

МОДЕЛЮВАННЯ, ОПТИМІЗАЦІЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

ISSN 2786-7102 (Online). System Research in Energy. 2022. 2(71): 22–30
<https://doi.org/10.15407/srenergy2022.02.022>

УДК 621.311

Євген Ленчевський^{1*}, к.т.н., ст. наук. співр., <https://orcid.org/0000-0001-7951-508X>
Олег Годун², к.т.н., <https://orcid.org/0000-0001-9447-7560>

¹Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, 03150, м. Київ, Україна;
e-mail: info@ienergy.kiev.ua

²Науково-технічний центр ДП НАЕК «Енергоатом», вул. Гоголівська, 22/24, 01054, м. Київ, Україна;

*Автор-кореспондент: e.lenchevsky@gmail.com

РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМОМ НАВАНТАЖЕННЯ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ ЗА УМОВИ ВИКОРИСТАННЯ НОВИХ ПРИНЦИПІВ РЕГУЛЮВАННЯ ГЕНЕРУЮЧИМИ ПОТУЖНОСТЯМИ АТОМНИХ, СОНЯЧНИХ І ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Анотація. Розглянуто перспективні напрямки щодо побудови нових систем регулювання генеруючих потужностей атомних, сонячних і вітрових електростанцій, здатні змінити та покращити процеси керування режимом навантаження об'єднаної енергосистеми України (ОЕСУ). Проведені дослідження показали, що за реалізації нових систем існує реальна можливість відмовитись від сучасних, але занадто коштовних засобів маневреної генерації, таких як резервні станції із високоманевреними ТЕС, а також від систем підтримки регулювання частоти (СПРЧ) з використанням потужних акумуляторних батарей. На відміну від цього пропонується в процесах управління режимом ОЕСУ застосувати вже нові принципи та засоби регулювання генеруючих потужностей АЕС, а також ВЕС і СЕС. Для цього в ОЕСУ потрібно буде створити нові резерви із автоматично керованого навантаження потужних електрокотлів ЕК. При цьому, процеси регулювання навантаженням потужних ЕК повинна буде виконувати лише автоматизована система диспетчерського управління (АСДУ). При цьому передбачається, що інформаційні дані щодо поточних параметрів регулювання навантаження комплексів ЕК будуть надходити до автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) від спеціалізованих засобів, побудованих на основі використання інформаційно-вимірвальних технологій (ІВТ), розроблених в ІЗЕ НАН України. Результатом проведених досліджень стала розробка методичних підходів щодо управління режимом ОЕСУ, з використанням нових принципів регулювання генеруючих потужностей як електромережі АЕС, так і в містах встановлення ВЕС і СЕС.

Ключові слова: енергосистема, електричні теплогенератори, графік навантаження, система управління.

1. Вступ

Досвід управління режимом ОЕСУ за останні десятиліття показав, що за існуючих традиційних методів формування резервів маневреної генерації на енергоблоках ТЕС ГК забезпечити належну нормовану їх величину в енергосистемі практично неможливо [1]. Питання щодо пошуку нових напрямків створення резервів маневреної генерації стало ще більш актуальним із введенням в ОЕСУ додаткових потужностей ВЕС і СЕС, без систем їх регулювання.

Саме тому фінська компанія «WÄRTSILÄ ENERGY», яка має практичний досвід впровадження системами регулювання сучасних відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), запропонувала впровадити свої системи в ОЕСУ [2]. Фахів-

ці цієї компанії стверджують, що для забезпечення стабільності генерації ВЕС і СЕС, наприклад, у 1000 МВт потрібно, щоб резервні потужності цих систем у п'ять разів перевищували рівень їх генерації, крім того потрібно забезпечити ще і чотирикратний резерв потужності їх систем акумуляції з використанням акумуляторних батарей (АБ) і однократний – іншої маневреної генерації.

Однак, за економічними показниками та рядом технічних характеристик запропоновані компанією «WÄRTSILÄ ENERGY» засоби мають цілий ряд суттєвих недоліків.

Так, для прикладу, приведемо дані щодо експлуатаційних характеристик потужних АБ:

– час розрядки (тобто використання) – обмежений, що не сприяє усуненню аварійних ситуацій в ОЕСУ;

© Є. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ, О. ГОДУН, 2022

- ресурс роботи потужних АБ складає всього 7–10 років;
- вартість системи акумуляції з використанням потужних АБ занадто висока: 2700–3300 \$/кВт [3];
- висока також вартість експлуатаційних витрат;
- крім того, вартість утилізації потужних АБ у європейських країнах досягає 1500 \$/кВт [4], а в Україні засоби утилізації потужних АБ зовсім відсутні. Слід зазначити, що лише однієї відпрацьованої і «безконтрольно» кинutoї на звалище потужної АБ буде достатньо, щоб негативно вплинути на екологію цілого енергорегіону.

Проведені дослідження показали перспективну можливість змінити існуючі методи та засоби керування режимом ОЕСУ на нові більш ефективні, в яких за рахунок введення у засоби управління АСДУ автоматично керованих потужних електродвигунів (ЕК) передбачається можливим досягнути суттєво кращих результатів у процесах регулювання в змінній частині навантаження добового графіка навантаження (ДГЕН) [5]. Крім цього, обґрунтовано ефективність використання ЕК в складі засобів управління АСДУ, що забезпечить збільшення загального потенціалу маневрених потужностей в ОЕСУ [6]. Обґрунтовано також напрямки підвищення балансової надійності в ОЕСУ, за рахунок використання ЕК у мережі АЕС [7].

Перераховані напрямки досліджень поклали основу для розробки нової методики управління режимом навантаження ОЕСУ, із використанням розроблених систем регулювання генеруючими потужностями АЕС, ВЕС і СЕС.

Метою статті стала розробка методичних підходів та структур використання в системі управління режимом ОЕСУ нових засобів регулювання генеруючими потужностями АЕС, а також ВЕС і СЕС.

2. Матеріали та методи

Як відомо, реалізація процесів управління режимом ОЕСУ виконується за прогнозним добовим графіком навантаження, сформованим у центральній системі диспетчерського управління (ЦДУ). Для цього прогнозні дані щодо добового навантаження на кожну наступну добу за допомогою засобів АСДУ потупають від ЦДУ до диспетчерів генеруючих станцій ОЕСУ. На основі отриманих даних генеруюча потужність станцій розподіляється диспетчерами високовольтних підстанцій ПС 330/110 кВ між більшістю енергорегіонів ОЕСУ. Крім цього, в ОЕСУ існують енергорегіони, електроживлення яких забезпечують лише АЕС. А із введенням в ОЕСУ потужних ВЕС і СЕС її структуру можна розподілити вже за ознакою забезпечення окремих енергорегіонів тією чи іншою системою електроживлення, як це умовно показано на рис. 1.

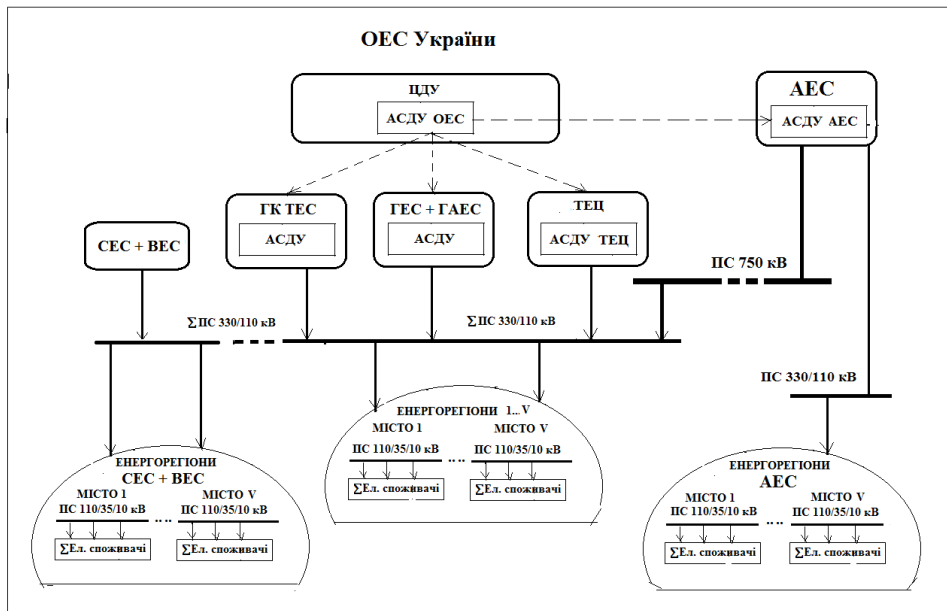


Рис. 1. Структурна схема управління режимом навантаження ОЕС України, розподілена на енергорегіони, електроживлення яких забезпечується, окрім традиційних систем генерації (енергорегіони 1...V), ще і наявністю потужних ВЕС і СЕС (енергорегіони ВЕС + СЕС), а також на енергорегіони, електроживлення яких забезпечують лише АЕС

Fig. 1. Structural scheme of the load mode management of UES of Ukraine, divided into energy regions whose power supply is provided by the presence of powerful WPPs and SPPs (energy regions WPP + SPP), as well as into energy regions whose power supply is provided only by NPPs

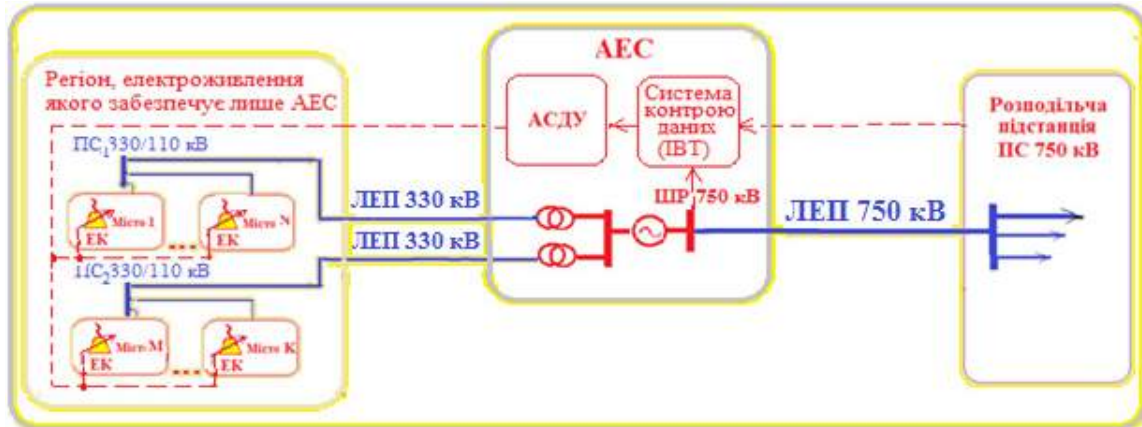


Рис. 2. Структурна схема нової системи регулювання генеруючих потужностей на ЛЕП 750 кВ
Fig. 2. Structural scheme of the new regulation system of generating capacities on PTL 750 kW

Тобто, за ознакою наявності в певних енергорегіонах тієї чи іншої системи електроживлення останні можна розподілити на три окремі групи, де:

- мережу електроживлення енергорегіону забезпечують потужності традиційних джерел енергії (1...V);
- у мережу електроживлення енергорегіону введено генеруючі потужності ВЕС і СЕС, без систем їх регулювання (рис. 1);
- мережу електроживлення певного «місцевого» енергорегіону забезпечує лише АЕС.

3. Результати та обговорення

Розглянемо питання щодо можливості застосування нових більш ефективних методів і засобів управління режимом навантаження ОЕСУ. Одним із перспективних напрямків у вирішенні цього питання може стати практична реалізація нового способу регулювання генеруючих потужностей на магістральній лінії 750 кВ атом-

них станцій [7]. На рис. 2 приведено структурну схему нової системи, згідно якої у містах енергорайону (місто 1...місто k), електроживлення яких забезпечує лише атомна станція, потрібно сформувати резерв потужностей із автоматично керованого навантаження електродкотлів (ЕК), технологічно задіяних у системи теплопостачання цих міст. При цьому, важивим є те, що процеси автоматичного керування електричними потужностями ЕК буде виконувати лише діюча автоматизована система диспетчерського управління (АСДУ) АЕС.

Припустимо, що навантаження на підстанції РС 750 кВ матиме змінний характер. Тоді, для збереження базового режиму навантаження на шинах ШП 750 кВ АЕС ($P_{наб.} = const$) потрібно, щоб процеси регулювання навантаження потужних ЕК виконували засоби АСДУ АЕС у відповідності із змінами поточного навантаження на підстанції РС 750 кВ, як це умовно показано на рис. 3.

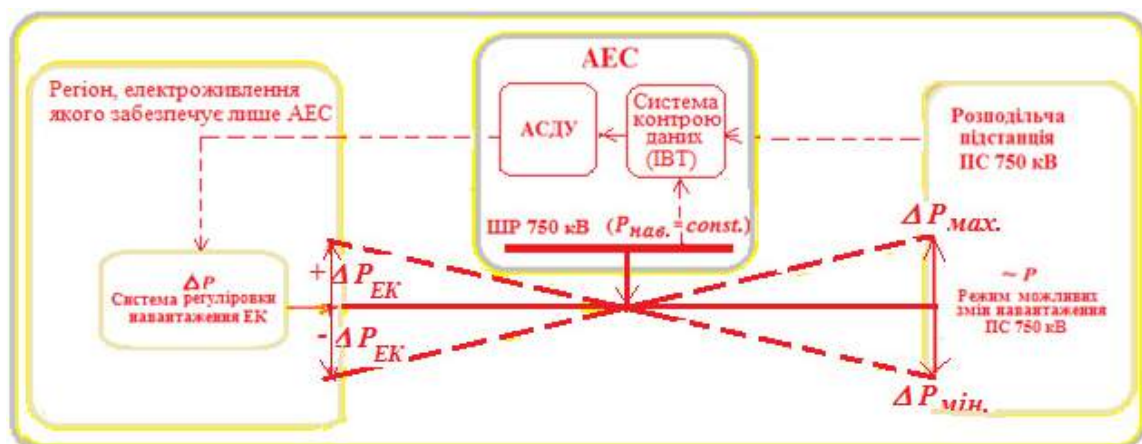


Рис. 3. Аналіз процесів регулювання генеруючих потужностей на ЛЕП 750 кВ
Fig. 3. The processes analysis of the regulation of generating capacities on PTL 750 kW

Для реалізації описаних вище процесів необхідно до засобів АСДУ надходили відповідні дані щодо величин поточного навантаження на шинах ШП 750 кВ АЕС ($P_{\text{нав.}} = \text{const}$), а також на шинах розподільчої підстанції ПС 750 кВ, причому у формі придатній для виконання процесів регулювання автоматично керованого навантаженням ЕК. Для АСДУ це нова задача, яку передбачається можливим вирішити вже за рахунок створення нової системи, в якій будуть використані інформаційно-вимірювальні технології (ІВТ), розроблені в ІЗЕ НАН України [8].

Таким чином, для збереження базового режиму навантаження на розподільчих шинах АЕС, при всіх змінах режиму навантаження на магістральній лінії ЛЕП 750 кВ, потрібно буде створити новий комплекс (АСДУ + ІВТ), призначений виконувати процеси регулювання потужностями ЕК таким чином, щоб зберегти базовий режим навантаження на розподільчих шинах АЕС, як це умовно показано на рис. 2, 3.

Розглянемо питання щодо математичного обґрунтування розглянутих вище методів створення маневреної генерації в мережі АЕС.

На сьогодні, як відомо, процеси диспетчерського управління режимом ОЕСУ у години нічного спаду навантаження ДГЕН виконується, головним чином, за рахунок використання резерву маневрених генеруючих потужностей, сформованого на енергоблоках ТЕС ГК. При цьому, швидкість обертання агрегатів ТЕС в залежності від їх навантаження визначають за коефіцієнтом статичності, який характеризується співвідношенням між збільшенням (зменшенням) частоти Δf та величиною приросту (спаду) потужності ΔP маневрених енергоблоків [9]:

$$s_1 = \text{tg} \alpha_1 = \frac{\Delta f_1}{\Delta P_1} . \quad (1)$$

Згідно коефіцієнту статичності, поточні зміни навантаження $P(\tau)$, що призводять до певної (заданої) величини відхилення частоти Δf , за якої і відбувається дискретна (почасова) зміна потужності маневрених енергоблоків ТЕС ГК – ($\Delta P \tau_{\text{ТЕС}}$).

Передбачається, що процеси регулювання потужностей комплексів ЕК ($\Delta P_{\text{ЕК}}$) також будуть виконуватись за принципом дискретного регулювання. За цього принципу добовий графік виробництва/споживання електроенергії – (T) буде розподілено на певні часові інтервали, протягом яких передбачається можливим виконувати контроль за змінами поточного навантаження ОЕСУ:

$\Delta \tau_1 = \tau_1 \div \tau_2$; $\Delta \tau_2 = \tau_2 \div \tau_3 \dots \Delta \tau = \tau_{N-1} \div \tau_N$, (2)
де $T \gg \Delta \tau$.

За даними контрольованих даних (1), цілком можливо виконувати також і процеси дискретного регулювання генеруючими потужностями АЕС $\Delta P_{\text{АЕС}(\Delta \tau)}$ як в період проходження нічних спадів навантаження ДГЕН, так і в період ($t_2 - t_3$) ДГЕН появи «сплесків» генеруючих потужностей ВЕС і СЕС.

Величину зміни поточного навантаження $P(\tau)$ на першому інтервалі регулювання: $\Delta \tau_1 = \tau_1 \div \tau_2$ визначимо рівнянням:

$$P(\tau) = P_{\tau_1} \mp \frac{1}{\Delta \tau_1} \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P(\Delta \tau_1) d\tau, \quad (3)$$

де P_{τ_1} – рівень поточного навантаження енергосистеми на початку процесу регулювання.

Зміну потужності навантаження комплексу ЕК $\Delta P_{\text{ЕК}(\Delta \tau)}$ на цьому ж інтервалі $\Delta \tau_1 = \tau_1 \div \tau_2$:

$$\Delta P_{\text{ЕК}(\Delta \tau)} = \left[P_{\text{АЕС}} - (P_{\text{ПС750кВ}} \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{\text{ПС750кВ}}) \right] dt, \quad (4)$$

де $P_{\text{АЕС}} = \text{const}$.

За допомогою рівнянь (3) і (4) представимо процеси регулювання генеруючих потужностей на ЛЕП 750 кВ АЕС у період нічного спаду навантаження ДГЕН ($t_1 - t_2$), а також у період «сплесків» генеруючих потужностей ВЕС і СЕС ДГЕН ($t_2 - t_3$) у вигляді дискретних послідовностей $\Delta P_{\text{АЕС}(\Delta \tau)}$:

$$\frac{1}{T} \int_{t_1}^{t_2} P_{\text{АЕС}}(\tau_{\Sigma}) dt = \sum_{\tau_1}^{\tau_N} P_{\tau_1} \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{\text{АЕС}}(\tau_1) d\tau \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_2}^{\tau_3} \Delta P_{\text{АЕС}}(\tau_2) d\tau \mp \dots \pm \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_{N-1}}^{\tau_N} \Delta P_{\text{АЕС}}(\tau_{N-1}) d\tau ; \quad (5)$$

$$\frac{1}{T} \int_{t_2}^{t_3} P_{\text{АЕС}}(\tau_{\Sigma}) dt = \sum_{\tau_1}^{\tau_N} P_{\tau_1} \pm \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta P_{\text{АЕС}}(\tau_1) d\tau \pm \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_2}^{\tau_3} \Delta P_{\text{АЕС}}(\tau_2) d\tau \pm \dots \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_{N-1}}^{\tau_N} \Delta P_{\text{АЕС}}(\tau_{N-1}) d\tau . \quad (6)$$

Контроль за даними змін поточного навантаження на кожному часовому інтервалі $\Delta \tau$ буде виконувати нова система ІВТ. А наступні за цим процеси регулювання потужностей навантаження ЕК ($\Delta P_{\text{ЕК}}$) комплексом АСДУ + ІВТ забезпечить збереження базового режиму навантаження на розподільчих шинах ШП 750 кВ АЕС:

$$P_{\text{АЕС}} = \frac{1}{T} \int_1^{24} \sum (P_{\text{H}(\text{ПС750кВ})} + |\Delta P_{\text{ЕК}}|) dt = \text{const}. \quad (7)$$

Розглянемо інший перспективний напрямок щодо реалізації нових систем регулювання генеруючих потужностей ВЕС і СЕС.

$$\frac{1}{T} \int_{t_1}^{t_2} P(\tau_{\Sigma EK}) dt = \sum_{\tau_1}^{\tau_N} P_{\tau_1} \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_1}^{\tau_2} (\Delta P(\tau) \pm \Delta P_{(EK)_1}) d\tau + P_{\tau_2} \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_2}^{\tau_3} (\Delta P(\tau) \pm \Delta P_{(EK)_2}) d\tau + \dots + P_{\tau_N} \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_{N-1}}^{\tau_N} (\Delta P(\tau) \pm \Delta P_{(EK)_N}) d\tau. \quad (10)$$

$$\frac{1}{T} \int_{t_2}^{t_3} P^*(\tau_{\Sigma EK}) dt = \sum_{\tau_1}^{\tau_N} P_{\tau_1}^* \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_1}^{\tau_2} (\Delta P^*(\tau) \pm \Delta P_{(EK)_1}^*) d\tau + P_{\tau_2}^* \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_2}^{\tau_3} (\Delta P^*(\tau) \pm \Delta P_{(EK)_2}^*) d\tau + \dots + P_{\tau_N}^* \mp \frac{1}{\Delta \tau} \int_{\tau_{N-1}}^{\tau_N} (\Delta P^*(\tau) \pm \Delta P_{(EK)_N}^*) d\tau.$$

Таким чином, за умови використання в енергорегіонах встановлення СЕС і ВЕС використаннн автоматично керованого навантаження комплексів ЕК дасть можливість забезпечити певний стабільний рівень навантаження, протягом всього нічного спаду ДГЕН:

$$P_{\text{мін.стаб.}} = \frac{1}{T} \int_{t_1}^{t_2} \sum_{\tau_1}^{\tau_N} (P_{H,(t)} \pm \Delta P_{EK}) dt = \text{const}, \quad (11)$$

де $P_{H,(t)}$ – величина навантаження в енергорегіоні на початку регулювання навантаження ЕК.

А також забезпечити в енергорегіоні збереження встановленого базового рівня навантаження в наступний період «сплеску» генеруючих потужностей ВЕС і СЕС та усунути цей процес:

$$P_{\text{стаб.}}^* = \frac{1}{T} \int_{t_2}^{t_3} \sum_{\tau_1}^{\tau_N} (P_{H,(t)} \pm \Delta P_{EK}^*) dt = \text{const}. \quad (12)$$

Нова структурна схема управління режимом навантаження ОЕС України за використання нових засобів регулювання генеруючих потужностей АЕС, а також ВЕС і СЕС приведена на рис. 5.

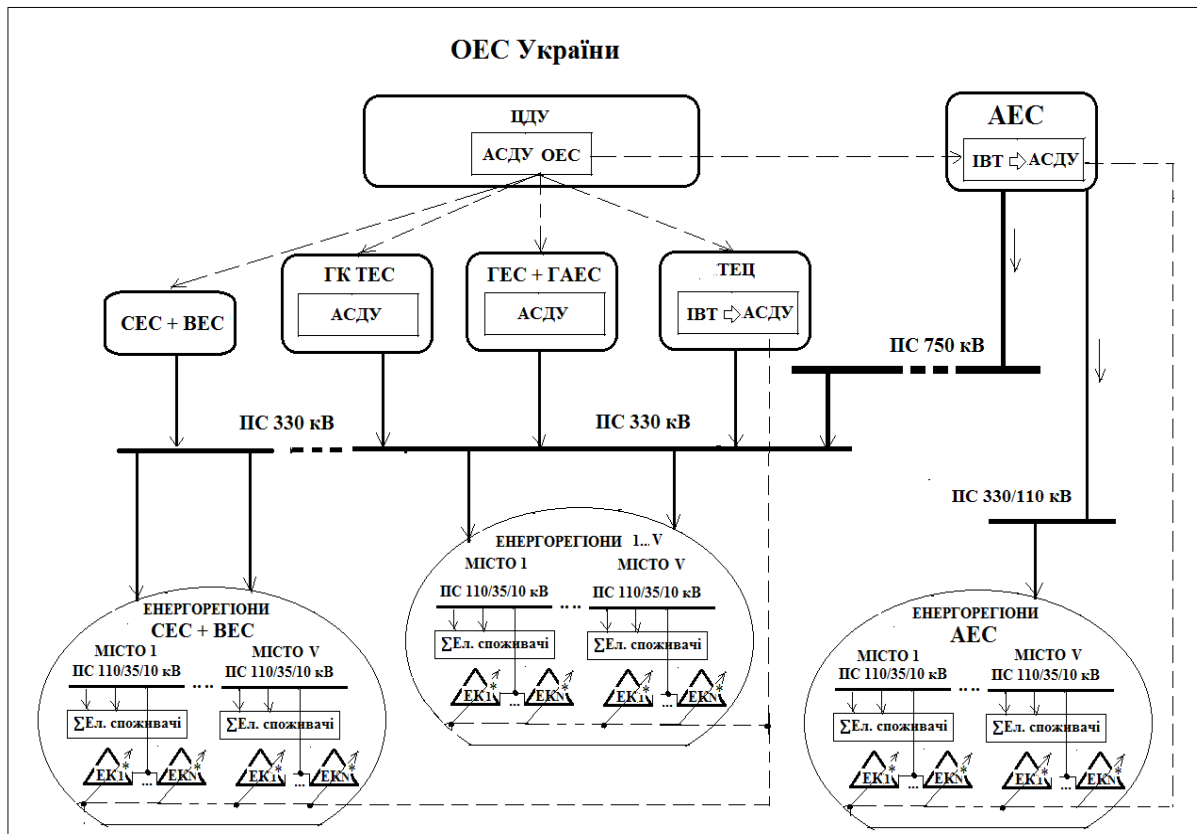


Рис. 5. Структурна схема управління режимом навантаження ОЕС України за допомогою використання комплексів ЕК автоматично керованих АСДУ ОЕСУ

Fig. 5. The structural scheme of the load mode management of the UES of Ukraine using the EC complexes automatically controlled by the UES ASDU

Таблиця. Порівняння головних показників повних і питомих капіталовкладень технічних засобів, які можуть бути використані в системах регулювання генеруючих потужностей станцій ВЕС і СЕС, загальною потужністю у 1000 МВт

Table. The main indicators' comparison of the of total and specific capital investments of technical means, used in the systems of regulating the generating capacities of WPPs and SPPs with a total capacity of 1000 MW

Назва системного показника	Одиниця виміру	Потужні АБ	ГТУ	Потужні ЕК
Встановлена потужність	МВт	1000	1000	1000
Питомі капітальні витрати	\$ /кВт	3000	700	34,8
Повні капітальні витрати	\$ тис.	1 500 000	140 000	34 800
Термін будівництва	місяці	10	12–18	5–6
Розрахунковий строк окупності після введення в експлуатацію	Роки	7–10	4–6	1–1,5

Важливо, що головні процеси регулювання генеруючих потужностей в енерго регіонах будуть виконувати вже АСДУ діючих ТЕЦ і АЕС (рис. 5).

Проведені дослідження показали існуючу перспективну можливість створення нової технології управління режимом ОЕСУ. Так, згідно методики UNIDO, створення нової технології потрібно підтвердити за результатами проведених техніко-економічних обґрунтувань, проведених на основі проведених розрахунків загального ефекту від впровадження цієї технології [10, 11]. У цьому випадку, загальний ефект від впровадження нової технології ($E_{нт}$) буде визначатись за даними розрахунків економічної ($E_{ек}$), екологічної ($E_{дов.}$), а також соціальної складових ($E_{соц.}$):

$$E_{нт} = E_{ек} + E_{дов} + E_{соц}. \quad (13)$$

Наявність нової технології управління режимом ОЕСУ характеризується тим, що величина загального ефекту буде набагато перевищувати той ефект, що здатні забезпечити існуючі технології управління режимом ($E_{нт}$), тобто:

$$E_{нт(ел. тепл.)} \gg E_{нт}. \quad (14)$$

Передбачається, що подальші методичні дослідження будуть направлені саме на вирішення техніко-економічних питань.

Прикладом підтвердження високого економічного ефекту застосування потужних ЕК можуть стати результати проведених порівняльних розрахунків повних і питомих капіталовкладень ряду технічних засобів, приведених в таблиці.

За розрахунковими даними повні капіталовкладення у системи ГТУ в двадцять разів перевищують аналогічні показники потужних ЕК, що говорить про високу рентабельність застосування останніх (таблиця).

4. Висновки

Розглянуто нові принципи побудови систем автоматичного регулювання генеруючих потужностей АЕС, а також систем регулювання генеруючих потужностей ВЕС і СЕС, які розширяють потенційні можливості системи управління режимом навантаження і сприятимуть подальшому розвитку потужностей АЕС, ВЕС і СЕС в ОЕС України.

Результатом проведених досліджень стала розробка методичних підходів і структури побудови нової системи управління режимом ОЕС України, згідно якої передбачається можливим замінити існуючі традиційні засоби формування резервів маневреної генерації на енергоблоках ГК ТЕС на нові засоби маневреного навантаження, з використанням автоматично керованих АСДУ комплексів ЕК, що суттєво розширить можливості регулювання режиму у змінній частині добового графіку навантаження (ДГЕН) енергосистеми.

За нової структури управління режимом стане цілком можливим вирішити актуальне для ОЕСУ питання щодо створення бездефіцитних (нормованих) резервів первинного, вторинного і третинного регулювання частоти. При цьому, загальна величина автоматично керованого навантаження комплексів ЕК в ОЕСУ повинна становити 10–12 ГВт.

Переведення енергоблоків ГК ТЕС у базовий режим навантаження з подальшою поступовою заміною їх на нові потужності АЕС забезпечить суттєве покращення показників енергетичної економічної, екологічної ефективності в роботі енергосистеми. За попередніми розрахунками заміна лише 1000 МВт маневрених потужностей енергоблоків ГК ТЕС на потужності АЕС у процесах ущільнення ДГЕН забезпечить

можливість досягнення річного економічного ефекту 1,532 млрд дол. США [7]. А створення в ОЕСУ нової автоматичної системи регулювання частоти і потужності АВРЧП (вторинне регулювання) збільшить річний прибуток ще у 2,52 млрд дол. США [6].

Проведені авторами дослідження показали також існуючу можливість ефективного використання теплових потужностей АБ у теплоцентралях міст і у літню пору року, але це питання буде розглянуто вже в наступній роботі.

Посилання

1. План розвитку об'єднаної енергосистеми України на 2017–2026 рр. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Proekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roku.pdf> (дата звернення: 27.07.2022).
2. Ігор Петрик. Десять найдешевших електростанцій не створюють найефективнішої енергосистеми. 17.09.2019. *Mind*. URL: <https://mind.ua/publications/20202114-igor-petrik-desyat-najdeshevshih-elektrostantsij-ne-stvoryuyut-najefektivnishoyi-energositemi> (дата звернення: 27.08.2022).
3. Чернецкий А.М. Оценка экономической эффективности использования накопителей энергии в энергосистеме. Белорусский национальный технический университет, 2013. С. 21—27.
4. Tesla розробляє «унікальну систему утилізації батарей». 19.04.2019. *Mind*. URL: <https://mind.ua/news/20196259-tesla-rozroblyae-unikalnu-sistemu-utilizaciyi-batarej> (дата звернення: 27.08.2022)
5. Ленчевський Є.А. Особливості використання електричних теплогенераторів у процесах ущіль-

нення добових графіків електричного навантаження енергосистеми. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 1(56). С. 53—58. <https://doi.org/10.15407/pge2019.01.053>

6. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України. *Вчені записки Таврійський національний університету імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки*. Т. 32(71), № 3. 2021. С. 194—202.

7. Ленчевський Є.А., Годун О.В. Напрямки підвищення балансової надійності в об'єднаній енергосистемі України за рахунок використання електро-теплових генераторів *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Вип. 2(65). С. 36—43. <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.036>

8. Бабак Віталій, Запорожець Артур, Куц Юрій, Щербак Леонід. Особливості перетворення Гільберта та їх використання в енергетичній інформатиці. *Проблеми загальної енергетики*. 2022. Вип. 1-2(68–69). С. 90—96. <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.090>

9. Веников В.А. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов. М.: Высшая школа, 1973. 316 с.

10. Guidelines for preparing the industrial investment project profile. *UNIDO*. 1991. 85 p. URL: [https://open.unido.org/api/documents/4990320/download/GUIDELINES%20FOR%20PREPARING%20THE%20INDUSTRIAL%20INVESTMENT%20PROJECT%20PROFILE%20\(IIPP\)%20\(18945.en\)](https://open.unido.org/api/documents/4990320/download/GUIDELINES%20FOR%20PREPARING%20THE%20INDUSTRIAL%20INVESTMENT%20PROJECT%20PROFILE%20(IIPP)%20(18945.en)) (дата звернення: 27.07.2022).

11. Лившиц В.Н. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М.: Экономика, 2000. 421 с.

DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR MANAGING THE LOAD REGIME OF THE UNIFIED ENERGY SYSTEM OF UKRAINE, USING NEW PRINCIPLES OF REGULATING THE GENERATING CAPACITIES OF NUCLEAR, SOLAR AND WIND POWER PLANTS

Eugene Lenchevsky^{1*}, PhD (Engin.), Senior Research Scientist <https://orcid.org/0000-0001-7951-508X>

Oleg Godun², PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0001-9447-7560>

¹General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovych Str., 03150, Kyiv, Ukraine; e-mail: info@ienenergy.kiev.ua

²Scientific and technical center of SE NAEK «Energoatom», 22/24 Gogolivska Str., 01054, Kyiv, Ukraine

*Corresponding author: e.lenchevsky@gmail.com

Abstract. *The article considers promising directions for the construction of new systems for regulating the generating capacity of nuclear, solar and wind power plants, capable of changing and improving the processes of managing the load regime of the unified energy system of Ukraine. Conducted studies have shown that with the implementation of new systems, there is a real opportunity to abandon modern but too expensive means of maneuverable generation, such as reserve stations with highly maneuverable TPPs, as well as frequency control support systems (FCS) using pow-*

erful storage batteries. In contrast to this, it is offered in the processes of managing the regime of the unified energy system of Ukraine, applying the new principles and means of regulating the generating capacities of NPPs, as well as WPPs and SPPs. For this, it will be necessary to create reserves from the automatically controlled load of powerful EC electric boilers in the OESU. At the same time, only the automated dispatching control system (ADCS) will perform the load regulation processes of powerful ECs. It is assumed that the information data on the current load regulation parameters of the ECs complexes will be sent to the ADCS from specialized tools built on the basis of the use of information and measurement technologies (IMT) developed at the Institute of General Energy on NAS of Ukraine. The result of the conducted research is the development of methodical approaches to the management of the OES regime, using new principles of regulation of generating capacities both in the power grid of NPPs and in the cities where WPPs and SES are installed.

Keywords: power system, electric heat generators, load schedule, control system.

References

1. Plan rozvytku ob'iednanoi enerhosystemy Ukrainy na 2017–2026 rr. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Proekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf> (Last accesses: 27.07.2022) [in Ukrainian].
2. Ihor Petryk. (2019). Desiat' naideshevshykh elektrostantsii ne stvorili naiefektyvnishoi enerhosystemy. Mind. URL: <https://mind.ua/publications/20202114-igor-petrik-desyat-najdeshevshih-elektrostancij-ne-stvoruyut-najefektivnishoyi-energosistemi> (Last accesses: 27.08.2022) [in Ukrainian].
3. Chernetskiy, A.M. (2013). Otsenka ekonomicheskoy effektivnosti ispol'zovaniya nakopiteley energii v energosisteme. Beloruskiy natsional'nyy tekhnicheskii universitet. P. 21–27 [in Russian].
4. Teslarozroblyaye unikal'nusystemuutilizatsiyibataryey Mind. URL: <https://mind.ua/news/20196259-tesla-rozroblyae-unikalnu-sistemu-utilizatsiyi-bataryey> (Last accesses: 27.08.2022) [in Ukrainian].
5. Lenchevsky, Ye.A. (2019). Features of the use of electric heat generators in the processes of compaction of diurnal graphs of the electrical load of a power system. *The Problems of General Energy*, 1(56). 53–58 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2019.01.053>
6. Lenchevsky, Ye.A., & Teslenko, O.I. (2021). Perspektyvni mozhlyvosti zbil'shennia zahal'noho potentsialu manevrenykh potuzhnostej ob'iednanoi enerhetychnoi systemy Ukrainy. *Vcheni zapysky Tavrijs'kyj natsional'nyj universytetu imeni V.I. Ver-nads'koho. Seriya: Tekhnichni nauky*, 32(71), No. 3, 194–202 [in Ukrainian].
7. Lenchevsky, Ye.A., & Godun, O.V. (2021). The review of the possibility to increase the integrated power system of Ukraine' balance reliability by implementing electric heat generators. *The Problems of General Energy*, 2(65), 36–43 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.036>
8. Babak, Vitalii, Zaporozhets, Artur, Kuts, Yurii, & Shcherbak, Leonid. (2022). Some features of Hilbert transform and their use in energy informatics. *The Problems of General Energy*, 1-2(68-69), 90–96 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.090>
9. Venikov, V.A. (1973). Elektricheskiye raschety programirovaniye i optimizatsiya rezhimov: M: Vysshaya shkola. 316 p. [in Russian].
10. Guidelines for preparing the industrial investment project profile. (1991). UNIDO. 85 p. URL: [https://open.unido.org/api/documents/4990320/download/GUIDELINES%20FOR%20PREPARING%20THE%20INDUSTRIAL%20INVESTMENT%20PROJECT%20PROFILE%20\(IIPP\)%20\(18945.en\)](https://open.unido.org/api/documents/4990320/download/GUIDELINES%20FOR%20PREPARING%20THE%20INDUSTRIAL%20INVESTMENT%20PROJECT%20PROFILE%20(IIPP)%20(18945.en)) (Last accesses: 27.07.2022).
11. Livshits, V.N., Shakhnazarov, A.G., & Kosov, V.V. (2000). Metodicheskiye rekomendatsii po otsenke effektivnosti investitsionnykh proyektov. Livshits V.N. [2-ya red., ispr. i dop.]. M.: Ekonomika, 421 p. [in Russian].

Надійшла до редколегії: 03.10.2022