

КАРВАЦЬКИЙ А. Я., д.т.н., проф.
Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ТОРФ'ЯНОГО СИНТЕЗ-ГАЗУ В ЕНЕРГЕТИЦІ

Проведено розрахунки економічної ефективності енергетичного комплексу, що складається включає в себе газифікатор для газифікації низинного торфу та паро-газотурбінну установку для промислового виробництва електроенергії. Показано, що даний проект є досить привабливим з інвестиційної точки зору: має термін окупності – 2,2 роки та внутрішню норму рентабельності понад 56 %.

Ключові слова: газифікатор, синтез-газ, парогазотурбінна установка, техніко-економічне обґрунтування.

© Карвацький А. Я., 2013.

Постановка проблеми. У зв'язку зі значним зростанням цін на традиційне паливо та забрудненням навколишнього середовища продуктами його згоряння, все більше уваги приділяється технологіям використання низькокалорійного палива, пов'язаних, зокрема із процесами газифікації. Існує чимало прикладів комерційно-успішної практичної реалізації таких проектів [1, 2]. Відомі енергетичні системи Nexterra Systems Corp (Канада) потужністю 2...10 МВт, ККД ТЕЦ до 60 %; газифікатор із нерухомим шаром із висхідним потоком [3]; газифікатор із бульбашковим псевдозрідженим шаром на електростанції в м. Варнамо (Швеція) потужністю 6 МВт електроенергії і 9 МВт теплової енергії; газифікатор Siemens ПГС на електростанції в м. Фріберг (ФРН), що працює на бурому вугіллі, робочий тиск 30 бар, температура 1400 °С, електрична потужність 5 МВт [4].

Метою цієї статті є доведення інвестиційної привабливості проектів використання продуктів газифікації торфу у вигляді синтез-газу для виробництва електроенергії.

Визначення витрат торфу на виробництво синтез-газу. Розглянемо енергетичний комплекс для виробництва електроенергії, що складається з газифікатора та парогазотурбінної установки. Щоб підкреслити потенціальні можливості проекту, використаємо комбіновану парогазотурбінну установку «Зоря Машпроект» UGT 110 000 CC1 [5] із такими параметрами:

- кількість і тип двигунів – $1 \times \text{UGT110000} + 1 \text{ ПТ}$;
- потужність електрична $P_{\text{ел}} = 160 \text{ МВт}$;
- ККД електричний – 50 %;
- витрата палива: газу $w_{\text{п.г}} = 38 \text{ 100 м}^3/\text{год}$; рідкого палива $w_{\text{п.р}} = 26 \text{ 700 м}^3/\text{год}$.

Оскільки установка має бути забезпечена паливом, одержаним із торфу, слід розрахувати його витрату. Визначимо спочатку річні витрати природного газу: $V_{\text{п.газ}}^{\text{р}} = w_{\text{п.г}} T / 1000 = 38 \text{ 100} \cdot 8400 / 1000 = 320 \text{ 040 тис. м}^3/\text{рік}$, де $T = 8400 \text{ год}$ – тривалість роботи установки протягом року.

Річне споживання синтез-газу $V_{\text{с.г}}^{\text{р}} = (Q_{\text{п.газ}}^{\text{р}} / Q_{\text{с.г}}^{\text{р}}) V_{\text{п.г}}^{\text{р}} = (44,75 / 19,99) \cdot 320 \text{ 040} = 716 \text{ 448 тис. м}^3/\text{рік}$, де $Q_{\text{п.г}}^{\text{р}} = 44,75 \text{ МДж/кг}$ – нижча робоча теплота згоряння природного газу [6]; $Q_{\text{с.г}}^{\text{р}} = 19,99 \text{ МДж/кг}$ – нижча робоча теплота згоряння синтетичного водяного газу, що отримано газифікацією торфу [7].

Годинна витрата синтез-газу $w_{\text{с.г}} = 1000 V_{\text{с.г}}^{\text{р}} / T = 1000 \cdot 716 \text{ 448} / 8400 = 85 \text{ 291 м}^3/\text{год}$.

Річна витрата торфу для отримання синтез-газу $G_{\text{т}}^{\text{р}} = V_{\text{с.г}}^{\text{р}} / V_{\text{т}} = 716 \text{ 448} / 1,93 = 371,2 \text{ тис. т/рік}$, де $V_{\text{т}} = 1,93 \text{ тис. м}^3/\text{т}$ – вихід синтез-газу з 1 т торфу [7].

Отже газифікатор повинен споживати 371,2 тис. т торфу на рік, щоб забезпечити продуктивність за синтез-газом 716 448 тис. м³/рік. При цьому запасів торфу в Україні цілком достатньо (табл. 1).

Вихідні дані для техніко-економічних розрахунків. Електрична потужність установки $P_{\text{ел}} = 160 \text{ МВт}$. Вартість електроенергії для промислових споживачів $C_{\text{ел}} = 0,9467 \text{ грн/(кВт} \cdot \text{год)}$ [9]. Вартість природного газу для промислових споживачів $C_{\text{п.г}} = 4,71 \text{ грн/м}^3$ [10]. Вартість фрезерного паливного торфу $C_{\text{т}} = 140 \text{ грн/т}$ [11]. Відносна вартість газифікації торфу $K_{\text{г}} = 0,778$ [12]. Вихід синтез-газу з 1 кг торфу $V_{\text{т}} = 1,93 \text{ м}^3/\text{кг}$ [7].

Вартість синтез-газу $C_{\text{с.г}} = C_{\text{т}}(1 + K_{\text{г}})V_{\text{т}}/1000 = [140 \cdot (1 + 0,778) \cdot 1,93]/1000 = 0,48 \text{ грн/м}^3$. Тобто вартість синтез-газу, одержаного з торфу, у 9,8 раза нижча, ніж природного або, з урахуванням співвідношення нижчої робочої теплоти згоряння, – у 4,4 раза.

Собівартість 1 кВт · год електроенергії, одержаної на установці UGT 110 000 CC1 у разі використання природного газу $C_{\text{п.г}}^{\text{ел}} = w_{\text{п.г}} C_{\text{п.г}} / P_{\text{ел}} = 38 \text{ 100} \cdot 4,71 / 160 \text{ 000} = 1,12 \text{ грн/(кВт} \cdot \text{год)}$; синтез-газу $C_{\text{с.г}}^{\text{ел}} = w_{\text{с.г}} C_{\text{с.г}} / P_{\text{ел}} = 85 \text{ 291} \cdot 0,48 / 160 \text{ 000} = 0,26 \text{ грн/(кВт} \cdot \text{год)}$.

Таблиця 1 – Енергетичний потенціал торфу в Україні [8]

Області	$M_{\text{т}}$, млн т	$M_{\text{у.п.}}$, млн т у.п. ¹	$T_{\text{с}}$, років ²
1. Вінницька	33,7	22,9	90,8
2. Волинська	372,2	253,6	1003
3. Житомирська	83,7	57,0	225,5

4. Івано-Франківська	13,3	9,1	35,8
5. Київська	147,8	100,7	398,2
6. Львівська	200,1	136,4	539,0
7. Полтавська	69,8	47,5	188,0
8. Рівненська	361,9	246,7	974,9
9. Сумська	101,5	69,2	273,4
10. Тернопільська	102,1	69,6	275,0
11. Херсонська	2,7	1,8	7,3
12. Хмельницька	61,5	41,9	165,7
13. Черкаська	52,1	35,5	140,3
14. Чернігівська	250,0	170,4	673,5

¹ $M_{y,n} = (Q_{\text{г}}^{\text{п}}/Q_{\text{у,п}}^{\text{п}})M_{\text{г}}$, де $Q_{\text{у,п}}^{\text{п}} = 29,33$ МДж/кг

² $T_{\text{е}} = 1000M_{\text{г}}/G_{\text{г}}^{\text{п}}$

Розрахунок собівартості комплексу.

Загальна вартість обладнання: $A_{\text{пр}} = (A_{\text{г}} + A_{\text{пр}} + A_{\text{м}})k_{\text{с}} = (64 + 128 + 0,5) \cdot 7,993 = 1\,538$ млн грн, де $A_{\text{г}} = c_{\text{г}}P_{\text{ел}} = 400 \cdot 160\,000 = \64 млн – вартість газифікатора; $c_{\text{г}} = \$400/\text{кВт}$ – орієнтовна вартість теплової потужності газифікатора; $A_{\text{пр}} = c_{\text{пр}}P_{\text{ел}} = 800 \cdot 160\,000 = \128 млн – вартість установки UGT 110 000 СС1; $c_{\text{пр}} = \$800/\text{кВт}$ – орієнтовна вартість електричної потужності установки; $A_{\text{м}} = \$0,5$ млн – орієнтовні затрати на мережу електропостачання; $k_{\text{с}} = 7,993$ грн/\$ – курс доллара США (курс НБУ на 2012.10.25, [68]).

Методика розрахунку. Поточна вартість

майбутніх грошових потоків проекту (NPV – Net Present Value) [13, 14], що розраховується з врахуванням дисконтування і відрахуванням інвестицій:

$$NPV = \sum_{i=1}^N \frac{NCF_i}{(1+r)^i} - Inv,$$

де N – кількість періодів проекту (кількість років експлуатації комплексу); NCF_i – чистий грошовий потік (Net Cash Flow) для періоду i (року експлуатації), грн; r – ставка дисконтування в десятковому виразі (вартість капіталу, залученого для інвестиційного проекту); Inv – початкові інвестиції в проект, грн.

Чистий грошовий потік NCF містить тільки різницю поточних надходжень і затрат, пов'язаних із реалізацією проекту (сумарний грошовий потік інвестиційного проекту без обліку платежів, пов'язаних з його фінансуванням). У нашому випадку NCF за кожний місяць (рік) експлуатації буде визначатися, як $NCF = B_{\text{е/е}}^{\text{п}} \Delta C_{\text{е/е}}$, де $B_{\text{е/е}}^{\text{п}}$ – річний обсяг виробництва електроенергії у проекті, (кВт · год)/рік; $\Delta C_{\text{е/е}}$ – різниця між тарифами на електроенергію для промисловості і собівартістю електроенергії, що генерується у проекті, грн/(кВт · год).

Індекс прибутковості проекту (Profitability Index) розраховують як відношення зведених доходів, що очікуються від інвестицій, до суми інвестиційного капіталу:

$$PI = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{NCF_i}{(1+r)^i}}{Inv}.$$

Термін окупності проекту (Pay-Back Period, PBP) – час, необхідний для покриття початкових інвестицій за рахунок чистого грошового потоку, що генерується інвестиціями з врахуванням дисконтування. Його зазвичай визначають графічно: $NPV = f(N)$, де N – термін проекту, коли $NPV = 0$. Для позначення PBP також використовують скорочення $DPBP$ (Discounted Pay-Back Period) або DPB (Discounted Pay-Back).

Внутрішня норма рентабельності проекту (Internal Rate of Return, IRR) – ставка дисконтування, за якої сумарна зведена вартість прибутків від здійснених інвестицій дорівнює їхній вартості:

$$-Inv + \sum_{i=1}^N \frac{NCF_i}{(1+IRR)^i} = 0.$$

Економічна ефективність використання комплексу. Розглянемо два варіанти використання парогазотурбінної установки для виробництва електроенергії для промисловості: I – установка працює на природному газі. При цьому немає потреби в газогенераторі; II – установка працює на синтез-газі з газогенератора, що використовує технологію водяного газу.

Вихідні дані для обох варіантів: електрична потужність установки $P_{\text{ел}} = 160$ МВт, вартість електроенергії для промислових споживачів $C_{\text{ел}} = 0,9467$ грн/(кВт · год); річний обсяг виробництва електроенергії за проектом $B_{\text{е/е}}^{\text{п}} = P_{\text{ел}}T = 160\,000 \cdot 8400 = 1\,344$ млн (кВт · год)/рік; ставка дисконтування (банківський річний відсоток за інвестиційний кредит) $r = 20\%$; термін розгляду проектів $N = 6$ років.

Вихідні дані для варіанту I: початкові інвестиції, пов'язані із закупівлею та монтажем установки UGT 110 000 СС1: $Inv^{\text{I}} = A_{\text{пр}} - A_{\text{г}} = 1\,538 - 511 = 1\,027$ млн грн; вартість природного газу для промислових споживачів $C_{\text{п,г}} = 4,71$ грн/м³; собівартість 1 кВт · год електроенергії в разі використання природного газу, $C_{\text{п,г}}^{\text{ел}} = 1,12$ грн/(кВт · год); різниця між тарифом на електроенергію для промисловості і собівартістю електроенергії, що генерується за варіантом I, $\Delta C_{\text{е/е}}^{\text{I}} = C_{\text{ел}} - C_{\text{п,г}}^{\text{ел}} = 0,95 - 1,12 = -0,17$ грн/(кВт · год); чистий грошовий потік проекту $NCF^{\text{I}} = B_{\text{е/е}}^{\text{п}} \Delta C_{\text{е/е}}^{\text{I}} = 1\,344 \cdot (-0,17) = -233$ млн грн/рік.

Вихідні дані для варіанту II: початкові інвестиції, пов'язані із закупівлею та монтажем установки UGT 110 000 СС1 і газифікатора: $Inv^{\text{II}} = A_{\text{пр}} = 1\,538$ млн грн; вартість синтез-газу, одержаного з торфу, $C_{\text{с,г}} = 0,48$ грн/м³; собівартість 1 кВт · год електроенергії в разі використання синтез-газу, одержаного з торфу, $C_{\text{с,г}}^{\text{ел}} = 0,26$ грн/(кВт · год); різниця між тарифом на електроенергію для промисловості і собівартістю електроенергії,

що генерується за варіантом II, $\Delta C_{e/e}^{II} = C_{еп} - C_{с.г}^{эл} = 0,95 - 0,26 = 0,69$ грн/(кВт · год); чистий грошовий потік проекту $NCF^{II} = B_{e/e}^p \Delta C_{e/e}^{II} = 1\,344 \cdot 0,69 = 923$ млн грн/рік.

Таким чином, чиста зведена вартість проекту для варіанту I має від'ємну динаміку, тобто проект є збитковим за збереження чинного тарифу на електроенергію для промисловості (рис. 1). Тому надалі розглядатимемо лише варіант II.

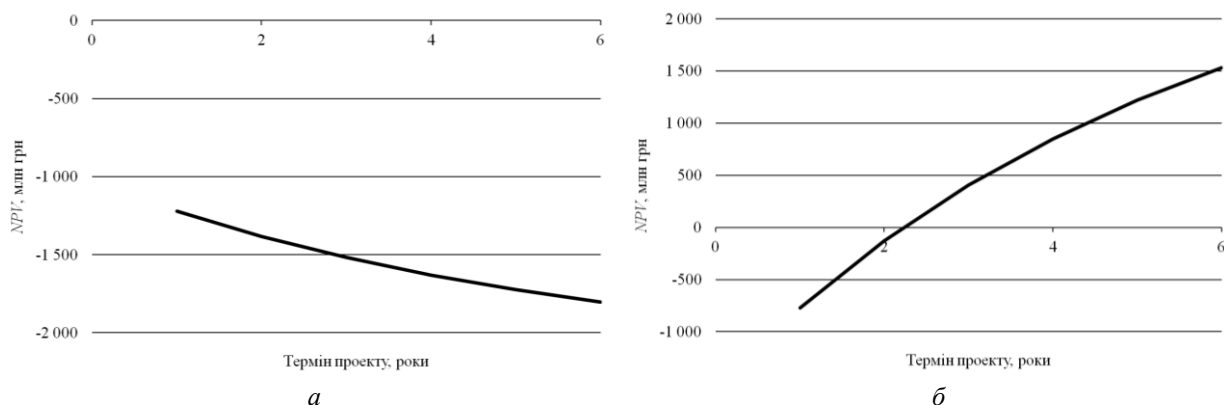


Рис. 1 – Чиста зведена вартість проектів для варіантів I (а) і II (б)

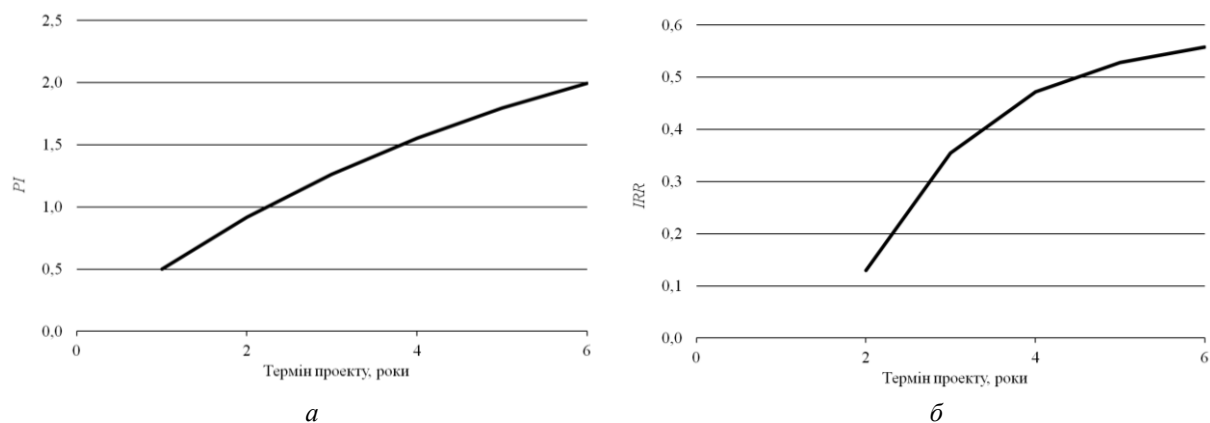


Рис. 2 – Індекс прибутковості (а) і внутрішня норма рентабельності (б) проекту для варіанту II

Аналіз одержаних результатів (див. рис. 1, рис. 2 і 3) дозволяє зробити такий висновок. Проект за варіантом II, що передбачає виробництво електричної енергії для промисловості на установці UGT 110 000 CC1, яка працює на торф'яному синтез-газі, одержуваному з газогенератора за технологією водяного газу, попри суттєві капіталовкладення (понад 1,5 млрд грн.), є привабливим з економічної точки зору: має термін окупності 2,2 роки; чисту зведену вартість проекту на п'ятий рік експлуатації – понад 1,2 млрд грн; внутрішню норму рентабельності на п'ятий рік експлуатації – понад 56 %. Це означає, що проект не буде збитковим навіть у разі збільшення ставки дисконтування з 20 до 56 %. Останній показник є необхідним для потенціальних інвесторів, оскільки за його допомогою можна оцінити ризики вкладання коштів у конкретний проект.

При цьому, з огляду на наявні запаси торфугу в Україні, роботу енергоблоку потужністю 160 МВт протягом 100...1000 років можна забезпечити в 11 областях (див. табл. 1).

Проект за варіантом II є також привабливим з екологічної точки зору, оскільки синтез-газ, що застосовується як паливо, містить понад 55 % водню (екологічно чистого палива), тобто при цьому значно зменшуються викиди парникового газу CO₂.

Висновок. Використання торф'яного синтез-газу у виробництві електричної енергії на установці UGT 110 000 CC1, попри значні капіталовкладення (понад 1,5 млрд грн.), є привабливим з інвестиційної точки зору: має термін окупності 2,2 роки; чисту зведену вартість проекту на п'ятий рік експлуатації комплексу – понад 1,2 млрд грн; внутрішню норму рентабельності на п'ятий рік експлуатації – понад 56 %. З огляду на наявні запаси торфугу, роботу енергоблоку потужністю 160 МВт протягом 100...1000 років можна забезпечити в 11 областях України.

Перспективи подальших досліджень можуть полягати у проведенні техніко-економічного обґрунтування використання бурого вугілля, фрезерного паливного торфугу та побутових відходів у комбінованому виробництві електричної та теплової енергії в Україні.

Список використаної літератури

1. Basu P. Biomass gasification and pyrolysis : practical design and theory / Prabir Basu. – London, New York : Publ. by Elsevier Inc., 2010. – 365 p.

2. *Higman C. Gasification / Chris Higman, Maarten van der Burgt. – London, New York : Publ. by Elsevier Inc., 2010. – 435 p.*
 3. Nexterra Systems Corp [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.nexterra.ca> (дата звернення 01.04.2012).
 4. Siemens [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.siemens.com> (дата звернення 01.04.2012).
 5. ГП НПКГ «Зоря–Машпроект» [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.zorya.com.ua/?rubs=produksiia_i_servis&srub=1245353819&sart=1248356651 (дата звернення 01.04.2012).
 6. *Левченко П. В. Расчет печей и сушил силикатной промышленности / П. В. Левченко. – М. : Высш. шк., 1968. – 367 с.*
 7. *Богданов Н. Н. Полукоксование и газификация торфа / Н. Н. Богданов. – М. : Госэнергоиздат, 1947. – 268 с.*
 8. Запаси торфу в світі та в Україні – Rich Land, торф... [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://richland.net.ua/articles/1> (дата звернення 01.04.2012).
 9. Ціни і тарифи на електричної енергії для різних категорій споживачів України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.oblenergo.kharkov.ua/tarif.htm> (дата звернення 01.04.2012).
 10. Ціни на природний газ для різних категорій споживачів України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.krgaz.dp.ua/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper (дата звернення 01.04.2012).
 11. Державне підприємство «Рівнеторф» [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.111154.promdex.com/.../12792818624c> (дата звернення 01.04.2012).
 12. Технологии возрождения окружающей природной среды [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://mnpс2020.ru/tag/bystryj-piroliz-supertehnologiya-xxi-veka> (дата звернення 01.04.2012).
 13. Интернет-портал для управленцев. Оценки комплексных показателей эффективности инвестиций [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.management.com.ua/finance/fin006.html> (дата звернення 01.04.2012).
 14. Корпоративный менеджмент. Чистая приведенная стоимость [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.cfin.ru/encycl/npv.shtml> (дата звернення 01.04.2012).
- Надійшла до редакції 01.03.2013.