

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 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, паро-газотурбінна установка, техніко-економічне обґрунтування.

Проведены расчеты экономической эффективности энергетического комплекса, включающего в себя газификатор для газификации низинного торфа и парогазотурбинную установку для промышленного производства электроэнергии. Показано, что данный проект является достаточно привлекательным с инвестиционной точки зрения: имеет срок окупаемости – 2,2 года и внутреннюю норму рентабельности более чем 56 %.

Ключевые слова: газификатор, синтез-газ, парогазотурбинная установка, технико-экономическое обоснование.

The calculations of the power complex economic efficiency were conducted. The power complex includes gasificator for gasification of valley peat and H.T.P. turbine plant for the industrial electricity generation. It is shown that this project is attractive enough from the investment point of view: has 2,2 year payback period and internal rate of return over 56 %.

Keywords: gasificator, synthesis-gas, steam-gas generator, feasibility study.

Постановка проблеми

Наразі, зі значним зростанням світових цін на традиційне паливо (природний газ і нафту) та забрудненням навколишнього середовища продуктами його згоряння, все більше уваги у світі приділяється технологіям використання низькокалорійних палив, які пов'язані з процесами піролізу, газифікації, виробництвом синтетичного газу та дизельного палива. Прикладами сучасного використання низькокалорійних палив в паливно-енергетичному комплексі можуть слугувати розробки провідних науковців Німеччини, Швеції, Фінляндії, Канади та ін. Основні напрямки розвитку цих наукових досліджень, інженерних розробок та впроваджень у виробництво закладені в документах Comission proposal Document 598PC 0558 Європейського Союзу.

Аналіз попередніх досліджень

В цілому у світі технологія газифікації розвивається і є чимало прикладів комерційно-успішної практичної реалізації проектів [1, 2]. Прикладами такої комерціалізації розробок з використання процесу газифікації при виробництві електроенергії і теплоти можуть слугувати такі енергетичні системи як: Nexterra Systems Corp., Vancouver, British Columbia, Canada [3] потужністю 2–10 МВт, ККД ТЕЦ до 60 %, газифікатор з нерухомим шаром з висхідним потоком; газифікатор з бульбашковим псевдозрідженим шаром на електростанції в м. Варнамо, Швеція – потужністю 6 МВт електроенергії і 9 МВт теплової енергії; газифікатор Сіменс ПГС [4] на електростанції в м. Фріберг, Німеччина – працює на бурому вугіллі, робочий тиск 30 бар і температура 1400 °С, електрична потужність 5 МВт та ін. Загальною науковою проблемою є розробка та впровадження проектів з виробництва електричної та теплової енергії за допомогою нетрадиційного палива. Невирішеною частиною наукової проблеми є проведення техніко-економічного обґрунтування використання торф'яного синтез-газу в енергетиці України.

Метою цієї роботи є показати за допомогою нескладних розрахунків інвестиційну привабливість проектів з використанням продуктів газифікації торфу у вигляді синтез-газу для виробництва електроенергії.

Задачами даного дослідження являються:

- вибрати енергетичний комплекс для виробництва електроенергії з використанням синтетичного газу, отриманого за допомогою газифікації торфу;
- визначити витрати торфу на виробництво синтетичного газу в газифікаторі для покриття потреб енергетичного комплексу;
- зібрати вихідні дані для техніко-економічних розрахунків;
- провести розрахунки економічної ефективності енергетичного комплексу на базі методики чистої приведеної вартості проекту;
- виконати аналіз результатів розрахунків.

Виклад основного матеріалу

Визначення витрат торфу на виробництво синтетичного газу в газифікаторі для потреб енергетичного комплексу

Розглянемо енергетичний комплекс для виробництва електроенергії, який складається з газифікатора та паро-газотурбінної установки. Для того щоб підкресли потенціальні можливості даного проекту, використаємо досить потужну енергетичну установку (160 МВт), а саме комбіновану паро-газотурбінну установку виробництва заводу «Зоря Машпроект» типу UGT 110 000 CC1 [5] (табл. 1).

Для функціонування даної установки вона повинна бути забезпечена паливом, тобто синтетичним газом, який отримується з торфу за схемою водяного газу. Тому треба визначити витрати торфу газифікатором для одержання синтез-газу необхідного для виробництва електричної енергії установкою UGT 110 000 CC1.

Таблиця 1 – Технічні параметри паро-газотурбінної установки UGT 110 000 CC1

Тип установки	Кількість і тип двигунів	Потужність електрична $P_{ел}$, МВт	ККД електричний, %	Витрати палива	
				газу $w_{п.газ}$, м ³ /год	рідкого, кг/год
UGT 110 000 CC1	1×UGT110000+1 ПТ	160	50,0	38100	26700

Визначимо спочатку річні витрати природного газу паро-газотурбінною установкою за формулою:

$$V_{п.газ}^p = \frac{w_{п.газ} T}{1000},$$

де $w_{п.газ}$ – годинні витрати природного газу паро-газотурбінною установкою UGT 110 000 CC1 (див. табл. 1), м³/год; T – час роботи установки на рік, год.

Тоді:

$$V_{п.газ}^p = \frac{38100 \cdot 8400}{1000} = 320040 \text{ тис. м}^3 \text{ на рік.}$$

Річне споживання синтез-газу установкою UGT 110 000 CC1 визначається співвідношенням:

$$V_{синт.газ}^p = \frac{Q_{н.п.газ}^p}{Q_{н.синт-газ}^p} V_{п.газ}^p \text{ тис. м}^3 \text{ на рік,}$$

де $Q_{н.п.газ}^p = 44,75$ МДж/кг – нижча робоча теплота згоряння природного газу [6]; $Q_{н.синт-газ}^p = 19,99$ МДж/кг – нижча робоча теплота згоряння синтетичного водяного газу, що отримано за допомогою газифікації торфу [7].

Тоді:

$$V_{синт.газ}^p = \frac{44,75}{19,99} 320040 = 716448 \text{ тис. м}^3 \text{ на рік.}$$

Годинні витрати синтез-газу паро-газотурбінною установкою UGT 110 000 CC1 становлять:

$$w_{синт.газ} = \frac{V_{синт.газ}^p}{T} = \frac{716448}{8400} 1000 = 85291 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Визначимо річні витрати торфу для отримання синтетичного газу:

$$G_{\text{торф}}^p = \frac{V_{\text{синт.газ}}^p}{V_{\text{газиф}}} = \frac{716448}{1,93} = 371,217 \text{ тис. т на рік,}$$

де $V_{\text{газиф}} = 1,93 \text{ тис. м}^3/\text{т}$ – вихід синтетичного газу з 1 т торфу [7].

Отже газифікатор для газифікації торфу повинен споживати $G_{\text{торф}}^p = 371,217 \text{ тис. т/рік}$ для забезпечення продуктивності за синтез-газом $V_{\text{синт.газ}}^p = 716448 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$.

Проаналізуємо енергетичний потенціал областей України з покладів торфу (табл. 2). Як видно з даних таблиці 2, поклади торфу в Україні мають достатній економічний потенціал, що, зокрема, виражається у термінах їх використання.

Таблиця 2 – Енергетичний потенціал торфу в областях України [8]

Області	$M_{\text{торф}}$, млн т торфу	$M_{\text{у.п.}}$, млн т у.п.) ¹	Кількість років роботи установки потужністю 160 МВт, $T_{\text{ексл}}$) 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

Примітка:)¹ $M_{\text{у.п.}} = M_{\text{торф}} \frac{Q_{\text{н ттор}}^p}{Q_{\text{н у.п.}}^p}$, де $Q_{\text{н ттор}}^p = 19,99 \text{ МДж/кг}$; $Q_{\text{н у.п.}}^p = 29,33 \text{ МДж/кг}$;

)² $T_{\text{ексл}} = \frac{M_{\text{торф}}}{G_{\text{торф}}^p} 1000$, де $G_{\text{торф}}^p = 371,217 \text{ тис. т/рік}$ – річні витрати торфу.

Вихідні дані для техніко-економічних розрахунків

Електрична потужність установки [5]: $P_{\text{ел}} = 160000 \text{ кВт}$. Вартість електроенергії для промислових споживачів України становить [9]: $C_{\text{ел}} = 0,9467 \text{ грн/(кВт·год)}$. Вартість природного газу для промислових споживачів України становить [10]: $C_{\text{п.газ}} = 4,71 \text{ грн/м}^3$. Вартість фрезерного паливного торфу в Україні [11]: $C_{\text{торф}} = 140 \text{ грн/т}$. Відносна вартість газифікації торфу [12]: $K_{\text{газиф}} = 0,778$. Вихід синтетичного газу (газогенераторного водяного газу) з 1 кг торфу [7]: $V_{\text{газиф}} = 1,93 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Тоді вартість синтетичного газу, який отримано з торфу, становить:

$$C_{\text{синт. газ}} = \frac{C_{\text{торф}}(1 + K_{\text{газиф}})V_{\text{газиф}}}{1000} = [140(1+0,778)1,93]/1000=0,48 \text{ грн/м}^3.$$

Вартість синтетичного газу у 9,8 разів нижча за природний газ. Якщо нижчу робочу теплоту згоряння синтетичного газу привести до $Q_{\text{н п.газ}}^{\text{р}}$ природного газу, то цей коефіцієнт зменшується до 4,4 разів.

Визначимо собівартість 1 кВт·год електроенергії, отриманої на комбінованій паро-газотурбінній установці типу UGT 110 000 СС1 при використанні:

– природного газу:

$$C_{\text{п.газ}}^{\text{ел}} = \frac{w_{\text{п.газ}} C_{\text{п.газ}}}{P_{\text{ел}}} = \frac{38100 \cdot 4,71}{160000} = 1,12 \text{ грн/(кВт·год)};$$

– синтез-газу:

$$C_{\text{синт.газ}}^{\text{ел}} = \frac{w_{\text{синт.газ}} C_{\text{синт.газ}}}{P_{\text{ел}}} = \frac{85291 \cdot 0,48}{160000} = 0,26 \text{ грн/(кВт·год)}.$$

Розрахунок собівартості енергетичного комплексу

Вартість комплексу, який включає газифікатор, паро-газотурбінну установку UGT 110 000 СС1 (електричною потужністю $P_{\text{ел}} = 160000$ кВт) і мережу електропостачання [1, 2]:

– вартість газифікатора:

$$A_{\text{газиф}} = c_{\text{газиф}} P_{\text{ел}} = 400 \cdot 160000 = 64\,000\,000 \text{ \$},$$

де $c_{\text{газиф}} = 400$ \$/кВт – орієнтовна вартість встановленої теплової потужності газифікатора.

– вартість парогазової установки UGT 110 000 СС1:

$$A_{\text{пг}} = c_{\text{пг}} P_{\text{ел}} = 800 \cdot 160000 = 128\,000\,000 \text{ \$},$$

де $c_{\text{пг}} = 800$ \$/кВт – орієнтовна вартість встановленої електричної потужності парогазової установки UGT 110 000 СС1;

– орієнтовні витрати на мережу електропостачання:

$$A_{\text{мер.ел-п}} = 500\,000 \text{ \$},$$

В результаті загальна вартість обладнання визначається за формулою:

$$A_{\text{проект}} = (A_{\text{газиф}} + A_{\text{пг}} + A_{\text{мер.ел-п}}) k_{\text{\$} \rightarrow \text{UA}},$$

де $k_{\text{\$} \rightarrow \text{UA}}$ – курс долара США (курс НБУ на 2012.10.25, [68]), 7,993 грн/\$.

Тоді:

$$A_{\text{проект}} = (64\,000\,000 + 128\,000\,000 + 500\,000) 7,993 = 1\,538\,652\,500 \text{ грн}.$$

Методика розрахунків на базі чистої приведеної вартості проекту

Чиста приведена вартість проекту (NPV – Net Present Value) [13, 14]. Поточна вартість майбутніх грошових потоків інвестованого проекту, яка розраховується з врахуванням дисконтування за 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 – (Net Cash Flow, NCF) чистий грошовий потік для i -о періоду (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 (Net Cash Flow) включає в себе тільки різницю поточних надходжень і витрат, пов'язаних із реалізацією проекту (сумарний грошовий потік інвестиційного проекту без обліку платежів, пов'язаних з його фінансуванням). В нашому випадку NCF за кожний місяць (рік) експлуатації буде визначатись, наприклад, за формулою:

$$NCF = B_{\text{e/e}}^{\text{р}} \Delta C_{\text{e/e}},$$

де $B_{e/e}^p$ – річні обсяги виробництва електроенергії у проекті, (кВт·год)/рік; $\Delta C_{e/e}$ – різниця між тарифами на електроенергію для промисловості і собівартістю електроенергії, що генерується у проекті, грн/(кВт·год).

Індекс прибутковості проекту (Profitability Index, PI) розраховується як відношення приведених доходів, які очікуються від інвестиції, 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, який необхідний для покриття початкових інвестицій за рахунок чистого грошового потоку, який генерується інвестиціями з врахуванням дисконтування). Звичайно визначається графічно $NPV = f$ (терміну проекту) при $NPV = 0$. Для позначення PBP також використовується скорочення $DPBP$ (Discounted Pay-Back Period) або DPB (Discounted Pay-Back).

Внутрішня норма рентабельності проекту (Internal Rate of Return, IRR). (Ставка дисконтування, при якій сумарна приведена вартість прибутків від здійснених інвестицій дорівнює вартості цих інвестицій). IRR визначається за формулою:

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

Економічна ефективність від використання енергетичного комплексу

З використанням методики економічних розрахунків NPV розглянемо два варіанти використання паро-газотурбінної установки для виробництва електроенергії для промисловості:

- варіант I – установка UGT 110 000 CC1 працює на природному газі. При цьому немає потреби в газогенераторі;
 - варіант II – установка UGT 110 000 CC1 працює на синтетичному газі, який генерується у газогенераторі, що працює за технологією водяного газу.
- Загальні вихідні дані для обох варіантів розрахунків:
- електрична потужність паро-газотурбінної установки [5]: $P_{ел} = 160000$ кВт.
 - вартість електроенергії для промислових споживачів становить [9] $C_{ел} = 0,9467$ грн/(кВт·год);
 - річні обсяги виробництва електроенергії у проекті:

$$B_{e/e}^p = P_{ел} T = 160000 \cdot 8400 = 1\,344\,000\,000 \text{ (кВт·год)/рік};$$

- ставка дисконтування (банківські річні відсотки за інвестиційний кредит) – $r = 20\%$;
- термін розгляду проектів – $N = 6$ років.

Вихідні дані варіанту I:

- початкові інвестиції проекту пов'язані із закупівлями та монтажем паро-газотурбінної установки UGT 110 000 CC1:

$$Inv^I = A_{проект} - A_{газиф} = 1\,538\,652\,500 - 511\,552\,000 = 1\,027\,100\,500 \text{ грн};$$

- вартість природного газу для промислових споживачів України становить [10]:

$$C_{п.газ} = 4,71 \text{ грн/м}^3;$$

- собівартість 1 кВт·год електроенергії отриманої на комбінованій газотурбінній установці типу UGT 110 000 CC1 при використанні природного газу:

$$C_{п.газ}^{ел} = 1,12 \text{ грн/(кВт·год)};$$

- різниця між тарифами на електроенергію для промисловості і собівартістю електроенергії, що генерується у проекті за варіантом I:

$$\Delta C_{e/e}^I = C_{ел} - C_{п.газ}^{ел} = 0,9467 - 1,12 = -0,17 \text{ грн/(кВт·год)};$$

- чистий грошовий потік проекту за рік:

$$NCF^I = B_{e/e}^p \Delta C_{e/e}^I = 1\,344\,000\,000 \cdot (-0,1733) = -232\,915\,200 \text{ грн}.$$

Вихідні дані варіанту II:

- початкові інвестиції проекту пов'язані із закупівлями та монтажем паро-газотурбінної установки UGT 110 000 CC1 і газифікаційного обладнання:

$$Inv^I = A_{\text{проекту}} = 1\,538\,652\,500 \text{ грн};$$

- вартість синтетичного газу, який отримано з торфу:

$$C_{\text{синт.газ}} = 0,48 \text{ грн/м}^3;$$

- собівартість 1 кВт·год електроенергії отриманої на комбінованій газотурбінній установці типу UGT 110 000 CC1 при використанні синтетичного газу:

$$C_{\text{синт.газ}}^{\text{ел}} = 0,26 \text{ грн/(кВт·год)}.$$

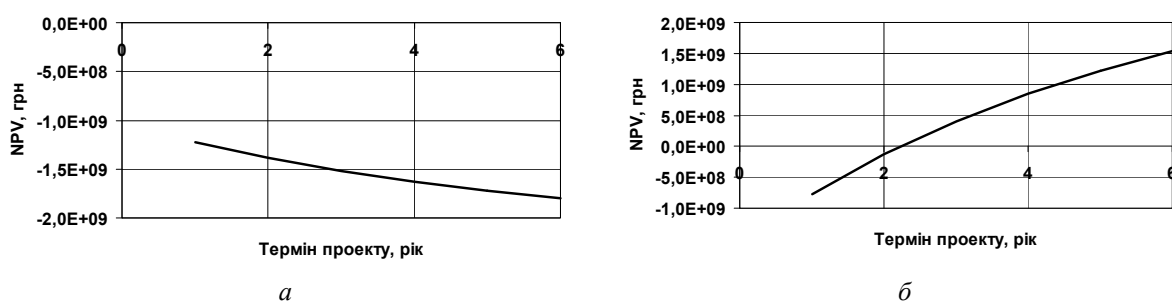
- різниця між тарифами на електроенергію для промисловості і собівартістю електроенергії, що генерується у проекті за варіантом II:

$$\Delta C_{\text{e/e}}^{\text{II}} = C_{\text{ел}} - C_{\text{п.газ}}^{\text{ел}} = 0,9467 - 0,26 = 0,687 \text{ грн/(кВт·год)};$$

- чистий грошовий потік проекту за рік:

$$NCF^{\text{II}} = B_{\text{e/e}}^{\text{P}} \Delta C_{\text{e/e}}^{\text{II}} = 1\,344\,000\,000 \cdot 0,687 = 923\,328\,000 \text{ грн}.$$

Чиста приведена вартість проектів за варіантами I та II наведена на рис. 1.

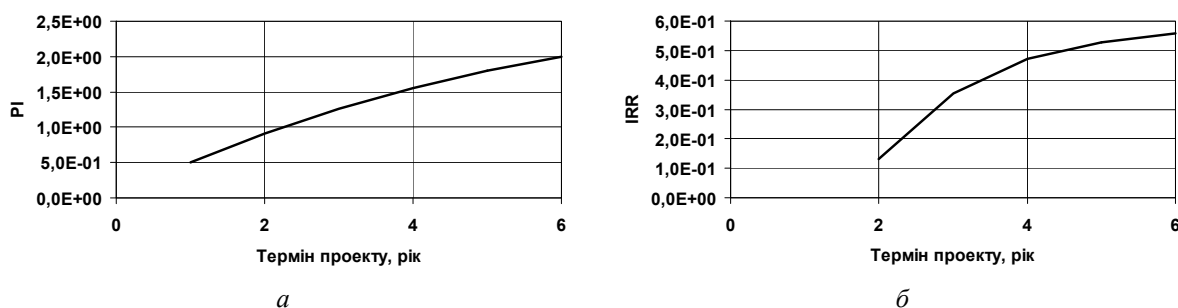


a – варіант I; *б* – варіант II

Рис. 1 – Чиста приведена вартість проектів

З даних на рис. 1а видно, що чиста приведена вартість проекту за варіантом I має від’ємну динаміку, тобто проект є збитковим за умови тарифу на електроенергію для промисловості $C_{\text{ел}} = 0,9467 \text{ грн/(кВт·год)}$. Тому на далі будемо розглядати тільки проект за варіантом II.

Індекс прибутковості та внутрішньої норми рентабельності проекту за варіантом II показано на рис. 2.



a – індекс прибутковості; *б* – внутрішня норма рентабельності

Рис. 2 – Економічні показники проекту за варіантом II

Термін окупності проекту за варіантом II становить – $PBP = 2,2$ роки.

Аналіз отриманих результатів дозволяє зробити такий висновок. Проект за варіантом II, який передбачає виробництво електричної енергії для промисловості на установці UGT 110 000 CC1, що працює на торф’яному синтетичному газі, який генерується у газогенераторі за технологією водяного газу, при значних капіталовкладеннях, понад 1,5 млрд грн, є досить привабливим з економічної точки зору: має термін окупності – 2,2 роки; чисту приведену вартість проекту на 5 рік експлуатації енергетичного комплексу, понад 1,2 млрд грн; внутрішню норму рентабельності на 5 рік експлуатації, понад 56 %, що означає,

що даний проект не буде збитковим навіть при збільшенні ставки дисконтування з 20 % до 56 %. Останній показник є необхідним для потенціальних інвесторів, оскільки за його допомогою неважко оцінити ризики інвестування коштів в конкретний проект.

За запасами покладів торфу одинадцять областей України можуть забезпечити роботу енергоблоку потужністю 160 МВт від 100 до 1000 років, кожна (див. табл. 2).

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

Висновки

Проведене техніко-економічне обґрунтування показує, що використання торф'яного синтетичного газу у виробництві електричної енергії на установці UGT 110 000 СС1, незважаючи на значні капіталовкладення, понад 1,5 млрд грн., є досить привабливим з інвестиційної точки зору: має термін окупності – 2,2 роки; чисту приведену вартість проекту на 5 рік експлуатації енергетичного комплексу понад 1,2 млрд грн; внутрішню норму рентабельності на 5 рік експлуатації, понад 56 %, що означає, що даний проект не буде збитковим навіть при збільшенні ставки дисконтування з 20 % до 56 %. При цьому, за запасами покладів торфу одинадцять областей України можуть забезпечити роботу енергоблоку потужністю 160 МВт від 100 до 1000 років, кожна.

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

Література

1. Basu P. Biomass gasification and pyrolysis : practical design and theory / Prabir Basu. — London, New York : Published by Elsevier Inc., 2010. — 365 p.
2. Higman C. Gasification / Chris Higman, Maarten van der Burgt. — London, New York : Published by Elsevier Inc., 2010. — 435 p.
3. Nexterra Systems Corp. [Електронний ресурс]. — Дата доступу : квіт. 2012 р. — Режим доступу : <http://www.nexterra.ca/>. — Назва з екрана.
4. Siemens. [Електронний ресурс]. — Дата доступу : квіт. 2012 р. — Режим доступу : <http://www.siemens.com/>. — Назва з екрана.
5. ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект». [Електронний ресурс]. — Дата доступу : лют. 2012 р. — Режим доступу : http://www.zorya.com.ua/?rubs=produktisii_i_servis&srub=1245353819&sart=1248356651. — Назва з екрана.
6. Левченко П. В. Расчет печей и сушил силикатной промышленности / П. В. Левченко. — М. : Высш. школа, 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]. — Дата доступу : лют. 2012 р. — Режим доступу : <http://richland.net.ua/articles/1>. — Назва з екрана.
9. Ціни і тарифи на електричної енергії для різних категорій споживачів України. [Електронний ресурс]. — Дата доступу : лют. 2012 р. — Режим доступу : <http://www.oblenergo.kharkov.ua/tarif.htm>. — Назва з екрана.
10. Ціни на природний газ для різних категорій споживачів України. [Електронний ресурс]. — Дата доступу : лют. 2012 р. — Режим доступу : http://www.krgaz.dp.ua/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper. — Назва з екрана.
11. Державне підприємство «Рівнеторф». [Електронний ресурс]. — Дата доступу : лют. 2012 р. — Режим доступу : <http://www.111154.promdex.com/.../12792818624с>. — Назва з екрана.
12. Технологии возрождения окружающей природной среды. Дата доступу : лют. 2012 р. — Режим доступу : <http://mnpc2020.ru/tag/bystryj-piroliz-supertexnologiya-xxi-veka/>. — Назва з екрана.
13. Интернет-портал для управленцев. Оценки комплексных показателей эффективности инвестиций. [Електронний ресурс]. — Дата доступу : квіт. 2006 р. — Режим доступу : <http://www.management.com.ua/finance/fin006.html>. — Назва з екрана.
14. Корпоративный менеджмент. Чистая приведенная стоимость. [Електронний ресурс]. — Дата доступу : квіт. 2006 р. — Режим доступу : <http://www.cfin.ru/encycl/npv.shtml>. — Назва з екрана.