

УДК 621.316

ОЦІНКА РОБОТИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ПРИ НАДАННІ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ З ПЕРВИННОГО ТА ВТОРИННОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ

О.В.Кириленко, академік НАН України, **І.В.Блінов**, канд.техн.наук, **Є.В.Парус**, канд.техн.наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна.
e-mail: igorblinov@mail.ru

Розглянуто моделі та методи оцінки витрат електростанцій при наданні послуг з первинного та вторинного регулювання частоти. Оцінка витрат здійснюється шляхом визначення величини вигоди, яку електростанція втрачає внаслідок необхідності утримання резерву активної потужності на потреби регулювання частоти. Наведені моделі та методи є складовою методикою ціноутворення на ринку допоміжних послуг та покликані вирішити проблеми стимулювання виробників електричної енергії до надання допоміжних послуг з первинного і вторинного регулювання частоти в ОЕС України. Бібл. 10, рис. 4.

Ключові слова: допоміжні послуги, регулювання частоти, витрати електростанцій.

Вступ. Розвиток оптового ринку електричної енергії України пов'язаний з впровадженням конкурентної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку електричної енергії (РДДБ) України [2,3]. Одним з першочергових етапів впровадження цієї моделі є розв'язання проблеми забезпечення стимулів та встановлення технічних вимог до надання допоміжних послуг (ДП) учасниками ринку електричної енергії як при діючій моделі функціонування оптового ринку електричної енергії (ОРЕ), так і при переході до РДДБ України. Причому, ринок ДП організовується для забезпечення сталої і надійної роботи ОЕС України за умови виконання вимог з якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів шляхом придбання системним оператором ДП у їхніх постачальників. Сьогодні в Україні визначено наступний перелік ДП: первинне регулювання частоти та активної потужності (ПРЧП), вторинне регулювання частоти та активної потужності (ВРЧП), регулювання напруги енергоагрегатами електростанцій та автономний пуск блоків електростанцій [1]. Впровадження в Україні ПРЧП та ВРЧП є необхідною умовою не тільки з технічної точки зору, враховуючи недостатність «маневрених потужностей» та необхідність підтримання сталої роботи ОЕС України, але також і з економічної, що обумовлено постійним ростом вартості послуг з регулювання частоти [1].

Аналіз технічних вимог до надання ДП електростанціями в Україні, а також особливостей плати за ці послуги показав, що передумови до створення конкурентного ринку ДП в Україні фактично відсутні, в першу чергу, через брак виробничих потужностей, здатних надавати ДП. Це пов'язано з низьким рівнем технологічних можливостей електростанцій. Відсутність можливості застосування способів вибору постачальників ДП на конкурентних засадах (внаслідок відсутності конкуренції серед виробників електроенергії) зумовлює необхідність впровадження системи ціноутворення на основі відшкодування витрат постачальників ДП. При цьому оцінка вартості наданих послуг повинна враховувати технологічні особливості надання такої послуги в Україні. Все це практично унеможливує використання існуючих методів оцінки вартості надання ДП, що прийняті в країнах Європи та США, які базуються на проведенні аукціонів щодо надання цих послуг.

Таким чином, виникає нагальна потреба у розробці методів оцінки витрат електростанцій при наданні ДП та формуванні методики ціноутворення, яка має враховувати особливості функціонування оптового ринку електроенергії України, а також стимулювати оновлення виробничих потужностей в напрямку формування конкурентного ринку ДП в Україні.

Зважаючи на зазначене, метою статті є дослідження методів оцінки витрат та стимулювання електростанцій до надання ДП з ПРЧП та ВРЧП в частині підтримки стану готовності енергоагрегатів електростанцій, що працюють на оптовому ринку електроенергії України за ціновими заявками, а саме ТЕС.

Як показав аналіз публікацій [4–9], питання сплати за надання послуг з регулювання частоти в різних країнах розв'язується по-різному: від обов'язкової неоплачуваної послуги в окремих країнах Європи до конкурентного ринку на добровільних засадах у США. В тих країнах, де оплата ПРЧП та ВРЧП здійснюється за тарифами, виділяють такі складові: можливість надання цих послуг у відповідності до технічних вимог, стан готовності до надання ДП та фактичне надання ДП.

На основі аналізу світового досвіду, правил функціонування оптового ринку електричної енергії України та проведених досліджень [1] запропоновано використовувати підхід, пов'язаний з оцінкою витрат на підтримку в стані готовності i -го енергоагрегату електростанції до надання ДП з ПРЧП та/або ВРЧП. Ці витрати визначаються як величина втраченої вигоди, що виникає внаслідок необхідності утримання резерву активної потужності, яка могла бути використана власником енергоагрегату електростанції для продажу електричної енергії на оптовому ринку. Такі витрати не залежать від того, чи було фактичне використання цього резерву при наданні послуги з ПРЧП та ВРЧП. Наведемо результати оцінки витрат, які несе електростанція при наданні ДП ПРЧП та/або ВРЧП, виключно в частині підтримки стану готовності до надання цих послуг.

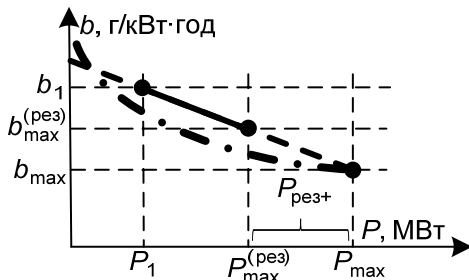


Рис. 1

Модель витрат на завантаження. Розглянемо лінійну модель витрат на утримання резерву активної потужності генератора електростанції. Для аналізу витрат, що виникають внаслідок утримання резерву активної потужності, використано лінійну характеристику відносних приростів палива, як показано на рис. 1. Слід зауважити, що в наведеній на рис. 1 характеристиці питомих витрат палива справджується нерівність $b_1 > b_{\max}$, де b_1 , b_{\max} – питомі витрати палива в режимі мінімального та максимального навантажень відповідно. Таке відношення характерне для характеристик питомих витрат палива переважної більшості енергоагрегатів ТЕС. Для енергоагрегатів з $b_1 < b_{\max}$ слід використовувати іншу модель витрат.

Реальні характеристики відносних приростів палива мають нелінійний характер. В залежності від типу енергоагрегату електростанції та режиму його роботи така характеристика може мати вигляд опуклої чи увігнутої кривої (як показано штрих-пунктирною лінією на рис. 1). Лінеаризація характеристики відносних приростів палива призводить до появи деякої методологічної похибки. Проте в областях номінального навантаження і технологічного мінімуму, для яких виконується дослідження, ця похибка є мінімальною та несуттєвою.

Нехай для енергоагрегату ТЕС характеристика відносних приростів палива подається у вигляді опорної точки (b_1, P_1) та точки режиму максимального навантаження (b_{\max}, P_{\max}) (рис. 1). Якщо позначити обсяг виведеної в резерв активної потужності на завантаження як $P_{\text{рез}+}$, то потужність енергоагрегату при утримуванні резерву на завантаження складатиме $P_{\max}^{(\text{рез})} = P_{\max} - P_{\text{рез}+}$, (МВт). Тоді відповідні цій потужності питомі витрати палива за графіком на рис. 1 складають $b_{\max}^{(\text{рез})}$ (г/кВт·год).

Порівняємо основні економічні показники для наведеної на рис. 1 лінійної характеристики в режимі максимального навантаження P_{\max} та в режимі навантаження з утримуванням резерву $P_{\max}^{(\text{рез})}$ на завантаження. Розрахункова вартість виробництва електроенергії в режимі максимального навантаження генератора визначатиметься як

$$D_{\max} = \Pi_1 \times P_1 + \partial B \times \Pi_{\text{УПЕ}} \times (P_{\max} - P_1), \quad (\text{грн/год}), \quad (1)$$

де $\Pi_{\text{УПЕ}}$ – вартість 1 тонни палива, що використовується при виробництві електроенергії (грн/т); Π_1 – вартість виробництва електроенергії при рівні навантаження генератора P_1 (МВт)

$$\Pi_1 = b_1 \cdot \Pi_{\text{УПЕ}} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{грн/МВт} \cdot \text{год}); \quad (2)$$

∂B – приріст витрат палива як функція зміни витрат палива на виробництво електроенергії від зміни навантаження генератора

$$\partial B = \frac{B_{\max} - B_1}{P_{\max} - P_1} = \frac{b_{\max} \times P_{\max} - b_1 \times P_1}{1000 \times (P_{\max} - P_1)}, \quad (\text{т.у.п/МВт} \cdot \text{год}), \quad (3)$$

B_{\max} – погодинні витрати палива при навантаженні генератора P_{\max} , $B_{\max} = b_{\max} \cdot P_{\max} \cdot 10^{-3}$, (т.у.п/год); B_1 – погодинні витрати палива при навантаженні генератора P_1 , які розраховуються аналогічно.

Математична сутність приросту витрат палива – це похідна функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження генератора. В лінійній моделі приріст витрат палива є незмінною величиною для будь-якого рівня навантаження генератора.

Так само, як і приріст витрат палива, в лінійній моделі витрат приріст ціни палива $d\Pi_6$ є незмінною величиною при будь-якому рівні навантаження генератора $d\Pi_6 = \partial B \cdot \Pi_{\text{УПЕ}}$, (грн/МВт·год).

Розрахункова вартість виробництва електроенергії в режимі з утриманням резерву на завантаження $D_{\text{max}}^{(\text{рез})}$ дорівнює

$$D_{\text{max}}^{(\text{рез})} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{\text{max}}^{(\text{рез})} - P_1) \quad (\text{грн/год}), \quad (4)$$

а платіж за виробництво електроенергії при максимальному завантаженні енергоагрегату T_{max}

$$T_{\text{max}} = \Pi_p^{\text{П}} \cdot P_{\text{max}} \quad (\text{грн/год}), \quad (5)$$

де $\Pi_p^{\text{П}}$ (грн/МВт·год) – гранична ціна системи (найбільша ціна, по якій здійснюється закупівля електричної енергії на ринку електричної енергії), що формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії відповідно до його правил.

Тоді платіж за виробництво електроенергії при навантаженні енергоагрегату з утриманням резерву на завантаження $T_{\text{max}}^{(\text{рез})}$ розраховується як

$$T_{\text{max}}^{(\text{рез})} = \Pi_p^{\text{П}} \cdot P_{\text{max}}^{(\text{рез})} = \Pi_p^{\text{П}} \cdot P_{\text{max}} - \Pi_p^{\text{П}} \cdot P_{\text{рез}+} \quad (\text{грн/год}). \quad (6)$$

Вигода від виробництва електроенергії при максимальному навантаженні енергоагрегату Π_{max}

$$\Pi_{\text{max}} = T_{\text{max}} - D_{\text{max}} \quad (\text{грн/год}), \quad (7)$$

а вигода від виробництва електроенергії при навантаженні енергоагрегату з утриманням резерву на завантаження $\Pi_{\text{max}}^{(\text{рез})}$

$$\Pi_{\text{max}}^{(\text{рез})} = T_{\text{max}}^{(\text{рез})} - D_{\text{max}}^{(\text{рез})} \quad (\text{грн/год}). \quad (8)$$

Таким чином, визначивши вигоду, недоотриману виробником електроенергії внаслідок утримання резерву на завантаження

$$\delta\Pi_{(+)} = \Pi_{\text{max}} - \Pi_{\text{max}}^{(\text{рез})} \quad (\text{грн/год}) \quad (9)$$

та підставивши (1), (4)–(8) в (9), отримаємо прикінцеву залежність

$$\delta\Pi_{(+)} = P_{\text{рез}+} \cdot (\Pi_p^{\text{П}} - d\Pi_6) \quad (\text{грн/год}). \quad (10)$$

Розглянемо економічні показники режиму роботи генератора ТЕС у випадку утримання резерву на розвантаження. Для цього введемо поняття режиму мінімального навантаження при регулюванні частоти ($b_{\text{min}}, P_{\text{min}}$), під яким розумітиметься режим роботи з мінімальним навантаженням, при якому технологічно можливе надання ДП ПРЧП та/або ВРЧП. Слід відзначити, що режим мінімального навантаження при регулюванні частоти не завжди співпадає з технологічним мінімумом навантаження генератора. Так, наприклад, технологічний мінімум навантаження генераторів пиловугільних ТЕС, при якому можливе надання ДП ПРЧП, може складати 60–70% від номінальної потужності цих генераторів.

Характерною особливістю режиму роботи генератора ТЕС з утриманням резерву на розвантаження є поява додаткової економічної вигоди внаслідок роботи в більш економічно ефективному режимі (рис. 1) та додаткового виробництва електроенергії. Якщо позначити обсяг виведеної в резерв активної потужності на завантаження як $P_{\text{рез}-}$, то потужність енергоагрегату при утриманні резерву на завантаження складатиме $P_{\text{min}}^{(\text{рез})} = P_{\text{min}} + P_{\text{рез}-}$ (МВт). Нехай відповідні цій потужності питомі витрати палива складають $b_{\text{min}}^{(\text{рез})}$

(г/кВт·год). Тоді *розрахункова вартість виробництва електроенергії* складе: $D_{\text{min}} = \Pi_1 P_1 + d\Pi_6 (P_{\text{min}} - P_1)$ – в режимі мінімального навантаження; $D_{\text{min}}^{(\text{рез})} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{\text{min}}^{(\text{рез})} - P_1)$ – в режимі з утриманням резерву на розвантаження.

Платіж за виробництво електроенергії: $T_{\text{min}} = \Pi_p^{\text{П}} P_{\text{min}}$ – при завантаженні енергоагрегату P_{min} ; $T_{\text{min}}^{(\text{рез})} = \Pi_p^{\text{П}} P_{\text{min}}^{(\text{рез})} = \Pi_p^{\text{П}} P_{\text{min}} + \Pi_p^{\text{П}} P_{\text{рез}-}$ – при навантаженні $P_{\text{min}}^{(\text{рез})}$.

Вигода від виробництва електроенергії: $\Pi_{\text{min}} = T_{\text{min}} - D_{\text{min}}$ – при навантаженні енергоагрегату P_{min} ; $\Pi_{\text{min}}^{(\text{рез})} = T_{\text{min}}^{(\text{рез})} - D_{\text{min}}^{(\text{рез})}$ – при навантаженні $P_{\text{min}}^{(\text{рез})}$. Таким чином, додаткова вигода від утримання резерву на розвантаження

$$\delta\Pi_{(-)} = \Pi_{\text{min}}^{(\text{рез})} - \Pi_{\text{min}} = P_{\text{рез}-} \cdot (d\Pi_6 - \Pi_p^{\text{П}}). \quad (11)$$

Аналіз втрат, що виникають внаслідок утримання резерву активної потужності на завантаження. В (10) обсяг резерву на завантаження $P_{\text{рез}+}$ та приріст ціни блоку $d\Pi_6$ є умовно постій-

ними величинами, що не залежать від режиму роботи генератора. З іншого боку, гранична ціна системи $\Pi_p^{\text{ПС}}$ змінюється в широких межах як протягом доби, так і в різні пори року, оскільки формується на ринку електроенергії. Причому, як видно з (10), в залежності від співвідношення значень граничної ціни системи та прирощеної ціни енергоблоку величина недоотриманої вигоди ($\delta\Pi_{(+)}$) може набувати як додатних, так і від'ємних значень. Відповідно функція, що описує залежність недоотриманої вигоди від значення граничної ціни системи ($\delta\Pi_{(+)} = f(\Pi_p^{\text{ПС}})$) для лінійної моделі вартості утримання резерву на завантаження енергоагрегату з метою надання послуг з ПРЧП та ВРЧП, має область з граничною ціною більшою, ніж приріст ціни палива $\Pi_p^{\text{ПС}} > d\Pi_6$, де $\delta\Pi_{(+)}(\Pi_p^{\text{ПС}}) > 0$, та меншою $\Pi_p^{\text{ПС}} < d\Pi_6$, де $\delta\Pi_{(+)}(\Pi_p^{\text{ПС}}) < 0$. Розглянемо відношення між економічними параметрами генератора у областях: $\Pi_p^{\text{ПС}} > d\Pi_6$ (рис. 2, а) та при $\Pi_p^{\text{ПС}} < d\Pi_6$ (рис. 2, б). Величина по модулю розрахованої за (10) втраченої вигоди відображена на графіках у вигляді заштрихованих ділянок. Крім того, при побудові графічних залежностей використано емпіричне правило, отримане в результаті аналізу економічних показників енергоагрегатів ТЕС в Україні: для всіх характеристик відносних приростів палива з $b_1 > b_{\text{max}}$ справедлива нерівність $d\Pi_6 < \Pi_{\text{бр}}^{\text{max}}$. При співвідношенні $\Pi_p^{\text{ПС}} > d\Pi_6$

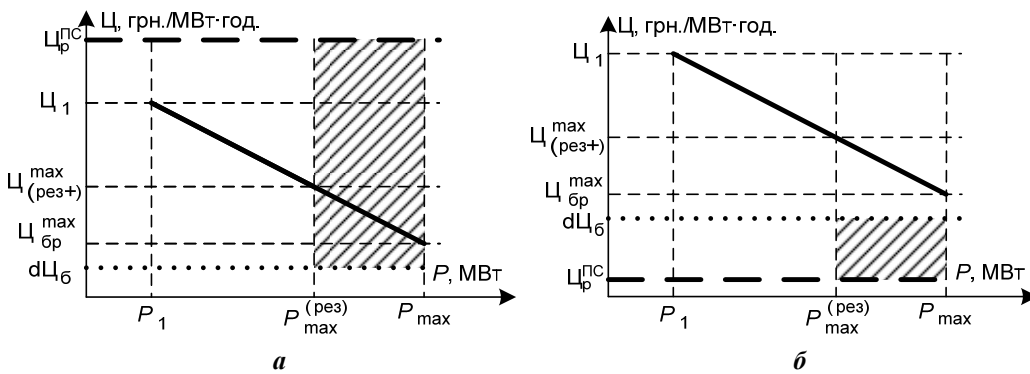


Рис. 2

утримання резерву на завантаження призводить до появи втраченої вигоди (заштрихований прямокутник на рис. 2, а). При $\Pi_p^{\text{ПС}} < d\Pi_6$ робота генератора в режимі максимального навантаження є збитковою. Тому утримання резерву

на завантаження в цьому випадку призводить до зменшення збитків від виробництва електроенергії, оскільки в даному випадку більш вигідно зменшувати рівень навантаження енергоагрегату ТЕС. Слід зазначити, що ситуація, коли $\Pi_p^{\text{ПС}} < d\Pi_6$, не є суто теоретичною. Вона виникає на оптовому ринку електроенергії України в нічні години.

Таким чином, обсяги компенсацій за утримування резерву на завантаження для енергоагрегатів, енергетична характеристика яких подібна відображеній на рис. 1, мають розраховуватись за

$$\text{формулою} \quad \delta\Pi_{(+)} = \begin{cases} P_{\text{рез+}} \cdot (\Pi_p^{\text{ПС}} - d\Pi_6), & \Pi_p^{\text{ПС}} > d\Pi_6 \\ 0, & \Pi_p^{\text{ПС}} < d\Pi_6 \end{cases} \quad (\text{грн./год}).$$

Аналіз втрат, що виникають внаслідок утримання резерву активної потужності на розвантаження. Розглянемо особливості надання допоміжних послуг з регулювання частоти в частині розвантаження енергоагрегатів на прикладі графіку платежів за резерв як функцію, значення якої залежить від граничної ціни системи: $\Pi_{\text{рез-}} = f(\Pi_p^{\text{ПС}}) = P_{\text{рез-}} \cdot (d\Pi_6 - \Pi_p^{\text{ПС}})$ (рис. 3). Як видно з цього рисунку, при аналізі побудованої функції виділяються дві основні області. Перша відповідає умові $\Pi_p^{\text{ПС}} > d\Pi_6$, при цьому значення функції платежу за резерв $\Pi_{\text{рез-}} < 0$. В області $\Pi_p^{\text{ПС}} < d\Pi_6$ маємо $\Pi_{\text{рез-}} > 0$, а при $\Pi_p^{\text{ПС}} = d\Pi_6$ – відповідно $\Pi_{\text{рез-}} = 0$.

На рис. 4, а показано отриману виробником вигоду внаслідок роботи генератора з утримуванням резерву на розвантаження при співвідношенні економічних показників $\Pi_p^{\text{ПС}} > d\Pi_6$ (заштрихована фігура), а втрачену вигоду для випадку $\Pi_p^{\text{ПС}} < d\Pi_6$ показано заштрихованою фігурою на рис. 4, б.

Таким чином, при утриманні резерву на розвантаження (за умови співвідношення $\Pi_p^{PC} > d\Pi_6$) збільшуються витрати на виробництво електроенергії, а також і платежі за вироблену електроенергію. Сумарно вигода від виробництва електроенергії збільшується. Тобто, внаслідок утримання резерву на завантаження вигода від виробництва електроенергії збільшується і тому необхідність у компенсаціях відсутня.

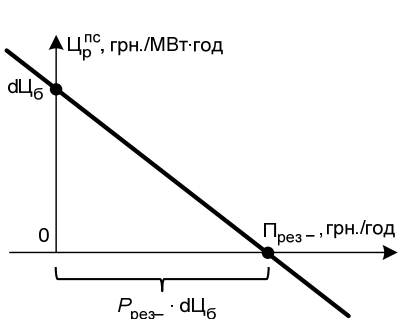
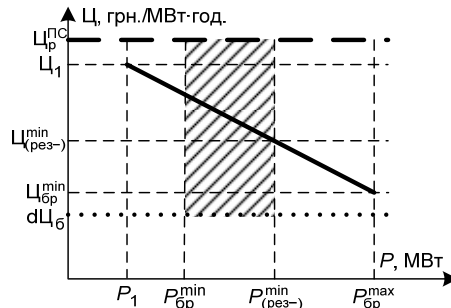
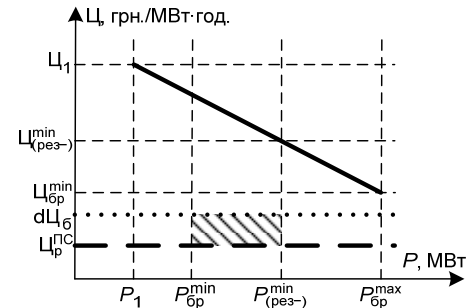


Рис. 3



а



б

Рис. 4

Однак при співвідношенні $\Pi_p^{PC} < d\Pi_6$ виникає ситуація, коли виробництво електроенергії є збитковим. Причому, додаткове завантаження генератора призводить до збільшення збитків. Тому для заохочення виробників електроенергії до надання ДП ВРЧП в частині розвантаження енергоагрегатів доцільно компенсувати додаткові збитки, що виникають внаслідок утримання резерву на розвантаження, і формула розрахунку платежів за утримання резерву на розвантаження матиме вигляд

$$\Pi_{рез-} = \begin{cases} 0, & \Pi_p^{PC} \geq d\Pi_6, \\ P_{рез-} \times (d\Pi_6 - \Pi_p^{PC}), & \Pi_p^{PC} < d\Pi_6. \end{cases}$$

Висновки. В результаті оцінки роботи електростанцій при наданні ДП з регулювання частоти та активної потужності, запроваджених на ринках електроенергії різних країн, та з урахуванням недостатності потужностей для надання цих послуг в Україні рекомендовано запровадити оплату ДП з первинного та вторинного регулювання частоти на основі оцінки витрат електростанцій за підтримку стану готовності до надання цих ДП, а саме утримання резерву активної потужності на розвантаження та завантаження енергоагрегату.

Сформовано лінійну модель та запропоновано методи, що дозволяють адекватно оцінити втрати, які несе виробник електроенергії внаслідок утримання резерву активної потужності для потреб первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України як в частині завантаження, так і розвантаження енергоблоків електростанцій. Модель враховує ситуації, коли внаслідок зниження граничної ціни системи виробництво електроенергії стає збитковим.

Розроблені методи оцінки роботи електростанцій при наданні ДП з первинного та вторинного регулювання частоти дозволяють визначити витрати електростанцій в залежності від ситуації, що складається на ринку електричної енергії України, та можуть використовуватися як сьогодні, так і при впровадженні моделі РДДБ.

Впровадження зазначених методів дозволяє вирішити проблему стимулювання виробників електричної енергії до надання ДП з первинного і вторинного регулювання частоти в ОЕС України.

1. Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б. Способи визначення плати електростанціям за готовність та фактичне надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в Україні // Праці ІЕД НАНУ. – 2012. – Вип. 33. – С. 128–133.

2. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Балансуючий ринок електроенергії України та його математична модель // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 2. – С. 36–43.

3. Національний план дій на 2012 рік щодо впровадження Програми економічних реформ на 2010–2014 роки "Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка, ефективна держава", затверджений Указом Президента України від 12 березня 2012 року № 187/2012.

4. Ancillary Services in Indian Context. An Approach Paper // Power system operation corporation limited. – 2010. – 47 p.

5. El-Samahy, K. Bhattacharya, C. A. Cañizares. A Unified Framework for Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets // PSCE'06. IEEE PES. – 2006. – Pp. 901–907.

6. *Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market*. – Australian Energy Market Operator (AEMO). – 2010. – 14 p.

7. *Rebours Y.G., Kirschen D.S., Trotignon M., Rossignol S.* A survey of frequency and voltage control ancillary services. – Part I: Technical features // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2007. – Vol. 22. – No 1. – Pp.350–357.

8. *Rebours Y.G., Kirschen D.S., Trotignon M., Rossignol S.* A survey of frequency and voltage control ancillary services – Part II: Economic features // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2007. – Vol. 22. – No 1. – Pp. 358–366.

9. *Ricardo Raineri B., Deneb Schiele M.* Technical and economic aspects on ancillary services markets in the electric power industry // *Energy Policy*. – 2006. – Vol. 34. – No 13. – Pp. 1540–1555.

10. *Thorncraft S.R., Outhred H.R., Clements D.J., Barker F.K.* Market-Based Ancillary Services in the Australian National Electricity Market for Increased Levels of Wind Integration // *Wind Engineering*. – 2008. – Vol. 32. – No 1. – Pp. 1–12.

УДК 621.316

ОЦЕНКА РОБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ПРЕДОСТАВЛЕНИИ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСЛУГ ПО ПЕРВИЧНОМУ И ВТОРИЧНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ В ОЭС УКРАИНЫ

А.В.Кириленко, академик НАН Украины, **И.В. Блинов**, канд.техн.наук, **Е.В.Парус**, канд.техн.наук

Институт электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина.

e-mail: igorblinov@mail.ru

Рассмотрены модели и методы оценки затрат электростанций от предоставления услуг первичного и вторичного регулирования частоты. Оценка затрат основана на вычислении выгоды, которую электростанция теряет в результате удержания резерва активной мощности на потребности регулирования частоты. Приведенные модели и методы являются составной частью методики ценообразования на рынке вспомогательных услуг и призваны решить проблему стимулирования производителей электроэнергии к предоставлению услуг по первичному и вторичному регулированию частоты в ОЭС Украины. Библи. 10, рис. 4.

Ключевые слова: вспомогательные услуги, регулирование частоты, затраты электростанций.

OPERATION EVALUATION OF POWER PLANTS IN THE PROVISION OF ANCILLARY SERVICES OF PRIMARY AND SECONDARY FREQUENCY CONTROL IN THE UKRAINIAN POWER SYSTEM

O.V.Kyrylenko, I.V.Blinov, Ye.V.Parus

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,

Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine.

e-mail: igorblinov@mail.ru

The models and methods of evaluation the power plant costs in services provision of primary and secondary frequency control are described. The costs evaluation is based on the calculation of opportunity costs resulting from the necessity of holding active power reserves to the needs of frequency control. This models and methods are an integral part of the methodology of price formation in the ancillary services market. They are oriented on solving the problem of stimulating power generators to provide services of the primary and secondary frequency control in the Ukrainian power system. These opportunity costs are the costs of power that could be used by the owner of the generating unit of power plant for selling electricity on the wholesale market. The model considers situations when electricity production becomes unprofitable due to reduction of market prices. The methods allow determining the power plant costs depending on the situation which is prevailing on the electricity market of Ukraine. The methods can be used in pool model and in balancing electricity market model. References 10, figures 4.

Key words: ancillary services, frequency control, power plant costs.

1. *Blinov I.V., Parus Ye.V., Rybina O.B.* Methods of determining of power plants pay for readiness and actual provision of primary and secondary frequency control services in Ukraine // *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. – 2012. – №33. – Pp. 128–133. (Ukr)

2. *Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus Ye.V.* Balancing electricity market of Ukraine and his mathematical model // *Tekhnichna elektrodynamika*. – 2011. – № 2. – Pp. 36–43. (Ukr)

3. *National Action Plan for 2012 to implement economic reform program for 2010–2014 "Prosperous Society, Competitive Economy, Effective State"*, approved by the decree of the President of Ukraine dated March 12, 2012 № 187/2012.

4. *Ancillary Services in Indian Context. An Approach Paper* // *Power system operation corporation limited*. – 2010. – 47 p.

5. *El-Samahy, K. Bhattacharya, C.A. Cañizares.* A Unified Framework for Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets // *PSCE'06. IEEE PES*. – 2006. – Pp. 901–907.

6. *Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market*. – Australian Energy Market Operator (AEMO). – 2010. – 14 p.

7. *Rebours Y.G., Kirschen D.S., Trotignon M., Rossignol S.* A survey of frequency and voltage control ancillary services. – Part I: Technical features // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2007. – Vol. 22. – No 1. – Pp. 350–357.

8. *Rebours Y.G., Kirschen D.S., Trotignon M., Rossignol S.* A survey of frequency and voltage control ancillary services. – Part II: Economic features // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2007. – Vol. 22. – No 1. – Pp. 358–366.

9. *Ricardo Raineri B., Deneb Schiele M.* Technical and economic aspects on ancillary services markets in the electric power industry // *Energy Policy*. – 2006. – Vol. 34. – No 13. – Pp. 1540–1555.

10. *Thorncraft S.R., Outhred H.R., Clements D.J., Barker F.K.* Market-Based Ancillary Services in the Australian National Electricity Market for Increased Levels of Wind Integration // *Wind Engineering*. – 2008. – Vol. 32. – No 1. – Pp. 1–12.

Надійшла 08.02.2013

Received 08.02.2013