МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОБЧИСЛЮВАЛЬНІ МЕТОДИ

DOI: https://doi.org/10.15407/emodel.44.01.003
УДК 519.8, 621.311

С.Є. Саух, чл.-кор. НАН України, **А.В. Борисенко**, д-р техн. наук
Інститут проблем моделювання в енергетиці НАН України
Україна, 03164, Київ, вул. Генерала Наумова, 15
тел. +38 (050) 0487954, e-mail: ssaukh@gmail.com;

Модель завантаження генеруючих блоків на циклічному горизонті прогнозування *

Відомим UC-моделям (Unit Commitment) завантаження генеруючих блоків енергосистем притаманна спільна особливість: всі вони визначаються за лінійним часом, де є минулий, поточний та майбутній періоди. UC-моделі мають «прив'язку» до початкових умов і тому не можуть охоплювати довгострокові горизонти прогнозування через надмірну обчислювальну складність алгоритмів розв'язування модельних задач цілочисельного програмування великої розмірності. Для усунення такого непереборного обмеження запропоновано UC-модель завантаження генеруючих блоків на циклічному горизонті прогнозування (UCC-модель), яка відтворює режими завантаження блоків на циклічному тижневому горизонті прогнозування і не потребує початкових умов, оскільки встановлює взаємозв'язок між станами генеруючих блоків на кінець та початок горизонту прогнозування. Тижнева віддаленість крайніх точок горизонту прогнозування в UCC-моделі дозволяє значно послабити взаємовпливи умов циклічності завантаження блоків. UCC-модель адекватно відображає режими завантаження генеруючих блоків АЕС, ТЕС, потужних ТЕЦ, ГЕС та систем зберігання енергії, в тому числі ГАЕС. Вона є багатовузловою моделлю та враховує обмеження на обсяги передачі електроенергії міжсистемними лініями електропередачі. UCC-модель враховує також загальносистемні вимоги щодо розміщення первинного та вторинного резервів потужності на завантажених блоках, в тому числі на системах акумулювання енергії. UCC-модель є інструментом аналізу достатності маневрових потужностей в задачах середньо- та довгострокового прогнозування розвитку енергосистем в умовах нарощування обсягів виробництва електроенергії вітровими та сонячними електростанціями.

К л ю ч о в і с л о в а: енергосистема, модель, завантаження генеруючих блоків, циклічний горизонт прогнозування.

---

* Роботу виконано за цільовою програмою «Підтримка пріоритетних для держави наукових досліджень і науково-технічних (експериментальних) розробок Відділення фізико-технічних проблем енергетики НАН України на 2022—2023 рр.» з кодом програмної класифікації видатків 6541230 (прикладні дослідження).

© Саух С.Є., Борисенко А.В., 2022

Особливості сучасного розвитку електроенергетики. Покращення техніко-економічних показників (ТЕП) різних технологій виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), передусім з енергії сонця та вітру, і наявність державної підтримки розвитку цих технологій зумовили стрімке зростання їх встановленої потужності та докорінної зміни структури виробничих потужностей в країнах Європи. Суттєвим недоліком сонячних (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС) є повна залежність обсягів їх виробництва від погодних умов, тобто їх обмежена керованість. Крім того, СЕС та ВЕС розташовані в місцях з найбільш сприятливими природними умовами, а саме там, де можна забезпечити високу ефективність їх виробництва. Тому поява в енергосистемі значних обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ уможливлює кардинальний перерозподіл потоків електроенергії в мережі ліній електропередачі.

Особливістю енергосистеми України є значний розвиток атомної енергетики. Протягом 2021 р. АЕС виробили 55% електроенергії. За технологічними властивостями українські АЕС не можуть приймати участь у добовому регулюванні навантаження. Сучасною тенденцією є послідовне підвищення екологічних вимог до традиційних, вугільних електростанцій. Вимоги щодо скорочення викидів діоксиду вуглецю, оксидів сірки та азоту, а також відповідне зростання екологічних платежів зумовлюють зниження рентабельності та послідовне згортання виробництва електроенергії на вугільних електростанціях. Проте необхідно зазначити, що саме ці електростанції наразі несуть основний тягар добового регулювання потужності в енергосистемі.

Зростання сукупної частки виробництва електроенергії з ВДЕ та АЕС в енергосистемі Україні спричиняє суттєве обмеження можливостей регулювання потужності в енергосистемі та потребує реконфігурації електричних мереж. Водночас, розвиток технологій акумулювання електроенергії та впровадження сучасних систем управління електроенергетикою відкриває нові можливості для забезпечення ефективного балансування попиту на електроенергію та її пропозицію:

• покращення ТЕП літій-іонних акумуляторів дозволяє подолати обмеження розвитку систем накопичення енергії, властиве ГАЕС, масштаби спорудження яких обмежені природними умовами;

• з’являються технічні можливості для централізованого управління розосередженими джерелами електроенергії, до яких належать і ВДЕ, зокрема диспетчер енергосистеми отримує можливість розвантаження вітряних та сонячних електростанцій у разі потреби;

• додатковим резервом є залучення споживачів до регулювання попиту на електроенергію; розвантаження потужних споживачів, при дефі-

циті потужності в енергосистемі, сприяє економії капіталовкладень на спорудження маневрових потужностей.

UC-моделі в системах довгострокового прогнозування розвитку електроенергетики в умовах зростання обсягів виробництва електроенергії ВЕС та СЕС. Поширені у світі платформи довгострокового моделювання електроенергетичних систем такі, як MARKAL, TIMES, LEAP та ін. мають обмежені можливості щодо адекватного відтворення мінливих режимів завантаження генеруючих блоків в умовах зростання обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ. На таких платформах моделі режимів завантаження блоків формалізуються лише у вигляді задач лінійного програмування, що не дозволяє відобразити в них режими пуску (зупинки) блоків, а також прямого та зворотного перетворення електроенергії в системах її акумулювання. Через неможливість адекватно відтворити зазначені маневрові режими генеруючого устаткування суттєво спотворюються оцінки обсягів потенційно можливого виробництва електроенергії ВЕС та СЕС [1].

Моделі завантаження генеруючих блоків є доволі потужним інструментом короткострокового планування режимів енергосистем [2—8]. Планування поточного виробництва електроенергії зазвичай виконується щомісяця, щотижня або щоденно, залежно від обставин. Використання таких моделей для вирішення задач довгострокового планування режимів енергосистем здійснюється лише в умовах невизначеності сценарних параметрів [9, 10].

Моделі завантаження генеруючих блоків адекватно враховують їх маневрові характеристики та параметри. Моделювання режимів завантаження блоків формалізується у вигляді UC-задач оптимізації, тобто задач цілочисельного програмування, для вирішення яких використовуються різні солвери такі, як Gurobi, CPLEX, XPRESS, Mosek та ін. Обчислювальна складність UC-моделей обмежує їх застосування. Горизонт прогнозування UC-моделей з застосуванням спеціальних процедур «припасовування та перекриття» результатів прогнозування не перевищує одного року [6].

Спроба поєднати можливості UC-моделей короткострокового прогнозування енергосистем, які адекватно відображають маневрові характеристики та параметри генеруючих блоків, з можливостями платформи TIMES по довгостроковому прогнозуванню розвитку енергосистеми дозволили лише частково покращити адекватність моделей, які використовують платформу TIMES [1].

Різним формулюванням UC-моделей притаманна спільна особливість: всі вони розроблені за лінійним часом, де є минулий, поточний та майбутній періоди. UC-моделі встановлюють причинно-наслідковий

зв'язок між режимними станами блоків у лінійному часі і в якості початкових даних використовують дані про стан блоків, тривалість їх перебування в таких станах, а також про обсяги навантаження блоків та обсяги енергії, накопиченої в системах її акумулювання.

Нехай в початковий момент часу $t_0 = 0$ прогнозного горизонту $(t_0, t_0 + T]$ стан блоку i описується бінарною функцією $x_i(t_0) \in (0,1)$, а стан всіх блоків надається вектором $x(t_0)$. Нехай тривалості перебування блоку i у стані зупинки, коли $x_i(t_0) = 0$, та у стані навантаження, коли $x_i(t_0) = 1$, визначаються параметрами $\tau_i^-(t_0)$ та $\tau_i^+(t_0)$, які для наявної сукупності блоків зображуються векторами $\tau^-(t_0)$ та $\tau^+(t_0)$ відповідно. Крім того, нехай на початку прогнозного горизонту відомими обсягами навантаження блоків та обсягами енергії, накопиченої в системах зберігання електроенергії, є вектор $p(t_0)$ і вектор $Q(t_0)$. Тоді для $\forall t \in (t_0, t_0 + T]$ UC-модель в узагальненому вигляді можна відтворити рівняннями

$$\left| p(t), Q(t), x(t), \tau^+(t), \tau^-(t) \right|^T =$$

$$= M(t)\left[\left| p(t_{-1}), Q(t_{-1}), x(t_{-1}), \tau^+(t_{-1}), \tau^-(t_{-1}) \right|^T \right] \qquad (1)$$

з початковою умовою

$$\left| p(t_{-1}), Q(t_{-1}), x(t_{-1}), \tau^+(t_{-1}), \tau^-(t_{-1}) \right|^T \Big|_{t_{-1}=t_0=0} =$$

$$= \left| p(0), Q(0), x(0), \tau^+(0), \tau^-(0) \right|^T. \qquad (2)$$

В (1) кусочно-лінійний оператор $M(t)$ встановлює зв'язок між множиною показників завантаження генеруючих блоків енергосистеми в поточний та попередній періоди часу t та t_{-1} відповідно.

Формування кусочно-лінійного оператора $M(t)$ здійснюється неявним способом в результаті розв'язання задачі цілочисельного програмування на горизонті прогнозування $\forall t \in (t_0, t_0 + T]$. Вочевидь, маючи «прив'язку» до початкових даних, відомих на момент часу $t_{-1} = t_0 = 0$, в UC-моделі не можливо охопити весь горизонт довгострокового прогно-

зування через відносно малий крок його дискретизації: зазвичай такий крок становить не більше однієї години.

Для уникнення зазначеного обмеження у застосуванні UC-моделей в задачах сучасного розвитку енергосистем запропоновано UCC-модель завантаження генеруючих блоків на циклічному горизонті прогнозуваннння. Запропонована модель відтворює режими завантаження блоків на тижневому горизонті прогнозування і не потребує початкових даних, які використовує UC-модель у вигляді співвідношення (2). Натомість в UCC-моделі встановлюється взаємозв'язок між станами завантаження генеруючих блоків на кінець та початок тижневого горизонту прогнозування у вигляді

$$\left| p\left(t_{-1}\right), Q\left(t_{-1}\right), x\left(t_{-1}\right), \tau^{+}\left(t_{-1}\right), \tau^{-}\left(t_{-1}\right) \right|^{T} \Big|_{t_{-1}=t_0=0} =$$

$$= \left| p\left(T\right), Q\left(T\right), x\left(T\right), \tau^{+}\left(T\right), \tau^{-}\left(T\right) \right|^{T}. \qquad (3)$$

UCC-модель у вигляді сукупності рівнянь (1) та умови (3) може бути застосовувана для аналізу достатності маневрових потужностей в енергосистемі за різних сценарних умов зростання обсягів виробництва ВЕС та СЕС. Тижнева віддаленість крайніх точок горизонту прогнозування в UCC-моделі дозволяє значно послабити взаємовпливи умов циклічності завантаження блоків та адекватно відтворити режими їх функціонування.

На відміну від відомих UC-моделей запропонована UCC-модель адекватно відтворює розміщення первинного та вторинного резервів потужності на завантажених блоках, в тому числі на системах акумулювання електроенергії, та використовує універсальний математичний опис різних систем акумулювання електроенергії, в тому числі ГАЕС.

Математичний опис UCC-моделі завантаження генеруючих блоків на циклічному горизонті прогнозування. Параметри моделі:

t і T — номер часового інтервалу тижневого прогнозного періоду та множина номерів t; d і D — номер доби тижневого прогнозного періоду та множина номерів d; T_d — множина номерів t доби d; T_0 — номер крайнього правого часового інтервалу тижневого періоду; n і N — номер вузла (номер регіональної енергосистеми) та множина номерів n; w і W — номер інтерфейсу між вузлами (номер агрегованої підсистеми ЛЕП) та множина номерів w; i — номер блоку АЕС, ТЕС, ХТЕЦ-5, КТЕЦ-5, КТЕЦ-6, номер ГЕС або ГАЕС; I_U — множина номерів блоків АЕС, ТЕС, ХТЕЦ-5, КТЕЦ-5, КТЕЦ-6; *type* і *Type* — номер типу блоків, встановлених на АЕС, ТЕС, ХТЕЦ-5, КТЕЦ-5, КТЕЦ-6 та множина номерів *type*; I_{type}, I_H і I_S — підмножина множини I_U тих блоків, які мають однаковий

тип $type$, множина номерів ГЕС та множина номерів ГАЕС; M — множина номерів кусочно-лінійних функцій, якими апроксимуються витратні характеристики блоків $i \in I_U$; $n_U(i)$ і $n_S(i)$ — номер вузла, в якому розташований блок $i \in I_U$, та номер вузла, в якому розташована ГАЕС $i \in I_S$; $In(w)$ і $Out(w)$ — номери вхідного та вихідного вузлів інтерфейсу $w \in W$; a_i, b_i, c_i — коефіцієнти полінома другого порядку, яким апроксимується залежність операційних витрат від навантаження блока $i \in I_U$; $T_{i,\tau}$ — дискретна множина інтервалів тривалості простою блока $i \in I_U$, для яких задані його пускові витрати; $p_{n,t}^{CH}$ — обсяг виробітку електроенергії на ТЕЦ у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $\overline{p}_{n,t}^{RnW}$ — потенційно досяжний обсяг виробництва електроенергії з ВДЕ, у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $\overline{\Delta p}_{n,t}^{RnW}$ — максимально допустимий обсяг розвантаження виробництва електроенергії з ВДЕ у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $\bar{l}_{n,t}$ — потенційно досяжний обсяг споживання електроенергії у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $\overline{\Delta l}_{n,t}^{l}$ — максимально допустимий обсяг розвантаження споживачів електроенергії у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $c_{i,\tau}^{SU}$ — витрати на пуск блока $i \in I_U$ за умовою тривалості $\tau \in T_{i,\tau}$ його простою перед пуском; $\overline{C}_i$ — експлуатаційні витрати при мінімальному навантаженні блока $i \in I_U$; $\tilde{c}_{i,m}$ — коефіцієнт еластичності операційних витрат до навантаження блоку $\forall i \in I_U$ на лінійній ділянці кусочно-лінійної функції, якою апроксимується його витратна характеристика; ΔP_i — ширина рівномірних інтервалів поділу діапазону допустимих навантажень блока $i \in I_U$ для апроксимації його витратної характеристики кусочно-лінійною функцією; $\underline{P}_i$ і $\overline{P}_i$ — мінімальне навантаження блока $i \in I_U$ і максимальне навантаження блока $i \in I_U$; c_i^{SD} — витрати на зупинку блока $i \in I_U$ $\forall i \in I_U$; P_i^{SU} і P_i^{SD} — нижня і верхня допустима межа навантаження блока $i \in I_U$ в період його пуску та перед його зупинкою; ΔP_i^{up} і ΔP_i^{down} — максимальна величина маневру блока $i \in I_U$ на збільшення та зменшення його потужності впродовж інтервалу t; T_i^{Up} і T_i^{Down} — мінімальна тривалість роботи блока $i \in I_U$ після його пуску та після його зупинки; $r_{i,}^{hot-up}$ і $r_i^{hot-down}$ — максимально допустимий обсяг

первинного резерву на збільшення та зменшення потужності блока $i \in I_U$; $r_i^{warm-up}$ і $r_i^{warm-down}$ — допустимий обсяг вторинного резерву на збільшення та зменшення потужності блока $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$; $U_{type}^{\min}$ і $U_{type}^{\max}$ — мінімальна та максимальна кількість завантажених блоків типу $type \in Type$; $Y_i^{\max}$ — максимально допустима кількість пусків блока $i \in I_U$ впродовж прогнозного тижня; R_w і X_w — активний та реактивний опір ЛЕП, агрегованих в інтерфейс $w \in W$; c_i^{h-up} і c_i^{h-down} — питомі витрати енергосистеми на розміщення первинного резерву на збільшення та зменшення потужності на блоці $i \in I_U$; c_i^{w-up} і c_i^{w-down} — питомі витрати енергосистеми на розміщення вторинного резерву на збільшення та зменшення потужності на блоці $i \in I_U$; $\overline{flow}_w$ і $\underline{flow}_w$ — верх-ня межа обсягу електроенергії, яку можна передати через інтерфейс $w \in W$ в прямому та у зворотному напрямку; $\delta_{base,t}$ — кут зсуву фази напруги у вузлі $base \in N$ на інтервалі $t \in T$; η_i^P і η_i^G — коефіцієнт корисної дії устаткування ГАЕС $i \in I_S$, що працює в насосному та генераторному режимі; c_i^P і c_i^G — питомі експлуатаційні витрати на роботу ГАЕС в насосному та генераторному режимі $i \in I_S$; Y_i^P і Y_i^G — максимальна кількість пусків ГАЕС $i \in I_S$ для роботи в насосному та генераторному режимі; $P_{i,d}^{sum}$ — обсяг виробітку електроенергії ГЕС $i \in I_H$ за добу $d \in D$; $\Delta_{i,t}^q$ — зміна обсягу накопиченої енергії на ГАЕС $i \in I_S$ на інтервалі $t \in T$ через особливості її зберігання; $\overline{q}_i$ і $\underline{q}_i$ — максимальний та мінімальний обсяги енергії, які може зберігати ГАЕС $i \in I_S$; $\overline{p}_i^P$ і $\overline{p}_i^G$ — максимальна потужність ГАЕС $i \in I_S$ при роботі в насосному та генераторному режимах; $part_i^H$ — частка обсягу електроенергії, виробленої ГЕС $i \in I_H$, у обсязі електроенергії, виробленої всіма ГЕС; dev_i^H — середнє відхилення частки обсягу електроенергії, виробленої ГЕС $i \in I_H$; c_i^H — питомі експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії ГЕС $i \in I_H$; c_i^{rH+} і c_i^{rH2+} — питомі експлуатаційні витрати на розміщення первинного та вторинного резерву на збільшення потужності ГЕС $i \in I_H$; c_i^{rH-} і c_i^{rH2-} — питомі експлуатаційні витрати на розміщення первинного та вторинного резер-

ву на зменшення потужності ГЕС $i \in I_H$; $\overline{P}_{i,t}^{H}$ і $\underline{P}_{i,t}^{H}$ — максимальний (за спостереженнями) та мінімальний (за спостереженнями) обсяги виробітку електроенергії ГЕС $i \in I_H$ на інтервалі $t \in T$; $\overline{P}_{i}^{inst}$ — встановлена потужність гідроагрегатів ГЕС $i \in I_H$; c_n^{RnW} — питомі експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії з ВДЕ у вузлі $n \in N$; $c_n^{\Delta l}$ — питомі експлуатаційні витрати енергосистеми на розвантаження споживачів електроенергії у вузлі $n \in N$; $c_n^{\Delta RnW}$ — питомі експлуатаційні витрати енергосистеми на розвантаження установок з виробництва електроенергії з ВДЕ у вузлі $n \in N$; $\overline{R}^1$ і $\overline{R}^2$ — обсяг первинного та вторинного резерву на збільшення потужності в енергосистемі, необхідний для забезпечення її стійкості; $\underline{R}^1$ і $\underline{R}^2$ — обсяг первинного та вторинного резерву на зменшення потужності в енергосистемі, необхідний для забезпечення її стійкості.

Невідомі змінні моделі:

$Cost_{i,t}$ — експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії блоком $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$; $Cost_{i,t}^{SU}$ і $Cost_{i,t}^{SD}$ — експлуатаційні витрати на пуск та зупинку блока $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$; $Cost_{i,t}^{up}$ і $Cost_{i,t}^{down}$ — експлуатаційні витрати на збільшення та зменшення потужності блока $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$; $Cost_{i,t}^{R-up}$ і $Cost_{i,t}^{R-down}$ — експлуатаційні витрати на розміщення обсягів первинного та вторинного резерву для збільшення та зменшення потужності блока $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$; $Cost_{n,t}^{CH}$ — експлуатаційні витрати на ТЕЦ у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $Cost_{n,t}^{RnW}$ — експлуатаційні витрати на генерацію електроенергії з ВДЕ у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $Cost_{i,t}^{H}$ — експлуатаційні витрати на ГЕС $i \in I_H$ на інтервалі $t \in T$; $Cost_{i,t}^{G}$ і $Cost_{i,t}^{P}$ — експлуатаційні витрати на ГАЕС $i \in I_S$, яка працює в генераторному режимі, та на ГАЕС $i \in I_S$, яка працює в насосному режимі на інтервалі $t \in T$; $Cost_{n,t}^{\Delta l}$ — експлуатаційні витрати на споживання електроенергії у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $p_{i,t}$ — обсяг виробітку електроенергії блоком $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$; $p_{i,t}^{G}$ і $p_{i,t}^{P}$ — обсяг виробітку та споживання електроенергії ГАЕС $i \in I_S$, яка працює в генераторному режимі, та ГАЕС $i \in I_S$, яка працює в насосному режимі, на інтервалі $t \in T$; $p_{i,t}^{H}$ — обсяг виробітку електроенергії ГЕС $i \in I_H$ на

інтервалі $t \in T$; $\Delta p_{n,t}^{RnW}$ — обсяг розвантаження виробництва електроенергії з ВДЕ у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $p_{n,t}^{RnW}$ — обсяг виробництва електроенергії з ВДЕ у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $l_{n,t}$ — обсяг споживання електроенергії у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $\Delta l_{n,t}$ — обсяг розвантаження споживачів електроенергії у вузлі $n \in N$ на інтервалі $t \in T$; $flow_{w,t}$ — обсяг електроенергії, переданої через інтерфейс $w \in I_W$ впродовж інтервалу $t \in T$; $\widetilde{p}_{i,t,m}$ — змінна навантаження блока $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$ на лінійній ділянці $\forall m \in M$ кусочно-лінійної функції, якою апроксимується його характеристика операційних витрат; $u_{i,t}$ — бінарна функція, яка характеризує стан блока $i \in I_U$ на кожному інтервалі $t \in T$ і приймає значення 1, якщо блок працює в режимі навантаження, і значення 0, якщо блок не працює; $x_{i,t}$ — бінарна функція, яка характеризує стан блока $i \in I_U$ на кожному інтервалі $t \in T$ і приймає значення 1, якщо блок працює в режимі зупинки, і значення 0 у всіх інших випадках; $y_{i,t}$ — бінарна функція, яка характеризує стан блока $i \in I_U$ на кожному інтервалі $t \in T$: функція приймає значення 1, якщо блок працює в режимі пуску, і значення 0 у всіх інших випадках; $p_{i,t}^{inc}$ і $p_{i,t}^{dec}$ — поточна максимально та мінімально досяжна потужність блока $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$; $r_{i,t}^{h-up}$ і $r_{i,t}^{h-down}$ — обсяги первинного резерву на збільшення та зменшення потужності блока $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$; $r_{i,t}^{w-up}$ і $r_{i,t}^{w-down}$ — обсяги вторинного резерву на збільшення та зменшення потужності блока $i \in I_U$ на інтервалі $t \in T$; $\delta_{In(w),t}$ і $\delta_{Out(w),t}$ — кути зсуву фази напруги у вхідному $In(w) \in N$ та вихідному $Out(w) \in N$ вузлах ЛЕП, агрегованих в інтерфейс $w \in W$, на інтервалі $t \in T$; $p_{i,t}^{P}$ і $p_{i,t}^{G}$ — споживання та виробництво електроенергії устаткуванням ГАЕС $i \in I_S$, що працює в насосному та генераторному режимах на інтервалі $t \in T$; $q_{i,t}$ — обсяг енергії, накопиченої на ГАЕС $i \in I_S$ на інтервалі $t \in T$; $u_{i,t}^{P}$ — бінарна функція, яка характеризує стан ГАЕС $i \in I_S$ на кожному інтервалі $t \in T$: функція приймає значення 1, якщо станція працює в насосному режимі, і значення 0, якщо станція не працює в такому режимі; $x_{i,t}^{P}$ — бінарна функція, яка ха-

рактеризує стан ГАЕС $i \in I_S$ на кожному інтервалі $t \in T$: функція приймає значення 1, якщо станція знаходиться в стані зупинки насосного режиму, і значення 0 у всіх інших випадках; $y_{i,t}^{P}$ — бінарна функція, яка характеризує стан ГАЕС $i \in I_S$ на кожному інтервалі $t \in T$: функція приймає значення 1, якщо станція знаходиться в стані пуску насосного режиму, і значення 0 у всіх інших випадках; $u_{i,t}^{G}$ — бінарна функція, яка характеризує стан ГАЕС $i \in I_S$ на кожному інтервалі $t \in T$: функція приймає значення 1, якщо станція працює в генераторному режимі, і значення 0, якщо станція не працює в такому режимі; $x_{i,t}^{G}$ — бінарна функція, яка характеризує стан ГАЕС $i \in I_S$ на кожному інтервалі $t \in T$: функція приймає значення 1, якщо станція знаходиться в стані зупинки генераторного режиму, і значення 0 у всіх інших випадках; $y_{i,t}^{G}$ — бінарна функція, яка характеризує стан ГАЕС $i \in I_S$ на кожному інтервалі $t \in T$: функція приймає значення 1, якщо станція знаходиться в стані пуску генераторного режиму, і значення 0 у всіх інших випадках; $p_{i,t}^{H}$ — обсяг виробітку електроенергії ГЕС $i \in I_H$ на інтервалі $t \in T$; $r_{i,t}^{H+}$ і $r_{i,t}^{H2+}$ — обсяги первинного та вторинного резервів на збільшення потужності, розміщені на ГЕС $i \in I_H$ на інтервалі $t \in T$; $r_{i,t}^{H-}$ і $r_{i,t}^{H2-}$ — обсяги первинного та вторинного резервів на зменшення потужності, розміщені на ГЕС $i \in I_H$ на інтервалі $t \in T$; $r_{i,t}^{G+}$ і $r_{i,t}^{G2+}$ — обсяги первинного та вторинного резервів на збільшення потужності, розміщені на ГАЕС $i \in I_H$, яка працює в генераторному режимі на інтервалі $t \in T$; $r_{i,t}^{G-}$ і $r_{i,t}^{G2-}$ — обсяги первинного та вторинного резервів на зменшення потужності, розміщені на ГАЕС $i \in I_H$, яка працює в генераторному режимі на інтервалі $t \in T$; $r_{i,t}^{P+}$ і $r_{i,t}^{P2+}$ — обсяги первинного та вторинного резервів на зменшення потужності, розміщені на ГАЕС $i \in I_H$, яка працює в насосному режимі на інтервалі $t \in T$; $r_{i,t}^{P-}$ і $r_{i,t}^{P2-}$ — обсяги первинного та вторинного резервів на збільшення потужності, розміщені на ГАЕС $i \in I_H$, яка працює в насосному режимі на інтервалі $t \in T$; $\overline{R}_t^{hot}$ і $\underline{R}_t^{hot}$ — обсяг первинного резерву на збільшення та зменшення потужності, розміщений на множині блоків I_U на інтервалі $t \in T$; $\overline{R}_t^{warm}$ і $\underline{R}_t^{warm}$ — обсяг вторинного резерву на збільшення та зменшення потужності, роз-

міщений на множині блоків I_U на інтервалі $t \in T$; $\overline{R}_t^H$ і $\overline{R}_t^{H2}$ — обсяги первинного та вторинного резервів на збільшення потужності, розміщені на всіх ГЕС на інтервалі $t \in T$; $\underline{R}_t^H$ і $\underline{R}_t^{H2}$ — обсяги первинного та вторинного резервів на зменшення потужності, розміщені на всіх ГЕС на інтервалі $t \in T$; $\overline{R}_t^{GP}$ і $\overline{R}_t^{GP2}$ — обсяги первинного та вторинного резервів на збільшення потужності, розміщені на всіх ГАЕС $i \in I_H$ на інтервалі $t \in T$; $\underline{R}_t^{GP}$ і $\underline{R}_t^{GP2}$ — обсяги первинного вторинного та резервів на зменшення потужності, розміщені на всіх ГАЕС $i \in I_H$ на інтервалі $t \in T$.

Цільова функція UC-задачі оптимізації. Мінімізація експлуатаційних витрат виробництва електроенергії в енергосистемі має вигляд

$$\sum_{\forall t \in T} \left[\begin{array}{l} \sum\limits_{\forall i \in I_U} \left(\begin{array}{l} Cost_{i,t} + Cost_{i,t}^{SU} + Cost_{i,t}^{SD} + \\ Cost_{i,t}^{up} + Cost_{i,t}^{down} + Cost_{i,t}^{R-up} + Cost_{i,t}^{R-down} \end{array} \right) + \\ + \sum\limits_{\forall n \in N} Cost_{n,t}^{\Delta l} + \sum\limits_{\forall i \in I_S} \left(Cost_{i,t}^{P} - Cost_{i,t}^{G} \right) + \\ + \sum\limits_{\forall i \in I_{RnW}} Cost_{i,t}^{RnW} + \sum\limits_{\forall i \in I_H} Cost_{i,t}^{H} + \sum\limits_{\forall i \in I_{CH}} Cost_{i,t}^{CH} \end{array} \right] \to \min.$$

Баланси виробництва (споживання) електроенергії у вузлах енергосистеми подаємо рівняннями

$$p_{n,t}^{CH} + \overline{p}_{n,t}^{RnW} - \Delta p_{n,t}^{RnW} + \sum_{i \in I_U, n_U(i)=n} p_{i,t} + \sum_{i \in I_S, n_S(i)=n} p_{i,t}^{G} + \sum_{i \in I_H, n_H(i)=n} p_{i,t}^{H} =$$

$$= \overline{l}_{n,t} - \Delta l_{n,t} + \sum_{i \in I_S, n_S(i)=n} p_{i,t}^{P} + \sum_{w \in W, In(w)=n} flow_{w,t} - \sum_{w \in W, Out(w)=n} flow_{w,t},$$

$$\forall n \in N, \quad \forall t \in T.$$

Експлуатаційні витрати на блоки ТЕС, АЕС, ХТЕЦ-5, КТЕЦ-5 та КТЕЦ-6, витратні характеристики яких початково задаються у вигляді поліномів другого порядку, в моделі подаємо наближеними до них кусочно-лінійними функціями

$$Cost_{i,t} = \overline{C}_i u_{i,t} + \sum_{m \in M} \tilde{c}_{i,m} \tilde{p}_{i,t,m}, \ \forall i \in I_U, \forall t \in T$$

з коефіцієнтами

$$\tilde{c}_{i,m} = a_i \left[2\underline{P}_i + (2m-1)\ \Delta P_i \right] + b_i, \ \forall m \in M, \ \forall i \in I_U,$$

$$\overline{C}_i = \left(a_i \underline{P}_i + b_i \right) \underline{P}_i + c_i, \ \forall i \in I_U,$$

де

$$\Delta P_i = \frac{\overline{P}_i - \underline{P}_i}{dim\, M},\ \forall i \in I_U.$$

Невідома функція потужності блока подається сумою невідомих інтервальних змінних,

$$p_{i,t} = \underline{P}_i u_{i,t} + \sum_{m \in M} \tilde{p}_{i,t,m},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,$$

для яких встановлюються обмеження зверху

$$\tilde{p}_{i,t,m} \le \Delta P_i u_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$$

Режим роботи блока описуємо системою співвідношень між бінарними функціями його стану, яка має вигляд

$$y_{i,t} - x_{i,t} = u_{i,t} - u_{i,t-1},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,\ t \ne T_0,$$
$$y_{i,1} - x_{i,1} = u_{i,1} - u_{i,T_0},\ \forall i \in I_U,$$
$$y_{i,t} + x_{i,t} \le 1,\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$$

Витрати на пуск блока задовольняють системі обмежень

$$Cost_{i,t}^{SU} \ge c_{i,\tau}^{SU} \left(u_{i,t} - \sum_{m=1,\, t-m \ge 1}^{\tau} u_{i,t-m} - \sum_{m=1,\, t-m \le 0}^{\tau} u_{i,T_0+t-m} \right).$$

$$\forall \tau \in T_{i,\tau},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,$$

Такі витрати визначаються відповідно до його заданої пускової характеристики.

Витрати на зупинку блока розраховуємо за формулою

$$Cost_{i,t}^{SD} = c_i^{SD} x_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$$

Навантаження блока обмежується зверху його поточною максимально досяжною потужністю $p_{i,t} \le p_{i,t}^{inc},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T$.

Поточна максимально досяжна потужність блока обмежується максимальною встановленою потужністю або його допустимою потужністю перед зупинкою:

$$p_{i,t}^{inc} \le \overline{P}_i \left(u_{i,t} - x_{i,t+1} \right) + P_i^{SD} x_{i,t+1},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,\ t \ne T_0,$$

$$p_{i,t}^{inc} \le \overline{P}_i \left(u_{i,t} - x_{i,1} \right) + P_i^{SD} x_{i,1},\ \forall i \in I_U,\ t = T_0.$$

Крім того, вона обмежується технічними можливостями блока щодо збільшення потужності та навантаження в період пуску,

$$p_{i,t}^{inc} \le p_{i,t-1} + \Delta P_i^{up} u_{i,t-1} + P_i^{SU} y_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,\ t \ne 1,$$

$$p_{i,t}^{inc} \le p_{i,T_0} + \Delta P_i^{up} u_{i,T_0} + P_i^{SU} y_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ t = 1,$$

з урахуванням його режимного стану: $p_{i,t}^{inc} \le \overline{P}_i u_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T$.

Потужність блока обмежується знизу його поточною мінімально досяжною потужністю $p_{i,t} \ge p_{i,t}^{dec},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T$.

Поточна мінімально досяжна потужність блока обмежується технічними можливостями щодо зменшення його потужності та навантаження в період зупинки,

$$p_{i,t}^{dec} \ge p_{i,t-1} - \Delta P_i^{down} u_{i,t} - P_i^{SD} x_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,\ t \ne 1,$$

$$p_{i,t}^{dec} \ge p_{i,T_0} - \Delta P_i^{down} u_{i,t} - P_i^{SD} x_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ t = 1.$$

з урахуванням режимного стану блока: $p_{i,t}^{dec} \ge \underline{P}_i u_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$

В моделі враховано обмеження знизу на тривалість безперервної роботи блока після його пуску,

$$\sum_{j=t-T_i^{Up}+1}^{t} y_{i,j} \le u_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,\ t \ge T_i^{Up},$$

$$\sum_{j=1}^{t} y_{i,j} + \sum_{j=T_0-T_i^{Up}+t+1}^{j=T_0} y_{i,j} \le u_{i,t},\quad \forall i \in I_U,\quad \forall t \in T,\quad t < T_i^{Up},$$

та обмеження знизу тривалості простою блока після його зупинки:

$$\sum_{j=t-T_i^{Down}+1}^{t} x_{i,j} \le 1 - u_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,\ t \ge T_i^{Down},$$

$$\sum_{j=1}^{t} x_{i,j} + \sum_{j=T_0-T_i^{Down}+t+1}^{j=T_0} x_{i,j} \le 1 - u_{i,t},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,\ t < T_i^{Down}.$$

Обмеження кількості пусків блока в роботу встановлюються для кожного блоку зверху впродовж тижня:

$$\sum_{t \in T} y_{i,t} \le Y_i^{\max},\ \forall i \in I_U.$$

Крім того, встановлюються обмеження знизу та зверху на кількість одночасно завантажених блоків однакового типу:

$$\sum_{i \in I_{type}} u_{i,t} \geq U_{type}^{\min},\ \forall t \in T,\ \forall type \in Type,$$

$$\sum_{i \in I_{type}} u_{i,t} \leq U_{type}^{\max},\ \forall t \in T,\ \forall type \in Type.$$

Обсяги забезпечення первинного резерву на збільшення та зменшення потужності в енергосистемі за рахунок обертальних резервів потужності окремих блоків подаємо наступними рівняннями:

$$\sum_{i \in I_U} r_{i,t}^{h-up} = \overline{R}_t^{hot},\ \forall t \in T, \quad \sum_{i \in I_U} r_{i,t}^{h-down} = \underline{R}_t^{hot},\ \forall t \in T.$$

Обмеження зверху обертального резерву на збільшення потужності блоку відображається нерівністю $r_{i,t}^{h-up} \leq r_i^{hot-up},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$

Враховується також обмеження обсягу навантаження блока та обертального резерву на збільшення його потужності величиною поточної максимально досяжної потужності: $p_{i,t} + r_{i,t}^{h-up} \leq p_{i,t}^{inc},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$

Обмеження зверху обертального резерву на зменшення потужності блока відображається нерівністю $r_{i,t}^{h-down} \leq r_i^{hot-down},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$ Крім того, враховується обмеження обсягу навантаження блока та обертального резерву на зменшення його потужності величиною поточної мінімально досяжної потужності: $p_{i,t} - r_{i,t}^{h-down} \geq p_{i,t}^{dec},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$

Обсяги забезпечення вторинного резерву на збільшення та зменшення потужності в енергосистемі за рахунок ресурсних можливостей блоків подаємо рівнянням

$$\sum_{i \in I_U} r_{i,t}^{w-up} = \overline{R}_t^{warm},\ \forall t \in T, \quad \sum_{i \in I_U} r_{i,t}^{w-down} = \underline{R}_t^{warm},\ \forall t \in T.$$

Обсяг можливого розміщення вторинного резерву на збільшення потужності окремого блока обмежується зверху його маневровою характеристикою: $r_{i,t}^{w-up} \leq r_i^{warm-up},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$

Враховується також обмеження зверху сукупних обсягів навантаження блока та розміщення первинного і вторинного резервів на збільшення його потужності величиною максимальної потужності блока, а саме

$$p_{i,t} + r_{i,t}^{h-up} + r_{i,t}^{w-up} \leq \overline{P}_i,\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$$

Обсяг можливого розміщення вторинного резерву на зменшення потужності окремого блока обмежується зверху його маневровою характеристикою: $r_{i,t}^{w-down} \le r_i^{worm-down},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$

Враховується також обмеження зверху сукупних обсягів навантаження блока та розміщення первинного і вторинного резервів на зменшення його потужності величиною мінімальної потужності блока:

$$p_{i,t} - r_{i,t}^{h-down} - r_{i,t}^{w-down} \ge \underline{P}_i,\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$$

Витрати на розміщення первинного та вторинного резервів на збільшення та зменшення потужності кожного блока розраховуються за формулами

$$Cost_{i,t}^{R-up} = c_i^{h-up} r_{i,t}^{h-up} + c_i^{w-up} r_{i,t}^{w-up},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T,$$

$$Cost_{i,t}^{R-down} = c_i^{h-down} r_{i,t}^{h-down} + c_i^{w-down} r_{i,t}^{w-down},\ \forall i \in I_U,\ \forall t \in T.$$

Міжсистемна мережа ЛЕП. Потоки електроенергії в міжсистемних інтерфейсах (агрегованих мережах міжсистемних ЛЕП) подаються у вигляді лінійної їх залежності від різниці потенціалів у вузлах, до яких вони під'єднані. При цьому не враховуються втрати електроенергії в інтерфейсах, а як вузлові потенціали розглядаються кути зсуву фаз напруги у вузлах. Обсяг електроенергії, який передається по кожному міжсистемному інтерфейсу, визначається за формулою

$$flow_{w,t} = \left(\delta_{In(w),t} - \delta_{Out(w),t}\right) \frac{X_w}{X_w^2 + R_w^2},$$

$$In(w) \in N,\ Out(w) \in N,\ \forall w \in W,\ \forall t \in T.$$

Потоки енергії в міжсистемних інтерфейсах обмежуються зверху та знизу пропускною здатністю наявних ЛЕП: $\underline{flow}_w \le flow_{w,t} \le \overline{flow}_w,\ \forall w \in W,\ \forall t \in T.$ При цьому встановлюється нульове зміщення фази напруги в базовому вузлі *base*: $\delta_{base,t} = 0,\ \forall t \in T.$

Системи зберігання енергії, в тому числі ГАЕС. Експлуатаційні витрати на роботу систем зберігання енергії визначаються за формулою

$$Cost_{i,t}^{S} = c_i^P \left(1 - \eta_i^P\right) p_{i,t}^P - c_i^G \left(1 - \eta_i^G\right) p_{i,t}^G,\ i \in I_S,\ t \in T,$$

а їх енергетичні баланси подаються рівняннями

$$q_{i,t} - q_{i,t-1} + \Delta_{i,t}^q = \eta_i^P p_{i,t}^P - \frac{p_{i,t}^G}{\eta_i^G},\ \forall i \in I_S,\ \forall t \in T,$$

за умовами тижневої циклічності обсягів накопичуваної енергії $q_{i,0} = q_{i,T_0}$, $\forall i \in I_S$, які обмежуються енергомісткістю систем її зберігання: $\underline{q}_i \le q_{i,t} \le \overline{q}_i$, $\forall i \in I_S,\ \forall t \in T$.

Робота систем зберігання енергії в режимі прямого перетворення накопиченої енергії в електричну описується наступними співвідношеннями між бінарними функціями стану систем:

$$y^G_{i,t} - x^G_{i,t} = u^G_{i,t} - u^G_{i,t-1},\ \forall i \in I_S,\ \forall t \in T,$$

$$y^G_{i,1} - x^G_{i,1} = u^G_{i,1} - u^G_{i,T_0},\ \forall i \in I_S,$$

$$y^G_{i,t} + x^G_{i,t} \le 1,\ \forall i \in I_S,\ \forall t \in T.$$

Робота систем зберігання енергії у режимі зворотного перетворення електричної енергії в іншу форму енергії, придатну для її накопичення та зберігання, описується наступними співвідношеннями між бінарними функціями стану систем:

$$y^P_{i,t} - x^P_{i,t} = u^P_{i,t} - u^P_{i,t-1},\ \forall i \in I_S,\ \forall t \in T,$$

$$y^P_{i,1} - x^P_{i,1} = u^P_{i,1} - u^P_{i,T_0},\ \forall i \in I_S,$$

$$y^P_{i,t} + x^P_{i,t} \le 1,\ \forall i \in I_S,\ \forall t \in T.$$

Неможливість функціонування систем зберігання енергії одночасно в режимах прямого та зворотного перетворення енергій відображається обмеженнями $u^G_{i,t} + u^P_{i,t} \le 1,\ \forall i \in I_S,\ \forall t \in T$.

Енергетичне устаткування систем зберігання енергії, працюючи в режимі прямого перетворення накопиченої енергії в електричну енергію, має обмежену потужність, тобто

$$p^G_{i,t} + r^{G+}_{i,t} + r^{G2+}_{i,t} \le u^G_{i,t}\ \overline{p}^G_i,\ \forall i \in I_S,\ \forall t \in T.$$

Враховуються також обмеження потужності систем зберігання енергії при їх роботі в режимі зворотного перетворення енергії:

$$p^P_{i,t} + r^{P+}_{i,t} + r^{P2+}_{i,t} \le u^P_{i,t}\ \overline{p}^P_i,\ \forall i \in I_S,\ \forall t \in T,$$

$$p^P_{i,t} - r^{P-}_{i,t} - r^{P2-}_{i,t} \ge 0,\ \forall i \in I_S,\ \forall t \in T.$$

Обсяги забезпечення первинного та вторинного резервів на збільшення потужності всіх систем зберігання енергії визначаються за формулами

$$\sum_{i \in I_s} \left(r^{G+}_{i,t} + r^{P-}_{i,t} \right) = \overline{R}^{GP}_t,\ \forall t \in T, \quad \sum_{i \in I_s} \left(r^{G2+}_{i,t} + r^{P2-}_{i,t} \right) = \overline{R}^{GP2}_t,\ \forall t \in T,$$

$$q_i - q_{i,t-1} + \Delta^q_{i,t} \le \eta^P_i (p^P_{i,t} - r^{P-}_{i,t} - r^{P2-}_{i,t}) - \frac{p^G_{i,t} + r^{G+}_{i,t} + r^{G2+}_{i,t}}{\eta^G_i}, \ \forall i \in I_S, \ \forall i \in T.$$

Обсяги забезпечення первинного та вторинного резервів на зменшення потужності систем зберігання енергії визначаються за формулами

$$\sum_{i \in I_s} \left(r^{G-}_{i,t} + r^{P+}_{i,t} \right) = \underline{R}^{GP}_t, \ \forall t \in T, \quad \sum_{i \in I_s} \left(r^{G2-}_{i,t} + r^{P2+}_{i,t} \right) = \underline{R}^{GP2}_t, \ \forall t \in T,$$

$$\overline{q}_i - q_{i,t-1} + \Delta^q_{i,t} \ge \eta^P_i (p^P_{i,t} + r^{P+}_{i,t} + r^{P2+}_{i,t}) - \frac{p^G_{i,t} - r^{G-}_{i,t} - r^{G2-}_{i,t}}{\eta^G_i}, \ \forall i \in I_S, \ \forall i \in T.$$

Кількість пусків систем зберігання енергії для їх роботи в режимі оберненого перетворення електроенергії в іншу форму енергії, придатну для її накопичення та зберігання, є обмеженою:

$$\sum_{t \in T_d} y^P_{i,t} \le Y^P_i, \ \forall i \in I_S, \ \forall d \in D.$$

Також обмеженою є кількість пусків систем зберігання енергії для їх роботи в режимі прямого перетворення накопиченої енергії в електроенергію:

$$\sum_{t \in T_d} y^G_{i,t} \le Y^G_i, \ \forall i \in I_S, \ \forall d \in D.$$

ГЕС. Експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії кожною ГЕС розраховуємо за формулою

$$Cost^H_{i,t} = c^H_i \, p^H_{i,t} + c^{rH+}_i r^{H+}_{i,t} + c^{rH2+}_i r^{H2+}_{i,t} +$$
$$+ c^{rH-}_i r^{H-}_{i,t} + c^{rH2-}_i r^{H2-}_{i,t}, \ i \in I_H, \ t \in T.$$

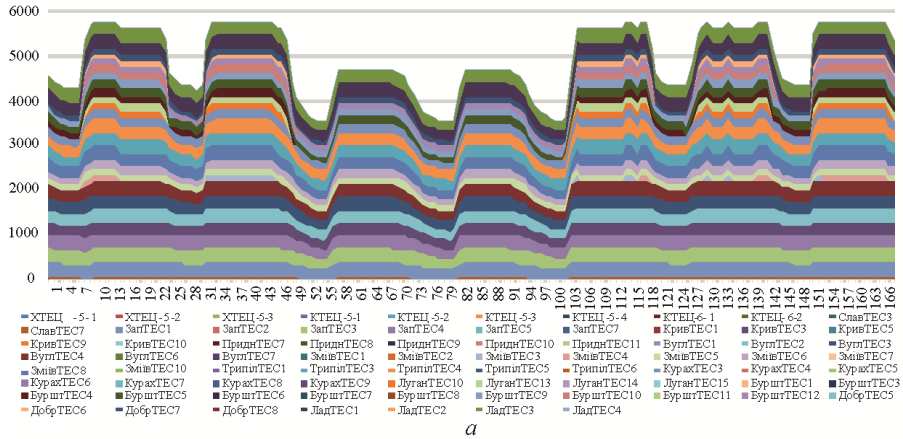
Погодинні обсяги виробництва електроенергії окремою ГЕС мають співпадати з типовими для даного прогнозного періоду обсягами добового її виробітку, які відповідають наявним водним ресурсам, а саме

$$\sum_{t \in T_d} p^H_{i,t} = P^{sum}_{i,d}, \ \forall i \in I_H, \ \forall d \in D.$$

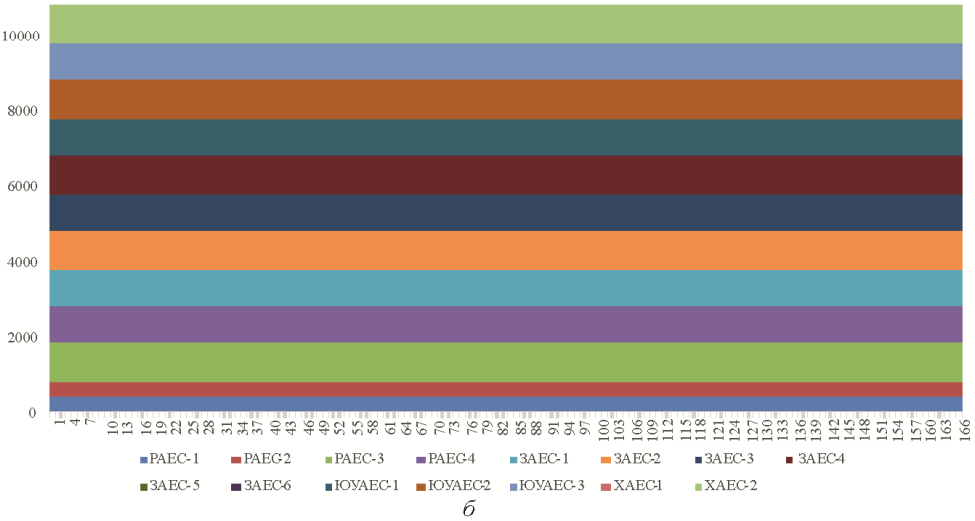
Навантаження ГЕС обмежуються зверху допустимими максимальними величинами, які визначаються за результатами ретроспективних спостережень: $p^H_{i,t} \le \overline{P}^H_{i,t}, \ \forall i \in I_H, \ \forall t \in T.$

Навантаження ГЕС та обсяги розміщених первинного та вторинного резервів на збільшення її потужності обмежуються зверху встановленою сумарною потужністю генераторів:

$$p^H_{i,t} + r^{H+}_{i,t} + r^{H2+}_{i,t} \le \overline{P}^{inst}_{i,t}, \ \forall i \in I_H, \ \forall t \in T.$$



а



б

Рис. 1. Тижневі графіки завантаження блоків ТЕС (*а*) і АЕС (*б*)

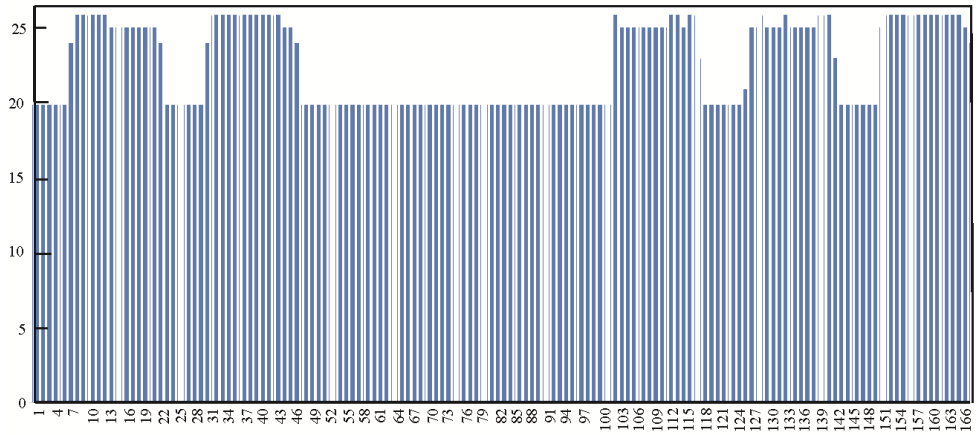


Рис. 2. Тижневий графік загальної кількості завантажених блоків ТЕС

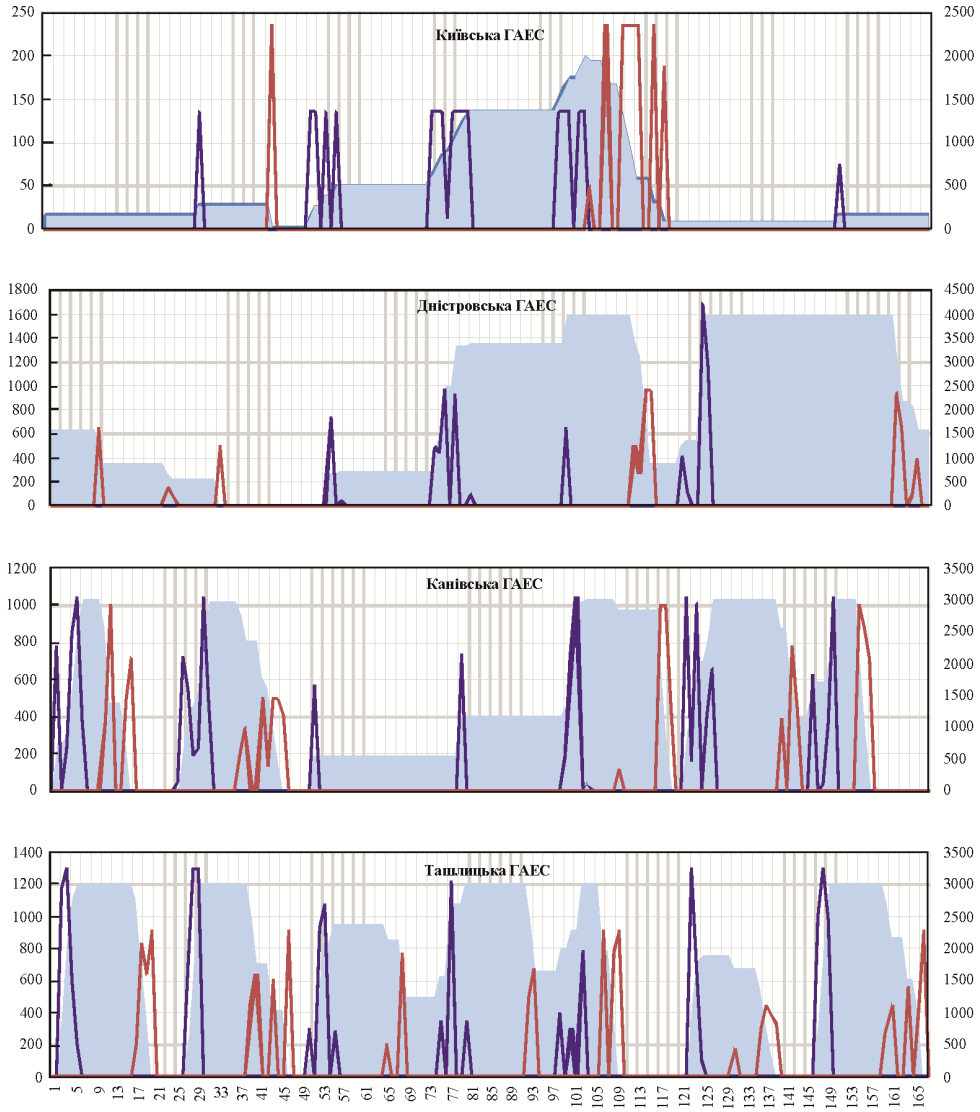


Рис. 3. Тижневі графіки споживання (синій колір) та генерування електроенергії (червоний колір) потужними ГАЕС, а також обсяги акумульованої на них енергії (блакитний колір)

Навантаження ГЕС обмежуються знизу допустимими мінімальними значеннями, встановленими за результатами ретроспективних спостережень:

$$p^H_{i,t} \geq \underline{P}^H_{i,t},\ \forall i \in I_H,\ \forall t \in T.$$

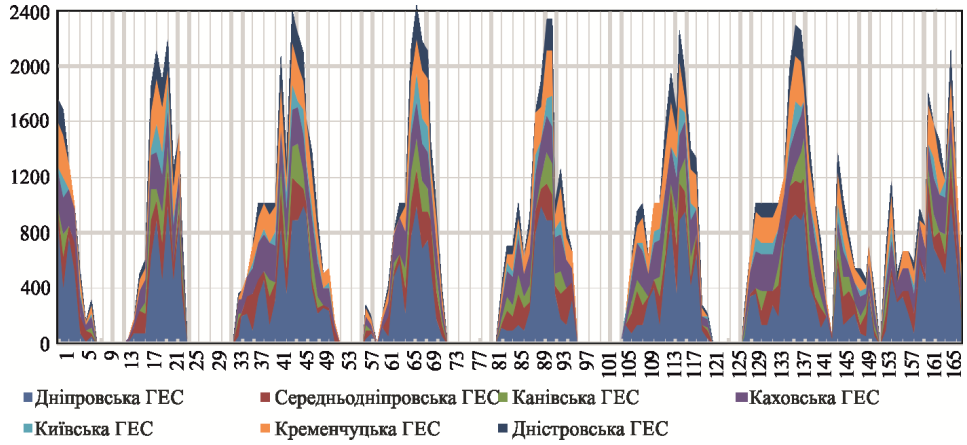


Рис. 4. Тижневий графік виробництва електроенергії потужними ГЕС

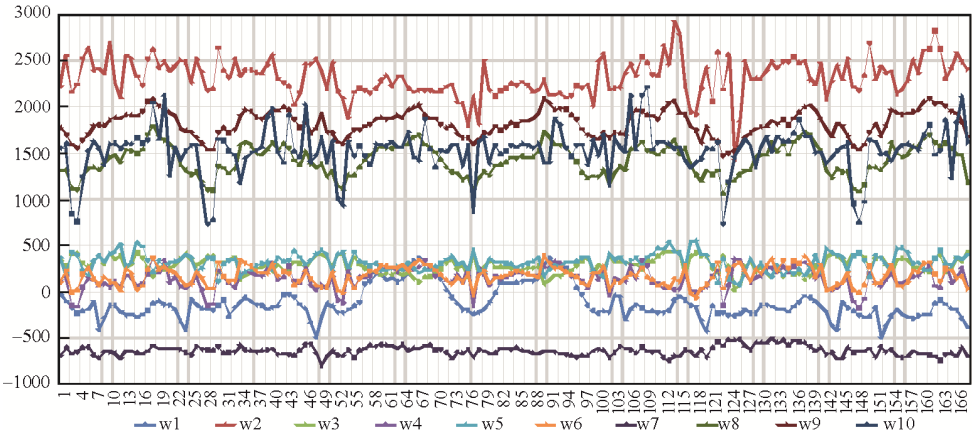


Рис. 5. Тижневі графіки обсягів передачі електроенергії по міжсистемним ЛЕП (умовні позначення наведено в таблиці)

Навантаження ГЕС та обсяги розміщених первинного та вторинного резервів на зменшення її потужності обмежуються знизу:

$$p_{i,t}^{H} - r_{i,t}^{H-} - r_{i,t}^{H2-} \geq 0, \ \forall i \in I_H, \ \forall t \in T.$$

Обсяги забезпечення первинного та вторинного резервів на збільшення потужності всіх ГЕС визначаються за формулами

$$\sum_{i \in I_H} r_{i,t}^{H+} = \bar{R}_t^{H}, \ \forall t \in T, \quad \sum_{i \in I_H} r_{i,t}^{H2+} = \bar{R}_t^{H2}, \ \forall t \in T.$$

Обсяги забезпечення первинного та вторинного резервів на зменшення потужності всіх ГЕС визначаються за формулами

$$\sum_{i \in I_H} r_{i,t}^{H-} = \underline{R}_t^{H}, \ \forall t \in T, \quad \sum_{i \in I_H} r_{i,t}^{H2-} = \underline{R}_t^{H2}, \ \forall t \in T.$$

Міжсистемні лінії електропередачі

ЛЕП	ЕС	
	Вхідна	Вихідна
w1	Південно-Західна	Західна
w2	» »	Центральна
w3	» »	Дніпровська
w4	Південна	Південно-Західна
w5	Центральна	Північна
w6	Дніпровська	Центральна
w7	Донбаська	Північна
w8	Дніпровська	»
w9	»	Донбаська
w10	Південна	Дніпровська

Крім того, дольова участь кожної ГЕС у виробітку електроенергії обмежується зверху та знизу ретроспективним значенням цього показника та середнім значенням його варіації:

$$part_i^H - dev_i^H \le \frac{p_{i,t}^H}{\sum\limits_{i \in I_H} p_{i,t}^H} \le part_i^H + dev_i^H,\ \forall i \in I_H,\ \forall t \in T.$$

Системи виробництва електроенергії з ВДЕ. Експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії з ВДЕ у вузлах енергосистеми розраховуються за формулою

$$Cost_{n,t}^{RnW} = c_n^{RnW} p_{n,t}^{RnW} + c_n^{\Delta RnW} \Delta p_{n,t}^{RnW},\ \ n \in N,\ t \in T.$$

Прогнозні граничні обсяги виробництва електроенергії $\overline{p}_{n,t}^{RnW}$ з ВДЕ у вузлі $n \in N$ визначаються на основі ретроспективних моделей відповідних електростанцій. В ретроспективній моделі кожної електростанції статистичні дані щодо динаміки граничних обсягів виробітку електроенергії за минулий період часу корегуються відповідно до прогнозної динаміки приросту виробітку електроенергії, обумовленого введенням нового генеруючого устаткування та деградацією раніше встановленого устаткування.

Балансування енергосистеми може здійснюватися її оператором через розвантаження електростанцій, які використовують ВДЕ. Можливості такого балансування є обмеженими, тобто маємо баланси граничних та акцептованих обсягів виробництва і обсягів розвантаження електростан-

ції, $p_{n,t}^{RnW} + \Delta p_{n,t}^{RnW} = \overline{p}_{n,t}^{RnW}$, $n \in N$, $t \in T$, а також обмеження на обсяги їх розвантаження: $0 \le \Delta p_{n,t}^{RnW} \le \overline{\Delta p}_{n,t}^{RnW}$, $n \in N$, $t \in T$.

Експлуатаційні витрати на розвантаження споживачів електроенергії у вузлах енергосистеми визначаються за формулою

$$Cost_{n,t}^{\Delta l} = c_n^{\Delta l} \Delta l_{n,t},\ n \in N,\ t \in T.$$

Балансування енергосистеми її оператором може здійснюватися через розвантаження споживачів в досить обмежених обсягах. Можливості такого балансування є обмеженими, тобто маємо баланси попиту споживачів електроенергії та акцептованих обсягів її споживання і обсягів розвантаження споживачів $l_{n,t} + \Delta l_{n,t} = \overline{l}_{n,t}$, $n \in N$, $t \in T$, а також обмеження на обсяги їх розвантаження $0 \le \Delta l_{n,t} \le \overline{\Delta l}_{n,t}$, $n \in N$, $t \in T$.

Для відображення в моделі умов забезпечення стійкості енергосистеми необхідно враховувати наступні вимоги щодо наявності обсягів:

первинного і вторинного резервів на збільшення потужності:

$$\overline{R}_t^{GP} + \overline{R}_t^{H} + \overline{R}_t^{hot} \ge \overline{R}^1,\ \overline{R}_t^{GP2} + \overline{R}_t^{H2} + \overline{R}_t^{warm} \ge \overline{R}^2;$$

первинного і вторинного резервів на зменшення потужності:

$$\underline{R}_t^{GP} + \underline{R}_t^{H} + \underline{R}_t^{hot} \ge \underline{R}^1,\ \underline{R}_t^{GP2} + \underline{R}_t^{H2} + \underline{R}_t^{warm} \ge \underline{R}^2.$$

Особливості комп'ютерної реалізації UCC-моделі. Запропонована UCC-модель реалізована в спеціалізованому додатку. Для формування таблиць вхідних та вихідних даних використано додаток MicrosoftExcel. Зв'язок між спеціалізованим додатком та MicrosoftExcel забезпечено застосуванням технології OLE.

Результати комп'ютерного моделювання режимів завантаження генеруючих блоків ОЕС України з використанням розробленої UCC-моделі наведено на рис. 1—5 і в таблиці.

Висновки

Для планування розвитку генеруючих потужностей в енергосистемі традиційно використано Bottom-Up моделі, які враховують особливості роботи енергетичного устаткування [11]. Ці моделі є оптимізаційними з критеріями, що відображають мінімум приведених витрат на виробництво електроенергії або максимум сукупного добробуту учасників ринку. Зазвичай задачі планування розвитку генеруючих потужностей подають у вигляді задач лінійного програмування, в яких не можливо відобразити такі важливі режими роботи енергетичного устаткування, як режими пуску (зупинки).

Планування розвитку генеруючих потужностей на сучасному етапі технологічних змін в електроенергетиці потребує нових адекватних інструментів для моделювання роботи галузі, а саме таких моделей:

прогнозування розвитку генеруючих потужностей та обсягів виробництва електроенергії СЕС та ВЕС;

формування необхідних обсягів резервів генеруючих потужностей та потужностей з акумулювання електроенергії для забезпечення надійності енергосистеми;

прогнозування попиту на електричну енергію;

багатовузлових моделей, які враховують особливості розподілу потужностей ВЕС та СЕС і вплив електричної мережі на роботу енергосистеми.

Основним обмеженням у використанні традиційних моделей планування розвитку генеруючих потужностей енергосистем в сучасних умовах їх технологічного розвитку є неможливість забезпечити адекватність відображення режимів роботи енергетичного устаткування. Значна частка обсягів виробництва електроенергії на АЕС та з ВДЕ, які не беруть участі у добовому регулюванні потужності в енергосистемі, не дозволяє визначати режими роботи генеруючого устаткування на тривалу перспективу.

Таким чином, однією з умов забезпечення адекватного моделювання енергосистеми є інтеграція до моделі планування розвитку генеруючих потужностей модуля диспетчеризації устаткування у вигляді UCC-моделі. Розв'язок практичних задач розвитку генеруючих потужностей на сучасному етапі технологічних змін в електроенергетиці може здійснюватися за трьома підходами.

1. Опрацювання розроблених сценаріїв розвитку паливно-енергетичного комплексу та потужних підприємств галузі з використанням UCC-моделі. Цей підхід не передбачає інтеграції UCC-моделі до програми розвитку генеруючих потужностей. Його недоліком є відсутність зворотного впливу уточнених режимів роботи устаткування на оцінку ефективності інвестиційних рішень. Подібний підхід було використано при опрацюванні введення потужних енергоблоків АЕС в енергосистему України.

2. Ітераційне використання традиційної моделі розвитку електроенергетики та UCC-моделі. При такому підході послідовно застосовуються Bottom-Up-модель для формування сценарію розвитку електроенергетики та UCC-модель для уточнення режимів роботи устаткування від першого до останнього етапів прогнозного періоду. Окрім ускладнення процесу моделювання, недоліком цього підходу є відсутність зворотного зв'язку між встановленими режимами роботи устаткування та інвестиційними рішеннями, прийнятими на попередніх етапах прогнозного періоду. Такий підхід застосовується при прогнозуванні

розвитку електроенергетики України в ринкових умовах з використанням моделей перспективного розвитку [12].

3. Інтеграція UCC-моделі до Bottom-Up-моделі на програмному рівні — найдосконаліший підхід, який дозволяє проводити одночасну оптимізацію інвестиційних рішень щодо розвитку генеруючих потужностей з урахуванням режимів їх роботи. Цей підхід є предметом подальших наукових досліджень.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. *Gaur A.S., Das P., Jain A. et al*. Long-term energy system planning considering short-term operational constraints // Energy Strategy Reviews, 2019, Vol. 26, pp. 1562—1568.
2. *Arroyo J.M., Conejo A.J.* Modeling of Start-Up and Shut-Down Power Trajectories of Thermal Units // IEEE Transactions on Power Systems, 2004, Vol. 19, № 3, pp. 1562—1568.
3. *Arroyo J.M., Conejo A.J.* Optimal Response of a Power Generator to Energy, AGC, and Reserve Pool-Based Markets // Ibid, 2002, Vol. 17, № 2, pp. 404—410.
4. *Carrión M., Arroyo J.M*. A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem // Ibid, 2006, Vol. 21, № 3, pp. 1371—1378.
5. *Soroudi A.* Power System Optimization Modeling in GAMS. Springer, 2017, 295 p.
6. *Bergh K., Bruninx K., Delarue E., D'haeseleer W*. LUSYM: a unit commitment model formulated as a mixed-integer linear program. KULeuven Energy Institute, 2016, 15p.
7. *Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Тарасенко П.В.* Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакумулюючих електростанцій при покритті добового графіка електричних навантажень енергосистеми України. // Проблеми загальної енергетики, 2019, вип. 59, № 4, с. 13—23.
8. *Стецюк П.І., Журбенко М.Г., Лиховид О.П.* Математичні моделі та програмне забезпечення в задачах енергетики. Київ: Інститут кібернетики ім. В.М. Глушкова, 2012, 64 с.
9. *Hong Y.-Y., Francesco G.* Uncertainty in Unit Commitment in Power Systems: A Reviewof Models, Methods, and Applications. // Energies, 2021, 47 p. https://www.mdpi.com/1996-1073/14/20/6658/pdf
10. *Voorspools K.R., D'haeseleer W.* Long-term Unit Commitment optimisation for large power systems: Unit decommitment versus advanced priority listing. // Applied Energy, 2003, Vol. 76, Issues 1—3, pp. 157—167.
11. *Hall L.M.H., Buckley A.R.* A review of energy systems models in the UK: prevalent usage and categorization // Applied Energy, 2016, 169, pp. 607—628. Режим доступу: https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.02.044
12. *Саух С.Є., Борисенко А.В.* Математичне моделювання електроенергетики в ринкових умовах. Київ: «Три К», 2020, 340 с.

Отримано 21.01.22

REFERENCES

1. Gaur, A.S., Das, P., Jain, A., Bhakar, R. and Mathur, J. (2019), "Long-term energy system planning considering short-term operational constraints", *Energy Strategy Reviews*, Vol. 26, pp. 1562–1568.
2. Arroyo, J.M. and Conejo, A.J. (2004), "Modeling of Start-Up and Shut-Down Power Trajectories of Thermal Units", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, no. 3, pp. 1562–1568.
3. Arroyo, J.M. and Conejo, A.J. (2002), "Optimal Response of a Power Generator to Energy, AGC, and Reserve Pool-Based Markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, no. 2, pp. 404–410.

4. Carrión, M. and Arroyo, J.M. (2006), “A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, no. 3, pp. 1371–1378.
5. Soroudi, A. (2017), Power System Optimization Modeling in GAMS, Springer.
6. Bergh, K., Bruninx, K., Delarue, E. and D’haeseleer, W. (2016), LUSYM: a unit commitment model formulated as a mixed-integer linear program, KU Leuven Energy Institute, Belgium.
7. Shulzhenko, S.V., Turutikov, O.I. and Tarasenko, P.V. (2019), “Model of mathematical programming with integer variables for determining the optimal regime of loading of hydroelectric pumped storage power plants for balancing daily profile of electric loads of the power system of Ukraine”, *Problemy zahal'noyi enerhetyky*, Vol. 59, no. 4, pp. 13–23.
8. Stetsyuk, P.I., Zhurbenko, M.G. and Likhovid, O.P. (2012), *Matematychni modeli ta prohramne zabezpechennya v zadachakh enerhetyky* [Mathematical models and software in energy problems], Instytut kibernetyky im. V.M. Hlushkova, Kyiv, Ukraine.
9. Hong, Y.-Y. and Francesco, G. (2021), Uncertainty in Unit Commitment in Power Systems: A Reviewof Models, Methods, and Applications, Energies, available at: https:// www. mdpi.com/1996-1073/14/20/6658/pdf.
10. Voorspools, K.R. and D'haeseleer, W. (2003), “Long-term Unit Commitment optimisation for large power systems: Unit decommitment versus advanced priority listing, *Applied Energy*, Vol. 76, no. 1-3, pp. 157-167.
11. Hall, L.M.H. and Buckley, A.R. (2016), “A review of energy systems models in the UK: prevalent usage and categorization”, *Applied Energy*, Vol. 169, pp. 607-628, available at: https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.02.044.
12. Saukh, S.Ye. and Borysenko, A.V. (2020), *Matematychne modelyuvannya elektroenerhetyky v rynkovykh umovakh* [Mathematical modeling of electric power in market conditions], "Try K", Kyiv, Ukraine.

Received 21.01.22

S.Ye Saukh, A.V. Borysenko

UNIT COMMITMENT MODEL WITH CYCLIC FORECASTING PERIOD

Well known Unit Commitment (UC-) models of loading generating units of power systems have a common feature: they are all determined on the basis of linear time, where there are past, current and future periods. UC-models are "tied" to the initial conditions and, therefore, cannot cover long-term forecasting horizon due to the excessive computational complexity of algorithms using to solve large-scale integer programming problems. To eliminate such an insurmountable limitation in the application of UC-models, the UC-model of loading generating blocks on the cyclic forecasting horizon (UCC-model) is proposed. The UCC model reproduces block-loading modes on a cyclical weekly forecast horizon and does not require initial conditions, as it establishes a relationship between the states of generating blocks at the end and beginning of the forecast horizon. The weekly distance of the extreme points of the forecast horizon in the UCC model can significantly reduce the interaction of the conditions of cyclic loading of blocks. The UCC model adequately reflects the loading modes of generating units of NPP, TPP, powerful CHTPP, HPP and energy storage systems, including powerful PSP. The UCC model is a multi-node model and takes into account the limitations on the volume of electricity transmission by interconnection power lines. The UCC model takes into account system-wide requirements for the placement of primary and secondary power reserves on loaded units, including energy storage systems. The UCC model is a tool for analyzing the adequacy of shunting power in the tasks of medium- and long-term forecasting of power systems development in terms of increasing electricity production of wind and solar power plants.

K e y w o r d s: power system, model, loading of generating units, cyclic forecasting horizon.

САУХ Сергій Євгенович, чл.-кор. НАН України, д-р техн. наук, гол. наук. співробітник Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. У 1978 р. закінчив Київський інститут інженерів цивільної авіації. Область наукових досліджень — чисельні операторні методи розв'язання диференціальних рівнянь, методи та технології розв'язання систем лінійних алгебраїчних рівнянь великої розмірності, методи розв'язання варіаційних нерівностей, рівноважні моделі, математичне моделювання енергоринків, газотранспортних систем, макроекономічних процесів.

БОРИСЕНКО Андрій Володимирович, д-р техн. наук, ст. наук. співробітник. професор кафедри теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського», який закінчив у 1994 р. Область наукових досліджень — техніко-економічна оптимізація характеристик та режимів роботи енергогенеруючого обладнання.