_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}} - P_{\text{рез},h}^{\text{ГЕС}} \forall h = [1 \dots 24], \quad (8)$$

де $P_{\text{гот},h}^{\text{ГЕС}}$ – сумарна потужність гідроагрегатів ГЕС, які в розрахункову годину доби h знаходиться в стані готовності до виробництва електричної енергії (МВт); $P_{\text{ном},n,h}^{\text{ГТ}}$ – номінальна потужність n -го гідроагрегату ГЕС, який у розрахункову годину доби h знаходиться в стані готовності до виробництва електричної енергії (МВт); $P_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}}$ – заплановане в розрахункову годину доби h навантаження ГЕС на виконання вже укладених угод з продажу електричної енергії (МВт); $P_{\text{рез},h}^{\text{ГЕС}}$ – зарезервована на допоміжні послуги потужність ГЕС (МВт).

Обсяг потоку води, необхідний для відпуску електричної енергії за вже укладеними угодами для кожної години h розрахункової доби розраховується як

$$F_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}} = 1 \cdot P_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}} \cdot \gamma_{\text{п}}^{\text{ГЕС}} \forall h = [1 \dots 24], \quad (9)$$

де 1 – одна година розрахункової доби, константа для узгодження розмірності результату розрахунку (год).

Обмеження мінімального завантаження генераторів ГЕС визначається передусім вимогами забезпечення санітарного стоку води руслом ріки:

$$F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}} + F_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}} \geq F_{\text{сан},h}^{\text{ГЕС}} \forall h = [1 \dots 24],$$

де $F_{\text{сан},h}^{\text{ГЕС}}$ – мінімально допустимий санітарний стік води в руслі ріки на годину h розрахункової доби (м^3).

Наведене обмеження забезпечує коректність результатів оптимізації лише в тих випадках, коли витрати води на реалізацію вже укладених угод не перевищують обсяг, необхідний для забезпечення санітарного стоку руслом ріки. У протилежному випадку за результатами оптимізації наведене відношення може призводити до отримання від'ємного значення потоку води. Така ситуація є принципово допустимою на рівні ПрАТ «Укргідроенерго», який на РДН формує агреговану пропозицію електричної енергії для всіх електростанцій. Але такі варіанти потребують комплексної оптимізації для всіх енергетичних об'єктів, які беруть участь у формуванні агрегованої заявки, з метою доведення оптимальності такого рішення. На рівні окремої ГЕС від'ємне значення витрат води $F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}}$ означає умовну операцію продажу електричної енергії в сегменті РДН на окрему годину h розрахункової доби. Реалізація аналізу подібних ситуацій потребує впровадження додаткових змінних оптимізації та додаткових обмежень для врахування процедур купівлі електричної енергії в сегменті РДН (оскільки процедура закупівлі електричної енергії в сегменті РДН імітується з використанням інших цінових характеристик порівняно з процедурою продажу електричної енергії) і в межах цієї публікації не розглядається.

Тому в статті прийнято припущення про недопустимість зменшення в окремі години розрахункової доби витрат гідроресурсів порівняно з витратами на реалізацію вже укладених угод продажу електричної енергії. Таке припущення враховується умовою

$$F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}} \geq \begin{cases} F_{\text{сан},h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}}, F_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}} < F_{\text{сан},h}^{\text{ГЕС}} \\ 0, F_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}} \geq F_{\text{сан},h}^{\text{ГЕС}} \end{cases} \forall h = [1 \dots 24].$$

У наведеній умові порівнюються константи, значення яких не змінюється в процесі оптимізації. Тому значення мінімального обсягу витрат гідроресурсів у (3) отримується на етапі підготовки даних до оптимізації оператором вибору максимального значення:

$$F_{\text{min},h}^{\text{ГЕС}} = \max(0, F_{\text{сан},h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}}) \forall h = [1 \dots 24]. \quad (10)$$

Значення максимально допустимого обсягу потоку води для кожної години h розрахункової доби в (3) враховує як доступні для продажу на РДН виробничі потужності, так і мінімально допустимий обсяг водного потоку:

$$F_{\max,h}^{\text{ГЕС}} = F_{\min,h}^{\text{ГЕС}} + 1 \cdot P_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}} \cdot \gamma_{\text{п}}^{\text{ГЕС}} \forall h = [1 \dots 24]. \quad (11)$$

Оскільки в наведеному виразі використовуються константи, значення яких не змінюється в процесі оптимізації, то значення максимально допустимого обсягу потоку води для кожної години h також отримується на етапі підготовки даних до оптимізації.

Етап означення результатів. За результатами оптимізації цільової функції (1) визначаються значення погодинних витрат води для виробництва електричної енергії, яку передбачається продати в сегменті РДН. Для визначення стратегії участі в сегменті РДН слід розрахувати погодинні обсяги продаж електричної енергії в цьому ринковому сегменті:

$$V_h^{\text{РДН}} = \frac{F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}}}{\gamma_{\text{п}}^{\text{ГЕС}}} \forall h = [1 \dots 24]. \quad (12)$$

Методика добової оптимізації витрат гідроресурсів ГЕС як задача визначення оптимальних погодинних обсягів продажу електричної енергії.

Вхідні дані для оптимізації витрат гідроресурсів генераторами ГЕС на розрахункову добу такі:

- прогнозовані значення погодинних граничних цін у сегменті РДН $C_h^{\text{РДН}}$ (грн/МВт·год);
- погодинні обсяги вже проданої в інших ринкових сегментах електричної енергії $V_{\text{уд},h}^{\text{ГЕС}}$ (МВт·год);
- погодинні значення проданих у сегменті РДП ресурсів допоміжних послуг $P_{\text{рез},h}^{\text{ГЕС}}$ (МВт);
- сумарна потужність гідроагрегатів ГЕС, які у розрахункову годину доби h знаходиться в стані готовності до виробництва електричної енергії $P_{\text{гор},h}^{\text{ГЕС}}$ (МВт);
- питомі витрати води на виробництво електричної енергії генераторами ГЕС $\gamma_{\text{п}}^{\text{ГЕС}}$ (м³/МВт·год);
- погодинні значення притоку води до водосховища ГЕС $F_{\text{над},h}^{\text{ГЕС}}$ (м³);
- погодинні значення мінімально допустимого санітарного стоку води в руслі ріки $F_{\text{сан},h}^{\text{ГЕС}}$ (м³);
- робочий об'єм водосховища між технологічними максимумом та мінімумом $W_{\text{роб}}^{\text{в.сх.}}$ (м³);
- рівень заповнення робочого об'єму водосховища на початку розрахункової доби $W_{\text{поч}}^{\text{в.сх.}}$ (м³);
- рівень заповнення робочого об'єму водосховища в кінці розрахункової доби $W_{\text{кін}}^{\text{в.сх.}}$ (м³).

Послідовність розрахунків така.

Етап 1. Підготовка до оптимізації.

1. За (6) чи (7) розрахувати значення погодинної вигоди від використання 1 м³ води на ГЕС (грн./м³).

2. За (8) розрахувати величини доступних виробничих потужностей на кожну годину розрахункової доби.

3. За (9) розрахувати обсяги потоку води, необхідні для відпуску електричної енергії за вже укладеними угодами для кожної години розрахункової доби.

4. За (10) розрахувати значення мінімальних обсягів витрат гідроресурсів на кожну годину розрахункової доби.

5. За (11) розрахувати значення максимальних обсягів витрат гідроресурсів на кожну годину розрахункової доби.

Етап 2. Оптимізація.

6. Здійснити оптимізацію цільової функції (1) в умовах системи обмежень (2)–(5) одним із методів лінійного програмування.

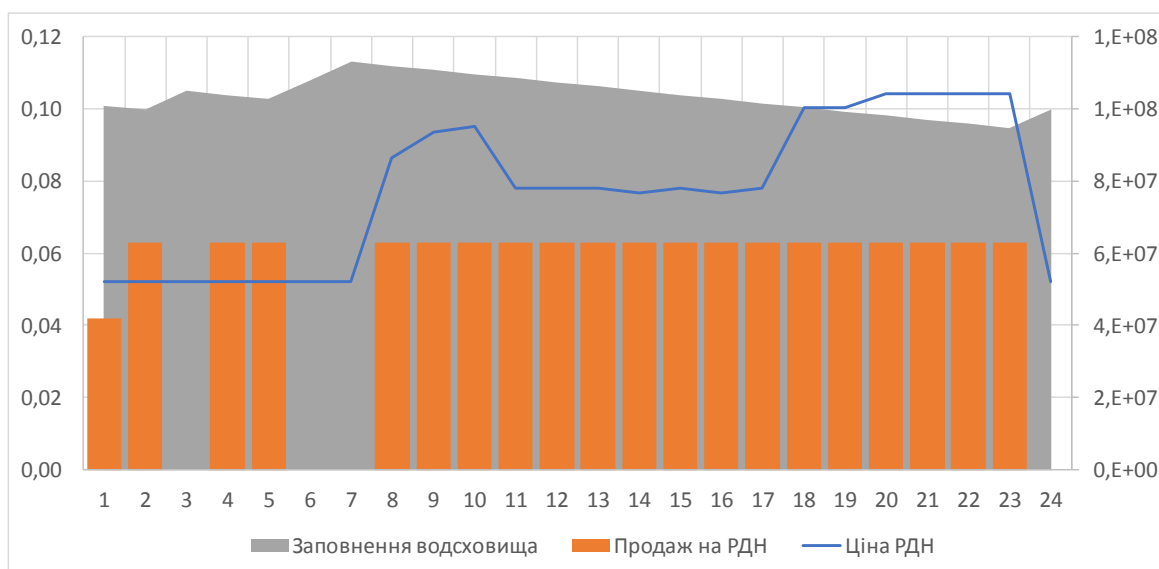
Етап 3. Означення результатів.

7. За (12) розрахувати погодинні обсяги продажу електричної енергії в сегменті РДН.

Приклад. Розглянемо приклад використання описаних вище моделей та методики для оптимізації добових витрат гідроресурсів на Київській ГЕС за статистичною інформацією 7 серпня 2022 року. Погодинні граничні ціни РДН взято на офіційному сайті Оператора ринку. На ринку двосторонніх договорів (РДД) укладено угоди з продажу електричної енергії по 100 МВт·год щогодини. У сегменті ринку допоміжних послуг (РДП) 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 $\gamma_{\text{п}}^{\text{ГЕС}} = 38\,400$ (м³/МВт·год). Погодинні значення притоку води до Київського водосховища склали $F_{\text{над},h}^{\text{ГЕС}} = 9\,000\,000$ (м³). Обсяги мінімально допустимого санітарного стоку води в руслі Дніпра не враховуються (прирівнюються до нуля). Робочий об'єм Київського водосховища між технологічними максимумом та мінімумом $W_{\text{роб}}^{\text{в.сх.}} = 1,236 \cdot 10^9$ (м³). Рівні заповнення робочого об'єму Київського водосховища на початку та в кінці розрахункової доби означені як $W_{\text{поч}}^{\text{в.сх.}} = W_{\text{кін}}^{\text{в.сх.}} = 10^8$ (м³).

Коефіцієнти цільової функції та систем обмежень (2)–(5) розраховані за наведеною вище методикою. Оптимізацію цільової функції (1) виконано з використанням Симплекс-метода. Основні результати оптимізації наведено на рисунку.

За результатами оптимізації цільової функції (1) отримано погодинний розподіл обсягів електричної енергії для продажу в сегменті РДН на суму 10 244 468 грн. Доступні для продажу в сегменті РДН погодинні обсяги 164 МВт·год використовуються повністю увесь період «день» з 8:00 до 23:00. Проте для нічних годин доби з однаковою ринковою ціною (з 1-ої до 7-ої години та останню годину доби) розподіл обсягів виробництва електричної енергії Київською ГЕС сумарно на 601 МВт·год має випадковий характер. Це зумовлено тим, що для інтервалу часу з однаковою ціною існує нескінченна кількість розв'язків, які дають однаково максимальне значення цільової функції. Наприклад, для наведеного на рисунку результату оптимізації для перших 7 годин розрахункової доби можливо завантажити генератори для виробництва $7 \cdot 164 = 1\,148$ МВт·год. Проте гідроресурси виділено лише на виробництво 601 МВт·год. Оскільки ринкова вартість електричної енергії однакова у перші 7 годин доби, то доступні гідроресурси можливо розподілити в будь-яких відношеннях, отримуючи однаково сумарне значення в цільовій функції (1).



Слід також зауважити, що ціна нічних ринкових обмежень 2 000 грн/МВт·год характерна не тільки для перших 7 годин доби, але й для останньої години доби. Це підтверджує доцільність встановлення розрахункового періоду добової оптимізації з умовним зміщенням на одну годину, починаючи з 23:00 попередньої доби.

Таким чином, для розв'язання задачі добової оптимізації витрати гідроресурсів на ГЕС необхідно залучати засоби розв'язання задач лінійного програмування, які допускають наявність нескінченної множини рішень та відображають один із варіантів оптимального рішення. Для РДН України загалом характерно встановлення однакових граничних цін кілька годин поспіль, особливо в нічні години доби. Тому під час розв'язання задачі оптимального використання гідроресурсів на виробництво електричної енергії виникає потреба в залученні додаткових нецінових критеріїв оптимальності. Наприклад, для електростанцій типовою ціллю в таких випадках є робота генераторів з незмінним завантаженням кілька годин поспіль, причому такий режим може порушуватись лише внаслідок технологічних обмежень чи обмежень на витрати гідроресурсів.

Висновки. Представлена в публікації математична модель дає змогу розв'язати задачу оптимального за ціновим критерієм розподілу наявних гідроресурсів для формування добового графіка завантаження генераторів гідроелектростанції з урахуванням плану підтримки рівня заповнення водосховища та технологічних обмежень. Проте в умовах властивої для ринку «на добу наперед» України наявності однакових граничних цін кілька годин поспіль, можливе виникнення потреби в додаткових розрахунках з метою оптимізації частини добового графіка завантаження генераторів гідроелектростанції за неціновими критеріями. Крім того, для засобів розв'язання задачі оптимізації добового графіка завантаження генераторів гідроелектростанції за ціновим критерієм висувається вимога коректної роботи в умовах нескінченної кількості рішень із максимумом цільової функції та відображення як результату будь-якого із таких рішень.

1. Олефір Д.О., Бабіч В.Ю., Блінов І.В. Актуальні проблеми забезпечення ОЕС України ресурсами регулювання частоти та потужності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. № 3. С. 39–46.
2. Блінов І.В., Олефір Д.О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 2. С. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.042>
3. Blinov I., Olefir D., Parus E., Kyrylenko O. Improving the Efficiency of HPP and PSHPP Participation in the Electricity Market of Ukraine. In: Kyrylenko, O., Denysiuk, S., Derevianko, D., Blinov, I., Zaitsev, I., Zaporozhets, A. (eds) *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control*. 2023. Vol 220. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_3.
4. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 No2019-VIII.
5. Про затвердження Правил ринку: Постанова НКРЕКП No 307 від 14.03.2018.6.
6. Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: Постанова НКРЕКП No 308 від 14.03.2018.
7. Постанова Кабінету міністрів України № 775. Про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії, що здійснюють операції з експорту електричної енергії, для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії протягом дії воєнного стану. Постанова кабінету міністрів України, редакція від 8 серпня 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/775-2022-%D0%BF#Text>

DAILY OPTIMIZATION OF A WORKING SCHEDULE OF THE HYDROPOWER PLANT ON THE "DAY AHEAD" MARKET

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

¹ – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine

² – PJSC "Centrenergo", st. Rudykivska, 4908711, Kozyn, Ukraine

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovigor81@gmail.com, olefir.do@gmail.com

A mathematical model of the daily optimization of available hydro resources of hydropower plants is presented as a tool for solving the problem of determining hourly volumes of electricity sales in the «day ahead» market segment, taking into account technological limitations and volumes of electricity under already concluded agreements. The method of preparation of input data in the part of calculations of the coefficients of the objective function and the system of constraints is presented. An example of solving the problem of daily optimization of the available hydro resources of the Kyiv HPP is demonstrated and the need to use additional non-price optimization criteria is substantiated. Bibl. 7, figure.

Keywords: hydropower plants, optimization, electricity market, day-ahead market.

1. Olefir D., Babich V., Blinov I. Current problems of providing frequency and power regulation resources to IPS of Ukraine. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2021. No 3. Pp. 39–46. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251196>
2. Blinov I., Olefir D., Parus E. Model of optimal use of hydro power plants in the electricity market. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2022. No 2. Pp. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.042>
3. Blinov I., Olefir D., Parus E., Kyrylenko O. Improving the Efficiency of HPP and PSHPP Participation in the Electricity Market of Ukraine. In: Kyrylenko, O., Denysiuk, S., Derevianko, D., Blinov, I., Zaitsev, I., Zaporozhets, A. (eds) *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control*. 2023. Vol 220. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_3
4. On Electricity Market: The Law of Ukraine. No 2019-VIII of 13.04.2017.
5. On Approval of Market Rules: NEURC's Resolution KP No 307 of March 14, 2018. (Ukr)
6. On Approval of Day Ahead Market and Intraday market: NEURC's Resolution No 308 of March 14, 2018. (Ukr)
7. Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine. No. 775. On the imposition of special duties on the participants of the electric energy market, which carry out operations on the export of electric energy, to ensure the interests of the general public in the process of functioning of the electric energy market during the period of martial law. Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine, version of August 8, 2022. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/775-2022-%D0%BF#Text>

Надійшла: 02.03.2023
Прийнята: 22.03.2023

Submitted: 03.03.2023
Accepted: 22.03.2023