

МЕТОДИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ОПТИМІЗАЦІЇ СКЛАДУ РЕГУЛЮЮЧИХ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕС З ОБМЕЖЕНИМИ ДИНАМІЧНИМИ ВЛАСТИВОСТЯМИ З УРАХУВАННЯМ ЇХ ВЗАЄМОДІЇ ІЗ СИСТЕМНИМИ СПОЖИВАЧАМИ-РЕГУЛЯТОРАМИ

Розроблено вдосконалену модель економічної оптимізації складу і режимів використання енергоблоків ТЕС з врахуванням обмежень на динамічні властивості та можливості спільної роботи з центрально-керованими споживачами-регуляторами. За результатами апробації моделі визначено, що для ліквідації дефіциту маневрових потужностей в ОЕС України достатнє залучення споживачів-регуляторів потужністю 350–400 МВт за умови належного функціонування систем регулювання на енергоблоках ТЕС, а також, що їх використання дозволить, крім поліпшення динамічних властивостей енергосистеми знизити системні витрати за рахунок зниження необхідного резерву обертової потужності.

Ключові слова: потужність, частота, збурення, електротеплові споживачі-регулятори, ТЕС.

Важливість питань вибору енергетичного устаткування для регулювання частоти в електричній мережі важко переоцінити, і ця проблема з кожним роком все більше загострюється. Основними причинами цього можна вважати:

- прогресуючі несприятливі зміни добових і сезонних графіків електричного навантаження (ГЕН) енергетичних систем, що виникають внаслідок зростання частки непромислового, в тому числі побутового електроспоживання в структурі загального споживання електричної енергії;

- постійне зростання вимог до показників якості електричної енергії, зокрема, щодо точності підтримки частоти електричного струму, стійкості, надійності та збалансованості роботи енергетичних систем в умовах їх приєднання до великих міждержавних енергетичних об'єднань;

- зростання рівнів раптових непередбачуваних змін частоти струму, зумовлене стрімким розвитком “зеленої” електроенергетики, зокрема, на базі вітрових і сонячних електростанцій, що характеризуються значними стохастичними коливаннями надходження первинного енергоресурсу.

Разом з тим можливості підтримки частоти шляхом змін генеруючої потужності енергетичних систем стають дедалі меншими. Пояснюється це прогресуючим зростанням дефіциту пікових потужностей високманеврених ГЕС, які є на сьогодні найбільш ефективним засобом

підтримки швидкозмінних електричних навантажень внаслідок вичерпання залишкового потенціалу їх розвитку. Свій внесок до проблеми додає також зниження маневрених можливостей існуючих ТЕС, які виконують основні функції регулювання частоти, заміщуючи ГЕС у періоди надлишків гідроресурсу (сезонні повені) або його нестачі. Внаслідок значного зростання вартості природного газу останніми роками практично виключаються можливості тривалого використання маневреного обладнання на основі потужних газомазутних енергоблоків ТЕС і ТЕЦ [1].

У силу означених обставин, основну роль у регулюванні змінних навантажень енергетичних систем останніми роками відіграють теплові електричні станції (ТЕС) на твердому паливі. Основна їх частина проектувалася на несення переважно базових і напівпікових електричних навантажень із заздалегідь обмеженими статичними і динамічними показниками маневреності.

Основне і допоміжне обладнання більш як 80% енергоблоків вугільних ТЕС знаходяться в експлуатації більше 25–30 років і характеризуються значним фізичним і моральним зношенням. Велика їх частина відпрацювала парковий ресурс (200 тис. год) і знаходиться в експлуатації на термін індивідуального (призначеного) ресурсу. Такі енергоблоки потребують обережної експлуатації за умов збереження залишкового ресурсу міцності металу і характеризуються наявністю певних обмежень на припустимі швидкості навантаження і кількість понадпла-

нових пусків навіть порівняно з проектними показниками.

Незважаючи на це, енергоблоки вугільних ТЕС у цілому забезпечують регулювання напівпікової частини добових ГЕН енергетичних систем, що характеризуються відносно невеликими швидкостями змін навантаження, хоча і ціною певних втрат палива і робочого ресурсу, зумовлених необхідністю щоденних зупинок певної кількості енергоустановок внаслідок недостатнього діапазону регулюючої потужності.

Однак останніми роками вимоги щодо швидкості набирання навантажень енергоблоками ТЕС помітно зросли. Пов'язано це з впровадженням нових нормативів підтримки частоти в умовах виникнення аварійних небалансів потужності в енергетичній системі (наприклад, при раптових зупинках значних генеруючих потужностей), що суттєво обмежують необхідний час відновлення частоти електричного струму після аварійної втрати одиниць генеруючої потужності. У ближній перспективі, внаслідок широкого впровадження у енергетичних системах вітрової і сонячної енергетики, що характеризуються швидкими змінам потужності, вимоги щодо необхідної швидкості набирання навантажень посиляться ще більше.

На даний момент в Україні склад генеруючих енергоблоків ТЕС та режими їх використання повинні відповідати вимогам нормативних документів [2, 3], котрими регламентується необхідний резерв потужності, зазначаються блоки для нічних зупинів, ремонтів та обов'язково працюючі станції. Відповідно до [2] визначаються норми відхилення частоти в мережі при різних ситуаціях та мінімальний час їх усунення.

Для вирішення проблеми підтримки частоти в електричних мережах розроблено концепцію "Державної цільової програми інтеграції ОЕС України до енергетичного об'єднання енергосистем європейських держав", за котрою передбачається встановлення нових систем регулювання, модернізація та реконструкція старих енергоблоків ТЕС, нове будівництво систем управління енергосистемою та об'єктів мережі. За попередніми розрахунками для здійснення перелічених заходів потрібні багатомільярдні витрати коштів і значні витрати часу [3]. Але навіть проведення усіх запланованих заходів не гарантує того, що коливання

частоти в мережах буде відповідати усім нормам в умовах широкого використання в Україні вітрових та сонячних електростанцій, які характеризуються стохастичними надходженнями первинного ресурсу.

Забезпечення підвищених вимог щодо маневреності дається ціною певних додаткових системних витрат і цей фактор все сильніше впливатиме як на вибір складу, так і на економічні наслідки роботи ТЕС у цілому. Разом із тим забезпечення зростаючих вимог щодо швидкості ліквідації раптових збурень частоти засобами первинного і вторинного регулювання енергоблоків ТЕС не завжди є можливим з технічної та економічної точок зору.

У таких випадках існує можливість доповнення регулюючих можливостей енергоблоків загальносистемними засобами регулювання електричних навантажень. Їх роль традиційно виконують гідроакумуляуючі електростанції (ГАЕС). Однак останніми роками спорудження ГАЕС стикається із складнощами екологічного характеру, які обмежують потенціальні можливості їх використання.

Разом із ними останніми роками підсилюється інтерес до використання системних акумуляторів енергії інших типів та споживачів-регуляторів (СР), здатних змінювати свою потужність за сигналами регулюючих органів енергетичної системи. Одним з перспективних напрямів використання СР в енергетичних системах країн з розвинутою системою централізованого теплопостачання, до яких належить, зокрема Україна, вважається створення окремої системи спеціалізованих СР, включених у контури системи автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП) енергетичної системи. Такі СР можуть складатися з множини потужних установок електротеплового перетворення, що встановлюються у існуючих системах теплопостачання і резервуються існуючими джерелами теплової енергії або використовують великі акумулятори теплової енергії. Найбільш ефективним типом електротеплових споживачів-регуляторів (ЕТСР) необхідно вважати теплонасосні установки [4], використання яких дозволяє максимально знизити споживання органічних палив у системах теплопостачання і, відповідно, шкідливі екологічні наслідки від їх спалювання.

Питання впровадження тих або інших системних споживачів-регуляторів для під-

тримки частоти та ущільнювання графіків електроспоживання висвітлено у багатьох роботах [5–8], але вони потребують додаткового розгляду щодо оптимальної взаємодії СР з регулюючими ТЕС.

Матеріал дослідження

Економічний вибір складу енергоблоків ТЕС, призначених для покриття добових ГЕН, є однією з класичних задач оптимізації функціонування енергосистем і може вирішуватися різними методами, наведеними, зокрема в роботах [9–19].

Але існуючі оптимізаційні моделі недостатньо враховують необхідні умови підтримки частоти в електричних мережах відповідно до сучасних українських та міжнародних норм та потребують прийняття додаткових обмежень, що стосуються динамічних властивостей енергоустаткування.

Задача економічної оптимізації складу енергоблоків ТЕС з урахуванням факторів динамічної маневреності може бути сформована таким чином.

З певної кількості наявних енергоблоків-кандидатів різних типів кількістю Z необхідно вибрати $M \leq Z$ енергоблоків робочої групи, які б забезпечили виробництво певної кількості електричної енергії W з підтримкою наперед відомого графіка електричних навантажень енергетичної системи впродовж заданого періоду часу T_o , наприклад, календарної доби з додержанням екстремального значення певного критерію ефективності C та забезпеченням компенсації імовірних раптових аварійних збурень сумарної генеруючої потужності енергосистеми p^* за певний нормований час поставарійного періоду t^* , в тому числі взаємодіючи з СР. Вважається, що СР постійно включені у роботу, споживаючи певну потужність $p_{cp} \leq p^*$ впродовж розрахункового періоду T_o , і мають можливість миттєво відключатись від системи за фактом раптових збурень генеруючої потужності.

Вважається, що графік електричного навантаження ТЕС зображений у вигляді послідовності дискретних часових зон кількістю J та тривалістю $\tau_j (j = 1...J)$ з сталим значенням навантаження P_j у кожній зоні.

При цьому маємо

$$\sum_{j=1}^J \tau_j = T_o; \quad (1)$$

$$\sum P_j \tau_j = W. \quad (2)$$

Математичне формулювання цієї задачі надано нижче:

$$C \Rightarrow \min, \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^Z \alpha_i N_i^{\max} \geq P_{\max} + P_{cp} + \Delta N_1 + \Delta N_2, \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^Z \alpha_i N_i^{\min} \leq P_{\min} + P_{cp}, \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^Z \alpha_i N_{i,j} = P_j + P_{cp}, \quad (6)$$

$$N_{i,j} \geq N_i^{\min}, \quad i = 1...Z; j = 1...J, \quad (7)$$

$$N_{i,j} \leq N_i^{\max} - \Delta N_{1i} - \Delta N_{2i}, \quad i = 1...Z; j = 1...J, \quad (8)$$

$$\Delta N_1 = \sum_{i=1}^Z \alpha_i \Delta N_{1i} \quad (9)$$

$$\Delta N_2 = \sum_{i=1}^Z \alpha_i \Delta N_{2i} = p^*, \quad (10)$$

$$t = \text{MAX}(\alpha_i \beta_i \frac{\Delta N_{1i}}{m_i}), \quad i = 1...Z, \quad (11)$$

$$t \leq t^*. \quad (12)$$

У наведених рівняннях введено такі позначення: C – системний показник ефективності, що підлягає мінімізації; W – споживання електричної енергії, виробленої ТЕС згідно з ГЕН вибраного часового періоду; N_i^{\max} – максимальна робоча (наявна) потужність кожного енергоблока; N_i^{\min} – мінімальна робоча потужність кожного з енергоблоків; $N_{i,j}$ – шукана розрахункова потужність кожного енергоблока у кожній часовій зоні ГЕН; $\Delta N_1, \Delta N_2$ – сумарні нормативні резерви первинного і вторинного регулювання, розміщені на ТЕС, $\Delta N_{1i}, \Delta N_{2i}$ – резерви первинного і вторинного регулювання, відповідно, розміщені на кожному енергоблоці ТЕС, P_{\max}, P_{\min} – максимальне і мінімальне значення ГЕН ТЕС; t – розрахунковий час реалізації резерву вторинного регулювання; t^* – заданий час реалізації резерву вторинного регулювання; m_i – припустима швидкість набирання навантаження кожним енергоблоком, α_i – шукані коефіцієнти участі енергоблоків у регулюванні ГЕН, що можуть набувати цілих значень 0 або 1; β_i – шукані значення коефіцієнтів

участі енергоблоків у покритті мінімальної потужності ГЕН, що можуть набувати значень 0 (зупинка з подальшим пуском) або 1 (неперервна робота).

Для вирішення багатьох задач оптимізації енергосистем достатньо розглядати не окремі енергоблоки, а їх сукупності (групи). У цьому разі індекс "i" у (4) – (11) відноситься до відповідної групи, а шукані коефіцієнти участі можуть набувати цілих значень у діапазоні $0 \leq \alpha_i \leq M_i$, $0 \leq \beta_i \leq M_i$, де M_i – кількість енергоблоків-кандидатів кожної групи.

У ролі показника ефективності, що підлягає мінімізації, можуть розглядатися сумарна і питома витрата палива ТЕС, середня вартість виробництва електричної енергії, її гранична вартість (вартість виробництва на найменш ефективному енергоблоці системи, вибраного для підтримки ГЕН), сумарні і питоми викиди шкідливих речовин та ін.

Надалі вважається, що вартість виробництва електричної енергії енергоблоками поділяється, згідно з існуючою практикою, на умовно сталу та умовно змінну складові:

$$C_i = C_{oi} + C_{li}, \quad i = 1..Z, \quad (13)$$

де $C_{oi} = c_{oi} \cdot N_i^o \cdot T_o$ – умовно стала складова вартості виробництва електроенергії, $C_{li} = c_{fi} \cdot B_i$ – умовно змінна складова вартості виробництва електроенергії, B_i – витрата палива на виробництво електричної енергії, c_{fi} – ціна палива для кожного енергоблока, c_{oi} – питома вартість утримання енергоблока у робочому стані впродовж години, T_o – період, протягом якого розглядається робота устаткування; N_i^o – встановлена (перемаркована) потужність кожного енергоблока.

Мінімально припустима потужність енергоблоків може набувати у моделі різних значень, що відповідають реальним можливостям їх використання у зонах ГЕН з мінімальною потужністю.

В основному варіанті мінімально припустима потужність відповідає потужності технологічного мінімуму навантажень $N_i^{\min} = N_i^{mm}$. При цьому передбачається, що якщо за умовами підтримки ГЕН утримання енергоблока на потужності технологічного мінімуму є неможливим, він зупиняється. При цьому мінімальна потужність енергоблока набуває нульового значення $N_i^{\min} = 0$. Цьому стану відповідає нульове значення коефіцієнта участі β_i . У разі

збільшення навантаження енергоблок може знов вводиться у роботу із витратою певної кількості пускового палива, що залежить від часу його простою.

Разом з тим у моделі передбачаються варіанти, за яких частина енергоблоків, незважаючи на суттєве зниження економічності, може розвантажуватись до стану холостого ходу, тобто працювати у діапазоні потужностей від 0 до технологічного мінімуму задля збереження необхідного обортового резерву системи. Цьому варіанту, як і варіанту нормальної роботи з потужністю, більшою за технологічний мінімум, відповідає коефіцієнт участі $\beta_i = 1$.

Витрати палива кожним з енергоблоків на виробництво електричної енергії задаються їх енергетичними і паливними характеристиками. В існуючій практиці енергетичні характеристики енергоблоків прийнято задавати білінійними залежностями [20]:

$$B_i = B_{oi} + b_{li} \cdot N_i, \quad \text{якщо } N_i^{mm} \leq N_i \leq N_{li}; \quad (14)$$

$$B_i = B_{oi} + b_{li} \cdot N_{li} + b_{2i} N_i, \quad \text{якщо } N_i > N_{li}, \quad (15)$$

де B_{oi} – витрата палива холостого ходу; b_{1i} , b_{2i} – сталі прирістні коефіцієнти.

Можливі і інші, більш складні форми їх представлення, наприклад, у вигляді полілінійних (табличних) залежностей із довільною кількістю дискретних зон. Для використання у наведеній моделі, характеристики, задані у діапазоні потужностей від технологічного мінімуму до максимальної, необхідно доповнити також залежністю для можливих режимів глибокого розвантаження. У найпростішому випадку вони можуть бути прийняті у вигляді

$$B_i = B_{oi} + b_{li} \cdot N_i^{mm}, \quad \text{якщо } 0 \leq N_i < N_{li}. \quad (16)$$

Вартість виробництва електричної енергії кожним енергоблоком за певний період часу T (календарна доба), що підлягає мінімізації визначається за формулою

$$C_i = \sum_{j=1}^J \alpha_j (C_{li} + C_{oi} + (1 - \beta_j) \cdot C_i^{пуск}), \quad (17)$$

де $C_{li} = c_{oi} \cdot B_i$ – основні змінні витрати, $C_i^{пуск} = c_{1i} \Delta B_i(\tau_n)$ – додаткові змінні витрати, $\Delta B_i(\tau_n)$ – витрати палива на пуск після періоду простою, τ_n , c_{oi} , c_{li} – вартість основного і пускового палива для кожного енергоблока.

При цьому у ролі економічної характери-

стики системи ТЕС, що має бути зведеним до мінімуму, можуть використовуватись такі показники.

Системна вартість виробництва електричної енергії:

$$S = \sum_{i=1}^Z C_i. \quad (18)$$

Середня питома вартість виробництва електричної енергії:

$$s = \frac{S}{\sum W_i}. \quad (19)$$

Гранична питома вартість виробництва електричної енергії:

$$s = \text{MAX}(s_i), \quad (20)$$

де $i = 1 \dots Z$, $s_i = \frac{C_i}{W_i}$ – питома вартість вироб-

ництва електричної енергії кожним енергоблоком, W_i – виробіток електричної енергії енергоблоком.

При цьому маємо

$$\sum_{i=1}^Z W_i = W + w, \quad (21)$$

де w – виробіток електричної енергії для системних споживачів-регуляторів.

У сучасному стані ОЕС України найбільш суттєвим обмеженням на динамічні властивості енергоблоків є вимога щодо додержання необхідного часу відновлення частоти t^* енергетичній системі при виході з ладу найпотужнішого енергоблока системи потужністю N_0^{max} (вимога “N-1”) [21].

По мірі розвитку відновлюваної енергетики необхідно враховувати також імовірність суміщення двох подій: аварійної зупинки потужного енергоблока і різкого зниження потужності ВЕС та/або СЕС внаслідок втрати первинного ресурсу, що може відбуватися з високою швидкістю. Отже, у перспективі розрахункові значення аварійної втрати потужності можуть бути більшими за N_0^{max} .

Мінімально необхідна кількість енергоблоків-кандидатів Z_{min} відповідає “економічному” розв’язку системи (1) – (10) без урахування обмежень на швидкодію (11) та (12). Відповідний “економічний” час вторинного регулювання позначається надалі як t_1 .

Якщо заданий час вторинного регулювання буде меншим за t_1 , то розв’язок системи буде відповідати економічному. У зворотному випадку необхідний час вторинного регулю-

вання буде забезпечуватися за рахунок збільшення кількості енергоблоків, що вибираються до регулюючої групи. У граничному випадку, що відповідає максимально припустимій швидкодії системи ТЕС, до регулювання навантажень залучаються всі енергоблоки-кандидати. При цьому енергоблоки, виділені для розвантаження нижче технологічного мінімуму, повинні будуть примусово утримуватися у роботі навіть при нульовій потужності (стан холостого ходу), тобто всі коефіцієнти β_i будуть мати ненульові значення. Відповідний мінімальний час реалізації резерву позначається надалі як t_2 . Значення t_2 можуть бути одержані з розв’язку системи (1) – (10), якщо записати обмеження (11) у вигляді критерію $t \Rightarrow \text{min}$, а умову (12) ігнорувати.

Найменша тривалість процесу ліквідації дефіциту потужності системи відповідає умові одночасності вичерпання резервів вторинного регулювання, розосереджених по енергоблоках. З цього випливає, що розподіл резерву вторинного регулювання за енергоблоками має здійснюватися за формулою

$$\Delta N_{2i} = \Delta N_2 \frac{\alpha_i m_i}{\sum_{i=1}^Z \alpha_i m_i}, \quad i = 1 \dots Z. \quad (22)$$

При цьому мінімальна тривалість процесу реалізації резерву вторинного регулювання системи ТЕС становитиме:

$$t = \frac{\Delta N_2}{\sum_{i=1}^Z \alpha_i m_i}, \quad i = 1 \dots J. \quad (23)$$

З останнього виразу можна бачити, що швидкодія системи ТЕС залежить як від індивідуальних обмежень на швидкість навантаження, так і від кількості енергоблоків-кандидатів.

Зрозуміло, що збільшення швидкодії системи ТЕС понад “економічне” значення дається ціною перевитрат ресурсів на утримання надлишкової кількості енергоблоків на зниженій потужності.

Можливість позбутися цих перевитрат дає залучення у систему споживачів-регуляторів. Їх впровадження дозволяє знизити необхідне значення резерву вторинного регулювання, а отже, і тривалість цього процесу. При цьому внаслідок зниження необхідного резерву вторинного регулювання на величину потужності CP зростає також і економічність системи.

Апробація моделі

Кількісний вплив зазначених факторів на економічність виробництва електричної енергії проаналізовано на модельному прикладі, що відповідає загальним рисам ОЕС України.

У модельних розрахунках розглядався повний склад системи ТЕС, що включав чотири групи пиловугільних енергоблоків, згрупованих за типами турбоустановок – К-160-130 (6 од.), К-200-130 (42 од.), К-300-240 (43 од.), К-800-240 (1 од.), та дві групи газомазутних енергоблоків типів К-300-240 (2 од.) та К-800-240 (6 од.). Для частини блоків типів К-160-130 та К-200-130, що виділялися в окремі підгрупи, припускалася можливість глибоких розвантажень до стану холостого ходу, а для решти блоків цього типу – лише до потужності технологічного мінімуму. Розподіл енергоблоків за цими ознаками визначався за результатами оптимізації.

Паливні характеристики енергоблоків, що розглядалися, приймалися за даними [20], а обмеження на швидкість навантаження – за даними [22], наведеними у табл. 1. Розрахункові ГЕН ТЕС приймалися за даними НЕК “Укренерго” для характерних діб зимового періоду 2007 р. з розбивкою на погодинні дискретні зони ($\tau_j = 1$ год, $i = 1 \dots 24$).

Таблиця 1 – Норми гранично допустимих швидкостей зміни навантаження енергоблоків ТЕС [22]

Тип енергоблока	Припустима швидкість навантаження, МВт/хв
К-160-130 ЛМЗ	0,5
К-200-130 ЛМЗ	1
К-300-240 ХТГЗ	0,8

У процесі апробації розробленої моделі провадилися три серії оптимізаційних розрахунків, результати яких порівнювалися із базовим розв'язком цієї задачі.

За базове або економічне рішення було прийнято рішення, що відповідає умові мінімуму середньої питомої вартості виробництва електричної енергії без обмеження на швидкість. У цьому випадку розподіл обортового резерву між енергоблоками визначався у процесі оптимізації.

У другій серії розрахунків визначався вплив фактора швидкодії на економічність системи

ТЕС. Оптимізація системи провадилася за критерієм мінімуму часу реалізації вторинного резерву у разі виникнення у системі раптового дефіциту генерації у розмірі 1000 МВт :

$$t = \text{МАКС}(t_i) \Rightarrow \min. \quad (24)$$

Розрахунки провадилися шляхом варіювання сумарної кількості енергоблоків-кандидатів у діапазоні від повної їх встановленої кількості до економічної кількості, що визначалася базовим рішенням. У результаті оптимізації визначалися необхідний склад і погодинні режими роботи енергоблоків за їх групами і підгрупами, розрахунковий час компенсації дефіциту потужності, витрати основного і пускового палива, питомі витрати палива на виробництво електричної енергії, повні і питомі витрати на виробництво електричної енергії всіма енергоблоками і ТЕС у цілому, оптимальний поділ обортового резерву між енергоблоками згідно з (24).

Розрахунки третьої серії провадилися з метою визначення впливу потужності споживачів-регуляторів на швидкодію та економічні характеристики системи ТЕС. Потужність СР варіювалася у діапазоні 100 – 1000 МВт. Оптимізаційні розрахунки провадилися за критерієм мінімуму середньої питомої вартості виробництва електричної енергії.

Вартість вугілля приймалася рівною 680 грн/т (900 грн/т у.п.). Вартість природного газу, що розглядався як основне паливо для газомазутних енергоблоків і пускове паливо – для вугільних, приймалася на рівні 3600 грн/т у.п.

Основні результати порівняльних розрахунків наведено у табл. 2. З наведених даних можна бачити, що гранична швидкодія системи ТЕС досягається у гіпотетичному випадку використання всіх встановлених енергоблоків системи. При цьому мінімально можливий час відновлення дефіциту потужності в системі оцінюється у 12,5 хв.

Нормативний час відновлення дефіциту потужності відповідає використанню всіх встановлених енергоблоків 200 МВт, більша частина з яких має працювати у режимі глибокого розвантаження у нічні години доби.

Час післяаварійного періоду для системи економічного складу, що використовує 54 енергоблоки, оцінюється при цьому у 23,7 хв.

Нормативний час відновлення дефіциту потужності (15 хв) відповідає використанню всіх встановлених енергоблоків 200 МВт, біль-

Таблиця 2 – Оптимальний склад енергоблоків ТЕС за критеріями оптимуму економічності та швидкодії з урахуванням дії системних споживачів-регуляторів

Сумарна кількість енергоблоків, одиниць	Потужність СР, МВт	Кількість енергоблоків ТЕС за типами, одиниць						Тривалість регулювання, хв	Середня вартість виробництва, грн/МВт·год
		К-160-130	К-160*-130	К-200-130	К-200*-130	К-300-240	К-800-240		
92^(шв)	0	2	4	4	39	42	1	12,5	413,7
80	0	0	0	0	43	37	0	13,8	392,5
70	0	0	0	8	35	27	0	15,5	374,8
65	0	1	0	14	29	20	1	16,6	368,7
54^(ек)	0	2	4	4	1	42	1	23,7	359,6
53	100	1	0	9	0	42	1	20,6	358,5
53	200	1	0	9	0	42	1	18,3	357,9
53	300	1	0	9	0	42	1	16,0	357,4
53	400	1	0	9	0	42	1	13,7	356,7
53	500	1	0	9	0	42	1	11,4	356,1
53	600	1	0	9	0	42	1	9,2	355,7
53	700	1	0	9	0	42	1	6,9	355,0
53	800	1	0	9	0	42	1	4,6	354,5
53	900	1	0	9	0	42	1	2,3	354,0
53	1000	1	0	9	0	42	1	0,0	353,4

* – енергоблоки глибокого розвантаження, ^{ек} – максимум економічності системи, ^{шв} – максимум швидкодії ТЕС.

ша частина з яких певний час працює у режимі глибокого розвантаження. При цьому внаслідок неекономічного використання обладнання питомі середні витрати на виробництво електричної енергії зростають з 359,6 грн/МВт·год до 375 грн/МВт, або на 4,1%.

З іншого боку, впровадження СР сумарною потужністю 350 – 400 МВт дозволяє не тільки забезпечити достатню швидкодію системи, а й дещо знизити системну вартість виробництва електричної енергії – з 359,6 до 356,5 грн/МВт·год. При цьому збільшення потужності СР понад 400 МВт викликає подальше зростання економічності виробництва електричної енергії за рахунок перенесення все більшої частини обортового резерву з енергоблоків ТЕС на споживачі-регулятори із відповідним зростанням коефіцієнта використання максимуму встановленої потужності енергоблоків.

Таким чином, системні СР при спільній роботі з ТЕС дозволяють включати до робочої групи більш ефективно обладнання та знизити вартість виробництва, забезпечуючи достатні динамічні характеристики енергетичної системи.

Питання ефективного використання електричної енергії, спожитої СР, як і методи управління ними залишаються за межами даної роботи. Разом з тим виходячи з розрахункових значень системної ефективності виробництва електричної енергії на ТЕС під час їх спільної роботи з СР (табл. 2) можна стверджувати, що у разі впровадження СР на основі теплових насосів з середнім коефіцієнтом перетворення 3,6 (показник, що досягнутий на потужних теплонасосних станціях Швеції), питомі витрати на виробництво теплової енергії будуть нижчими, ніж на кращих газових водогрійних котельнях за існуючих цін на первинні енергоносії.

Отже, впровадження СР забезпечить ефективно заміщення природного газу у системах теплопостачання електричною енергією, яка одержується з використанням ядерного палива, вугілля та гідроенергії, з відповідним поліпшенням екологічної чистоти теплопостачання, що має сьогодні велике практичне значення.

Насамкінець зазначимо, що результати наведених у роботі тестових розрахунків можуть розглядатися як орієнтовні.

З іншого боку, розроблені моделі у разі використання реальних техніко-економічних показників енергоблоків, можуть використовуватися при проведенні техніко-економічних порівнянь різних напрямів поліпшення динамічних характеристик енергетичних систем, що включають ТЕС з обмеженими показниками динамічної маневреності.

ВИСНОВКИ

1. Розроблено вдосконалену модель оптимізації складу енергоблоків ТЕС з врахуванням обмежень на динамічні властивості та можливості їх спільної роботи з центрально-керованими споживачами-регуляторами.

2. Розроблену модель апробовано на прикладі оптимізації складу ТЕС з використанням СР в ОЕС України.

3. Визначено, що існуючим складом ТЕС неможливо в повній мірі забезпечити необхідні вимоги щодо швидкості відновлення потужності в ОЕС України в разі виходу з ладу найпотужнішого енергоблока (1 ГВт) внаслідок існуючих обмежень на швидкість навантаження енергоблоків.

4. Для ліквідації дефіциту маневреності в ОЕС України достатнє залучення СР потужністю 350–400 МВт за умови належного функціонування систем регулювання на енергоблоках ТЕС.

5. При додатковому впровадженні СР потужністю до 1000 МВт забезпечується можливість підвищення ефективності роботи ТЕС із одночасним забезпеченням необхідних часових параметрів ліквідації розрахункової аварії.

6. Використання СР дозволить, крім поліпшення динамічних властивостей енергосистеми, істотно знизити витрату палива на енергоблоках за рахунок оптимізації їх складу.

1. *Удод Е.И.* Параллельная работа энергосистемы Украины с энергосистемами стран СНГ и Европы / Е.И. Удод // *Новини енергетики*. – 2000. – № 4.
2. *Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України.* Настанова. Наказ Мінпаливенерго України від 24 березня 2009 р. № 158.
3. *Проект “Державної цільової програми інтеграції Об’єднаної енергетичної системи України до*

енергетичного об’єднання енергосистем європейських держав”. Міністерство палива та енергетики України.

4. *Дубовський С.В.* Автоматне управління сучасними споживачами-регуляторами як засіб забезпечення стабільності частоти в ОЕС України на рівні вимог USTE / С.В. Дубовський, Є.А. Ленчевський, С.А. Мартиненко // *Проблеми загальної енергетики*. – 2009. – № 19. – С. 23–30.
5. *Ханаев В.В.* Вопросы комплексной оптимизации развития систем электроэнергетики и потребителей электроэнергии с учетом воздействия на электропотребление. В сб.: *Электрификация металлургических предприятий Сибири*. – Томск: Изд-во Томского университета, 2000. – Вып. 9. – С. 153–162.
6. *Ханаев В.В.* Особенности оценки эффективности воздействия на режимы потребления электрической энергии. В сб.: *Системные исследования в энергетике*. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000. – (Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН: Вып. 30) – С. 94–101.
7. *Труфанов В.В., Ханаев В.В.* Математическое моделирование потребителей электроэнергии при оптимизации развития электроэнергетических систем // *Электричество*. – 2008. – №10. – С. 6–13.
8. *Ханаев В.В.* Потребители-регуляторы: возможности и перспективы применения // *Научно-технические ведомости СПбГПУ*. – 2008. – № 1. – С. 59–64.
9. *Методы оптимизации режимов энергосистем* / В.М. Горнштейн, В.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др.; Под ред. В.М. Горнштейна. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.
10. *Дубовський С.В.* Оптимізація навантажень ТЕС за цінним пріоритетом / С.В. Дубовський // *Проблеми загальної енергетики*. – 2007. – № 15. – С. 62–68.
11. *Иванов С.А.* К вопросу о методах оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ / С.А. Иванов, М.С. Басс // *Промышленная энергетика*. – 2005. – № 3. – С. 38–40.
12. *Маркович И.М.* Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 352 с.
13. *Коэн А.И.* Методы оптимизации распределения нагрузки / А.И. Коэн, В.Р. Шеркат // *ТИИЭР*. – Т.75, № 12.
14. *Оптимизация больших систем* / Л. Ледсон. – М.: Наука, 1975.
15. *P.P.J van Bosch.* “Optimal dynamic dispatch owing to spinning-reserve and power-rate limits”. paper 85

- MW 086-4, presented at the IEEE/PES 1985 Winter Meeting, New York, NY, Feb. 1985.
16. Аракелян Э.К. Методика выбора оптимальных параметров и режимов работы оборудования энергоблоков на частичных нагрузках // Теплоэнергетика. – 2002. – № 4. – С. 67–69.
17. Аракелян Э.К. Оптимальное распределение нагрузки между параллельно работающими энергетическими блоками с учетом фактора надежности / Э.К. Аракелян, Нгуен Ван Мань, Нгуен Чонг Хунг // Вестник МЭИ. – 1997. – № 3. – С. 15–20.
18. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электрических станций и энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 464 с.
19. Тимченко В.Ф. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. – М.: Энергия, 1975.
20. Гирифельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 224 с.
21. Сидоров А.Ф. Первичное регулирование частоты и мощности в энергетической системе Украины и требования к нему в объединенной энергосистеме УСРТЕ / А.Ф. Сидоров, А.И. Воевода, В.И. Редин // Новини енергетики. – 1999. – № 5-6.
22. Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160 – 800 МВт в регулировочном диапазоне. РД 34.25.504 (НР 34-70-113–86).

Надійшла до редколегії 28.03.2012