

УДК. 621. 311. 661. 51

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

ОБҐРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ В ОЕС УКРАЇНИ ПРОЦЕСІВ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ВІДПОВІДНО ДО НОРМ, ВИЗНАЧЕНИХ УСТЕ

Розглянуто проблемні питання щодо створення методики розрахунку процесів можливого відхилення частоти з урахуванням потенційних можливостей енергосистеми.

Технічні умови для паралельної роботи Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України з енергетичним об'єднанням країн Європи мають забезпечуватися шляхом виконання вимог і стандартів УСТЕ [1]. Вирішення цього завдання залежить від реалізації систем регулювання частоти на відповідному сучасному рівні. Але для цього в ОЕС України мають змінитися підходи до систем регулювання частоти. Відомо, що на сьогодні в разі паралельної роботи ОЕС України з Єдиною енергосистемою (ЄЕС) Росії задачу регулювання частоти вирішує Центральне диспетчерське управління ЄЕС Росії. При цьому НЕК "Укренерго" здійснює лише регулювання узгодженого графіка обміну потужностей по зв'язках ОЕС України і ЄЕС Росії з корекцією за частотою. Тому цілком імовірно, що більшість обмінного потоку потужності від ОЕС України іде на сплату ЄЕС Росії за утримання нею резервних потужностей з первинного регулювання.

На сьогодні в ЄЕС Росії вже розроблено нові положення з первинного і вторинного регулювання частоти і активної потужності [2]. Згідно з цими положеннями для забезпечення стабільності частоти і надійності режиму роботи ЄЕС в енергосистемах і електростанціях має постійно забезпечуватися первинне регулювання частоти – загальне і нормоване. Крім того для здійснення нормованого регулювання модернізовано 12 енергоблоків по 800 МВт загальною потужністю 9600 МВт, де зосереджено: 600 МВт первинного резерву для нормального режиму, що становить 6,25%; і до 1800 МВт вторинного, або аварійного первинного резерву, що становить 18,75%. Також на 37 енергоблоках по 200-215 МВт загальною потужністю 7500 МВт розміщено: 450 МВт первинного резерву для нормального режиму, що становить 6,0%; 1500 МВт вторинного або аварійного первинного резерву, що становить 20%.

Усе це може призвести до зростання коефіцієнта заборгованості ОЕС України стосовно більш високого рівня проведення процесів регулювання частоти з боку ЄЕС Росії. Щоб запобігти цьо-

му необхідно в ОЕС України створити умови для самостійного забезпечення процесів регулювання частоти на рівні вимог УСТЕ. Можливість вирішення цього питання і пропонується розглянути в даній роботі.

Сучасні можливості системи автоматичного управління енергоблоками в регулюючому режимі роботи енергосистем визначаються можливостями регуляторів КТМ і ВТРМ у автоматичному режимі їх роботи. Означені регулятори забезпечують:

- зміну та регулювання потужності енергоблоку в межах, заданих диспетчерським графіком навантаження;
- відпрацювання завдання загальної станційної частини АРЧМ;
- відпрацювання сигналу по частоті в аварійному режимі при відхиленнях частоти за визначені межі 49,6–50,2 Гц із розрахунку зміни навантаження енергоблоку 12 МВт на 0,1 Гц.

При спрацюванні аварійного сигналу по частоті (система АСАРБ) інтегруючі датчики КТМ за 20 сек. переводять у положення 70% навантаження. В нормальному режимі блок повинен мати можливість розвантаження до 30% навантаження.

Саме такі блоки встановлено на Трипільській ТЕС, де головними регуляторами системи КТМ-ВРТМ блоку 300 МВт на базі мікропроцесорних блоків виконано системи регулювання типу "Реміконт Р-112" – для газомазутних блоків та на апаратурі "Каскад" – для пиловугільних блоків. Попри позитивні сторони, цього, на жаль, недостатньо для вирішення всіх питань забезпечення процесів регулювання частоти в ОЕС України, тим більше на рівні вимог УСТЕ. З огляду на це, для початку дамо оцінку потенційним можливостям ОЕС України щодо застосування існуючих методів регулювання частоти. Так, згідно з методологічними основами [3] відхилення частоти в енергосистемі визначається рівнянням:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{K_{\Sigma}} = -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{\Gamma\Sigma} + K_H}, \quad (1)$$

де ΔP_{Σ} – зміна загального навантаження (небаланс потужностей); P_H – потужність, що споживається навантаженням; $\rho = P_{\Sigma\text{НОМ}}/P_H$ – коефіцієнт резерву; $P_{\Sigma\text{НОМ}}$ – номінальна потужність енергосистеми; $|K_H| = |\Delta P_H/P_H| \cdot |\Delta f/f|$ – коефіцієнт крутизни навантаження енергосистеми; $K_{Г\Sigma} = \sum K_{Г,НОМ,i} / P_{\Sigma\text{НОМ}}$ – коефіцієнт крутизни генерації енергосистеми; при цьому: $\sum P_{Г,НОМ,i} = P_{\Sigma\text{НОМ}}$.

Якщо прийняти, що зміна навантаження в ОЕС України коливатиметься в межах: $P_H = 19\ 000 - 28\ 000$ МВт, а завантаження станцій становитиме: ТЕС: $9\ 000 - 14\ 000$ МВт; АЕС: $8\ 000 - 10\ 000$ МВт; ГЕС: $2\ 000 - 3\ 600$ МВт, то відповідно до модернізованих ГРЕС ЄЕС Росії частка резервної потужності станцій ОЕС визначатиметься такими величинами:

– 20% від діючої потужності ТЕС: $9000 \cdot 1,05 \cdot 20/100 = (1890 - 2940)$ МВт;

– 6% від діючої потужності ТЕС: $(567 - 882)$ МВт.

Відомо, що встановлена потужність ГЕС дорівнює $4\ 800$ МВт, з яких величина резервних потужностей може становити: $(800 - 1600)$ МВт. У такому випадку загальна потужність резерву ОЕС України становитиме:

$$2457 + 800 = 3250 \text{ МВт};$$

$$3822 + 1600 = 5422 \text{ МВт}.$$

Для проведення розрахунків візьмемо значення коефіцієнтів: $\rho = 1,05$; $K_H = 1,0\%$.

Коефіцієнт крутизни – $K_{Г\Sigma}$ характеризує процентне співвідношення наявного резерву потужності до загальної її величини, що генерує ОЕС на момент збудження режиму. Тобто, якщо забезпечити наявний резерв у 20%, тоді:

$$28000 \cdot 1,05 \cdot 20/100 = 5880 \text{ МВт (макс)};$$

$$19000 \Rightarrow 3990 \text{ МВт (мін)}.$$

Сучасний стан забезпечення резервних потужностей ОЕС, як відомо, базується на використанні можливостей ГЕС (ГАЕС), що становить: $K_{Г\Sigma} \approx (4,2 - 5,7)\%$, тобто в разі раптового виникнення в енергосистемі небалансу потужності у 1000 МВт величина відхилення частоти становитиме (1):

$$\frac{\Delta f}{f_0} = - \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} = - \frac{1000}{28000} \frac{100}{(1,05)5,0 + 1,0} = -0,571\%,$$

$$\text{(або } \Delta f = - 0,2857 \text{ Гц)};$$

$$\frac{\Delta f}{f_0} = - \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} = - \frac{1000}{19000} \frac{100}{(1,05)5,0 + 1,0} = -0,842\%,$$

$$\text{(або } \Delta f = - 0,421 \text{ Гц)}.$$

При цьому значення коефіцієнта регулюючої енергії – λ дорівнює:

$$\lambda = \frac{\Delta P}{\Delta f} = (2300 - 3500) \text{ МВт} / \text{Гц}. \quad (2)$$

Оскільки використання резервних потужностей ГЕС (ГАЕС) пов'язано з відповідною затримкою в часі, що в свою чергу призводить до збільшення коливань частоти (тобто значення коефіцієнта відповідно змінюватимуться: $K_{Г\Sigma} \approx (1,0 - 5,0)\%$), то максимальне відхилення частоти становитиме: $\Delta f = - (0,85 \div 1,25)$ Гц.

На рис. 1 зображено область можливого відхилення частоти ОЕС у разі раптової втрати її потужності у 1000 МВт (з огляду на розглянуті умови роботи), а також допустимо можливу межу відхилення частоти – $\Delta f_{\text{Макс.доп}}$ відповідно до правил УСТЕ.

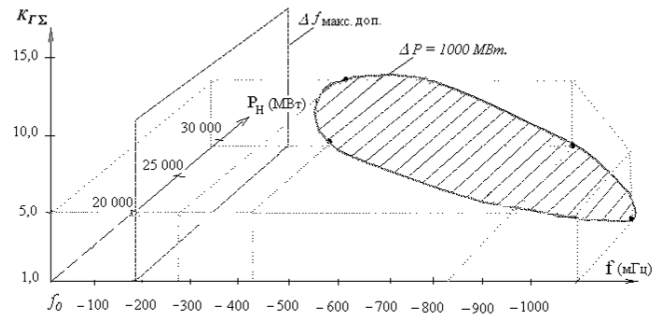


Рис. 1. Область можливого відхилення частоти в ОЕС у разі раптової втрати потужності у $\Delta P = 1000$ МВт, за змін коефіцієнта крутизни: $K_{Г\Sigma} = (5,0 - 1,0)\%$.

Відповідно до проведених розрахунків, щоб досягнути вимог з відхилення частоти, встановлених ЄЕС і УСТЕ, енергосистемі ОЕС України потрібно забезпечити резерв потужності, що характеризується коефіцієнтом крутизни $K_{Г\Sigma} \approx 20$, тобто: $\Delta f = - (0,08 \div 0,118)$ Гц. При цьому значення коефіцієнта регулюючої енергії – λ становитиме:

$$\lambda = \frac{\Delta P}{\Delta f} = (2300 - 3500) \text{ МВт} / \text{Гц}.$$

що нижче за норму, встановлену УСТЕ: $\lambda = 18\ 000$ МВт/Гц.

Такі самі значення коефіцієнта регулюючої енергії (λ) буде отримано і при значно більших величинах $\Delta P = 3000$ МВт щодо збудження режиму:

$$\Delta f = - (0,24 \div 0,354) \text{ Гц}.$$

На рис. 2 зображено область можливого відхилення частоти в ОЕС у разі раптової втрати потужності у 3000 МВт, за змін коефіцієнта крутизни: $K_{Г\Sigma} = (20 - 15)\%$. Важливим у цьому випадку є те, що для забезпечення величини коефі-

цієнта крутизни: $K_{ГΣ} = 20\%$ відповідне до цього значення величини резерву потужності в ОЕС становитиме близько 40% від загальної потужності станцій ТЕС (ТЕЦ), а для забезпечення зазначеної величини регулюючої енергії: $\lambda = 18\ 000\ \text{МВт/Гц}$ потрібно додатково збільшити цей коефіцієнт до значень: $K_{ГΣ} \approx (30-40)\%$, від загальної потужності ОЕС, що стає вже гіпотетичною величиною.

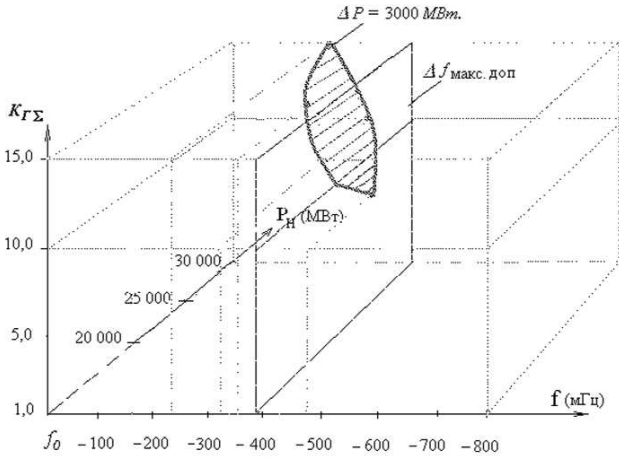


Рис. 2. Область можливого відхилення частоти в ОЕС у разі раптової втрати потужності у $\Delta P = 3000\ \text{МВт}$, за змін коефіцієнта крутизни: $K_{ГΣ} = (20-15)\%$.

Сумісна робота ОЕС України та ЄЕС Росії характеризується більшими значеннями загальної спожитої потужності $P_H \approx 150\ 000-200\ 000\ \text{МВт}$, що забезпечуватиме кращі показники процесів відхилення частоти. Згідно з [4] за сучасного стану об'єднання величина $K_{ГΣ}$ дорівнюватиме близько $5,0\%$, при цьому: $\Delta f = - (0,04 \div 0,05)\ \text{Гц}$.

Значення коефіцієнта регулюючої енергії (λ) становитиме:

$$\lambda = \frac{\Delta P}{\Delta f} = (20000 - 25000)\text{МВт} / \text{Гц}.$$

Таким чином, за величиною регулюючої енергії енергооб'єднання ОЕС України і ЄЕС Росії цілком задовольняють існуючим вимогам. Втім, це ще не забезпечує можливість досягнення відповідного рівня нормованих параметрів УСТЕ щодо процесів регулювання з відхилення частоти: $\Delta f = \pm 0,01\ \text{Гц}$. Причиною тому є застарілі методи управління, тобто відсутність своєчасної та злагодженої дії систем первинного і вторинного регулювання. В УСТЕ це досягається завдяки сучасним системам управління теплових станцій, доволі складним і дорогим.

Відсутність альтернативи змусила ЄЕС Росії провести модернізацію систем автоматичного управління своїх ГРЕС. Але тоді як у Росії було модернізовано $(2,15-2,87)\% P_H$ від загальної (дію-

чої) потужності, для ОЕС України, згідно з проведеними розрахунками, модернізація потребуватиме забезпечення резерву потужності, порядку $(20-30)\% P_H$ від загальної (діючої) в ОЕС потужності, що є досить суттєвою величиною для енергосистеми.

Втім, існує вихід з даної ситуації. Дійсно, якщо повернутись до розгляду рівняння (1), то початковий процес збудження режиму, коли дотримується умова: $\Delta f \approx 0$, слід записати таким чином:

$$0 = -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{K_{\Sigma}} f_0 = -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{ГΣ} + K_H} f, \quad (3)$$

де єдиною перемінною є величина, що визначає параметри небалансу потужності (ΔP_{Σ}), яка в свою чергу має дві складові: $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{ГΣ} - \Delta P_H$, що характеризуються: $\Delta P_{ГΣ}$ – зміною загальної потужності генераторів системи; ΔP_H – зміною потужності, що споживається.

Таким чином, ще до початку процесу відхилення частоти існує реальна можливість методом впливу на ці складові ($\Delta P_{ГΣ}$ і ΔP_H) утворити відповідний "компенсаційний" процес з усунення виниклого небалансу потужності в енергосистемі, чим запобігти появі процесу відхилення частоти.

Проведені розрахунки показали, що час від початку збудження режиму і до появи процесу відхилення частоти становитиме близько $4-5\ \text{сек}$. Для сучасних інформаційних систем, цього цілком достатньо, щоб забезпечити передачу відповідних даних до системи централізованого (загальносистемного) управління.

Інша річ, коли процес відхилення частоти в енергосистемі вже розпочався, тобто $\Delta f > 0$. В цьому випадку небаланс потужності (ΔP_{Σ}) уже не визначається місцем збудження, а стане порушником режиму всієї енергосистеми, що зі втратою часу, згідно з рівнянням (1), потребуватиме суттєво більших енергетичних витрат і часу на його усунення.

Припустимо, що в ОЕС України вже встановлена і діє система централізованого управління з усунення можливості виникнення небалансу потужності в енергосистемі, величина якого становить $\Delta P \leq 1500\ \text{МВт}$. Тоді згідно з рівнянням (1):

$$\begin{aligned} \frac{\Delta f}{f_0} &= -\frac{\Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{\text{ком.}}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{ГΣ} + K_H} = \\ &= -\frac{3000 - 1500}{28000} \frac{100}{(1,05)15,0 + 1,0} = -0,32\%. \\ &\text{(або } \Delta f = -0,16\ \text{Гц);} \end{aligned}$$

$$\frac{\Delta f}{f_0} = - \frac{\Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{\text{комп.}}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} =$$

$$= - \frac{3000 - 1500}{19000} \frac{100}{(1,05)15,0 + 1,0} = -0,471\%.$$

$$\text{(або } \Delta f = -0,235 \text{ Гц);}$$

Якщо розглянути гірший варіант, коли участь резервних потужностей ГЕС (ГРЕС) також матиме затримку в часі, тоді:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = - \frac{\Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{\text{комп.}}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} =$$

$$= \frac{3000 - 1500}{28000} \frac{100}{(1,05)10,0 + 1,0} = 0,465\%.$$

$$\text{(або } \Delta f = 0,232 \text{ Гц);}$$

$$\frac{\Delta f}{f_0} = - \frac{\Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{\text{комп.}}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} =$$

$$= \frac{3000 - 1500}{19000} \frac{100}{(1,05)10,0 + 1,0} = 0,686\%.$$

$$\text{(або } \Delta f = 0,343 \text{ Гц).}$$

Наведені розрахунки цілком задовольняють вимогам УСТЕ щодо граничних значень квазістаціонарного відхилення частоти, як це і зображено на рис. 3.

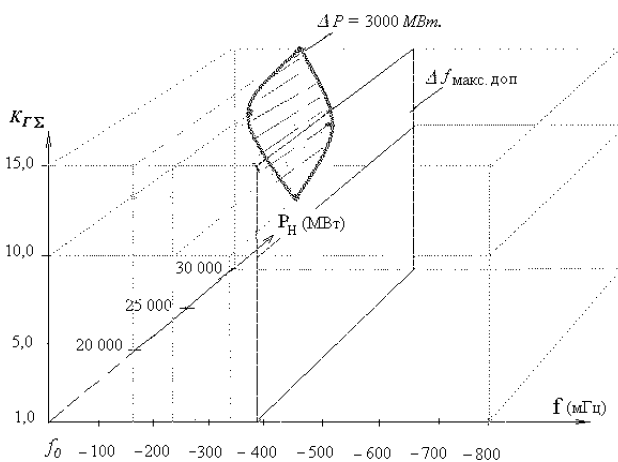


Рис. 3. Область можливого відхилення частоти в ОЕС у разі раптової втрати потужності у $\Delta P = 3000$ МВт, при застосуванні запропонованого способу та змінах коефіцієнта крутизни: $K_{Г\Sigma} = (15-10)\%$.

Не менш важливим є те, що значення коефіцієнта регулюючої енергії (λ) становитиме:

$$\lambda = \frac{\Delta P}{\Delta f} = (18750 - 12765) \text{ МВт} / \text{Гц},$$

що є цілком прийнятним, з урахуванням подальшого розвитку і збільшення потужностей ОЕС.

Крім того, необхідна величина резервних потужностей ТЕС (ТЕЦ) визначатиметься із значення $K_{Г\Sigma} = 10\%$, від загальної потужності ОЕС, тобто

(2800–1900) МВт, що становитиме близько 20% від діючої потужності ТЕС (ТЕЦ), тобто навіть краще ніж в ЄЕС Росії (де зараз введено 26%).

Розвиток вітчизняних технологій у галузі накопичення (перетворення) енергії, на прикладі новітніх потужних гідродинамічних накопичувачів типу УГД "Термер", при експлуатації яких тимчасові відключення від електромережі не впливають на загальний процес їх роботи, показав доцільність застосування саме таких пристроїв у комплексі системи централізованого управління з усунення (компенсації) процесів щодо виникнення небалансів потужності в енергосистемі. Потужність систем УГД "Термер" має ряд від 0,55 кВт до 1000 кВт в одній одиниці. Отже, якщо в середньому на кожен станцію АЕС передбачити, наприклад, навантаження 200–250 МВт, що буде залежно від появи небалансу потужності в енергосистемі мати можливість централізовано вмикатись або вимикатись, то введення в дію котелень, підключених споживачами теплової енергії, де буде встановлено по 5–10 та більше блоків УГД, щоб перекрити загальну потужність у 1500 МВт, дозволить вирішити поставлену задачу.

Можливість здійснення вчасної та адекватної дії з усунення небалансу потужності, завдяки застосуванню централізованого управління спеціально призначеним для цього навантаженням АЕС, є відносно недорогим і надзвичайно ефективним засобом порівняно з існуючими способами постійного утримання на станціях ТЕС (ТЕЦ) відповідної величини резервної потужності. Крім того, низька швидкість і незлагоджена дія існуючих систем первинного регулювання є причиною достатньо тривалих коливань частоти в енергосистемі, при встановленні нового балансу потужності, який потім ще вводять у нормовані параметри.

Авторами статті розроблено методологічні основи побудови запропонованої системи централізованого управління з усунення процесів виникнення небалансу потужності в енергосистемі, що є першим кроком для проведення розробки технічного проекту і подальшої реалізації.

Висновки:

– обґрунтовано можливість реалізації в ОЕС України процесів регулювання частоти на рівні вимог УСТЕ, причому незалежно від сумісної роботи з ЄЕС Росії;

– за попередніми розрахунками розробка та здійснення проекту централізованого управління

процесами регулювання частоти окупиться вже за перші півтора-два роки, дозволить вигідно продавати електроенергію за кордон та підвищить енергетичний імідж України;

– на основі централізованої системи управління запропоновано здійснювати знешкодження виниклого небалансу потужності в енергосистемі за допомогою включення чи відключення спеціально призначеної для цього частини навантаження станцій АЕС, що дозволить станціям АЕС самостійно вирішувати питання первинного регулювання частоти і не витратити кошти на утри-

мання відповідного резерву потужності на ТЕС (ТЕЦ), а також на постійну модернізацію;

– застосування спеціально призначеного навантаження станцій АЕС для задач "компенсації" небалансу потужності в енергосистемі суттєво змінює існуючі принципи первинного регулювання і покращує процес регулювання;

– застосування вітчизняних гідродинамічних накопичувачів типу УГД "Термер" дозволить суттєво зменшити витрати споживачів на їх теплозабезпечення порівняно з існуючими теплоцентралями.

1. Правила первинного и вторичного регулирования частоты и мощности в УСТЕ. – 1998. – 37 с.

2. Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России (методические указания).

3. Веников В.А., Говорушин В.И., Маркович И.М. и др. Электрические системы. – М.: Высшая школа. – 1973. – 316 с.

4. Сидоров А.Ф. Об определении коэффициента жесткости энергосистемы по частоте // Новини енергетики, 2004. – №3. – С. 40-45.