

ОПТИМІЗАЦІЯ ДОБОВОГО ГРАФІКУ РОБОТИ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З УРАХУВАННЯМ НЕЛІНІЙНОЇ ФУНКЦІЇ ВИТРАТ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ

Д.О. Олефір*, Є.В. Парус**, канд. техн. наук, О.Б. Рибіна***, канд. техн. наук,

В.О. Мірошник****, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: paruseugene@gmail.com

Представлено математичну модель добового розподілу наявних гідроресурсів гребельної ГЕС із урахуванням нелінійної функції технологічних витрат електричної енергії. Наведено функцію вигоди від продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед». Представлено лінійну та нелінійну функції витрат на закупівлю електричної енергії для покриття власних потреб електроспоживання генераторів ГЕС за різних режимів їхнього завантаження. Представлено цільову функцію вигоди від продажу електроенергії на ринку «на добу наперед» із урахуванням вартості закупівлі електричної енергії на покриття технологічних потреб функціонування генераторів ГЕС у різних режимах завантаження. Наведено систему обмежень гідроресурсів у технологічному вузлі «Водосховище ГЕС». Виконано тестові розрахунки з використанням представлених математичних моделей та проаналізовано результати таких розрахунків. Бібл. 8, рис. 3.

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

Вступ. Гідроелектростанції (ГЕС) відіграють важливу роль у структурі виробничих потужностей ОЕС України, функціонування яких відбувається в ринкових умовах [1–3] та умовах синхронної роботи з ENTSO-E [4]. Окрім виробництва електроенергії, гребельні ГЕС наразі також є основним постачальником для Оператора системи передачі послуг відновлення частоти в ОЕС України [5, 6]. Активне регулювання режимів ОЕС України гребельними ГЕС призводить до суттєвих відхилень їхніх фактичних графіків роботи від планових та відповідно до відхилення витрат гідроресурсів від планових значень, а також до появи порушень технологічних обмежень водного балансу водосховищ [7].

У [7] наведено математичну модель, в якій вигода від продажу електроенергії визначається різницею між фактичною ціною продажу та деякою усередненою ціною витрат на виробництво електричної енергії. Така постановка задачі дала змогу достатньо просто розраховувати ціну проданої електроенергії і, у ряді випадків, взагалі не зважати на витрати, пов'язані з виробництвом електроенергії. Для більш детального урахування таких витрат необхідно дослідити особливості врахування функції витрат, пов'язаних із виробництвом електроенергії на ГЕС, та вплив цієї складової на результати оптимізації.

Мета статті полягає в побудові моделі оптимального розподілу наявних гідроресурсів для виробництва електричної енергії з урахуванням лінійних та нелінійних характеристик споживання власних потреб на ГЕС.

Архітектура математичної моделі розподілу гідроресурсів.

Із метою розв'язання задачі оптимального розподілу доступних на добу гідроресурсів для гідротехнічного вузла «Водосховище – ГЕС» сформовано математичну модель, в основі якої – функції формалізованого відображення технологічних процесів у гідротехнічному вузлі (рисунок 1), а також системи технічних, режимних і екологічних обмежень.

У математичній моделі відображено опис технологічних процесів у гідротехнічному вузлі, структурований із виділенням таких основних складових:

- опис технологічних процесів для гідроагрегатів (ГА);
- опис технологічних процесів для ГЕС;
- опис технологічних процесів для водосховища.



Опис технологічних процесів для ГА формується на основі залежностей витрат гідроресурсів на виробництво електричної енергії. Змінними оптимізації обрано обсяги відпуску електричної енергії. Якщо оптимізація виконується за ціновими критеріями, то пошук оптимальних рішень здійснюється із використанням функцій вартості продажу електричної енергії у ринкових сегментах та з урахуванням витрат на реалізацію функцій виробництва електроенергії, передусім вартості електроенергії на забезпечення власних потреб ГА.



Рис. 1. Архітектура моделі оптимального розподілу гідроресурсів для виробництва електроенергії на гребельній ГЕС

Система обмежень у формалізованому відображенні функцій ГА формується із таких складових:

- технологічні межі режимів роботи ГА, передусім технологічний мінімум та технологічний максимум завантаження ГА;
- режимні обмеження на рівні завантаження ГА, до яких зокрема відносяться обсяги резервів виробничих потужностей для надання допоміжних послуг.

На структурному рівні ГЕС формалізується опис функцій загально станційних витрат, які залежать від завантаження ГА. За потреби на цьому структурному рівні формуються рівняння сумарного відпуску електричної енергії від ГЕС та рівняння сумарних корисних витрат гідроресурсів. Крім того, для ГЕС формалізуються системи режимних обмежень щодо мінімального та максимального погодинних обсягів відпуску електроенергії, які Оператор системи передачі в окремих випадках накладає на електростанцію.

Водосховище в математичній моделі відображається характеристиками технологічного мінімуму й максимуму та корисного об'єму.

Нарешті, на рівні гідротехнічного вузла «Водосховище – ГЕС» формуються рівняння балансів гідроресурсів на розрахунковий період. Під розрахунковим періодом розуміється зазначений у [2] період часу (60 хвилин), щодо якого визначаються ціна та обсяги купівлі-продажу електричної енергії. Виділяються такі основні складові балансів:

- функція надходження гідроресурсів до водосховища протягом розрахункового періоду часу, яка у загальному випадку визначається залежностями від водостоку на ГЕС угору руслом ріки;
- функція водостоку, яка визначається як сумарний об'єм корисних витрат та холостого скиду води вниз руслом ріки;
- функції контролю рівня заповнення водосховища протягом розрахункового періоду;
- різниця в рівнях заповнення водосховища на початку та в кінці розрахункового періоду як основа для визначення доступного об'єму гідроресурсів;
- екологічні обмеження на об'єми водостоку протягом розрахункового періоду.

Під функцією контролю рівня заповнення водосховища протягом розрахункового періоду в публікації розуміється система обмежень (частина математичної моделі), призначена

для контролю за дотриманням технічних обмежень щодо рівня заповнення водосховища з урахуванням об'ємів надходження й витрат води по кожному розрахунковому періоду. Тобто йдеться про задачу планування діяльності ГЕС, при розв'язанні якої враховуються правила експлуатації водосховища. Контроль персоналом електростанції фактичного рівня заповнення водосховища є задачею моніторингу та в публікації не розглядається.

Попереднє означення цільової функції.

Структурно цільову функцію для розв'язання задачі оптимального розподілу гідроресурсів генераторами ГЕС сформовано як різницю між вигодою від продажу електричної енергії та витрат на закупівлю електричної енергії для покриття власних потреб електроспоживання. Оскільки на РДН України як розрахунковий період (такий, для якого визначається ціна купівлі/продажу електроенергії) прийнятий період в одну годину [2], то й у цільовій функції розрахунки різниці між вигодою та витратами розраховується окремо на кожен годину доби:

$$\text{Max}(B_D^{\text{ГЕС}}) = \sum_{h=1}^{24} \left(\text{Prof}_{\text{прод}}(V_h^{\text{ГЕС}}) - \text{Cost}_{\text{куп}}(V_h^{\text{ГЕС}}) \right), \quad (1)$$

де $V_h^{\text{ГЕС}}$ – обсяг відпуску електроенергії генераторами ГЕС у розрахункову годину h ; $\text{Prof}_{\text{прод}}(V_h^{\text{ГЕС}})$ – функція розрахунку вигоди від продажу погодинного обсягу електричної енергії $V_h^{\text{ГЕС}}$ в ринкових сегментах; $\text{Cost}_{\text{куп}}(V_h^{\text{ГЕС}})$ – функція розрахунку витрат на закупівлю електроенергії для покриття власних потреб при виробництві електричної енергії обсягом $V_h^{\text{ГЕС}}$.

Вигода від продажу електричної енергії на РДН узагальнено визначається добутком обсягу проданої електроенергії на ціну, за якою енергогенеруюча компанія фактично отримала фінансові надходження:

$$\text{Prof}_{\text{прод}}(V_h^{\text{ГЕС}}) = C_{\text{прод},h}^{\text{ГЕС}} \cdot V_h^{\text{ГЕС}} \forall h = [1..24],$$

де $C_{\text{прод},h}^{\text{ГЕС}}$ – ціна, за якою визначаються фактичні фінансові надходження від продажу електроенергії.

Основні складові ціни електричної енергії, за якою розраховуються фінансові надходження для енергогенеруючої компанії, формується з таких основних складових:

$$C_{\text{прод},h}^{\text{ГЕС}} = C_h^{\text{РДН}} - T^{\text{ОР}} - T_{\text{П}}^{\text{ОСП}} - T_{\text{ДУ}}^{\text{ОСП}}, \quad (2)$$

де $C_h^{\text{РДН}}$ – прогнозована гранична ціна у сегменті РДН у годину h ; $T^{\text{ОР}}$ – тариф на послуги оператора ринку; $T_{\text{П}}^{\text{ОСП}}$ – тариф на послуги оператора системи передачі в частині передачі електричної енергії; $T_{\text{ДУ}}^{\text{ОСП}}$ – тариф на послуги оператора системи передачі в частині диспетчерського управління.

Тарифи на послуги оператора ринку і оператора системи передачі дають змогу більш точно розрахувати фактичну суму фінансових надходжень від продажу електричної енергії. Таке уточнення впливає на результати розв'язання задачі розподілу наявних гідроресурсів на виробництво електричної енергії протягом доби в тих випадках, коли математична модель функціонування генераторів ГЕС подається функціями з нелінійною залежністю витрат від рівня завантаження генераторів. Якщо модель функціонування генераторів ГЕС подається лінійними функціями, в яких приведені до одиниці відпуску електроенергії витрати не залежать від рівня завантаження генераторів, тарифи оператора ринку та оператора системи передачі не впливають на результати розподілу наявних ресурсів за годинами доби для виробництва електричної енергії. Тому в лінійних моделях функціонування генераторів ГЕС достатньо використовувати лише прогнозовані значення погодинних цін у сегменті РДН для оцінки вигоди від продажу та відпуску електричної енергії:

$$\text{Prof}_{\text{прод}}(V_h^{\text{ГЕС}}) = C_{\text{прод},h}^{\text{ГЕС}} \cdot V_h^{\text{ГЕС}} \rightarrow C_h^{\text{РДН}} \cdot V_h^{\text{ГЕС}} \forall h = [1..24].$$

Фінансові витрати, пов'язані з реалізацією технологічних процесів виробництва електричної енергії, пов'язуються передусім із закупівлею електричної енергії на покриття живлення власних потреб ГЕС:

$$Cost_{\text{куп}}(V_h^{\text{ГЕС}}) = C_{\text{куп},h}^{\text{ГЕС}} \cdot \Delta V_h^{\text{ГЕС}}(V_h^{\text{ГЕС}}) \forall h = [1..24],$$

де $C_{\text{куп},h}^{\text{ГЕС}}$ – ціна закупівлі електричної енергії на забезпечення живлення власних потреб ГЕС у годину h ; $\Delta V_h^{\text{ГЕС}}(V_h^{\text{ГЕС}})$ – обсяг електроспоживання власних потреб ГЕС у годину h .

Структура ціни закупівлі електричної енергії на покриття живлення власних потреб ГЕС має такі основні складові:

$$C_{\text{куп},h}^{\text{ГЕС}} = C_h^{\text{РДН}} + T^{\text{ОР}} + T_{\Pi}^{\text{ОСП}} + T^{\text{Пост}} \forall h = [1..24], \quad (3)$$

де $C_h^{\text{РДН}}$ – прогнозована гранична ціна в сегменті РДН у годину h ; $T^{\text{ОР}}$ – тариф на послуги оператора ринку; $T_{\Pi}^{\text{ОСП}}$ – тариф на послуги оператора системи передачі в частині передачі електричної енергії; $T^{\text{Пост}}$ – маржа електропостачальника.

Обсяг електроспоживання власних потреб ГЕС має нелінійну залежність, оскільки зі збільшенням рівня завантаження ГА на ГЕС нелінійно збільшуються також утрати електроенергії у схемі електричних з'єднань станцій. Тому для визначення формули розрахунку витрат на закупівлю електроенергії необхідно дослідити та визначити залежності витрат електроенергії та вплив цих залежностей на цільову функцію (1).

Функція витрат електроенергії на власні потреби ГЕС.

У структурі витрат на функціонування електростанції зазвичай виділяють постійну складову, яка не змінюється в різних режимах роботи електростанції та змінну складову, яка залежить від рівнів завантаження генераторів електростанції [8]. Незамінна складова витрат не впливає на результати розподілу наявних гідроресурсів для виробництва електроенергії протягом доби й тому не враховується в математичній моделі оптимізації. Для ГЕС основу витрат на реалізацію режимів виробництва електроенергії формує вартість електричної енергії, закупленої з метою покриття власних потреб електроспоживання. У структурі власних потреб електроспоживання ГЕС також можливо виділити деяку незмінну складову, яку можна не враховувати в математичній моделі оптимізації та складову електроспоживання, яка залежить від режимів завантаження ГА.

Таким чином, у публікації під витратами на власні потреби розуміється вартість тих обсягів електроенергії, які стосуються електроспоживання виробничого устаткування ГЕС у різних режимах завантаження ГА. Усі інші складові витрат (зокрема загальне станційне електроспоживання) визначені як постійна складова витрат і в математичній моделі оптимізації не враховуються. Розглянемо особливості врахування лінійної та нелінійної характеристик витрат електричної енергії на власні потреби ГА на ГЕС (рис. 2) у цільовій функції (1).

Для побудови функцій розрахунку обсягів технологічних витрат електричної енергії залежно від завантаження ГА на ГЕС використано такі припущення:

– припускаємо, що технологічні витрати стану готовності ГА на ГЕС ураховуються як складова загальних станційних витрат, тому для ГА у стані «в резерві» технологічні втрати електроенергії прирівнюються нулю;

– припускаємо, що витрати електричної енергії характеризуються лінійною або квадратичною залежністю від потужності завантаження ГА на ГЕС.

Останнє припущення вносить методичну похибку в математичну модель. У дійсності технологічні втрати електроенергії характеризуються передусім

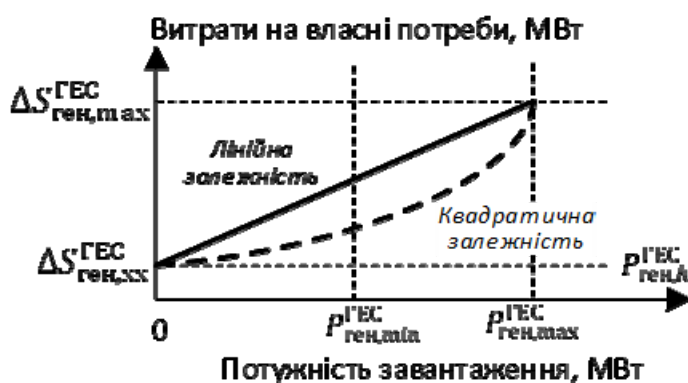


Рис. 2. Характеристики споживання власних потреб ГЕС залежно від завантаження ГА

утратами електроенергії, тобто мають квадратичну залежність від струмів завантаження ГА. Залежність технологічних утрат електроенергії від потужності завантаження ГА на ГЕС, хоч і має нелінійний характер, але її кривизна менша за кривизну квадратичної залежності. У статті квадратична залежність використана виключно з метою прикладу використання нелінійних функцій у (1) з огляду на простоту формального подання квадратичної залежності. Під час розв'язання практичних задач планування режимів роботи ГЕС визначається нелінійна функція, яка найбільш адекватно визначає обсяги електроспоживання власних потреб у різних режимах роботи ГЕС.

Водночас лінійна залежність від рівнів завантаження ГА на ГЕС суттєво спрощує формальне подання математичної моделі, але в такому випадку методична похибка визначається лінеаризацією функції витрат електроенергії в схемах електричних з'єднань ГЕС.

Як вхідні дані для побудови функції технологічних витрат електроенергії в ГА на ГЕС взято дві основні режимні характеристики:

– за початкову точку графіка функції взято стан нульового відпуску електроенергії від ГЕС $P_{\text{ген}}^{\text{ГЕС}} = 0$, за якого технологічні витрати електричної енергії прирівнюються до значення витрат на забезпечення режиму холостого ходу $\Delta S(0) = \Delta S_{\text{ген,хх}}^{\text{ГЕС}}$;

– режим максимального завантаження ГА на ГЕС $P_{\text{ген}}^{\text{ГЕС}} = P_{\text{ген,макс}}^{\text{ГЕС}}$ характеризується максимальним значенням технологічних витрат електричної енергії $\Delta S(P_{\text{ген,макс}}^{\text{ГЕС}}) = \Delta S_{\text{ген,макс}}^{\text{ГЕС}}$.

Лінійна характеристика витрат власних потреб ГА на ГЕС визначається за формулою лінії:

$$f^{(1)}(P_{\text{ген,}h}^{\text{ГЕС}}) = A_{\Delta S(1)}^{\text{ГЕС}} \cdot P_{\text{ген,}h}^{\text{ГЕС}} + B_{\Delta S}^{\text{ГЕС}} \left[\begin{aligned} A_{\Delta S(1)}^{\text{ГЕС}} &= \frac{\Delta S_{\text{ген,макс}}^{\text{ГЕС}} - \Delta S_{\text{ген,хх}}^{\text{ГЕС}}}{P_{\text{ген,макс}}^{\text{ГЕС}}} \quad \forall h = [1..24], \\ B_{\Delta S}^{\text{ГЕС}} &= \Delta S_{\text{ген,хх}}^{\text{ГЕС}} \end{aligned} \right. \quad (4)$$

Де $\Delta S_{\text{ген,макс}}^{\text{ГЕС}}$ – технологічні витрати електроенергії у режимі максимального завантаження ГА на ГЕС; $\Delta S_{\text{ген,хх}}^{\text{ГЕС}}$ – технологічні витрати електроенергії у режимі холостого ходу ГА на ГЕС; $P_{\text{ген,макс}}^{\text{ГЕС}}$ – максимальна потужність ГА на ГЕС; $P_{\text{ген,}h}^{\text{ГЕС}}$ – потужність завантаження ГА на ГЕС у розрахункову годину h .

Для дотримання умов проходу характеристики витрат через дві задані точки мінімуму й максимуму квадратична характеристика технічних витрат електроенергії в ГА на ГЕС має описуватися функцією:

$$f^{(2)}(P_{\text{ген,}h}^{\text{ГЕС}}) = A_{\Delta S(2)}^{\text{ГЕС}} \cdot (P_{\text{ген,}h}^{\text{ГЕС}})^2 + B_{\Delta S}^{\text{ГЕС}} \left[\begin{aligned} A_{\Delta S(2)}^{\text{ГЕС}} &= \frac{\Delta S_{\text{ген,макс}}^{\text{ГЕС}} - \Delta S_{\text{ген,хх}}^{\text{ГЕС}}}{(P_{\text{ген,макс}}^{\text{ГЕС}})^2} \quad \forall h = [1..24], \\ B_{\Delta S}^{\text{ГЕС}} &= \Delta S_{\text{ген,хх}}^{\text{ГЕС}} \end{aligned} \right. \quad (5)$$

Ненульове значення витрат електроенергії у режимі холостого ходу ГА на ГЕС дає змогу виокремлювати в задачах оптимізації стани холодного й гарячого резервів для ГА на ГЕС. Якщо в розрахунках особливості цих станів не враховуються, тоді витрати електроенергії у режимі холостого ходу визначаються як незмінна складова балансу електричної енергії. Сума платежів на закупівлю цього обсягу електричної енергії в різні години доби залежать від значень погодинних ринкових цін. Але ця складова витрат не залежить від рівня завантаження ГА ГЕС. Тому сумарні за добу витрати на закупівлю електричної енергії для покриття витрат режиму холостого ходу ГА на ГЕС не змінюються залежно від результатів розв'язання задачі розподілу наявних гідроресурсів для виробництва електроенергії і ніяк не впливають на цільову функцію задачі оптимізації:

$$\sum_{h=1}^{24} (C_{\text{куп,}h}^{\text{ГЕС}} \cdot \Delta S_{\text{ген,хх}}^{\text{ГЕС}}) = \Delta S_{\text{ген,хх}}^{\text{ГЕС}} \cdot \sum_{h=1}^{24} C_{\text{куп,}h}^{\text{ГЕС}} \rightarrow \text{const.}$$

Таким чином, якщо в розрахунках не враховується різниця витрат у станах холодного і гарячого резервів ГА на ГЕС, то витрати електроенергії у режимі холостого ходу ГА на ГЕС (4) і (5) можна не враховувати в розрахунках:

$$\Delta S_{\text{ген,хх}}^{\text{ГЕС}} = 0 \rightarrow B_{\Delta S}^{\text{ГЕС}} = 0.$$

За незмінного режиму роботи ГА обсяг відпущеної протягом розрахункової години електроенергії чисельно відповідатиме значенню потужності завантаження ГА:

$$V_h^{\text{ГЕС}} = 1 \cdot P_{\text{ген,}h}^{\text{ГЕС}},$$

де 1 – формальний коефіцієнт для перерахунку від розмірності потужності (МВт) у розмірність обсягу електроенергії (МВт·год) за незмінного режиму завантаження ГА протягом розрахункової години.

Тоді, ураховуючи лінійну характеристику витрат електроенергії на ГЕС (4), отримуємо цільову функцію (1) у вигляді:

$$\text{Max}(B_D^{\text{ГЕС}}) = \sum_{h=1}^{24} \left(C_{\text{прод,}h}^{\text{ГЕС}} \cdot V_h^{\text{ГЕС}} - C_{\text{куп,}h}^{\text{ГЕС}} \cdot (A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}} \cdot V_h^{\text{ГЕС}} + B_{\Delta S}^{\text{ГЕС}}) \right).$$

Виділяючи різницю значень погодинних цін та погодинний відпуск електроенергії в окремі множники, маємо:

$$\text{Max}(B_D^{\text{ГЕС}}) = \sum_{h=1}^{24} \left((C_{\text{прод,}h}^{\text{ГЕС}} - C_{\text{куп,}h}^{\text{ГЕС}} \cdot A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}}) \cdot V_h^{\text{ГЕС}} + C_{\text{куп,}h}^{\text{ГЕС}} \cdot B_{\Delta S}^{\text{ГЕС}} \right). \quad (6)$$

Як зазначалося вище, складова $B_{\Delta S}^{\text{ГЕС}}$ може впливати на результати розв'язання задачі оптимального розподілу наявних гідроресурсів на виробництво електричної енергії лише за умови врахування різниці витрат на споживання власних потреб у станах холодного і гарячого резервів ГА на ГЕС. Аналогічно складова $C_{\text{куп,}h}^{\text{ГЕС}} \cdot A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}}$ розраховується на етапі підготовки до процедури оптимізації і в процесі оптимізації не змінюється. Тому використання складової $C_{\text{куп,}h}^{\text{ГЕС}} \cdot A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}}$ у (6) дає змогу уточнити суму вигоди від продажу електричної енергії, відпущеної генераторами ГЕС. Для оцінки впливу чисельних значень цієї складової на результати розв'язання задачі оптимального розподілу наявних гідроресурсів для виробництва електричної енергії деталізуємо формальне подання різниці цін у (6) рівняннями (2) та (3):

$$\begin{aligned} C_{\text{прод,}h}^{\text{ГЕС}} - C_{\text{куп,}h}^{\text{ГЕС}} \cdot A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}} &= C_h^{\text{РДН}} - T^{\text{ОР}} - T_{\Pi}^{\text{ОСП}} - T_{\text{ДУ}}^{\text{ОСП}} - (C_h^{\text{РДН}} + T^{\text{ОР}} + T_{\Pi}^{\text{ОСП}} + T^{\text{Пост}}) \cdot A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}} \\ &= C_h^{\text{РДН}} \cdot (1 - A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}}) - T^{\text{ОР}} \cdot (1 + A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}}) - T_{\Pi}^{\text{ОСП}} \cdot (1 + A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}}) - T_{\text{ДУ}}^{\text{ОСП}} - T^{\text{Пост}} \cdot A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}}. \end{aligned}$$

Погодинні ринкові ціни впливають лише на значення складової $C_h^{\text{РДН}} \cdot (1 - A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}})$, формуючи для кожної розрахункової години окремі вагові коефіцієнти в задачі оптимального розподілу наявних гідроресурсів для виробництва електроенергії. Водночас, оскільки різниця $(1 - A_{\Delta S(n)}^{\text{ГЕС}})$ не змінюється для окремого ГА на ГЕС, то ця складова впливатиме лише на чисельне значення цільової функції і не впливатиме на результати розподілу наявних гідроресурсів за різних ринкових цін. Всі інші адитивні складові не змінюються для різних годин доби і не залежать від режимів функціонування ГА на ГЕС.

Таким чином, лінійна характеристика витрат електроенергії для ГА на ГЕС може впливати на результати розв'язання задачі оптимального вибору складу обладнання для реалізації заданого графіка виробництва електроенергії, але не впливає на результати розв'язання задачі оптимального розподілу наявних гідроресурсів для виробництва електричної енергії годинами доби за ціновими критеріями. Тому для ГЕС з однотипними генераторами та за використання еквівалентного генератора ГЕС у задачі оптимального розподілу наявних гідроресурсів для виробництва електричної енергії годинами доби за ціновими критеріями лінійна характеристика витрат не впливає на результат і може не враховуватись.

Підставляючи квадратичну характеристику обсягів власного споживання електричної енергії залежно від рівня завантаження ГА на ГЕС (5) у цільову функцію (1), маємо:

$$Max(B_D^{ГЕС}) = \sum_{h=1}^{24} \left(C_{\text{прод},h}^{ГЕС} \cdot V_h^{ГЕС} - C_{\text{куп},h}^{ГЕС} \cdot \left(A_{\text{ДС(л)}}^{ГЕС} \cdot (V_h^{ГЕС})^2 + B_{\text{ДС}}^{ГЕС} \right) \right). \quad (7)$$

Уточнимо основні типи аргументів цільової функції (7) та джерела для отримання їхніх значень. Витрати електроенергії на забезпечення режимів холостого ходу і максимального завантаження ГА, а також максимальна потужність завантаження ГА відносяться до технічних характеристик ГА. Ціни продажу (2) та купівлі (3) електроенергії розраховуються на етапі підготовки до процедури оптимізації. Водночас використовуються чинні тарифи послуг Оператора ринку і Оператора системи передачі, встановлені НКРЕ КП. У (2) та (3) використовуються прогнозовані значення погодинних цін у сегменті РДН. Погодинні обсяги відпуску електроенергії є змінними оптимізації.

Квадратична характеристика витрат на живлення власних потреб генераторів ГЕС зменшує значення додаткової економічної вигоди від збільшення рівня завантаження генераторів ГЕС (порівняно з результатами, отриманими за використання лінійних характеристик витрат на власні потреби ГА на ГЕС), що стимулює до вирівнювання графіків відпуску електроенергії у години з незначними коливаннями ринкових цін. Водночас, як показали практичні розрахунки, застосування квадратичної характеристики витрат на живлення власних потреб генераторів ГЕС призводить до отримання добових графіків із однаковими рівнями завантаження в години з однаковими ринковими цінами. Тобто, застосування квадратичної характеристики витрат на живлення власних потреб генераторів ГЕС усуває потребу у виконанні додаткової оптимізації за неціновими критеріями для годин з однаковими ринковими цінами.

Система обмежень для задачі оптимізації.

Система обмежень для розв'язання задачі оптимального розподілу наявних гідроресурсів розрахунковими годинами доби в цілому відповідає наведеній у [7] математичній моделі. Розглянемо коротко цю систему обмежень для формування єдиної розрахункової моделі з цільовими функціями (6) чи (7).

Допустимі рівні завантаження генераторів ГЕС:

$$V_{\min}^{ГЕС} \leq V_h^{ГЕС} \leq V_{\max}^{ГЕС} : \forall h = [1..24],$$

де $V_{\min}^{ГЕС}$, $V_{\max}^{ГЕС}$ – відповідно мінімальний та максимальний обсяги відпуску електроенергії для ГЕС за екологічними умовами стоку води, обсягами вже проданої електроенергії та умовами режимів ОЕС України.

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

$$V_h^{ГЕС} = \frac{F_{\text{витр},h}^{ГЕС}}{\gamma_c^{ГЕС}} : \forall h = [1..24],$$

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

Обмеження балансів гідроресурсів призначено для контролю погодинних рівнів заповнення водосховища та зведення загального за добу балансу. Контроль погодинних рівнів заповнення водосховища реалізується залежностями:

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

де $W_{\min}^{\text{В.СХ}}$, $W_{\max}^{\text{В.СХ}}$ – відповідно технологічні мінімум та максимум заповнення водосховища (м^3), $W_{\text{поч}}^{\text{В.СХ}}$ – рівень заповнення водосховища на початок доби; $F_{\text{вх},h}^{\text{В.СХ}}$ – вхідний потік води у водосховище за розрахункову годину доби h (м^3), $F_{\text{витр},h}^{ГЕС}$ – витрати води для виробництва електричної енергії на ГЕС у годину h (м^3).

Зведення загального за добу балансу гідроресурсів

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

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

Різниця між кінцевим та початковим рівнями наповнення водосховища у правій частині рівності разом із прогнозом надходження води протягом доби визначають обсяг гідроресурсів, використання якого необхідно розподілити окремими годинами для отримання оптимального результату.

Використання функцій вартості електроспоживання в задачах планування графіків завантаження ГЕС.

Для оцінки результатів розв'язання задачі планування витрат наявних гідроресурсів за розрахунковими годинами доби для виробництва електричної енергії на ГЕС використано вхідні дані, наведені в [7]. Результати оптимізації, виконаної із використанням цільових функцій (6) і (7), відображені на рис. 3 і в цілому ідентичні результатам, отриманим у [7].

Лінійна функція витрат на власні потреби ГЕС у (6) у цілому зберігає лінійність математичної моделі оптимізації. Тому, за результатами оптимізації отримується глобальний максимум цільової функції, але виникає ймовірність появи множини годин доби з однаковими ринковими цінами, для якої формується випадковий результат. Феномен появи множини годин доби з нескінченною множиною однаково оптимальних розв'язків у лінійній моделі оптимізації детально розглянуто в [7]. У межах цієї публікації лише зазначимо, що за використання лінійної функції розрахунку витрат власних потреб ГЕС зберігається лінійність математичної моделі. Це, зі свого боку, призводить до потреби виконання додаткових кроків оптимізації з використанням нелінійних функцій, наприклад, наведених у [7] функцій штрафів.

Нелінійна функція розрахунку витрат власних потреб у (7) створює нелінійність математичної моделі для задачі планування витрат наявних гідроресурсів розрахунковими годинами доби для виробництва електричної енергії на ГЕС. Методи й засоби нелінійної оптимізації гарантують отримання лише локального екстремуму цільової функції, але, як показали практичні розрахунки, використання нелінійної функції розрахунку витрат власних потреб у (7) усуває проблему нескінченної множини однаково оптимальних розв'язків для годин доби з однаковими ринковими цінами. Відповідно зникає потреба в організації додаткових кроків оптимізації чи додаткових цілей із нелійними складовими цільової функції.

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. Водночас сформовано два варіанти математичних моделей із лінійною та нелінійною функціями розрахунку витрат на власні потреби електроспоживання ГЕС. Використання функції розрахунку витрат на власні потреби електроспоживання ГЕС дає змогу більш точно визначати суму вигоди від продажу

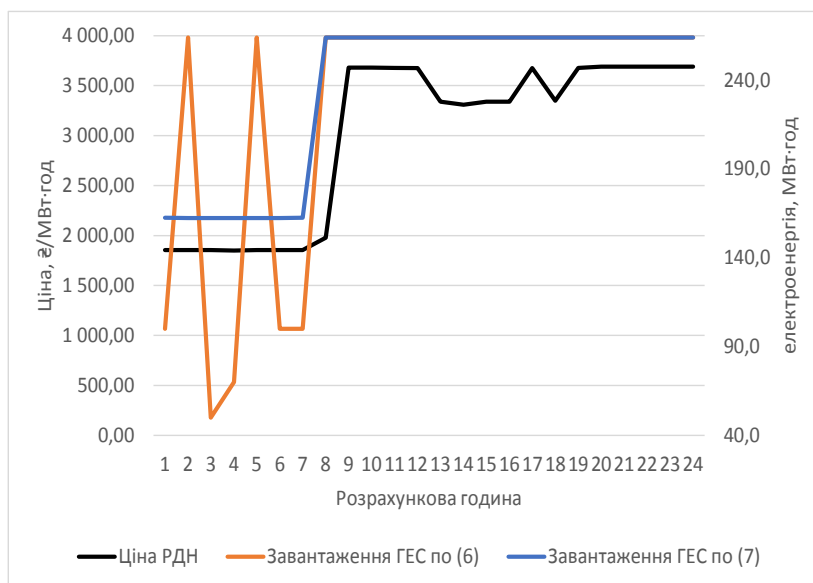


Рис. 3. Результати оптимального розподілу гідроресурсів із цільовими функціями (6) і (7)

електричної енергії та отримувати більш адекватні розв'язки задачі планування графіків завантаження ГЕС.

Як показали практичні розрахунки, лінійна функція розрахунку витрат на власні потреби електроспоживання ГЕС у цілому зберігає лінійність математичної моделі, що може призводити до появи нескінченної множини однаково оптимальних розв'язків для годин доби з однаковими ринковими цінами. Тому під час використання лінійної функції розрахунку витрат на власні потреби електроспоживання ГЕС необхідно вживати додаткові заходи для отримання адекватних результатів, зокрема виконання додаткових кроків оптимізації із використанням нелінійних функцій або використання в цільовій функції додаткових нелінійних функцій штрафів, як способу впровадження додаткової цілі оптимізації за неціновим критерієм.

Нелінійна функція розрахунку витрат на власні потреби електроспоживання ГЕС дає змогу отримати однакові рівні завантаження ГЕС у години з однаковими ринковими цінами, що створює результат, аналогічний результатам оптимізації із додатковим не ціновим критерієм, а саме критерієм вирівнювання завантаження ГЕС у години з однаковими ринковими цінами. Це, зі свого боку, позбавляє потреби запровадження в математичній моделі додаткових не цінових критеріїв оптимізації.

Роботу виконано в межах реалізації проєкту з виконання наукового дослідження і розробки «Моделі і засоби підвищення ефективності роботи гідро- та гідроакумуючих 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 із виконання наукових досліджень і розробок «Наука для відбудови України у воєнний та повоєнний періоди» (КПКВК 2201300)

1. Про ринок електричної енергії. Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII.
2. Про затвердження Правил ринку. Постанова НКРЕКП № 307 від 14.03.2018.6.
3. Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. Постанова НКРЕКП № 308 від 14.03.2018.
4. Кириленко О.В., Павловський В.В., Блінов І.В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>
5. 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. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251196>
6. 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>
7. Парус Є., Блінов І., Олефір Д. Формування графіка пропозиції ГЕС на ринку «на добу наперед» методами умовної оптимізації зі штрафними функціями. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 6. С. 71–80. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.06.071>
8. Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б. Способи визначення плати електростанціям за готовність та фактичне надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в Україні. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2012. № 33. С. 128–134.

DAILY OPTIMIZATION OF THE WORKING SCHEDULE OF THE HYDROELECTRIC PLANT TAKING INTO ACCOUNT THE NONLINEAR FUNCTION OF THE COSTS OF OWN NEEDS

D. Olefir, E. Parus, O. Rybina, V. Miroshnyk

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: d.olefir@uhe.gov.ua, paruseugene@gmail.com

A mathematical model of the daily distribution of the available hydro resources of the dam hydroelectric power station is presented, taking into account the non-linear function of technological costs of electrical energy. The profit function from the sale of electric energy in the Day-ahead market is given. A linear and non-linear function of costs for the purchase of electric energy to cover the own power consumption needs of HPP generators under different modes of their loading is presented. The objective function of the profit from the sale of electricity on the day-ahead market is presented, taking into account the cost of purchasing electricity to cover the technological needs of the operation of hydro-power generators in different loading modes. The system of limitations of hydro resources in the technological node

"Reservoir - HPP" is given. Test calculations were performed using the presented mathematical models and the results of such calculations were analyzed. Ref. 8, fig. 3.

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

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine. 13.04.2017 No 2019-VIII. (Ukr)
2. About the statement of Rules of the market. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine, of March 14, 2018. No 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (Ukr)
3. 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> (Ukr)
4. Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Blinov I.V. Scientific and technical support for organizing the work of the IPS of Ukraine in synchronous mode with the Continental European power system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 5. Pp. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059> (Ukr)
5. 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> (Ukr)
6. Blinov I., Olefir D., Parus E. Model of optimal use of hydro power plants in the electricity market. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 2. Pp. 42–47. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.042> (Ukr)
7. Parus E.V., Blinov I.V., Olefir D. Formation of the schedule of the hydropower offer for the "day ahead" market using conditional optimization methods with penalty functions. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. No 6. Pp. 71–80. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.06.071> (Ukr)
8. Blinov I.V., Parus E.V., Rybina O.B. Methods of payment for power station for readiness and actual provision of services of primary and secondary frequency control in Ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2012. No 33. Pp. 128–134. (Ukr)

Надійшла: 29.08.2024

Прийнята: 24.09.2024

Submitted: 29.08.2024

Accepted: 24.09.2024