

ПОРІВНЯННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВІТРОТУРБИНИ ПРИ РІЗНИХ ЗАКОНАХ КЕРУВАННЯ КУТОВОЮ ШВИДКІСТЮ ГЕНЕРАТОРА

Шубенко О.В., студент, Король С.В., к.т.н., доц.

КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра автоматизації електромеханічних систем та електроприводу

Вступ. Виробництво електроенергії з вітру в світі досить активно розвивається протягом останнього десятиліття. Еволюція технологій робить перетворення цієї енергії більш ефективним, і його використання стає економічно конкурентоспроможним у порівнянні з традиційними джерелами. Інтеграція цього виду енергії в розподільні мережі може вплинути на стабільність мережі як в статичному режимі, так і в динамічному. Не стабільний характер надходження потужності від альтернативних джерел впливає на якість вихідної потужності генератора, що надходить в мережу [1].

Вітрогенератори набули широкого розповсюдження завдяки великому потенціалу енергії вітру. Для перетворення енергії вітру в електричну енергію, використовується багато типів генераторів. В залежності від структури системи генерування, вітрогенеруючі установки можуть працювати зі змінною чи постійною кутовою швидкістю генератора. Перші вітрові турбіни, що використовувалися для виробництва електричної енергії, працювали при постійній кутовій швидкості генератора. Такі системи мають низьку вартість електричної частини.

Турбіни зі змінною швидкістю генерування дозволяють підвищити енергетичну ефективність, знизити механічні навантаження, поліпшити якість виробництва енергії [2].

Мета роботи. Порівняння ефективності використання енергії вітру при різних законах керування швидкістю вітрової турбіни.

Матеріали і результати досліджень. Механічні характеристики вітрових турбін представляють собою залежності вихідної потужності P_m та моменту M_m від кількості обертів за хвилину вітрового колеса n при різних значеннях вітрового потоку V . Повна динамічна модель вітрового генератора [3]:

$$P_m = f(V, n); M_m = \frac{P_m}{\omega}; \dot{\omega} = \frac{1}{J}(M_m - M_g). \quad (1)$$

Механічна потужність вітрової турбіни визначається її аеродинамічними параметрами.

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R^2 V^3, \quad (2)$$

де R – радіус ротор вітрової турбіни, V – швидкість вітрового потоку, ρ – щільність повітря, C_p – коефіцієнт використання повітря, що показує який відсоток потужності вітрового потоку використовується. Цей коефіцієнт залежить від співвідношення швидкості лопаті до швидкості вітрового потоку. Залежно від діаметра і кількості лопатей співвідношення буде різним для однієї

і тієї ж швидкості вітру. Цей параметр називається швидкохідністю Z і може бути розрахований як відношення кругової швидкості кінця лопаті до швидкості вітру:

$$Z = \frac{V_{\text{лон}}}{V} = \frac{\omega R}{V}. \quad (3)$$

Номінальна швидкохідність Z_n залежить від конструкції вітрової установки. Синхронна швидкохідність Z_0 визначається при $C_p = 0$. Ефективність вітрової турбіни визначається характеристикою $C_p = f(Z)$. Залежність C_p від швидкохідності при $Z_n < Z < Z_0$, можна апроксимувати виразом:

$$C_p = C_{p_max} - \frac{C_{p_max}}{(Z_0 - Z_n)^2} (Z - Z_n)^2, \quad (4)$$

де C_{p_max} – максимальний коефіцієнт використання енергії вітру.

При швидкохідності від 0 до Z_n ($Z < Z_n$), можна апроксимувати виразом:

$$C_p = C_{p_max} \left(\frac{Z}{Z_n} \right)^2 \left[-2 \left(\frac{Z}{Z_n} \right) + 3 \right]. \quad (5)$$

Числове значення Z_0 у 3 та 4 можна розрахувати залежно від σ_{per} – параметр, що являє собою суму хорд профілів відносно радіуса R на периферії вітроколеса і пов'язаний з шириною кінчика лопаті b_{per} і числом лопатей i :

$$\sigma_{per} = \frac{ib_{per}}{R}. \quad (6)$$

Знайшовши σ_{per} можна знайти Z_0 , яке апроксимується виразом:

$$Z_0 = \frac{188.93\sigma_{per} + 20.62}{28.22\sigma_{per} - 1}. \quad (7)$$

Дослідження енергетичної ефективності законів керування швидкістю вітрової турбіни проводилося на основі вітрової установки WINDER T 20. Вона має наступні параметри: $P_{ном} = 2$ кВт, $V_{ном} = 9$ м/с, $R_{ротора} = 1.6$ м, $i = 3$, $Z_n = 7$, робочий діапазон 3 – 20 м/с, $\omega_{ном} = 200$ рад/с. Знайдемо b_{per} використовуючи вираз:

$$b_{per} = \frac{4D}{Z_n^2 i} = \frac{4 \cdot 3.2}{7^2 \cdot 3} = 0.87. \quad (8)$$

Використовуючи 6 та 7 отримали $\sigma_{per} = 0.16$, $Z_0 = 14.5$. Значення C_{p_max} визначається експериментальним шляхом для кожної швидкості [3]. На основі представлених залежностей була створена математична модель вітрової турбіни що зображена на рисунку 1.

Блок V формує швидкість вітру, об'єднаний штриховою лінією блок розраховує вихідну потужність турбіни, останній блок – механічна частина вітрового генератора.

З використанням даної моделі отримали залежність вихідної механічної потужності вітрової турбіни від кутової швидкості обертання генератора для $V = 3, 4, 5, 7, 9, 12, 15, 20$ м/с.

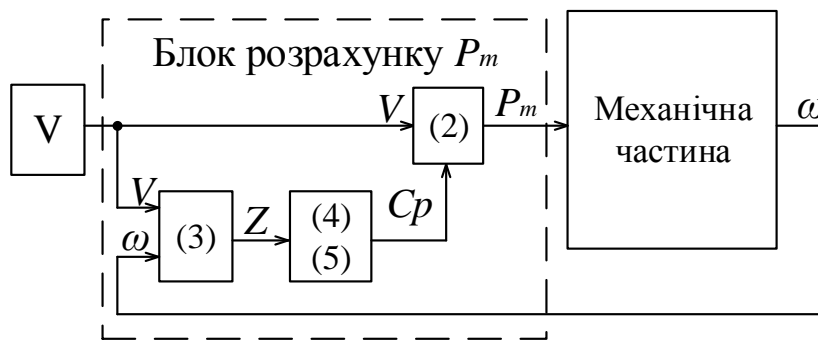


Рисунок 1 – Математична модель вітрової турбіни

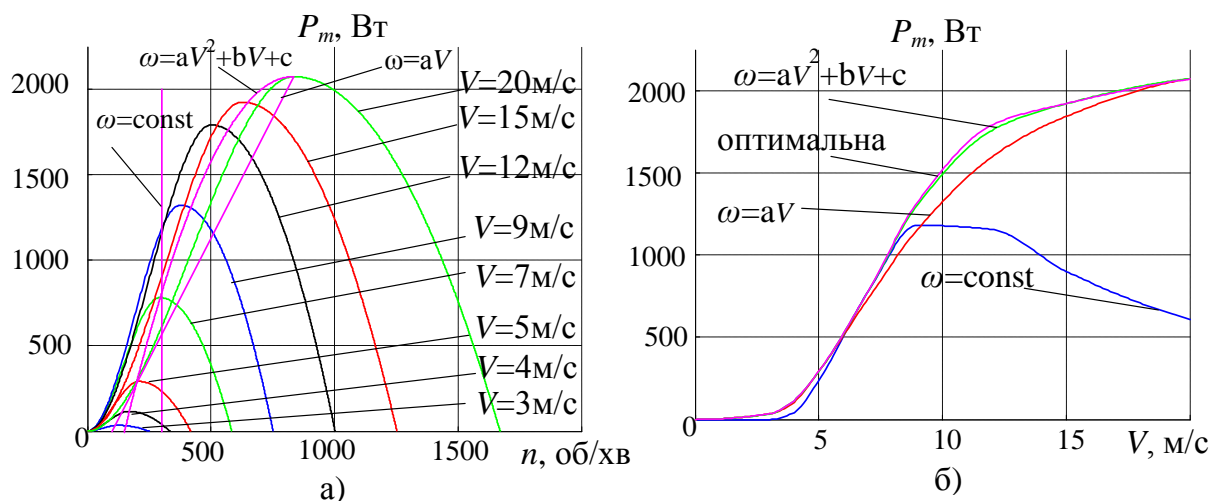


Рисунок 2 – Механічна потужність турбіни: а) для різних швидкостей вітру при варіації кутової швидкості генератора; б) при різних законах керування кутовою швидкістю генератора.

З графіків на рисунку 2а, видно що: вихідна потужність турбіни збільшується до певної швидкості повітря (ліва вітка графіків), після якої зменшується (права вітка графіків). Максимальна потужність P_m досягається при максимальній ефективності вітрової турбіни C_{p_max} , яка залежить від швидкості вітру.

На графіках представлених на рисунку 2б показані залежності $P_m=f(V)$ для систем генерування з постійною кутовою швидкістю генератора, та систем де кутова швидкість регулюється пропорційно швидкості вітру або по квадратичному закону.

На рисунку 2б зображені 4 криві, 3 з яких ілюструють потужність для різних законів регулювання швидкості, а 4-й графік зображує ідеальну криву що теоретично може бути досягнена при використанні оптимального

керування. В даній вітрової установки $V_{ном} = 9$ м/с, тому як видно, характер кривих потужностей мало відрізняється при швидкостях вітру до 9 м/с.

На швидкостях вітру більших ніж номінальна, потужність P_m систем генерування з постійною швидкістю обертання буде зменшуватися. При лінійному законі регулювання швидкості обертання вихідна потужність постійно зростає, але дещо менша ніж оптимальна. При квадратичному законі регулювання крива потужності майже співпадає з ідеальною. Втрати потужності ΔP_m , що визначаються як різниця між максимально досяжною (робота при $C_{p,max}$) і отриманою для кожного із законів керування потужностями, зображені на рисунку 3а, ККД при різних законах регулювання швидкістю зображено на рисунку 3б.

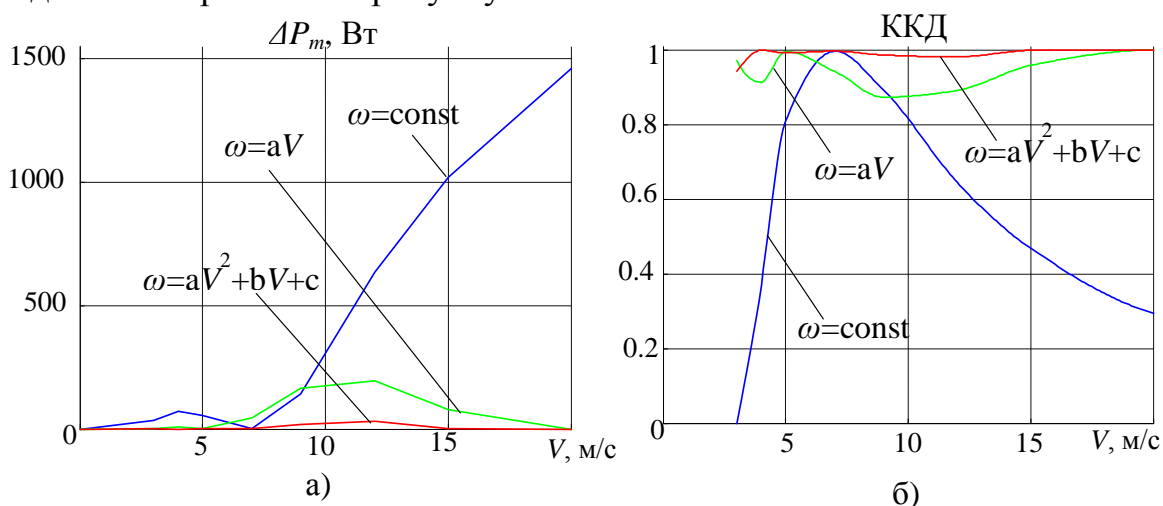


Рисунок 3 – Ефективність використання енергії вітру: а) втрати потужності; б) ККД вітрової турбіни для досліджуваних законів.

З графіків на рисунку 3а та 3б, видно що найбільш ефективним законом керування швидкістю вітрової турбіни є квадратичний закон, що забезпечує ККД більше 93%. При лінійному законі не менше 88%. Система, яка працює при постійній кутовій швидкості генератора забезпечує не дуже великі втрати лише при швидкості вітру нижче номінальної. Вище номінальної швидкості система має значні втрати потужності та низькі значення ККД.

Висновки. Розроблена модель вітрової турбіни дала можливість методом математичного моделювання дослідити ефективність різних законів керування кутовою швидкістю вітрового колеса. Результати моделювання показали, що системи генерування з квадратичною залежністю швидкості обертання вітрової турбіни відносно швидкості вітру є найбільш ефективними за рахунок високого ККД турбіни у всьому діапазоні швидкостей вітру. Ефективність такої системи наближається до рівня систем з оптимальним керуванням при значно простішому алгоритмі роботи.

Перелік посилань

1. M. Monsour «Comparative Study of Fixed Speed and Variable Speed Wind Generator with Pitch Angle Control» Unit Research on Power System and Electrical Machines: ENIM, March 5 – 2011, P. 7.
2. M. Haddadi «Modeling and simulation of windgenerator with fixed speed wind turbine under Matlab-Simulink» Renewable Energy Development Center: Energy Procedia, June 9 - 2012, P. 701 -708.
3. Обухов С.Г. Метод моделирования механических характеристик ветротурбин малой мощности // НТИПУ. – Томск: НТИПУ. – 2011. – С. 15.