

С.В. ДУБОВСЬКИЙ, доктор техн. наук
Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ, канд. техн. наук
Інститут загальної енергетики НАН України, Київ
С.А. МАРТИНЕНКО

АВТОМАТИЧНЕ УПРАВЛІННЯ СУЧАСНИМИ СПОЖИВАЧАМИ-РЕГУЛЯТОРАМИ ЯК ЗАСІБ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТАБІЛЬНОСТІ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ НА РІВНІ ВИМОГ USTE

Розглянута перспектива створення потужних теплоакumuлюючих систем на базі сучасних теплових генераторів і теплових насосів та застосування їх в якості споживачів-регуляторів енергосистеми. Такі споживачі-регулятори матимуть кращі властивості в управлінні, що дозволить застосувати їх при вирішенні більш широкого кола завдань автоматичного управління енергосистеми. У зв'язку з чим, в статті розглянута можливість побудови нової системи по забезпеченню стабільності частоти в ОЕС України, на основі застосування автоматичного управління сучасними споживачами-регуляторами. Побудова такої системи дозволить вирішити актуальне питання по здійсненню синхронізованого об'єднання ОЕС України з USTE. Надано оцінку існуючим проектам щодо об'єднання ОЕС України з USTE.

Розвиток сучасних технологій в галузі перетворення електричної енергії в теплову, які мають кращі показники в теплоакumuляційному забезпеченні споживачів сприяв широкому впровадженню таких систем як теплові насоси і теплові генератори в усіх індустріально розвинутих країнах, що спонукає до пошуку шляхів більш широкого їх застосування і в Україні [1]. В цьому аспекті привертає увагу можливість поєднання таких властивостей цих систем, як наявність швидкісного електроприводу та можливість здійснення акумуляції тепла, що дозволяє застосувати останні при вирішенні завдань автоматичного управління енергосистемою, тобто в якості сучасних теплоакumuляційних споживачів-регуляторів (ТАСР). Головною перевагою таких споживачів-регуляторів над існуючими буде те, що при застосуванні їх в автоматичному чи диспетчерському управлінні стане цілком можливим здійснювати оперативне відключення їх від енергосистеми в будь який час доби без порушення встановленого в них технологічного циклу. При цьому більш широкому застосуванню ТАСР сприятимуть і нові можливості, притаманні сучасним системам автоматичного управління енергосистемою. Зокрема в [2] було запропоновано спосіб на основі якого автоматичне управлін-

ня сучасними системами ТАСР дозволяє створити нову систему, здатну забезпечити стабільність частоти в енергосистемі на більш високому рівні.

Метою досліджень є обґрунтування переваг запропонованого способу над існуючими проектами та розгляд питань щодо створення нового альтернативного проекту синхронізованого об'єднання ОЕС України з USTE. Відомо, що вирішення питання синхронізованого об'єднання ОЕС з USTE надасть можливість одночасно вирішити і іншу актуальну на сьогодні задачу щодо транзиту надлишкової потужності станцій АЕС до цього об'єднання. Складність вирішення цього питання полягає в тому, що на відміну від інших енергосистем, що входять до складу USTE, всі магістральні лінії ОЕС повинні будуть транспортувати надлишкову потужність АЕС в напрямку USTE. Це означатиме, що і після об'єднання енергосистем питання забезпечення стабільності частоти в ОЕС повинно буде вирішуватись самостійно, без допомоги USTE. Крім того за існуючих методів регулювання частоти та у відповідності до головних положень по первинному та вторинному регулюванню частоти, прийнятих в USTE та ЄЕС Росії, в ОЕС України потрібно провести модернізацію енер-

гоблоків та систем їх управління фактично на всіх головних її ТЕС (ТЕЦ), що потребує значних капіталовкладень та суттєвих витрат часу. Так, згідно Енергетичній стратегії України модернізацію енергоблоків з модернізацією АСУ реально було б здійснити до 2015 – 2020 року, в разі наявності обсягу капіталовкладень 16,7 млрд. грн, у період до 2010 року та 75,8 млрд. грн, у період до 2020 року [3]. До того ж необхідно буде постійно утримувати у горячому резерві не менш як 1000 МВт потужностей на ТЕС.

Відомо, що на сьогодні розглядається також альтернативний проект щодо об'єднання ОЕС України з USTE, на основі застосування вставок постійного струму (ВПС). Українською стороною вже опрацьована пропозиція Словаччини щодо будівництва вставок ВПС на підстанції (ПС) “Західноукраїнська”. При цьому пропонується задіяти існуючі ПЛ 750 кВ “Західноукраїнська” – Альбертірша (Угорщина), “Хмельницька АЕС – Жешув (Польща)”, та “Південноукраїнська – Ісака (Румунія)”. Пропускна спроможність зазначених ПЛ 750 кВ дозволяє реалізовувати до трьох модулів ВПС по 600 МВт на кожній лінії [4,5].

Однак введення ВПС досить негативно позначиться на показниках стійкості ОЕС. Причиною тому є те, що збільшення кількості енергоблоків АЕС та їх загальної потужності потребує проведення витратної модернізації системної автоматики в самій ОЕС, тому що, наприклад, відсутність належних систем по первинному регулюванню частоти в ОЕС може призвести до ситуації, коли магістральні лінії з боку ЄЕС Росії вже неспроможні будуть вирішити ці завдання. А непередбачене відключення енергоблоків АЕС, як відомо, може мати вже незворотні наслідки, пов'язані з розвалом всієї ОЕС. Крім того, в разі збудження чи порушення режиму роботи ОЕС України застосування вставок ВПС призведе до того, що всі наявні її енергетичні ресурси будуть направлені на забезпечення заданих величин транзитних потужностей до USTE. Це суттєво ускладнить та погіршить і так не привабливу на сьогодні ситуацію щодо забезпечення належних параметрів по стабільності частоти та інших головних показників енергосистеми для своїх споживачів. В таких умовах відсутність оперативного резерву потужностей та належної автоматики вимагатиме від диспетчерів особливої профе-

сійної майстерності та винахідливості як при встановленні режиму, так і в повсякденній їх роботі при покритті поточного графіка навантаження.

Тому в проекті по встановленню вставок ВПС потрібно передбачити ще й чималі додаткові витрати на модернізацію відповідної частини агрегатів ТЕС (ТЕЦ) та систем їх управління, а також часу на проведення цієї модернізації. Таким чином альтернативний проект із застосуванням ВПС буде дорожчим за попередній, а вигаш у часі та економічній доцільності щодо можливості більш швидкого об'єднання з USTE-досить сумнівним.

Саме тому чи не єдиним правильним рішенням на сьогодні буде прийняття до розгляду нового проекту, на основі запропонованого способу забезпечення стабільності частоти в енергосистемі [2,6], який не потребує значних витрат на проведення довгострокової модернізації енергоблоків ТЕС (ТЕЦ) та систем їх управління, тобто значно швидше і економічно вигідніше дозволить вирішити питання щодо забезпечення стабільності частоти в ОЕС України на рівні вимог, прийнятих в USTE. В основу способу покладено нові принципи, які ґрунтуються на тому, що зупинити будь-який хвильовий процес в системі значно легше на його початку ніж після того як цей процес вже набув свого розвитку. Тобто було запропоновано застосувати більш дієві сучасні засоби, здатні своєчасно усунути появу та проходження негативних процесів в енергосистемі, які призводять до відхилення її частоти. При цьому було враховано, що на практиці, в багатьох випадках, вірогідність виникнення відхилення частоти в енергосистемі може бути вже наперед визначена. Так, наприклад, у разі раптового несанкціонованого відключення потужного енергоблоку, на станції АЕС, або ТЕС (ТЕЦ) цілком доречним буде не чекати появи процесу відхилення частоти, а забезпечити можливість своєчасного вимкнення від енергосистеми частини спеціально призначеного для цього навантаження, за рахунок дії протиаварійної автоматики (ПА) цього ж енергоблоку. В цьому випадку важливим буде те, що ПА енергоблоків АЕС виконуватиме ще одну додаткову функцію, направлену на збереження стабільності частоти в зоні базового навантаження станцій АЕС. Таким чином, завдяки запропонованому способу станції АЕС зможуть самостійно вирішувати питання щодо стабілізації свого базово-

вого навантаження, а головне, сприяти забезпеченню стабільності частоти в ОЕС України.

В якості спеціально призначеного навантаження, для реалізації запропонованого способу пропонується застосувати сучасні теплоаккумуляційні споживачі – регулятори (ТАСР), на базі потужних теплових генераторів, наприклад, вітчизняного підприємства “Гідротранс-маш” (м. Донецьк), типу УГД “Термер” [7]. Крім того пропонується застосувати ще і системи ТАСР на базі потужних теплових насосів, перспективи впровадження яких в Україні вже існують [8]. Можливість проектного об’єднання систем ТАСР в окремі котельні, загальною потужністю в (5 – 100) МВт, а також можливість швидкої зміни їх навантаження за рахунок дії встановлених в них систем електроприводу надає певні переваги їх використання при реалізації запропонованого способу над традиційними способами регулювання частоти.

Більш повно розкрити перевагу запропонованого способу над існуючими дозволяють приведені нижче порівняльні розрахунки щодо визначення вірогідних показників стабільності частоти в ОЕС України. Так, в разі раптового відключення на АЕС енергоблоку у 1000 МВт за існуючих методів регулювання 20% резервних потужностей повинно бути задіяно в першому регулюванні частоти, від загально діючої потужності ТЕС (ТЕЦ). В ОЕС ця норма може скласти від 1900 МВт до 2800 МВт, що буде відповідати значенню коефіцієнта крутизни генерації енергосистеми: $K_{Г\Sigma} \approx 10$. При цьому коефіцієнт впливу навантаження енергосистеми на процеси відхилення частоти приймається у більшості випадків: $K_H = 1,0$. Враховуючи можливі зміни навантаження в ОЕС від 24000 МВт до 17000 МВт раптова втрата енергосистемою потужності в 1000 МВт призведе до наступних величин відхилення частоти:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta f}{f_0} &= -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} = \\ &= -\left(\frac{1000}{24000}\right) \frac{100}{(1,0 \cdot 5) 10,0 + 1,0} = -0,363\%, \\ &\text{(або } \Delta f = 0,182 \text{ Гц);} \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \frac{\Delta f}{f_0} &= -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} = \\ &= -\left(\frac{1000}{17000}\right) \frac{100}{(1,0 \cdot 5) 10,0 + 1,0} = -0,512\%, \\ &\text{(або } \Delta f = 0,255 \text{ Гц).} \end{aligned}$$

Приведені розрахункові значення на порядок перевищують прийняті в УСТЕ норми, де в квазістаціонарному режимі роботи енергосистеми передбачено можливість відхилення частоти до $\Delta f_{\text{макс. доп.}} = 180 \text{ мГц}$.

Інша справа, коли стабільність частоти в ОЕС буде досягнута за рахунок своєчасного відключення новітніх споживачів-регуляторів:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta f}{f_0} &= -\frac{\Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{\text{ком.п.}}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} = \\ &= -\left(\frac{1000 - 995}{24000}\right) \frac{100}{1,0} = -0,02\%, \\ &\text{(або } \Delta f = 0,01 \text{ Гц);} \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \frac{\Delta f}{f_0} &= -\frac{\Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{\text{ком.п.}}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} = \\ &= -\left(\frac{1000 - 995}{17000}\right) \frac{100}{1,0} = -0,029\%, \\ &\text{(або } \Delta f = 0,0147 \text{ Гц),} \end{aligned}$$

де $\Delta P_{\text{ком.п.}}$ – автоматично керовані потужності новітніх споживачів-регуляторів, призначені для компенсації виниклого небалансу потужності в енергосистемі – ΔP_{Σ} .

При цьому в розрахунках (2) передбачено можливість відхилення заданої величини потужності новітніх споживачів-регуляторів до $\pm 0,5\%$, що цілком припустимо для автоматичних систем.

Впровадження системи автоматичного управління теплоаккумуляційними генераторами пропонується здійснити в два етапи. На першому етапі передбачається реалізувати автоматичне управління розгалуженою мережею ТАСР від систем протиаварійної автоматики (ПА) енергоблоків станцій енергосистеми, як це показано на рис.1. На другому етапі передбачається розширити можливості автоматичного управління, за рахунок впровадження сучасних систем контролю фазових кутів δ напруг, у головних вузлах енергосистеми [9].

Якщо більш повно розглянути питання застосування сучасних ТАСР, при вирішенні задач забезпечення стабільності частоти в енергосистемі, тоді потрібно буде передбачити найбільш імовірні місця їх встановлення.

Для цього на рис.2 приведено розрахункову схему частини мереж 750 – 110 кВ ОЕС, згідно якої в зону впливу Рівненської АЕС, Хмельницької АЕС та Південно-Української АЕС попадають міста та районні центри де наявність споживачів теплової енергії не викликає сумніву, тобто доцільно буде встановити теплоакуючі системи, типу ТАСР, а саме: м. Київ,

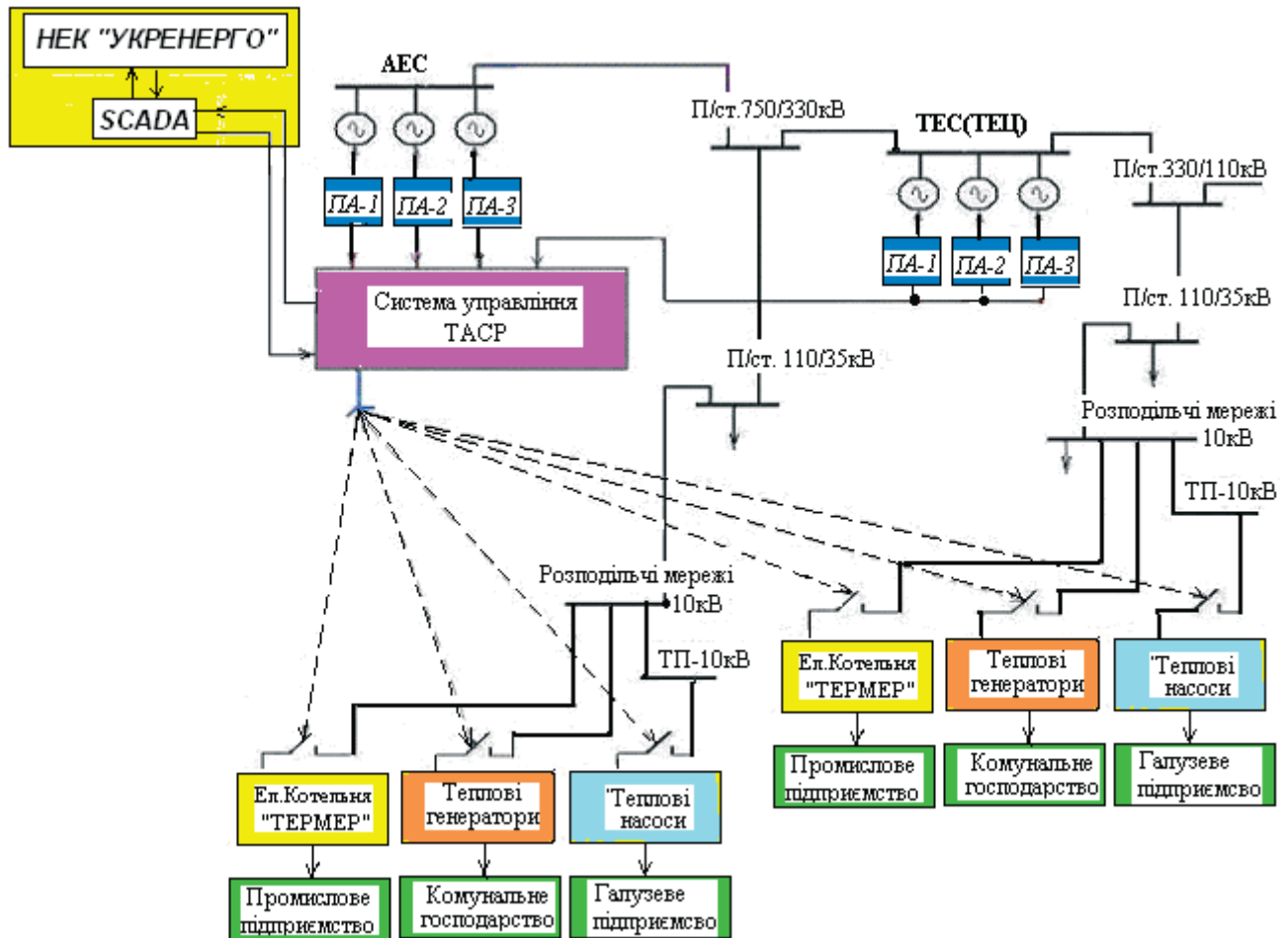


Рис.1. Структура побудови системи управління сучасними теплоаккумуляційними генераторами, від систем протиаварійної автоматики (ПА) енергоблоків станцій

Вінниця, Кам'янець-Подільський, Кіровоград, Черкаси, Олександрія, Ново-Волинськ, Ковель, Рівне, Львів, Тернопіль, Хмельницький, Бар, Ів.-Франківськ, Чернівці, Житомир, а також районні центри: Бровари, Ніжин, Конотоп, Казарін, Миронівна, Білоцерківка, Знаменка, Кварцит, Первомайськ та ін.

Всього на схемі позначено 25 місць підключення систем ТАСР до ОЕС, де встановлення цих систем пропонується здійснити першочергово.

В зоні впливу Південно-Української АЕС та Запорізької АЕС, згідно розрахункової схеми рис.3 встановлення сучасних систем ТАСР пропонується здійснити в містах:

Полтава, Дніпропетровськ, Харків, Мелітополь, Єнакієве, Петропавлівськ;

в районних центрах: Лозовська, Констянтинівськ, Молочанськ, Горлівка та ін.

Всього на схемі позначено 29 місць підключення систем ТАСР до мереж ОЕС.

Якщо за базовий варіант прийняти теплоаккумуляційні котельні, типу ТАСР потужність яких буде порядку 10,0 МВт, тоді на 100 місць підключення їх до енергосистеми припадатиме загальна потужність в 1000 МВт. Але така потужність буде споживатись котельнями лише протягом 6-7 годин на добу, за технологічним циклом роботи ТАСР. Тобто для забезпечення цілодобового споживання потужності, наприклад, в 1000 МВт потрібно буде встановити 3 – 4 тис. МВт таких потужностей. Інша справа коли системи ТАСР будуть задіяні в технологічних системах централізованого теплозабезпечення споживачів. Це надасть можливість як покращити саме теплопостачання, так і краще використати техніко-економічні показники сучасних систем.

Економічну ефективність від застосування нового проекту покажемо на різниці між витратами на його реалізацію та витратами за традиційними, тобто за існуючими проектами по головних аспектах, таких як: питомі інвес-

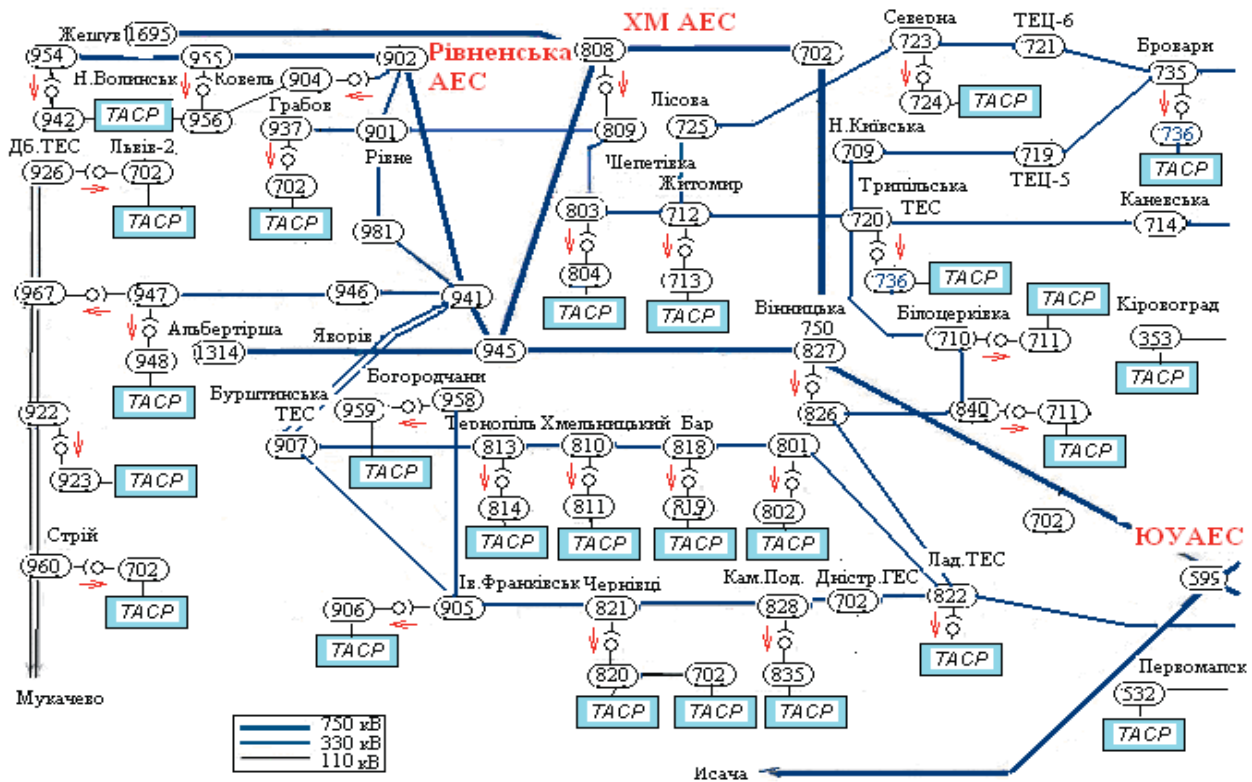


Рис.2. Схема запропонованих місць підключення систем ТАСР до мереж ОЕС, що знаходяться в зоні впливу Рівненської АЕС, Хмельницької АЕС та Південно-Української АЕС

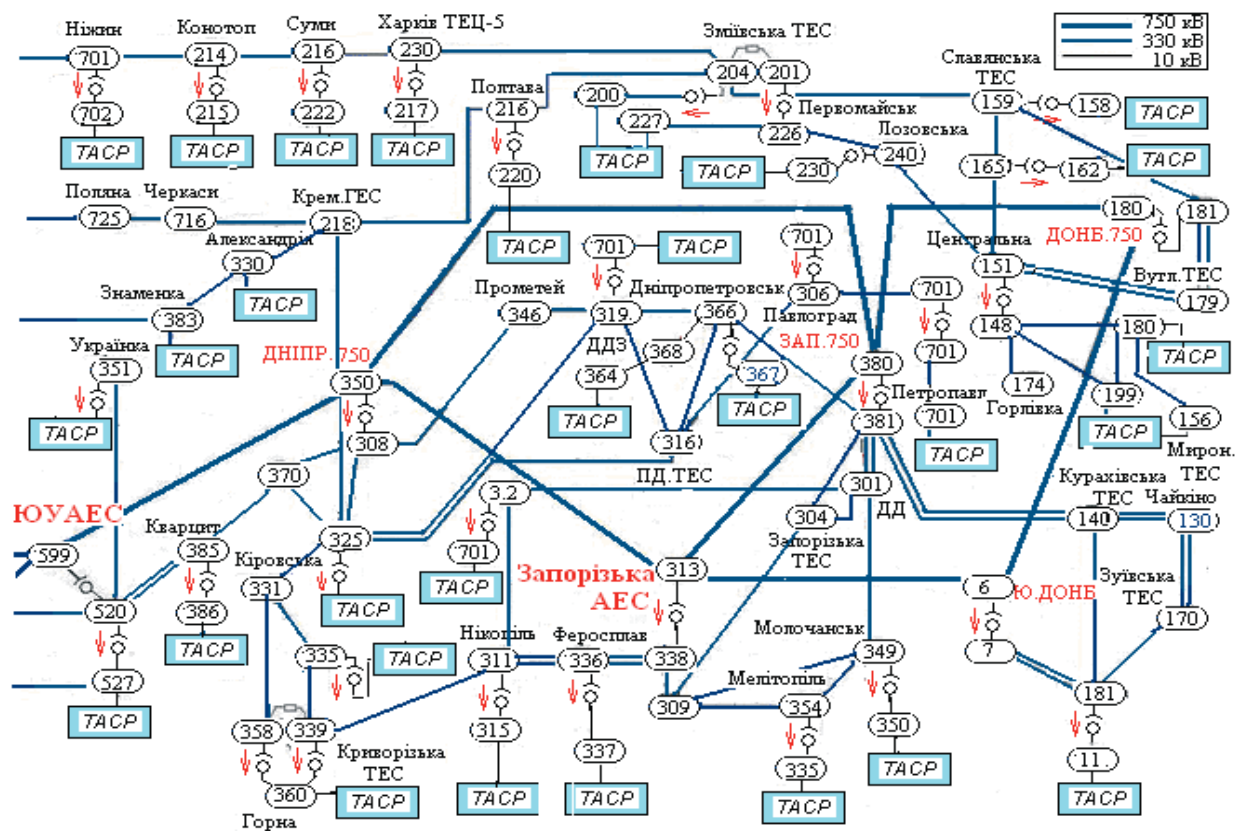


Рис.3. Схема запропонованих місць підключення систем ТАСР до мереж ОЕС, що знаходяться в зоні впливу Південно-Української АЕС та Запорізької АЕС

тиційні витрати, витрати умовного палива та ціна на паливо.

1. Питомі інвестиційні витрати

Згідно Енергетичній стратегії України до 2030 р. обсяг капіталовкладень на проведення реабілітації потужностей ТЕС (ТЕЦ) становитиме, порядку: $C_{\text{кап.}} \approx 42,0$ млрд. грн, з яких на модернізацію систем автоматичного управління (САР) агрегатами ТЕС (ТЕЦ) слід передбачити: $C_{\text{САР}} \approx 4,2$ млрд. грн.

В табл.1 і табл.2 представлено питомі капітальні витрати на елементи систем теплопостачання, згідно яких:

- для гідродинамічних акумуляційних електродкотелень – 150 – 200 USD/кВт;
- для електродних акумуляційних електродкотелень – 80–100 USD/кВт;
- для теплових насосів “повітря-повітря” – 150 – 300 USD/кВт.

Таблиця 1. Питомі витрати на елементи систем централізованого теплопостачання, USD/кВт

№ з/п	Найменування елемента	Питома вартість
1	Електродні акумуляційні електродкотельні	80–100
2	Тиристорний привод електродної котельні	20–50
3	Гідродинамічні теплоакумуляційні електродкотельні	150–200
4	Газові котельні	30–50
5	Вугільні котельні	60–100
6	Теплові мережі	50–70

Таблиця 2. Питомі витрати на системи індивідуального теплопостачання, USD/кВт

№ з/п	Найменування	Питома вартість
1	Акумуляційні електродконвектори опалення	100–150
2	Акумуляційні електроводонагрівачі	200–300
3	Проточні електричні водонагрівачі	50–100
4	Комбіновані газові котли*	100–150
3	Теплові насоси “повітря-повітря”	150–300

* З урахуванням монтажу повітря-газопроводів.

На основі приведених даних капітальні інвестиційні витрати на спорудження теплоакумуляційних електродкотелень централізованого теплопостачання, на базі сучасних систем ТАСР, загальною потужністю в 1000 МВт повинні скласти: $C_{\text{кап}} \approx (1,3 - 1,75)$ млрд. грн.

2. Витрати умовного палива:

– система, типу УГД “Термер”, потужністю в 1,0 МВт здатна забезпечити теплову продуктивність в: $Q = 0,825$ Гкал/год;

– загальний відпуск теплової енергії теплоакумуляційними котельнями в 1000 МВт становитиме: $Q = 1000 \times 0,825 = 825$ Гкал/год;

– витрати на обігрів будинку в 1000 м³, згідно існуючих тарифів, обійдуться в 13 тис. грн (на місяць), або 13×6 міс = 78 тис грн. на рік;

– на опалення будинку в 1000 м³ потрібно буде витратити всього: $Q = > 13,2$ Гкал/год. (табл.3);

Таблиця 3. Співвідношення між розмірами ємності баку, що акумулює теплоту в системі УГД “Термер” та об’ємом приміщення, що опаюється

Об’єм приміщення, м ³	Кількість тепла, ккал/год	Ємність акумуляційного баку, м ³
1000	13200	6
3000	39600	16
5000	66000	27
10000	132000	54
20000	264000	108

– витрати споживачів за користування тепловою енергією зазначених котелень складе:

$C_{\text{(приб)}} = (825 / 13,2) \times 78 = 4,875$ млн грн. на рік.;

При цьому витрати за електроенергію на опалювальний сезон становитимуть:

$C_{\text{ел.}} = 730800 \times 6$ міс = 3,06 млн грн. на рік.;

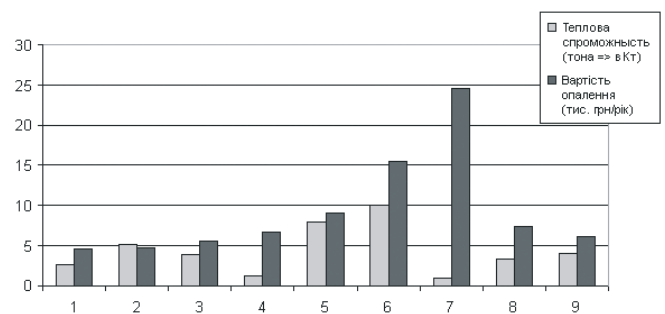


Рис.4. Гістограма теплової спроможності окремих видів палива (тона => кВт) та вартості опалення, від використання того чи іншого виду палива побутовими споживачами (тис. грн/рік),

1 – Пресований торф (1 тона – 2,660 кВт); 2 – Кам’яне вугілля (1 тона – 3,880 кВт); 3 – Брикети (1 тона – 5,180 кВт); 4 – Дрова (1 м³ – 1,200 кВт); 5 – Газ (1 кубометр – 8,0 кВт); 6 – Рідке паливо (1 тона – 10000 кВт); 7 – Електроопалення звичайне, двухтарифне (1кВтг – 1кВт); 8 – Електроопалення тепловим насосом, радіаторне (1 кВтч – 3,3 кВт); 9 – Електроопалення тепловим насосом, підлогове (1 кВтч – 4,0 кВт)

Щорічний прибуток, отриманий від споживачів за користування тепловою енергією від зазначених котелень складе: $S_{(приб)} = 7,935$ млн. грн.

3. Ціна на паливо

По даним постанов НКРЕ про порядок застосування тарифів, починаючи зокрема з постанови №309, від 10.03.1999р, на гістограмі рис.4 приведені дані теплової спроможності окремих видів палива та вартості опалення в залежності від вибору виду палива, для побутових споживачів, де:

3.1. Технологічне виробництво тепла на сучасних теплоаккумуляційних системах (ТАСР) дозволить відповідно зменшити загальний виробіток тепла на ТЕЦ та діючих котельнях, що надасть можливість отримати прибуток, від економії палива на цих станціях та котельнях, тобто:

– питомі витрати палива на відпуск тепла ТЕЦ протягом опалювального сезону коливатимуться в межах: $P_{(витр.)} = 142 - 170$ кг/Гкал.;

– введення нових теплоаккумуляційних систем, загальною потужністю в 1000 МВт в базовий режим роботи енергосистеми забезпечить можливість отримати, порядку:

$Q = 0,825 \times 1000 \times 24 \times 30 \times 6$ (міс.) = 3564000 Гкал на рік.;

– економія умовного палива ТЕЦ в середньому складе: $B = 0,5 - 0,6$ млн. т. у. палива;

– за умовне паливо приймемо природний газ, собівартість якого складає: 2,58 грн/м³;

– економія від зменшення витрат умовного палива на ТЕЦ в грошовому еквіваленті:

$C_{ум. пал.} \approx (0,5 / 1,15) \times 2580 = 1121,7$ млн. грн.

3.2. Введення систем ТАСР в автоматичне управління енергосистемою дозволить відмовитись як від утримання маневрових потужностей, величиною в 1400 МВт, так і від резервних потужностей, для первинного регулювання частоти, порядку 1000 МВт, що зменшить загальні витрати палива станцій ТЕЦ (ТЕС) та надасть можливість отримати додатковий прибуток, тобто:

– зменшити витрати палива на ТЕС (ТЕЦ), в цьому випадку, досягається за рахунок можливості більш повного завантаження діючих агрегатів станцій в поточному режимі їх роботи, що пов'язано із збільшенням коефіцієнту корисної дії цих агрегатів. За попередніми розрахунками зменшення загальної кількості умовного палива теплових станцій, при зменшенні зазначених величин постійно діючого резерву потужностей повинна скласти, близько: $B \approx 1,0$ млн. т. у. п.;

– утримання на ТЕС (ТЕЦ) такого резерву потужностей потребує річних витрат; близько: 2243,5 млн. грн.

В таблиці 4 приведено розрахункові дані головних аспектів економічної ефективності нового проекту, а також дані капітальних інвестиційних витрат, на спорудження сучасних теплоаккумуляційних систем ТАСР.

Таблиця 4. Дані розрахунків головних аспектів економічної ефективності та капітальних інвестиційних витрат, на реалізацію нового проекту, млрд. грн.

	Показники економічної ефективності	Величина отриманого ефекту
1.	Щорічний прибуток, отриманий від споживачів за використання тепловою енергією, наданої їм від сучасних теплоаккумуляційних котелень – ТАСР, загальною потужністю в 1000 МВт (згідно п.2)	0,007935
2.	Щорічний прибуток від зменшення витрат на паливо ТЕЦ та діючих котелень, за рахунок технологічного виробітку тепла на теплоаккумуляційних системах — ТАСР (згідно п.3.1)	1,1217
3.	Щорічний прибуток від застосування систем ТАСР в автоматичному управлінні енергосистемою, що дозволить відмовитись від утримання частини маневрових потужностей, а також від резерву потужностей, для первинного регулювання частоти (згідно п.3.2)	2,2435
4.	Капітальні інвестиційні витрати за новим проектом	(1,3 – 1,75)

ВИСНОВКИ

Розглянута в статті можливість застосування потужних теплових насосів та теплових генераторів в якості сучасних теплоакумуючих споживачів-регуляторів енергосистеми відкриває нові перспективи для широкого їх впровадження в Україні.

Економічна привабливість нового проекту, згідно приведених в табл. — 4 даних, ґрунтується на основі застосування нових нетрадиційних підходів, при вирішенні питань забезпечення стабільності частоти в енергосистемі, згідно яких:

не потрібно буде утримувати на ТЕЦ (ТЕС) постійно діючий резерв потужності, для задач первинного регулювання частоти;

стане можливим відмовитись від проведення витратної повномасштабної модернізації енергоблоків ТЕС (ТЕЦ);

проект дозволить зменшити теплове навантаження станцій ТЕС (ТЕЦ), за рахунок

технологічного використання сучасних теплоакумуючих генераторів та теплових насосів.

Крім того реалізація запропонованого проекту надасть можливість:

створити належні умови, для забезпечення стабільності частоти в ОЕС України, на рівні вимог USTE, що дозволить:

паралельно із виконанням проекту провести підготовку до введення в експлуатацію нових транзитних потужностей на станціях АЕС;

здійснити синхронізоване об'єднання ОЕС України з USTE та збільшити величину транзитних потужностей в 1,5 рази, у порівнянні із існуючим проектом щодо застосування вставок постійного струму (ВПС).

Масштабність та економічна привабливість майбутнього проекту дає всі підстави вважати, що в разі прийняття його до розгляду останній зможе зацікавити і іноземних інвесторів.

1. *Дубовський С.В.* Сучасний стан, техніко-економічні передумови та перспективи розвитку низькотемпературного забезпечення на основі теплових насосів // Відновлювальна енергетика. — 2007. — № 4. — С. 6 — 32.
1. *Ленчевський Є.А., Дубовський С.В.* Обґрунтування можливості забезпечення в ОЕС України процесів регулювання частоти у відповідності до норм, визначених USTE // Проблеми загальної енергетики. — 2007. — № 16. — С. 11–15.
2. *Енергетична стратегія України на період до 2030 року.*
3. *Вулько О.Ю.* Чи потрібні в Україні електропередачі постійного струму? Львів: Енергоінформ — 2005. — № 1. — С. 25–27.
4. *Грищенко А.В., Семенюк В.М., Савченко Е.В.* Энергосистемы Украины и Европы. Когда и как объединяться? // Энергетика та електрифікація. — 2007р. №2. С 3–9.
5. *Ленчевський Є.А.* Нові перспективні напрямки забезпечення в ОЕС України стабільності частоти у відповідності до норм, визначених USTE // Новини енергетики. — 2008. — № 6. — С.
6. *Патент України на винахід № 81868.* — С.А.Мартиненко. Маневрена енергетична система, від 08.09.2006.
7. *Кулик М.М., Білодід В.Д.* Проблеми і перспективи розвитку в Україні теплонасосних технологій // Проблеми загальної енергетики — 2006. — №14. — С. 7–12.
8. *Ленчевський Є.А.* Нові методи управління, на основі систем контролю фазових кутів δ_{1-N} напруг, у головних вузлах енергосистеми // Проблеми загальної енергетики. — 2008. — № 17. — С. 7–10.