

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ УТИЛІЗАЦІЇ ЕНЕРГІЇ ВІТРУ ПРИ ІНТЕГРАЦІЇ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК І ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

За результатами математичного моделювання досліджено енергоефективність вітротурбіни в залежності від режиму роботи. За даними швидкісного розподілу вітру визначено оптимальні режими із стабілізацією швидкості турбіни. Виконано порівняльний аналіз енерго та ресурсоефективності систем вітроелектростанцій і ГАЕС з вітроенергетичними установками і ГЕС. Показано можливість підвищення енергоефективності вітроенергетики до 1.6 разів при зменшенні капітальних витрат.

Ключові слова: вітроенергетика, енергоефективність, акумулювання, регулювання, насос

В умовах гострого дефіциту енергетичних ресурсів стрімко зростає значення поновлювальних джерел енергії, зокрема енергії вітру [1,2]. Відповідно до оцінок фахівців в Україні внесок вітроенергетики до енергетичного балансу країни може досягти 12 ... 14% у 2030 році. Такі обсяги використання енергії вітру потребують обов'язкового узгодження режимів генерування електроенергії і її споживання. Технічне забезпечення такого узгодження може здійснюватись системами акумулювання енергії, на даний момент в переважній більшості – гідроакумулюючими електростанціями (ГАЕС). Тобто, розвиток вітроенергетики повинен супроводжуватись введенням до експлуатації додаткових потужностей ГАЕС, що пов'язано із значними капітальними вкладеннями.

Оцінка енергоефективності систем вітроенергетики при порівняльних дослідженнях і проектуванні повинна здійснюватись при співставленні енергетичного потенціалу потоку вітру з електричною енергією яку спожито споживачами, тобто з урахуванням етапу акумулювання. Порівняння систем вітроенергетики із ланкою акумулювання енергії доцільно здійснювати порівнянням енергій вітру і накопиченої потенціальної енергії води. Така оцінка при застосуванні поширених вітроелектростанцій (ВЕС) повинна враховувати, що: при оптимальних режимах більше половини енергії вітру втрачається при перетворенні її до механічної енергії повітряною турбіною; значне зменшення енергії має місце при відхиленні режиму вітротурбіни від оптимального внаслідок стабілізації частоти обертання зміною кута повороту лопаток, що обумовлено умовами роботи електрогенератора паралельно із електричною мережею, а також відхиленням режиму роботи електрогенератора при цьому від номінального; втратами енергії супроводжуються процеси транспортування електроенергії, електромеханічного перетворення і напірного переміщення води у водосховище.

Метою даної роботи є оцінка можливостей підвищення енергоефективності систем утилізації енергії вітру за рахунок інтеграції до єдиного комплексу електромеханічного обладнання вітроенергетичних установок (ВЕУ) і гідроелектростанцій (ГЕС) із раціональним вибором при цьому типів обладнання і режимів його роботи.

Оцінка ефективності перетворення енергії вітру до механічної енергії на валу вітротурбіни вітроенергетичної установки здійснена при математичному моделюванні за допомогою блоку вітротурбіни Wind Turbine системи Matlab. Даний блок визначає рушільний момент на валу турбіни у функції швидкості вітру, кута установки лопаток, швидкості турбіни у відносних одиницях. Відповідно до математичної моделі у блоці враховано зміну ККД передачі енергії від вітру до ротора турбіни із його максимумом 0.48 при куті установки лопаток турбіни нуль градусів і при заданому установками блоку базовому співвідношенні між швидкостями вітру та турбіни. Це співвідношення обумовлено базовою швидкістю вітру (в даній роботі при моделюванні задано – 12 м/с) і базовою швидкістю обертання турбіни у відносних одиницях базової швидкості генератора (задано 1.2). Фактично співвідношення базових швидкостей задає передавальне відношення редуктора вітроустановки. У якості базової швидкості вітру може прийматися середньостатистична швидкість потоку вітру ВЕУ.

Енергоефективність вітротурбіни залежить від режиму її роботи. Потужність повітряного потоку пропорційна швидкості вітру у третьому ступені. Для максимального ККД вітротурбіни слід із зміною швидкості вітру міняти швидкість турбіни із підтриманням базового співвідношення даних швидкостей. Для такого режиму у функції швидкості вітру розраховано залежність зміни потужності повітряної турбіни $P_{вт}$, яка передається від вітру до валу. Результати розрахунку даної потужності у

відносних одиницях (за базу прийнято потужність повітряного потоку турбіни при базовій швидкості вітру – 12 м/с) наведено на рис.1, де ця залежність позначена $\omega_{г.опт}$. Видно, що при швидкості вітру 12 м/с, при якій потужність потоку прийнята за одиницю, потужність вітротурбіни дорівнює 0.48, що відповідає максимуму її ККД. При цьому максимальна енергоефективність має місце завдяки оптимальній (у даному разі базовій) швидкості турбіни.

Особливістю роботи поширених ВЕС паралельно із мережею є умова стабілізації частоти обертання електрогенератора в межах робочого діапазону зміни швидкості вітру. Дана стабілізація забезпечується зміною кута повороту лопаток турбіни, але при цьому зменшується енергоефективність. Графіки потужності вітротурбіни із стабілізацією частоти її обертання на рис.1 позначено цифрами, значення яких відповідають відносним величинам частоти обертання (базовим швидкостям обертання турбіни). Ці залежності розраховано при варіюванні кутом повороту лопаток для кожного співвідношення швидкостей вітру і турбіни із пошуком оптимального кута, який забезпечить максимум потужності. Злами кривих на рисунках обумовлені розривами в діапазонах потрібної зміни кутів. Як видно з рис.1, при стабілізації частоти обертання максимальна енергоефективність має місце при торканні відповідної кривої із пунктирною кривою $\omega_{г.опт}$, в точці оптимального співвідношення швидкостей вітру та турбіни. В даних точках відносне значення (відносно максимального, 0.48) ККД вітротурбіни $\eta'_{вт}$ дорівнює одиниці. На рис.2. наведено залежності зміни величин відносних ККД вітротурбіни у функції швидкості вітру при стабілізації частоти обертання. Позначення кривих відповідають величинам відносної швидкості турбіни.

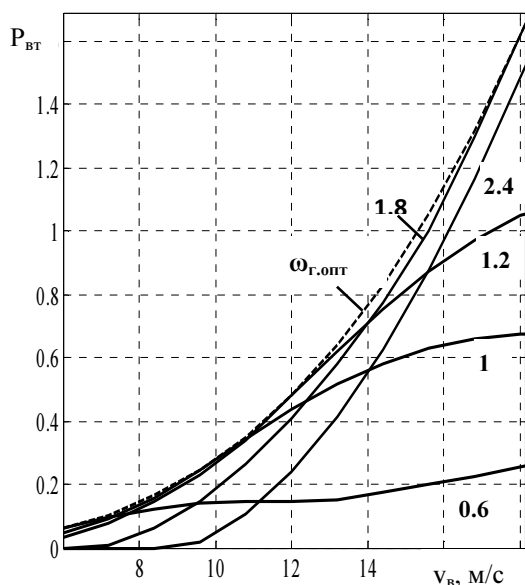


Рис. 1

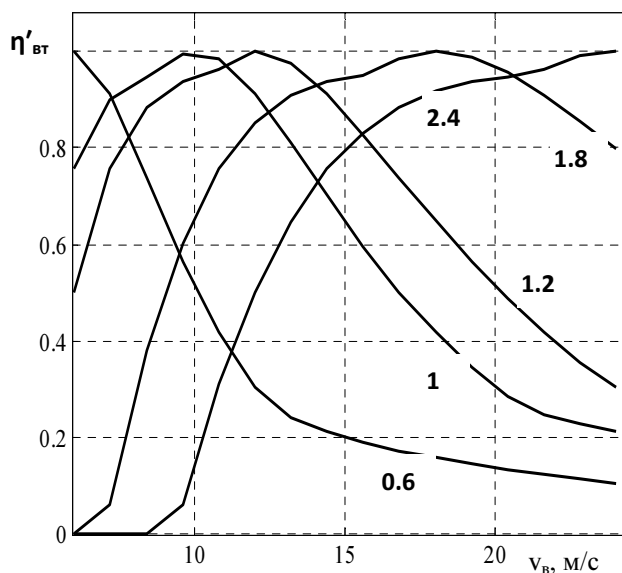


Рис.2

Криві рис. 1, 2 дають можливість оцінити миттєві показники ефективності перетворення енергії. При визначенні енергоефективності вітротурбіни принципово є інтегральна енергетична оцінка за певний період з урахуванням часу роботи турбіни при кожній швидкості вітру у робочому діапазоні його зміни. Криві рис.1 дають можливість зробити таку енергетичну оцінку за умови рівномірної роботи із кожним значенням швидкості вітру. За цією умови енергія, яку виробляє турбіна у певному режимі роботи, відповідно до кривих рис.1, буде пропорційною інтегралу потужності в цьому режимі за відповідним графіком. Максимально можлива енергія буде у режимі із встановленням оптимальної частоти обертання турбіни $\omega_{г.опт}$ для кожної швидкості вітру. При стабілізації частоти обертання турбіни за допомогою зміни кута установки її лопаток ККД турбіни знижується при відхиленні швидкістю вітру від базової і частина енергії вітряного потоку втрачається.

Співставлення величини енергії, яку виробляє вітротурбіна за певний період роботи при стабілізації частоти обертання із енергією при підтриманні оптимальної частоти $\omega_{г.опт}$ дає можливість визначити ККД вітротурбіни у режимі стабілізації швидкості генератора із відносною частотою обертання i (за рис.1) за умови рівномірної роботи із кожним значенням швидкості вітру:

$$\eta_{wi} = \frac{\int_{v_1}^{v_2} P_{em,i}(v_s) dv_s}{\int_{v_1}^{v_2} P_{em,opt}(v_s) dv_s}, \quad (1)$$

де v_1, v_2 – швидкості вітру на початку та кінці діапазону, який досліджується, при розрахунках прийнято 6 та 24 м/с; $P_{em,opt}$ – потужність вітротурбіни в режимі оптимальної швидкості (за графіком

$\omega_{г.опт}$, рис.1); $P_{вмі}$ – потужність вітротурбіни у режимі стабілізації швидкості генератора ω_{zi} із відносною частотою обертання i за рис.1. Кожному значенню відносної частоти обертання i відповідає робоче значення швидкості вітру, при якій буде максимум ККД вітротурбіни $\eta'_{вт}$ (за рис. 2):

$$v_{вpi} = v_{в.баз} \frac{\omega_{zi}}{\omega_{г.баз}} \quad (2)$$

де $v_{в.баз}$, $\omega_{г.баз}$ – базові значення швидкості вітру та частоти обертання генератора (вітротурбіни).

Графік зміни режимного (середньозваженого) ККД вітротурбіни η_{wi} за умови рівноймовірної роботи із кожним значенням швидкості вітру наведено на рис.3, крива 1. Його побудовано у функції робочої швидкості вітру $v_{ад}$, величина якої однозначно пов'язана із відносною частотою обертання, яка у свою чергу обумовлює величину чисельника у виразі (1). Даний графік дозволяє визначити те значення робочої швидкості вітру, а через неї відношні величини частоти обертання, відповідно до (2), при існуванні яких буде максимальна енергоефективність вітрогенераторної установки при даному розподілі вітру за швидкостями. За визначеною величиною робочої швидкості вітру (відношні величини частоти обертання) і базовою швидкістю генератора слід визначити необхідне передавальне відношення редуктора, яке забезпечить максимум енергоефективності. При моделюванні в системі Matlab в установках блоку вітротурбіни Wind Turbine для цього слід відповідним чином скорегувати величину базової швидкості обертання турбіни. За графіком 1 рис.3 робоча швидкість вітру становить 20 м/с.

Аналіз залежності режимного ККД вітротурбіни η_{wi} свідчить про можливість значних знижень енергоефективності при похибках у визначенні величини робочої швидкості вітру (передавального відношення редуктора). За кривими рис.3 відхилення на 5 м/с знижує ККД на 10 ... 15%. Криву 1 побудовано при рівноймовірній роботі із кожним значенням швидкості вітру, що не відповідає дійсним умовам. За результатами статистичних досліджень швидкостей вітру, які передують проектуванню вітроустановки необхідно визначити дійсний розподіл і відповідно до нього робочу швидкість вітру. Частку часу існування вітру кожної швидкості при одиничному максимумі визначимо відповідно до нормального розподілу за законом Гауса:

$$T_v(v_g) = e^{-\frac{(v_g - v_{гбаз})^2}{2\sigma^2}}, \quad (3)$$

де v_g – швидкість вітру; $v_{гбаз} = 12 \text{ м/с}$ – базова швидкість вітру, час існування вітру даної швидкості прийнято за одиницю; $\sigma = 5 \text{ м/с}$ – прийняте середньоквадратичне відхилення. Відповідно до даного розподілу визначено відносну енергію турбіни $W_{вт}$ у функції швидкості вітру для різних режимів роботи. Отримані графічні залежності наведено на рис.4. Енергію визначено відносно енергії потоку при базовій швидкості вітру 12 м/с, час існування якої прийнятий за одиницю, як добуток потужності турбіни відносно потужності потоку вітру на частку часу існування вітру даної швидкості. Позначення на рис.4 подібні до рис.1.

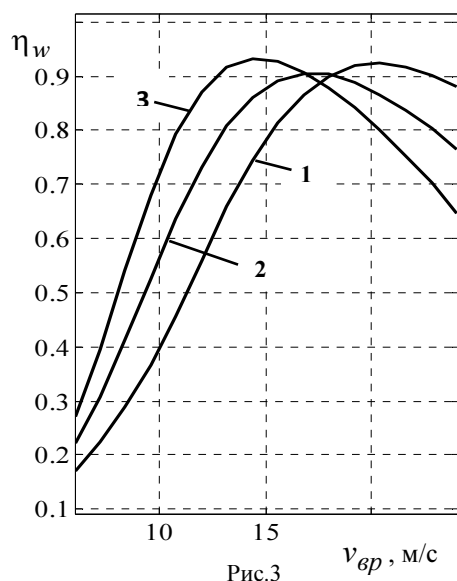


Рис.3

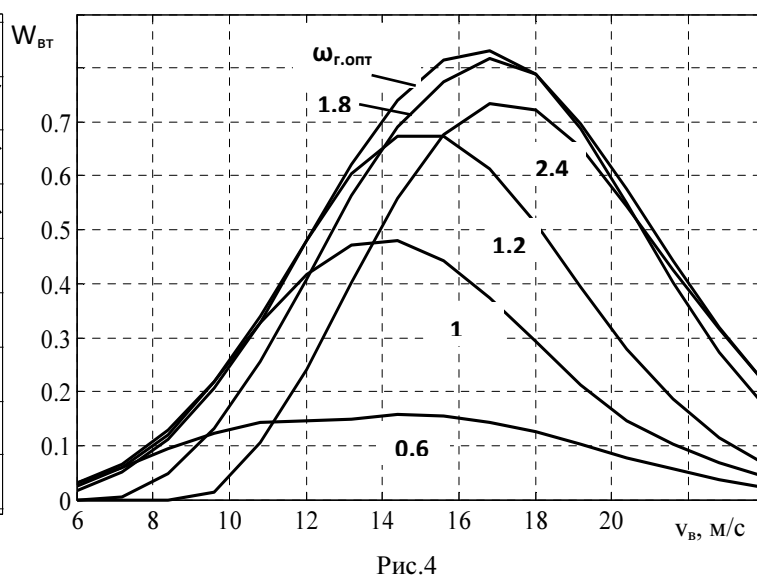


Рис.4

При визначенні режимного ККД вітротурбіни з урахуванням статистичного розподілу швидкостей вітру необхідно крім потужності за рис. 1 враховувати частку часу існування вітру кожної швидкості (3):

$$\eta_{wi} = \frac{\int_{v_1}^{v_2} P_{em,i}(v_g) T_v(v_g) dv_g}{\int_{v_1}^{v_2} P_{em,om}(v_g) T_v(v_g) dv_g} . \quad (4)$$

Отримані із використанням графіки режимних ККД вітротурбіни при нормальному розподілі швидкостей вітру для середньоквадратичних відхилень 5 та 3 м/с наведено на рис.3, криві 2 та 3 відповідно. Вони свідчать про суттєвий вплив закономірності розподілу на величину режимного ККД і ймовірність значного зниження енергоефективності при відхиленні дійсного розподілу швидкостей вітру від заданого при проектуванні. Спираючись на отримані результати при подальшому аналізі будемо оцінювати величину ККД турбіни ВЕС при перетворенні енергії вітру до механічної енергії її ротора на рівні 0.8 ... 0.85.

Порівняння енерго та ресурсоефективності систем утилізації енергії вітру із ланкою акумулювання енергії виконаємо для систем на основі ВЕС та ГАЕС у порівнянні із системами на основі ГЕС і вітроенергетичних установок, які перетворюють енергію вітру у потенційну енергію води. Порівняльне дослідження виконаємо при оцінці перетворення енергії вітру до потенційної енергії води у водосховищі, враховуючи на однотипність подальших процесів перетворення енергії у системах, що порівнюються. Порівняльний аналіз потребує визначення структури даних систем.

Склад системи на основі **ВЕС та ГАЕС**:

- вітротурбіна із системою регулювання кута повороту лопаток;
- редуктор вітрогенераторної установки;
- електричний генератор;
- статичні конденсаторні компенсатори реактивної потужності;
- електрична мережа;
- електродвигун приводу насоса ГАЕС;
- насос ГАЕС;
- трубопровід ГАЕС;
- додаткові обсяги водосховищ.

Систему на основі **вітроенергетичних установок і ГЕС** розглянемо у двох варіантах. В обох варіантах вітротурбіна працює із змінною швидкості в режимі максимальної ефективності і не має системи регулювання кута повороту лопаток.

У першому варіанті потужність з вала турбіни механічною трансмісією (довгий вал) передається до системи насосів об'ємної дії. Насоси гідравлічно з'єднано паралельно і здійснюють підйом води з нижнього до верхнього б'єфів ГЕС. Для споживання змінної механічної енергії вітротурбіни при зміні швидкості вітру змінюється кількість завантажених насосів системою керованих гідравлічних клапанів. Напір насосів об'ємної дії не залежить від подачі, а величина напору в основному обумовлена висотою підйому води. При зміні потужності вітротурбіни із змінною швидкості вітру для споживання цієї енергії треба змінювати кількість працюючих насосів. Наприклад, в діапазоні зміни швидкості вітру від 6 до 18 м/с потужність збільшується у 27 разів. Якщо для її споживання застосувати ряд із 5 працюючих паралельно насосів (при збільшенні продуктивності наступного насосу в ряду у два рази порівняно із попереднім), то переключеннями у цій системі можна забезпечити дискретну зміну потужності у 31 разів із кроком 1/30 діапазону. Це практично забезпечить споживання всієї виробленої вітроустановкою енергії при зміні швидкості обертання при максимальній енергоефективності.

Позитивними рисами такої системи є узгодження вітротурбіни та насосів об'ємної дії за швидкохідністю, що дозволяє мінімізувати потребу у редукції швидкості. Недоліки пов'язані із складнощами технічної реалізації механічної трансмісії.

У другому варіанті до вала турбіни приєднано систему компресорів об'ємної дії (подібно до системи насосів першого варіанту), вироблене стисле повітря повітропроводом передається до форсунок ерліфтною водопідйомної установки [3]. Регулювання подачі здійснюється зміною кількості працюючих форсунок. При цьому незначні тиски компресора, висоти підйому води та довжини повітропроводів сприяють максимізації енергоефективності систем ерліфтного водопідйому. Переваги системи пов'язані із простотою, дешевизною та надійністю системи, її екологічністю (при ерліфтному підйомі вода збагачується киснем і відсутня небезпека механічних пошкоджень представників водної фауни). Недоліки обумовлені невисоким ККД ерліфтів.

Оцінимо співвідношення конструктивних параметрів системи. Величина гідравлічної корисної потужності водопідйомної установки N_k відповідає швидкості зміни потенційної енергії води при підйомі її на висоту h : $N_k = \rho g Q h$, де ρ – густина води; g – прискорення вільного падіння.

Продуктивність водопідйомної установки Q і діаметр водоводу D , за яким вода переміщується до водопідйомної установки, при швидкості течії v_m можна визначити за виразами:

$$Q = \frac{N_k}{\rho g h}; \quad D = \sqrt{\frac{4Q}{v_m \pi}} \quad (5)$$

Таким чином, відповідно до (5) при 1 МВт корисної потужності, швидкості течії 1 м/с і підйомі води на 20 м продуктивність становить 5 м³/с, а діаметр водоводу 2.52 м.

Вихідні дані для порівняння енерго та ресурсоефективності розглянутих систем утилізації енергії вітру зведено до таблиці 1. Показано наявність складових системи і надано оціночне значення їх ККД. Для електричного генератора ККД враховує номінальні втрати і їх збільшення при відхиленні режиму від номінального. Оцінка ККД статичних конденсаторів виконана в припущенні, що $\text{tg}\varphi = 0.75$, втрати активної енергії на виробництво реактивної можна оцінити співвідношенням вартостей активної і реактивної енергії, яке становить 24/1.5. Технологічні втрати при транспортуванні електричної енергії прийняті на рівні 10%. Дана величина відноситься до кращих показників, а в залежності від умов конкретної експлуатації вона може зменшуватись.

Крім даних таблиці 1, при порівнянні капітальних вкладень необхідно враховувати: зменшення маси гондоли вітроустановки зменшує вартість опори; використання існуючих водосховищ ГЕС, наявних турбін і гідрогенераторів для акумулювання потенційної енергії води і перетворення її до електричної енергії знімає потребу у будівництві додаткових потужностей ГАЕС; при будівництві ВЕС необхідні значні вкладення для розвитку електричних мереж; розміщенню ВЕУ в зоні водосховищ ГЕС сприяє наявність великих відкритих просторів, де можуть існувати більш сильні вітри і де простіше знайти зону відчуження для будівництва ВЕУ, особливо при великих її висотах.

Таблиця 1

Обладнання	ВЕС і ГАЕС		ВЕУ і ГЕС			
			механічна трансмісія		ерліфтна установка	
	наявність	ККД	наявність	ККД	наявність	ККД
Віротурбіна	+	0.48*0.85	+	0.48	+	0.48
Система регулювання повороту лопаток турбіни	+		-		-	
Редуктор ВЕУ	+	0.97	-		+	0.97
Електрогенератор	+	0.9	-		-	
Конденсаторні установки для компенсації реактивної потужності	+	0.97	-		-	
Електрична мережа	+	0.9	-		-	
Механічна трансмісія	-		+	0.97	-	
Електродвигун насосу	+	0.92	-		-	
Компресор	-		-		+	0.8
Повітропровід	-		-		+	0.9
Форсунка і підйомна труба ерліфту	-		-		+	0.6
Насос	+	0.8	+	0.8	-	
Водогін	+	0.97	+	0.97	-	
Результуючий ККД		0.22		0.36		0.2

Співставлення варіантів за таблицею 1 показує, що при інтеграції до єдиного комплексу електромеханічного обладнання вітроенергетичних установок і гідроелектростанцій (при застосуванні механічної трансмісії від віротурбіни до насосу) є можливість збільшити енергоефективність систем утилізації енергії вітру в 1.6 рази при значному здешевленні порівняно із системами на основі ВЕС і ГАЕС. Такий варіант може бути доцільним особливо при відносно невеликих потужностях, які характерні для малих ГЕС. Застосування даного варіанту при великих потужностях може стримуватись потребою розробки і виготовлення спеціального обладнання механічної трансмісії та насосів. Така проблема зникає при реалізації ерліфтного підйому води. При цьому енергоефективність знижується, але при комплексному порівнянні (див. таблицю 1) вона лише на 10% менша за варіант ГЕС і ГАЕС, а капітальні вкладення принципово менші. Дешевизна, простота реалізації, надійність та екологічність даного варіанту сприяє його швидкій окупності. Крім того, існують резерви покращення енергоефективності цього варіанту при дослідженні та розробці обладнання ерліфтного водопідйому з

урахуванням специфіки даної експлуатації (малі тиски та відстані транспортування стислого повітря, використання нагрітого при стисненні газу при роботі ерліфту).

Висновки. Зниження енергоефективності ВЕС внаслідок стабілізації частоти обертання та відхилення дійсного швидкісного розподілу вітру від прогнозного знаходиться на рівні 10 ... 20%. При збільшенні потужностей систем вітроенергетики аналіз їх енергоефективності потребує урахування ланок акумулювання енергії. В умовах України при наявності великих потужностей ГЕС доцільно розробляти суміщені комплекси ВЕУ і ГЕС. Це збільшує енергоефективність до 1.6 рази при значному здешевленні систем.

Список літератури

1. Ковалко М.П. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України / М.П.Ковалко, С.П.Денисюк. – К.: КЕЗ, 1998. – 504 с.
2. Кривцов В.С. Неисчерпаемая энергия ветра. Ветроэлектроагрегаты, ветроэнергетика / В.С.Кривцов, А.М.Олейников, А.И.Яковлев. – Харьков, ХАИ, 2004. – 400 с.
3. Насосні, вентиляторні та пневматичні установки: підруч. / С.П.Шевчук, О.М.Попович, В.М.Світлицький. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 308 с.

L.Mazurenko, A. Popovich

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Ukraine

S. Shevchuk, V. Polishchuk

National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute»

INCREASE OF EFFICIENCY OF SYSTEMS OF THE ENERGY CASCADING OF THE WIND AT INTEGRATION OF WINDMILLS AND HYDROELECTRIC POWER STATIONS

By results of mathematical modelling efficiency of wind turbines depending on a mode robots is investigated. In view of high-speed distribution of a wind optimum behaviours are certain at stabilization of speed of the turbine. The comparative analysis of efficiency of systems of wind-driven electric power stations and the pumped storage station with windmills and HYDROELECTRIC POWER STATION is executed. The opportunity of increase of efficiency of wind-power engineering up to 1.6 times is shown at reduction of capital expenditure.

Key words: wind-power engineering, efficiency, accumulation, regulation, the pump

1. Kovalko M.P. Enerhozhberezhennia – priorytetnyi napriamok derzhavnoi polityky Ukrainy / M.P.Kovalko, S.P.Denysiuk. – К.: КЕЗ, 1998. – 504 с.
2. Kryvtsov V.S. Neyscherpaemaia enerhiya vetra. Vetroelektroahrehaty, vetroenerhetyka / V.S.Kryvtsov, A.M.Oleinykov, A.Y.Yakovlev. – Kharkov, KhAY, 2004. – 400 с.
3. Nasosni, ventyliatorni ta pnevmatychni ustanovky: pidruchnyk / S.P. Shevchuk, A.N. Popovich, V.M. Svitlytskyi. - К.:NTUU “KPI”, 2010. - 308 s.

УДК 621.311.24; 621.548

Л.И. Мазуренко, д-р. техн. наук, профессор; А.Н. Попович, канд. техн. наук, доцент

Институт электродинамики НАН Украины

С.П. Шевчук, д-р. техн. наук, профессор; В.Е. Полищук

Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт»

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ УТИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ ВЕТРА ПРИ ИНТЕГРАЦИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

По результатам математического моделирования исследована энергоэффективность ветротурбин в зависимости от режима работы. С учетом скоростного распределения ветра определены оптимальные режимы при стабилизации скорости турбины. Выполнен сравнительный анализ энерго и ресурсоэффективности систем ветроэлектростанций и ГАЭС с ветроэнергетическими установками и ГЭС. Показана возможность повышения энергоэффективности ветроэнергетики до 1.6 раз при уменьшении капитальных затрат.

Ключевые слова: ветроэнергетика, энергоэффективность, аккумуляирование, регулирование, насос

Надійшла 15.04.2014

Received 15.04.2014

С. Й. Ткаченко, д-р техн. наук, професор; Т. Ю. Румянцева; Н. В. Пішеніна, канд. техн. наук
Вінницький національний технічний університет

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ «ВІРТУАЛЬНОЇ МОДЕЛЬНОЇ РІДИНИ» ДЛЯ ОЦІНКИ ІНТЕНСИВНОСТІ ТЕПЛООБМІНУ В РЕАЛЬНИХ УМОВАХ ТЕПЛОТЕХНОЛОГІЇ

Запропоновано поняття «віртуальної модельної рідини», розроблено метод визначення її теплофізичних властивостей для застосування в експериментально-розрахунковому методі. Введено метод оцінювання реологічної поведінки натурної рідини, суміші, розчину, що дає можливість перевірки надійності застосування запропонованого підходу до визначення інтенсивності теплообміну в рідині в натурних умовах. Проаналізовані результати реалізації удосконаленого експериментально-розрахункового методу. Введення «віртуальної модельної рідини» дозволяє оцінювати теплофізичні властивості середовища та інтенсивність теплообміну в натурних умовах, а також визначати границі режимів руху суміші за умов теплообміну.

Ключові слова: теплообмін, експериментально-розрахунковий метод, складна суміш, неньютонівська рідина, теплофізичні властивості.

Вступ

Питання розвитку методів оцінювання інтенсивності процесів теплообміну в складних багатофазних, полікомпонентних сумішах, розчинах (у подальшому – натурна рідина, рідина), в умовах невизначеності вхідної інформації на сьогодні актуальне. Перелік натурних рідин, які можуть використовуватись в різних галузях виробництва, практично необмежений. Невизначеність вхідної інформації зумовлюється відсутністю достовірних експериментальних даних про теплофізичні та реологічні параметри натурних рідин, або непередбачуваною зміною вказаних параметрів зі зміною теплових і гідродинамічних умов. Відповідно, у проектуванні натурних теплообмінних установок (НТОУ) виникають невизначеності з оцінюванням режимів руху складних рідин, натурних умов теплообміну, коефіцієнтів тепловіддачі.

Нетрадиційні підходи використання теорії подібності, які застосовуються в експериментально-розрахунковому методі [1–3], дозволяють оцінювати інтенсивність теплообміну в складних сумішах у НТОУ. Проводяться дослідження натурної рідини на портативному експериментальному стенді (у подальшому – базовий стенд). Фізичний експеримент ЕРМ, який названо базовим, направлено на визначення інтенсивності теплообміну в натурних рідинах $\alpha_{\text{експ}}^{\delta}$ та дослідження в комплексі їх теплофізичних властивостей за різних теплогідродинамічних умов [1–3]. Проведення експерименту ЕРМ можливе у виробничих умовах, на відміну від традиційних методів детального вивчення кожного із теплофізичних параметрів окремо, які потребують спеціалізованого обладнання.

Постановка задачі

Розрахункова частина ЕРМ містить бази даних структурованих критеріальних рівнянь, теплофізичних властивостей «модельних рідин», набір методів і алгоритмів обробки базового експерименту, врахування впливу напряму теплообміну на коефіцієнти тепловіддачі, оцінювання реальних теплофізичних властивостей натурної рідини, врахування переходу від базових до натурних умов теплообміну. Застосування вказаних методів та баз даних у комплексі демонструються з використанням залежності [2, 3]

$$\alpha_{\text{НТОУ}} = C \cdot \left[\frac{P_{\delta-n}}{C_{\delta} \cdot P_{\delta} \cdot P_{\text{нт.}\delta}} \cdot \frac{\alpha_{\text{експ}}^{\delta}}{C_{\delta} \cdot P_{\delta} \cdot P_{\text{нт.}\delta}} \right] \cdot g^{n_1} \cdot W^{n_2} \cdot \ell^{n_3} \cdot \bar{\Delta T}^{n_4} \cdot (P_{\text{нт.н}})^m, \quad (1)$$

де $\alpha_{\text{НТОУ}}$ – коефіцієнт тепловіддачі в НТОУ; $\alpha_{\text{експ}}^{\delta}$ – експериментальний коефіцієнт тепловіддачі в базових умовах теплообміну від твердої стінки до натурної рідини, яка нагрівається (охолоджується); C – константа критеріального рівняння; $\bar{\Delta T}$ – середній температурний напір між поверхнею теплообміну та рідиною; g – прискорення вільного падіння; W та ℓ – характерна швидкість руху рідини та визначальний геометричний розмір; $(P_{\text{нт.н}})^m = (Pr_p / Pr_{\text{см}})_n^{0.25}$ – поправка на напрям теплообміну в