

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy. 2017, 4(51):33-39
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2017.04.033>

УДК. 536.7

В.Д. БІЛОДІД, канд. техн. наук., ст. наук. співр.,
Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ, канд. техн. наук., ст. наук. співр.
Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

МОДЕЛЮВАННЯ ВЗАЄМОДІЇ КОМПЛЕКСУ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ НА ОСНОВІ ЕЛЕКТРИЧНИХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРІВ У СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В ПРОЦЕСАХ УЩІЛЬНЕННЯ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Запропонована математична модель для опису загальних положень щодо взаємодії комплексу керованих споживачів-регуляторів (СР) на основі електричних теплогенераторів (ЕТГ) в системах централізованого теплопостачання (СЦТ) із діючими засобами керування режимом навантаження енергосистем (ЕС) в процесах ущільнення графіків електричних навантажень (ГЕН). Запропонована модель передбачає врахування особливостей роботи ЕС з включення у режими регулювання їх навантажень ЕТГ, розміщених у різних містах країни, і враховує основні характеристики цих СЦТ. Сформовані алгоритми обмежень на застосування ЕТГ виходячи з можливостей роботи окремих СЦТ. Приведені в роботі результати можуть бути використані для подальшого розвитку ідеї використання нового методу регулювання навантажень ЕС з використанням СР на основі ЕТГ та для розрахунку оптимальних параметрів взаємодії ЕС та комплексу СЦТ, які забезпечуватимуть максимальну ефективність їх сумісної роботи (економічну та технічну).

Ключові слова: Об'єднана енергосистема України, споживачі-регулятори (СР), електричні теплогенератори (ЕТГ), математична модель.

Впродовж останніх десятиліть в Об'єднаній енергосистемі України (ОЕС України) для досягнення кращих європейських показників стабільності і сталості її роботи проводилось багато стратегічно необхідних заходів. Зокрема, періодично виконувалась модернізація генеруючого обладнання теплових електростанцій (ТЕС), модернізація автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК), а також за наміченими планами здійснювалось будівництво нових гідроакумулюючих електростанцій (ГАЕС) та інші роботи. Однак, як і десятиліття тому процеси диспетчерського

керування режимом навантаження ОЕС України виконувались і продовжують виконуватись за відсутності в енергосистемі (ЕС) належної величини маневрових і пікових потужностей. Крім того, за останні роки в ОЕС України намітилась ще й тенденція до щорічного зростання змінної частини добового графіка електричного навантаження (ДГЕН), яка ще більше ускладнює процеси керування режимом навантаження [1, 2].

Якщо за традиційних методів та засобів, на які десятиліттями витрачались чималі кошти, так і не вдалося досягнути належних показників стабільності і сталості роботи ЕС керівництвом ОЕС України прийняло рішення щодо використання одного із діючих енергоблоків

© В.Д. БІЛОДІД, Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ, 2017

Хмельницької АЕС, типу ВВЕР–1000, у режимі, що забезпечить можливість впродовж доби регулювати його потужність, у діапазоні від 750 до 1000 МВт, про що повідомляє джерело [3]. Відомо, що питаннями регулювання потужності енергоблоків АЕС професійно займаються впродовж десятиліть, однак усунути негативний вплив процесів зміни потужності в ЕС на реактори існуючих енергоблоків АЕС не вдалося. Останнім часом з'явилися конструкції нових енергоблоків АЕС, які зможуть працювати в змінних режимах навантажень. Але це тільки проекти. Змінні ж режими українських діючих АЕС – досить небезпечна авантюра. І без проведення небезпечних «експериментів» з енергоблоками АЕС можна передбачити, що маневровий режим суттєво зменшить надійність їх роботи.

На відміну від розглянутого вище способу щодо зменшення у ЕС дефіциту маневрових генеруючих потужностей існує інший більш перспективний напрямок вирішення цього питання, який передбачає створення керованих споживачів-регуляторів (СР), які зі сторони споживання будуть впливати на режим роботи ЕС. Такі СР можуть створюватися в системах централізованого теплопостачання на основі керованих електричних теплогенераторів (ЕТГ) різного типу. У ряді публікацій, зокрема [4–7], були розглянуті можливості використання ЕТГ на основі теплових насосів та електродкотлів у ролі СР, у яких обґрунтована надвисока енергетична та економічна ефективність їх застосування.

Метою статті є висвітлення результатів досліджень з розроблення математичної моделі взаємодії між комплексами керованих споживачів-регуляторів на основі електричних теплогенераторів (переважно це електродкотли та теплові насоси), розміщених у системах централізованого теплопостачання (СЦТ) міст та діючими маневровими генеруючими потужностями ЕС (ГЕС, ГАЕС, ТЕС, ТЕЦ, АЕС тощо), задіяними у процесах регулювання ДГЕН.

Послідовність виконання процесів керування режимом навантаження ЕС у години нічного спаду полягає у тому, що диспетчери

ЕС, здійснюючи контроль за змінами поточного навантаження $P\tau$, змінюють режим генерування електроенергії від електростанцій ЕС. Послідовність виконання процесів керування маневровими потужностями в години нічного спаду реалізується за дискретним принципом, коли на певному часовому інтервалі $\Delta\tau = \tau_1 - \tau_2$ змінюється поточне навантаження на попередньо задану величину ΔP :

$$P(\tau) = P_{\tau_1} \mp \frac{1}{\Delta\tau} \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P(\tau) d\tau, \quad (1)$$

де P_{τ_1} – навантаження ЕС на момент τ_1 .

Величина потужності, що регулюється ТЕС впродовж певного періоду часу, наприклад під час нічного спаду навантаження ЕС, визначається співвідношенням, подібним до формули (1):

$$\begin{aligned} \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{R_{TES}}(\tau) d\tau = \\ = \int_{\tau_1}^{\tau_2} \sum_{i=1}^n \alpha_i(\tau) \cdot P_{TES_i} d\tau, \end{aligned} \quad (2)$$

де $\Delta P_{R_{TES}}(\tau)$ – функція зміни діапазону потужності маневрового енергоблоку ТЕС на інтервалі часу $\Delta\tau$; $\alpha_i(\tau)$ – залежність зміни значення коефіцієнта, що визначає діапазон (можливості) регулювання потужності i -го маневрового енергоблоку ТЕС від часу на інтервалі $\Delta\tau$; P_{TES_i} – встановлена потужність i -го маневрового енергоблоку ТЕС; n – кількість маневрових енергоблоків ТЕС.

Враховуючи те, що у період значного зниження навантаження в ЕС частина маневрових енергоблоків ТЕС тимчасово може зовсім зупинятися, рівняння (2) перепишеться таким чином:

$$\int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{R_{TES}}(\tau) d\tau = \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{i=1}^{n-m} \alpha_i(\tau) \cdot P_{TES_i} + \sum_{j=1}^m \alpha_{j_m}(\tau) \cdot P_{TES_{j_m}} \right) d\tau, \quad (3)$$

де m – кількість маневрених енергоблоків ТЕС, які у години провалу навантаження ЕС тимчасово зупиняються; $\alpha_{j_m}(\tau)$ – залежність зміни значення коефіцієнта, що визначає діапазон (можливості) регулювання потужності j_m -го маневрового енергоблока ТЕС, який зупиняється на інтервалі $\Delta\tau$, від часу; $P_{TES_{j_m}}$ – встановлена потужність j_m -го маневрового енергоблока ТЕС, який щодобово тимчасово зупиняється на інтервалі часу $\Delta\tau$.

У регулюванні навантажень ЕС беруть участь окрім маневрових енергоблоків ТЕС і інші електростанції (ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ, АЕС та інші).

Таким чином, в режимі регулювання змінної частини графіка навантаження, в період $\Delta\tau$, баланс потужностей для ОЕС України досягається за рахунок використання маневрових потужностей усіх електростанцій ОЕС України, яку формують s регіональних ЕС, тобто:

$$\int_{\tau_1}^{\tau_2} \sum_{w=1}^s \left(\sum_{i=1}^{n_w-m_w} \alpha_{wi}(\tau) \cdot P_{TES_{wi}} + \sum_{j=1}^{m_w} \alpha_{wj}(\tau) \cdot P_{TES_{wj}} + \sum_{k=1}^{z_w} \beta_{wk}(\tau) \cdot P_{R(E.ES)_{wk}} \right) d\tau \pm \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{sp}(\tau) d\tau = 0, \quad (4)$$

де $P_{R(E.ES)_{wk}}$ – маневрова потужність k -ї електростанції w -ї ЕС (окрім ТЕС), які беруть участь у регулюванні навантажень (ГЕС, ГАЕС та інші); z_w – кількість інших генераторів змінного навантаження (окрім ТЕС) в w -й ЕС; n_w – кількість маневрених енергоблоків ТЕС в w -й ЕС; m_w – кількість маневрених енергоблоків ТЕС, які у години провалу навантаження тимчасово зупиняються в w -й ЕС; s – кількість регіональних ЕС у складі ОЕС України; $\beta_{wk}(\tau)$

– залежність зміни значення коефіцієнта, що визначає діапазон (можливості) регулювання потужності k -ї маневрової електростанції в w -й ЕС на інтервалі $\Delta\tau$ від часу; $\Delta P_{sp}(\tau)$ – функція зміни навантаження по споживанню електроенергії в ОЕС України в цілому з урахуванням втрат в електромережах на інтервалі часу $\Delta\tau$.

Таким чином, розгорнута система рівнянь існуючої структури регулюючих систем ОЕС України виглядає так:

$$\left. \begin{aligned} & \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{i=1}^{n_1-m_1} \alpha_{1i}(\tau) \cdot P_{TES_{1i}} + \sum_{j=1}^{m_1} \alpha_{1j}(\tau) \cdot P_{TES_{1j}} + \sum_{k=1}^{z_1} \beta_{1k}(\tau) \cdot P_{R(E.ES)_{1k}} \right) d\tau \pm \\ & \pm \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{1sp}(\tau) d\tau = 0 \\ & \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{i=1}^{n_2-m_2} \alpha_{2i}(\tau) \cdot P_{TES_{2i}} + \sum_{j=1}^{m_2} \alpha_{2j}(\tau) \cdot P_{TES_{2j}} + \sum_{k=1}^{z_2} \beta_{2k}(\tau) \cdot P_{R(E.ES)_{2k}} \right) d\tau \pm \\ & \pm \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{2sp}(\tau) d\tau = 0 \\ & \dots\dots\dots \\ & \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{i=1}^{n_s-m_s} \alpha_{si}(\tau) \cdot P_{TES_{si}} + \sum_{j=1}^{m_s} \alpha_{sj}(\tau) \cdot P_{TES_{sj}} + \sum_{k=1}^{z_s} \beta_{sk}(\tau) \cdot P_{R(E.ES)_{sk}} \right) d\tau \pm \\ & \pm \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{ssp}(\tau) d\tau = 0 \end{aligned} \right\}, \quad (5)$$

де $\Delta P_{Isp}(\tau)$, $\Delta P_{2sp}(\tau)$, ..., $\Delta P_{ssp}(\tau)$ – функції змін навантажень споживачів у регіональних ЕС на інтервалі часу $\Delta\tau$.

В разі використання керованих СР для

регулювання навантажень ЕС баланс потужностей на заданому часовому інтервалі $\Delta\tau$ буде досягатись також і за рахунок введення навантажень цих СР:

$$\int_{\tau_1}^{\tau_2} \sum_{w=1}^s \left(\sum_{i=1}^{n_w-m_w} \alpha_{wi}(\tau) \cdot P_{TES_{wi}} + \sum_{j=1}^{m_w} \alpha_{wj}(\tau) \cdot P_{TES_{wj}} + \sum_{k=1}^{z_w} \beta_{wk}(\tau) \cdot P_{R(E.ES)_{wk}} \right) d\tau + \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{w=1}^s \sum_{y=1}^{\Psi_w} \sum_{f=1}^{\Phi_{wy}} b_{wyf}(\tau) \cdot P_{SR_{wyf}} \right) d\tau \pm \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{sp}(\tau) d\tau = 0, \quad (6)$$

де $b_{wyf}(\tau)$ – коефіцієнт, що визначає діапазон (можливості) регулювання потужності f -го СР y -ї СЦТ розміщеної у w -й ЕС; Φ_{wy} – кількість СР (ЕТГ) y -ї СЦТ розміщеної у w -й ЕС; $P_{SR_{wyf}}$ – електрична потужність f -го СР y -ї СЦТ w -ї ЕС; Ψ_w – параметр, що характеризує кількісний склад СЦТ, розміщених у w -й ЕС.

Коефіцієнт b визначається складом СР (ЕТГ) в ЕС (ЕК та ТН), швидкодією та можливостями регулювання потужності.

Передбачається, що у випадку використання комплексів ЕТГ кількість тимчасових відключень маневрових блоків ГК ТЕС буде зменшено.

Технологічне використання комплексів ЕТГ в роботі СЦТ на основі ТЕЦ, ТЕС, АЕС чи опалювальних котельнь (ОК) надасть можливість розвантажити в основному котельні (Q_K) на величину $\sum_{g=1}^v \Delta Q_{K_g} = \sum_{f=1}^{\varphi} \sum_{\xi=1}^h Q_{SR_{f\xi}}$, зберігаючи чи встановлений тепловий баланс в кожній СЦТ:

$$\sum_{f=1}^{\varphi} \sum_{\sigma=1}^{\Omega_f} Q_{E_{f\sigma}} + \sum_{f=1}^{\varphi} \sum_{\mu=1}^{\theta_f} Q_{K_{f\mu}} - \sum_{f=1}^{\varphi} \sum_{\xi=1}^{h_{\xi}} Q_{SR_{f\xi}} = \sum_{f=1}^{\varphi} Q_{T_f}, \quad (7)$$

де $Q_{E_{f\sigma}}$ – теплове навантаження σ -го джерела теплової енергії (ТЕЦ, ТЕС, АЕС та ОК), розміщених у f -й СЦТ; $Q_{K_{f\mu}}$ – теплове навантаження μ -ї котельні в f -й СЦТ; $Q_{SR_{f\xi}}$ – змінне теплове навантаження ξ -го СР, розміщеного в f -й СЦТ; Q_{T_f} – теплове навантаження f -ї СЦТ; φ – кількість СЦТ; Ω_f – кількість електростанцій в f -й СЦТ; θ_f – кількість котельнь в f -й СЦТ; h_{ξ} – кількість СР (ЕТГ) в f -й СЦТ.

Таким чином, система рівнянь (5), що визначатиме баланс потужностей всіх ЕС в ОЕС України за сумісного використання комплексів ЕТГ, енергетичних блоків ТЕС та інших засобів регулювання (ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ, АЕС та інших) за умови, визначеної

рівнянням (7) матиме вигляд формули (8).

Проведені в роботі [6] дослідження у напрямку оцінювання потенціалу можливого розміщення потужностей ЕТГ різного типу показали, що:

- сучасний потенціал електричної маневреної потужності ЕТГ в СЦТ утвореними АЕС та ТЕС, становить приблизно 19,8 МВт, а при застосуванні акумуляції теплової енергії в тепломережах СЦТ – 59,4 МВт. Цей потенціал доцільно реалізувати шляхом використання у якості СР теплових насосів;

- потенціал електричної маневреної потужності ЕТГ в СЦТ, утвореними ОК є значно більшим і становить 2,25–2,8 ГВт (сумарне теплове навантаження систем ГВП).

$$\left. \begin{aligned}
 & \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{i=1}^{n_1-m_1} \alpha_{1i}(\tau) \cdot P_{TES_{1i}} + \sum_{j=1}^{m_1} \alpha_{1j}(\tau) \cdot P_{TES_{1j}} + \sum_{k=1}^{z_1} \beta_{1k}(\tau) \cdot P_{R(E.ES)_{1k}} \right) d\tau + \\
 & + \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{y=1}^{\Psi_1} \sum_{f=1}^{\Phi_{1y}} b_{1yf}(\tau) \cdot P_{SR_{1yf}} \right) d\tau \pm \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{1sp}(\tau) d\tau = 0 \\
 & \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{i=1}^{n-m} \alpha_{2i}(\tau) \cdot P_{TES_{2i}} + \sum_{j=1}^{m_2} \alpha_{2j}(\tau) \cdot P_{TES_{2j}} + \sum_{k=1}^{z_2} \beta_{2k}(\tau) \cdot P_{R(E.ES)_{2k}} \right) d\tau + \\
 & + \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{y=1}^{\Psi_2} \sum_{f=1}^{\Phi_{2y}} b_{2yf}(\tau) \cdot P_{SR_{2yf}} \right) d\tau \pm \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{2sp}(\tau) d\tau = 0 \\
 & \dots\dots \\
 & \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{i=1}^{n_s-m_s} \alpha_{si}(\tau) \cdot P_{TES_{si}} + \sum_{j=1}^{m_s} \alpha_{sj}(\tau) \cdot P_{TES_{sj}} + \sum_{k=1}^{z_s} \beta_{sk}(\tau) \cdot P_{R(E.ES)_{sk}} \right) d\tau + \\
 & + \int_{\tau_1}^{\tau_2} \left(\sum_{y=1}^{\Psi_s} \sum_{f=1}^{\Phi_{sy}} b_{syf}(\tau) \cdot P_{SR_{syf}} \right) d\tau \pm \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{ssp}(\tau) d\tau = 0
 \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

На практиці введення до діючої системи регулювання навантажень ЕС комплексів ЕТГ збільшується кількість та можливості керування режимом, як це умовно зображено на структурній схемі рис. 1.

Важливою особливістю нової системи буде те, що остання за сумісного використання комплексів ЕТГ зможе забезпечити регулювання режиму за двома різними принципами: регулювання генераторів та регулювання споживання, що підвищить загальну енергетичну та економічну ефективність.

Для наглядного представлення процесів регулювання режиму ЕС, за умови використання комплексів ЕТГ, розглянемо типовий добовий графік електричних навантажень ОЕС України за 2 листопада 2016 р. [8] (рис. 2, а).

Згідно з цим графіком, о 17⁰⁰ при покритті максимальних навантажень у приблизно 21,8 ГВт в роботі знаходилося приблизно 35 енергоблоків ТЕС генеруючих компаній

(ТЕС–ГК), потужністю 200 та 300 МВт загальною потужністю до 6,5 ГВт. Тепловими електростанціями генеруючих компаній (ТЕС–ГК) було вироблено 135,5 млн кВт·год, тобто їх середнє навантаження становило 161,3 МВт.

Таким чином, для покриття змінної частини ДГЕН нічного провалу (приблизно 2,0 ГВт) потрібно було із задіяних в процесі регулювання 35 енергоблоків з діапазоном регулювання 20% тимчасово повністю зупинити близько 14 енергоблоків потужністю 200 МВт.

У разі використання комплексів ЕТГ, наприклад, загальною електричною потужністю у 2,0 ГВт, розміщених у різних СЦТ міст України, стане можливим повністю ліквідувати нічні провали навантажень при встановленні в ЕС нового більш високого рівня мінімального навантаження, з виробленням додаткової кількості електроенергії ТЕС–ГК у кількості 18,0 млн кВт·год, як це умовно зоб-

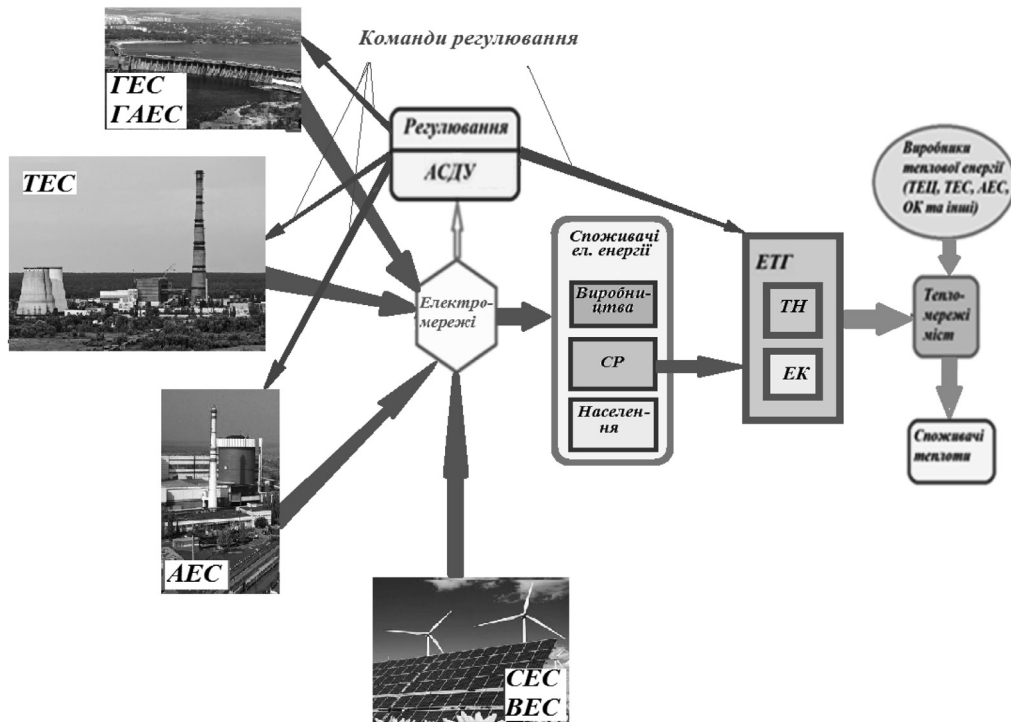


Рис. 1. Структурна схема регулювання енергосистеми з включенням у процес регулювання електричних теплогенераторів, які виробляють теплову енергію для систем тепlopостачання

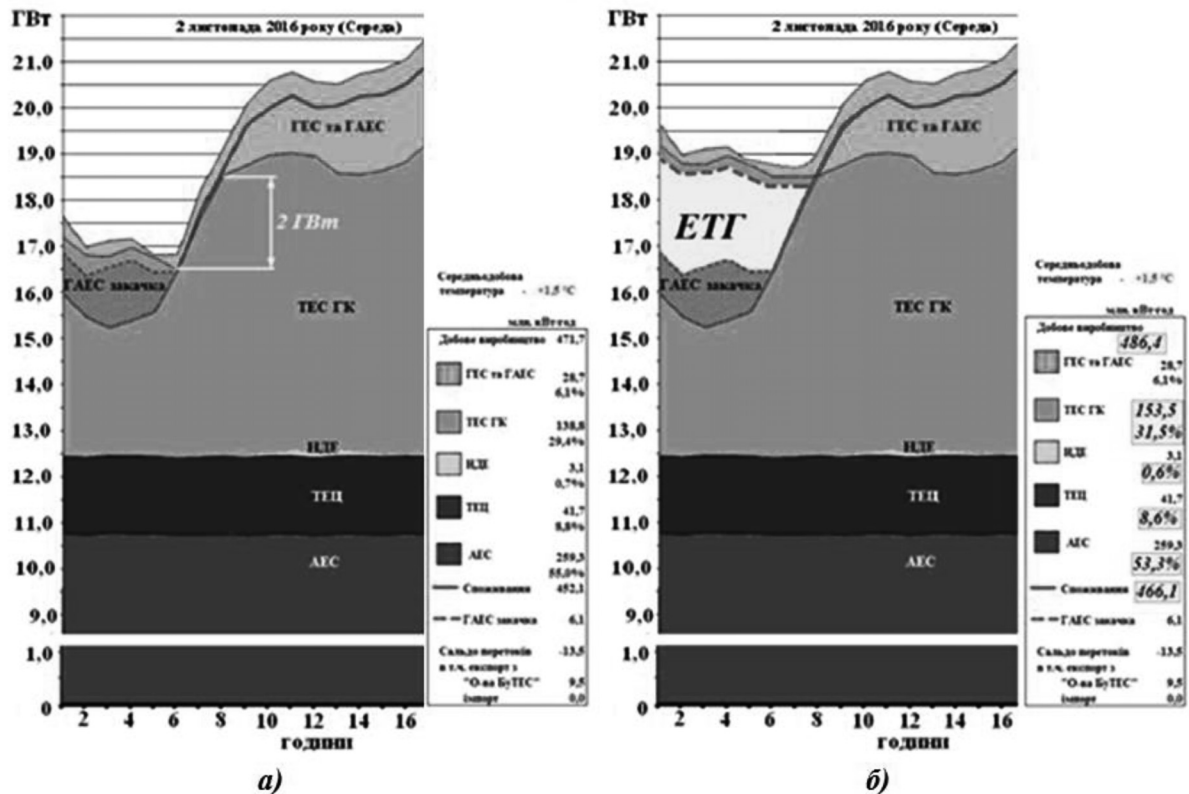


Рис. 2. Графіки добового навантаження ОЕС України, до і після використання комплексів електричних теплогенераторів: а – добовий графік електричних навантажень в ОЕС України, за 2 листопада 2016 р.; б – цей же графік, за умови використання в енергосистемі керованого навантаження комплексів ЕТГ потужністю 2,0 ГВт

ражено на рис.2, б. Вироблена ЕТГ тепла енергія буде використана для покриття теплових навантажень СЦТ.

ВИСНОВКИ

1. На основі досліджень особливостей добових графіків електричних навантажень в енергосистемах, з урахуванням графіків споживання теплової енергії від систем теплопостачання, в яких пропонується встановлювати ЕТГ на основі електродвигунів та теплових насосів для їх використання в процесах регулювання електричних навантажень ЕС, створено узагальнену математичну модель взаємодії електроенергетичних систем та систем теплопостачання, використання якої дозволить (у разі встановлення відповідних комплексів ЕТГ) провести модернізацію існуючої автоматизованої системи диспетчерського керування ОЕС України.

2. Застосування методу ущільнення ДГЕН з використанням ЕТГ та розробленої математичної моделі взаємодії електроенергетичної системи та систем теплопостачання дозволить усунути практично повністю нічні провали навантаження в ОЕС України, забезпечить економію палива на ТЕС та створить умови для більш надійного забезпечення споживачів електричною енергією.

1. Аналіз та структура споживання електроенергії в Україні за 2016 рік. Державне підприємство НЕК «Укренерго». URL: <https://den.energy.gov.ua/main-active/rezhimi-spozhyvannya-elektrychnoi-enerhiji/666-analiz-spozhyvannya-elektrychnoi-enerhiji-v-ukraini-za-2016-rik-bez-urakhuvannia-ar-krym-m-sevastopolia-ta-terytorii-donetskoi-i-luhanskoi-oblastei-nepidkontrolnykh-ukrainskii-vladi>.

2. Структура споживання електричної енергії по регіонах України за 2016 рік в розрізі груп споживачів та галузей промисловості. Державна інспекція енергетичного нагляду України. URL: <https://den.energy.gov.ua/consumers/statistika/684-struktura-spozhyvannia-elektrychnoi-enerhii-po-rehionakh-ukrainy-za-2016-rik-v-rozrizi-hrup-spozhyvachiv-ta-haluzei-promyslovosti>.

3. Перехід енергоблоків українських АЕС типу ВВЕР-1000 на маневровий режим роботи потребуватиме не менше двох років ретельної підготовки. Національна енергетична компанія «Енергоатом». URL: <http://energoatom.kiev.ua/ua/press/nnhc/45216-perehod-energoblokov-ukrainskih-aes-tipa-vver-na-manevrennyu-rejim-raboty-potrebuje-ne-mene-dvuh-let-tschatelnoyi-podgotovki/>.

4. Кулик М.М., Білодід В.Д. Режими експлуатації та досяжні обсяги використання теплових насосів на ТЕЦ в ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2014. Вип.1(36). С. 39—45.

5. Ленчевський Є.А. Перспективні напрямки щодо зменшення в центральній електроенергетичній системі України потреби в маневрових генеруючих потужностях. – *Енергетика та електрифікація*. 2016. № 3. С. 5—8.

6. Білодід В.Д., Дерій В.О. Оцінка потужності електричних теплогенераторів для систем централізованого теплопостачання як регуляторів навантаження електроенергетичної системи. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. Вип. 4(47). С. 40—49. <https://doi.org/10.15407/pge2016.04.040>.

7. Білодід В.Д. Обґрунтування економічної ефективності регулювання навантаження енергосистем з використанням електричних теплогенераторів як споживачів-регуляторів. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 1(48). С. 50—59. <https://doi.org/10.15407/pge2017.01.050>.

8. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії в ОЕС України. Державне підприємство НЕК «Укренерго». URL: <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e>.

Надійшла до редколегії 25.10.2017.