

ВИЗНАЧЕННЯ ВЕЛИЧИНИ РЕЗЕРВУ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТЕС ТА ГЕС ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПЕРЕТОКІВ В ОЕС УКРАЇНИ

О.С. Яндульський*, докт.техн.наук, А.Б. Нестерко**, канд.техн.наук, Г.О. Труніна***, канд.техн.наук
Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. І. Сікорського»,
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна,
e-mail: a_trunina@ukr.net

Розглянуто проблему забезпечення належної якості первинного та вторинного регулювання частоти та потужності в умовах росту частки відновлюваних джерел енергії в енергобалансі ОЕС України. Розроблено підхід та критерії визначення оптимальної з технологічної точки зору величини та розміщення резервів активної потужності в ОЕС України на реконструйованих та нереконструйованих блоках агрегатах ТЕС та ГЕС. За результатами імітаційного моделювання режимів ОЕС України у разі виникнення раптових, ймовірних за критерієм N-1 небалансів активної потужності визначено перелік та обґрунтовано необхідність залучення додаткових блоків агрегатів електростанцій до первинного та вторинного регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Бібл. 10, табл. 1.

Ключові слова: регулювання частоти, резерви активної потужності, первинне і вторинне регулювання частоти, відновлювані джерела енергії, об'єднана енергосистема.

Вступ. Планом розвитку системи передачі ДП НЕК «Укренерго» на 2020–2029 роки [1] передбачається доведення встановленої потужності сонячних (СЕС) та вітрових (ВЕС) електростанцій до 5,9 та 2,8 ГВт відповідно. При цьому зазначається [2] недостатня пропускна спроможність контрольованих перетинів, недостатність маневрених можливостей енергосистеми для компенсації коливань перетоків потужності, обумовлених приєднанням СЕС та ВЕС до ОЕС України, переобтяженість базовими потужностями. Це призводить до того, що як маневрові використовуються також енергоблоки, які не призначені для участі у первинному регулюванні частоти (ПРЧ) та автоматичному вторинному регулюванні частоти та перетоків потужності (АВРЧП). Тому вже найближчим часом необхідне виконання реконструкції ТЕС та ГЕС, а також введення нових високоманеврених потужностей [2, 3]. При цьому збільшення регулюючих можливостей ОЕС України може бути забезпечене постачальниками послуг із балансування, що визначаються на ринку допоміжних послуг [4].

Разом з тим необхідно технологічно забезпечити ефективне балансування потужності (ПРЧ та АВРЧП) шляхом вирішення проблеми визначення оптимальної величини та розміщення резервів активної потужності (ВРРП) на реконструйованих/нереконструйованих блоках агрегатах ТЕС та ГЕС з урахуванням обмежень мережі та можливості повністю задіяти наявні резерви у разі виникнення аварійних подій [5, 6].

Постановка задачі. Відповідно до [5, 6] резерв ПРЧ має рівномірно розподілятися між електростанціями та їхніми енергоблоками так, щоб використання резерву не спричиняло перевантаження транзитних ліній електропередачі та зовнішніх зв'язків. Резерви АВРЧП мають бути достатніми для виконання задач обмеження перетоків потужності, а їхнє розміщення забезпечувати зменшення нерегулярних коливань небалансу потужності та компенсації найбільшої ймовірної раптової втрати генерування або споживання за критерієм N-1. Умовам надійності, технічним характеристикам та величиною витрат на експлуатацію резерву АВРЧП найбільше задовольняють ГЕС і ГАЕС.

Встановлено [5, 6], що необхідний розрахунковий резерв первинної потужності має розподілятися між енергосистемами пропорційно їхньому річному виробництву електроенергії таким чином, щоб пропускна спроможність електричної мережі не обмежувала їхню повну реалізацію. Окрім [5], для ОЕС України не існує формальної методики розрахунку величини і розміщення резервів активної потужності для цілей ПРЧ та АВРЧП.

Регламент [7], прийнятий в Єдиній електроенергетичній системі Російської федерації, визначає критерії для вирішення завдання вибору складу задіяного генеруючого обладнання для цілей третинного регулювання з урахуванням цінових заявок та вартості включення в роботу обладнання по-

стачальників (електричних станцій). У процесі оптимізації [7] враховуються балансові обмеження, обмеження за реактивною потужністю, а також обмеження за пропускною здатністю контрольованих перетинів (КП). Для вирішення задачі визначення ВРРП для ПРЧ та АВРЧП в ОЕС України пропонується новий підхід, який, на відміну від існуючих, мінімізує електричну віддаленість між блоками\агрегатами з резервами ПРЧ та АВРЧП та усіма можливими за критерієм N-1 місцями виникнення аварійного небалансу потужності. При цьому новий підхід включає регламент [7], забезпечуючи контроль пропускної спроможності електричної мережі, необхідної величини резервів ПРЧ та АВРЧП, та їхній взаємний розподіл між блоками\агрегатами, залученими до регулювання. З урахуванням [5, 6, 7] новий підхід дасть змогу додатково підвищити ефективність використання резервів активної потужності в умовах роботи ринку допоміжних послуг [4]. З цією метою пропонується підхід до визначення ВРРП для ПРЧ та АВРЧП, що базується на керівних вказівках [5, 6, 7] та складається з чотирьох етапів ВРРП для ПРЧ (1, 2 етап) та АВРЧП (3, 4 етап).

На першому етапі розрахунку оптимальної величини та місць розміщення резервів ПРЧ із використанням критерію та обмежень (1) визначається максимальний резерв регулювання з врахуванням резерву КП на завантаження ($P_{\text{п.опт.ет1}}$) та вимог залучення до ПРЧ не менше ніж 2 блоків\агрегатів на електростанції.

Величина завантаження КП за критерієм N-1 визначається блоком максимальної потужності за контрольованим перетином. У процесі оптимізації реконструйованим блокам\агрегатам надається підвищений пріоритет. Відповідно до Кодексу системи передачі величина резервів ПРЧ має становити 2–5% від потужності ОЕС України [8]. За умови виділення 10% активної потужності реконструйованого блока\агрегату під резерв ПРЧ до регулювання необхідно залучати 20–50% (кожен другий–п'ятий) блоків в енергосистемі. Тому для реконструйованих блоків\агрегатів прийнято $k_{\text{рекон}}=4$, а для нереконструйованих – $k_{\text{рекон}}=1$. У процесі розрахунків величина завантаження блоків\агрегатів передавальної сторони дорівнює величині розвантаження блоків\агрегатів приймальної сторони відносно контрольованого перетину

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} P_{n,i} \mu_i k_{\text{рекон}} \rightarrow \max ; \sum_{j \in M_{\text{см},i}} \mu_j \neq 1, \quad i=1..N_{\text{см}} \quad (1)$$

$$\min \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} \left((1 - f_d(d_{ij})) P_{n,i} \eta_{i,j} \mu_i \right), \max_{i=1..N_{\text{бл}}} (P_{\text{ном},i} \tilde{\eta}_{i,j}) \right) = P_{\text{п.опт.ет1}}, \quad P_{\text{п.опт.ет1}} \leq \Delta P_{\text{max пер},j}, \quad j=1..N_{\text{пер}}$$

$$P_{n,i} = \frac{100 P_{\text{ном},i}}{S_i f_{\text{ном}}} (\Delta f \pm f_{\text{неч},i}), \quad \mu_i \leq \lambda_i; \quad \lambda_i = v_{\text{АЕС,ТЕС,ГЕС}} \forall \lambda_i \in M_{\text{АЕС,ТЕС,ГЕС}}; \quad \mu_i \in \{0;1\},$$

де η_{ij} – належність відповідній зоні регулювання $[0, 1]$; $\tilde{\eta}_{ij}$ – протилежні значення η_{ij} ; $v_{\text{АЕС,ТЕС,ГЕС}}$ – дозвіл на залучення до регулювання за типом станції $[0, 1]$; λ_i – ознака знаходження станції в роботі $[0, 1]$; $M_{\text{ТЕС}}, M_{\text{ТЕС}}, M_{\text{АЕС}}$ – множина блоків\агрегатів електростанцій; $N_{\text{см}}, N_{\text{пер}}$ – кількість станцій та перетинів відповідно; d_{ij} – електрична віддаленість між блоками\агрегатами i та j , в.о.; f_d – функція втрат потужності до місця виникнення небалансу; $P_{\text{ном},i}$ – номінальна потужність блока\агрегату, МВт; $\Delta P_{\text{max пер},j}$ – максимально допустиме збільшення величини перетікання активної потужності по КП, МВт; $P_{n,i}$ – розрахункова величина первинної потужності блока, МВт; S_i – статизм, %; $f_{\text{ном}}, \Delta f, f_{\text{неч},i}$ – номінальна частота системи, її відхилення та зона нечутливості до відхилення частоти блока\агрегату i , Гц.

На другому етапі визначення ВРРП ПРЧ (μ_j) з використанням критерію та обмежень (2) визначається сумарна первинна потужність як менше значення між нормативним резервом ПРЧ, визначеним за [5], та резервом ПРЧ, виявленим на першому етапі. З метою унеможливлення концентрації резервів в одному районі регулювання у критерій (2) введена штрафна функція від географічної відстані між блоками\агрегатами, на яких виділяються резерви активної потужності. Для зменшення кількості нереконструйованих блоків\агрегатів у результуючій множині μ_j на другому етапі реконструйованим блокам\агрегатам надається пріоритет із коефіцієнтом $k_{\text{рекон}}=1/4$. Для нереконструйованих

блоків\агрегатів $k_{рекон} = 1$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} \ln \left(\sum_{j=1, g_{ij} < 150}^{N_{\text{бл}}} P_{ном. j} \right) n_{\text{бл.ст.}i} \mu_i k_{рекон} \rightarrow \min,$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} (P_{н.и} \mu_i) \geq \min(P_{п.б.аж}; P_{п.опт.ет1}), \sum_{j \in M_{см. i}} \mu_j \neq 1, \quad i = 1..N_{см} \quad (2)$$

$$\min \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} \left((1 - f_d(d_{ij})) P_{н.и} \eta_{i,j} \mu_i \right), \max_{i=1..N_{\text{бл}}} (P_{ном. i} \tilde{\eta}_{i,j}) \right) \leq \Delta P_{\text{max nep. j}}, \quad j = 1..N_{\text{nep}}$$

$$\mu_i \leq \lambda_i; \lambda_i = v_{AEC} \forall \lambda_i \in M_{AEC}; \lambda_i = v_{TEC} \forall \lambda_i \in M_{TEC}; \lambda_i = v_{GEC} \forall \lambda_i \in M_{GEC}; \mu_i \in \{0; 1\},$$

де $n_{\text{бл.ст.}i}$ – кількість блоків станції, що задіяні у ПРЧ; g_{ij} – географічна віддаленість між блоками\агрегатами i та j , км.

Після визначення ВРРП ПРЧ виконується розрахунок величини та розміщення резервів АВРЧП. На третьому етапі визначається максимальний резерв вторинної потужності ОЕС ($\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} P_{\text{в.}i}$) з врахуванням допустимого збільшення перетікання активної потужності через КП (3). Резерв вторинного регулювання ($P_{\text{в. max.}i}$) для агрегатів ГЕС прийнято на рівні 100%, а для блоків ТЕС – 10% від номінальної потужності [9]

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} P_{\text{в.}i} \rightarrow \max; \min \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} \left((1 - f_d(d_{ij})) P_{\text{в.}i} \eta_{i,j} \right), \max_{i=1..N_{\text{бл}}} (P_{ном. i} \tilde{\eta}_{i,j}) \right) \leq \Delta P_{\text{max nep. j}}, \quad j = 1..N_{\text{nep}} \quad (3)$$

$$0 \leq P_{\text{в.}i} \leq \tilde{\mu}_{п.опт. i} \lambda_i P_{\text{в. max.}i}; \lambda_i = v_{AEC} \forall \lambda_i \in M_{AEC}; \lambda_i = v_{TEC} \forall \lambda_i \in M_{TEC}; \lambda_i = v_{GEC} \forall \lambda_i \in M_{GEC},$$

де $P_{\text{в.}i}$ – рекомендований резерв вторинної потужності для блока\агрегату, МВт.

Відповідно до [5], зважаючи на вимогу відновлення резервів ПРЧ за рахунок резервів АВРЧП, величина та розміщення резервів АВРЧП повинна узгоджуватися з резервами ПРЧ. Тому в процесі оптимізації з використанням обмеження $0 \leq P_{\text{в.}i} \leq \tilde{\mu}_{п.опт. i} \lambda_i P_{\text{в. max.}i}$ прийнято, що резерви АВРЧП розміщуються на блоках\агрегатах, де не виділені резерви ПРЧ.

На четвертому етапі розрахунку резервів АВРЧП на основі критерію та обмежень (4) визначається сумарний резерв вторинного регулювання (як менше значення між нормативним резервом [5] та максимальним резервом АВРЧП ОЕС України), виявленого на третьому етапі.

З метою ефективного контролю сальдо міждержавних перетоків у розподілі резерву АВРЧП ($P_{\text{в.}i}$) у (4) враховується електрична віддаленість до міждержавного перетину та його завантаженість. З метою зменшення кількості нереконструйованих блоків\агрегатів у $P_{\text{в.}i}$ на четвертому етапі реконструйованим блокам\агрегатам надаємо пріоритет $k_{рекон} = 1/4$. Для нереконструйованих блоків\агрегатів

$k_{рекон} = 1$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} P_{\text{в.}i} f_d(d_{КП ОЕС. i}) k_{рекон} \rightarrow \min,$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} P_{\text{в.}i} \geq \min(P_{\text{в. норм.}}; P_{\text{в. опт. ет3}}), \min \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{бл}}} \left((1 - f_d(d_{ij})) P_{\text{в.}i} \eta_{i,j} \right), \max_{i=1..N_{\text{бл}}} (P_{ном. i} \tilde{\eta}_{i,j}) \right) \leq \Delta P_{\text{max nep. j}}, \quad j = 1..N_{\text{nep}} \quad (4)$$

$$0 \leq P_{\text{в.}i} \leq \tilde{\mu}_{п.опт. i} \lambda_i P_{\text{в. max.}i}; \lambda_i = v_{AEC} \forall \lambda_i \in M_{AEC}; \lambda_i = v_{TEC} \forall \lambda_i \in M_{TEC}; \lambda_i = v_{GEC} \forall \lambda_i \in M_{GEC},$$

де $d_{КП\text{ОЕС},i}$ – електрична відстань від блока\агрегату i до КП з ЄЕС Росії та Білорусії; $P_{в.норм}$ – як нормативний резерв вторинного регулювання, визначений відповідно до [5, 8] МВт.

Результати розрахунків ВРРП. Для дослідження ефективності запропонованого підходу проведено визначення ВРРП для ОЕС України. Розрахунок виконувався шляхом використання генетичного алгоритму оптимізації за результатами імітаційного моделювання перехідних режимів на динамічній моделі ОЕС України [10] із врахуванням статичних характеристик навантаження та без врахування роботи системи автоматичного регулювання частоти та потужності. У процесі розрахунків також враховувалися блоки електричних станцій, розташовані на тимчасово окупованих територіях. Нормативний резерв ПРЧ та АВРЧП ОЕС України [5] прийнято на рівні 196 та 1000 МВт відповідно. Результати розрахунку величини та розміщення резервів активної потужності ПРЧ та АВРЧП на реконструйованих\нереконструйованих блоках\агрегатах ТЕС та ГЕС у разі паралельної роботи з ЄЕС Росії та Білорусії та трьох варіантів величини резерву на завантаження усіх КП ($\Delta P_{\max пер.j}^P$) наведено у таблиці.

Результати визначення резервів ПРЧ, МВт	$\Delta P_{\max пер.j}^P, \%$			Результати визначення резервів АВРЧП, МВт	$\Delta P_{\max пер.j}^P, \%$		
	5	10	20		5	10	20
	124	196	196		744	1000	1000
Реконструйовані блоки	Резерв ПРЧ, МВт			Реконструйовані блоки	Резерв АВРЧП, МВт		
Криворізька ТЕС	24	24	24	Луганська ТЕС	20	20	20
Трипільська ТЕС	12	12	12	Вуглегірська ТЕС	-	60	-
Луганська ТЕС	8	8	8	Запорізька ТЕС	-	30	-
Добротвірська ТЕС	6	6	-	Курахівська ТЕС	-	105	105
Зуївська ТЕС	-	24	24	Старобешівська ТЕС	-	60	60
Запорізька ТЕС	-	12	24	Нереконструйовані блоки	Резерв АВРЧП, МВт		
Вуглегірська ТЕС	-	-	24	ДніпроГЕС-1	432	421	421
Нереконструйовані блоки	Резерв ПРЧ, МВт			Дністровська ГЕС	64	-	-
Трипільська ТЕС	12	12	12	Каховська ГЕС	100	20,5	-
Ладизинська ТЕС	24	24	24	Київська ГАЕС	49	-	-
Київська ТЕЦ-6	24	-	-	Луганська ТЕС	80	70	-
Луганська ТЕС	8	8	8	Запорізька ТЕС	-	128,8	73,5
Добротвірська ТЕС	6	6	-	Харківська ТЕЦ-5	-	56	56
Запорізька ТЕС	-	36	36	Зміївська ТЕС	-	30	244
-	-	-	-	Слов'янська ТЕС	-	-	20,5

Результати проведеного дослідження запропонованого підходу свідчать про його ефективність. Встановлено, що недостатня пропускна спроможність КП в ОЕС України унеможливує одночасне використання усіх резервів ПРЧ на реконструйованих блоках\агрегатах у разі можливих за критерієм N-1 варіантів виникнення аварійного небалансу. Аналіз результатів дослідження показав необхідність залучення нереконструйованих блоків Трипільської ТЕС, Ладизинської ТЕС, Київської ТЕЦ-6, Луганської ТЕС, Добротвірської ТЕС та Запорізької ТЕС до первинного регулювання частоти за наявності незалучених резервів Зуївської ТЕС, Запорізької ТЕС та Вуглегірської ТЕС у разі обмежень величини перетікання активної потужності по КП у межах 5–20%. Результати визначення резервів АВРЧП із використанням розробленого підходу свідчать, що в ОЕС України пріоритетним постачальником послуг щодо балансування за $\Delta P_{\max.лер}^P = 5\%$ є ГЕС. Разом із тим за $\Delta P_{\max.лер}^P = 10\text{--}20\%$ залучення реконструйованих блоків ТЕС до АВРЧП є більш виправданим. Зважаючи на отримані результати, також актуальною є задача контролю величини завантаженості контрольованих перетинів з урахуванням ВРРП.

Висновки. У результаті аналізу вимог до первинного та автоматичного вторинного регулювання частоти та перетоків потужності в умовах збільшення частки відновлюваних джерел енергії в енергобалансі ОЕС України обґрунтована необхідність подальшої реконструкції блоків\агрегатів ТЕС і ГЕС та використання нових високоманеврених постачальників послуг з балансування. Аналіз результатів перевірки нового підходу до визначення ВРРП підтвердив його ефективність. Включення в критерії оптимальності запропонованого підходу електричної віддаленості між блоками\агрегатами з

резервами ПРЧ і АВРЧП та усіма можливими за критерієм N-1 місцями виникнення аварійного небалансу потужності дає можливість підвищити ефективність використання резервів активної потужності в умовах роботи ринку допоміжних послуг. Разом із тим у новому підході враховано також необхідність забезпечення нормативних величин резервів ПРЧ та АВРЧП на блоках агрегатах ТЕС і ГЕС в ОЕС України, їхній взаємний розподіл між блоками агрегатами та пропускну спроможність електричної мережі. За результатами імітаційного моделювання перехідних режимів на динамічній моделі ОЕС України визначено перелік та обґрунтовано необхідність залучення нереконструйованих блоків агрегатів електростанцій до первинного та вторинного регулювання частоти та потужності в ОЕС України.

Джерело фінансування. ДП НЕК «Укренерго». Науково-дослідна робота «Дослідження роботи ОЕС України при аварійних ситуаціях внаслідок значних небалансів потужності» відповідно до договору №06-4/4792-16 від 29 грудня 2016.

1. План розвитку системи передачі на 2020–2029 роки. Київ: НЕК «Укренерго», 2019. 208 с.
2. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Київ: НЕК «Укренерго», 2018. 126 с.
3. Kyrylenko O., Pavlovsky V., Steliuk A. AGC software model validation for identification of renewables impact on frequency control in the IPS of Ukraine. *2014 IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Kyiv. 2014. Vol. 1. Pp. 141-144.
4. Правила ринку. Київ: Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, 2018. 178 с.
5. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Россия: ОАО «СО ЕЭС», 2006. 9 с.
6. Kilk K. Determination of optimal operating reserves in power systems. *Oil Shale*. 2009. Vol. 26. No 3. Pp. 220-227.
7. Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования. Россия: НП «Совет рынка», 2015. 19 с.
8. Про затвердження Кодексу систем передачі: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 309 від 14.03.2018.
9. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009. Київ: Мінпаливенерго України, 2009. 56 с.
10. Yandulskyi O., Marchenko A., Hulyi V. Analysis of Efficiency Of Primary Load-Frequency Control of Integrated Power System of Ukraine. *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Kharkiv. 2018. Pp. 244-247.

УДК 621.316

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ РЕЗЕРВА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ТЭС И ГЭС ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ В ОЭС УКРАИНЫ

А.С. Яндульский, докт.техн.наук, А.Б. Нестерко, канд.техн.наук, А.А. Трунина, канд.техн.наук
Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт им. И. Сикорского»,
пр. Победы, 37, Киев, 03056, Украина,
e-mail: a_trunina@ukr.net

Рассмотрена проблема обеспечения надлежащего качества первичного и вторичного регулирования частоты и мощности в условиях роста доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе ОЭС Украины. Разработан подход и критерии определения оптимальной с технологической точки зрения величины и размещения резервов мощности в ОЭС Украины на реконструированных и нереконструированных блоках агрегатов ТЭС и ГЭС. По результатам имитационного моделирования режимов ОЭС Украины при возникновении внезапных, вероятных по критерию N-1 небалансов активной мощности определен перечень и обоснована необходимость привлечения нереконструированных блоков агрегатов электростанций к первичному и вторичному регулированию частоты и мощности в ОЭС Украины. Библиограф. 10, табл. 1.

Ключевые слова: регулирование частоты, резервы активной мощности, первичное и вторичное регулирование частоты, возобновляемые источники энергии, объединенная энергосистема.

DETERMINING THE RESERVE CAPACITY OF THERMAL AND HYDROELECTRIC POWER STATIONS FOR FREQUENCY AND POWER FLOWS REGULATION IN ISP OF UKRAINE

O. Yandulskyi, A. Nesterko, H. Trunina
National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,
pr. Peremohy, 37, Kyiv, 03056, Ukraine,
e-mail: a_trunina@ukr.net

The problem of proper quality of primary and secondary frequency and power flows regulation in IPS of Ukraine is considered in the context of an increase in the share of renewable energy sources in the energy balance of the IPS of Ukraine. An approach and criteria have been developed for determining the optimum value from the technological point of view and the allocation of power reserves in the Ukrainian Interconnected Energy System on reconstructed and non-reconstructed units/aggregates of thermal power plants and hydroelectric power stations. Based on the results of IPS regimes simulation modeling in cases of sudden, likely by criterion N-1, imbalances of active power, a list and the need to attract non-reconstructed units/aggregates of power plants to primary and secondary load-frequency regulation is determined. References 10, table 1.

Key words: frequency regulation, active power reserves, primary and secondary frequency control, renewable energy sources, interconnected power system.

1. The development plan of the transmission system for 2020-2029 years. Kyiv: NPC Ukrenerho, 2019. 208 p. (Ukr)
2. Report on conformity assessment (adequacy) of generating capacities. Kyiv: NPC Ukrenerho", 2018. 126 p. (Ukr)
3. Kyrylenko O., Pavlovsky V., Steliuk A. AGC software model validation for identification of renewables impact on frequency control in the IPS of Ukraine. 2014 IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS). Kyiv. 2014. Vol. 1. Pp. 141-144.
4. Market rules. Kyiv: National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities, 2018. 178 p. (Ukr)
5. Method of determination of the size and allocation of active power reserves for frequency and power flows control. Basic technical requirements for parallel operating power systems of the CIS and Baltic countries. Rosiia: OAO CO EES, 2006. 9 p. (Rus)
6. Kilk K. Determination of optimal operating reserves in power systems. *Oil Shale*. 2009. Vol. 26. No 3. Pp. 220-227.
7. The rules for calculating the choice of the composition of generating equipment. Rosiia: NP Sovet rynka, 2015. 19 p. (Rus)
8. On approval of the Code of transmission systems: Resolution of the National Commission for State Regulation in the Fields of Energy and Public Utilities No 309 of 14.03.2018. (Ukr)
9. Methods and recommendations for the organization of primary and secondary frequency and power regulation at power units of the TPP. SOU-N EE 04.157: 2009 Kyiv: Minpalyvenerho Ukrainy, 2009. 56 p. (Ukr)
10. Yandulskyi O., Marchenko A., Hulyi V. Analysis of Efficiency Of Primary Load-Frequency Control of Integrated Power System of Ukraine. 2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS). Kharkiv. 2018. Pp. 244-247.

Надійшла 01.07.2019
Остаточний варіант 05.11.2019