NATIONS UNIES **E**

Conseil économique et social

Distr.
GÉNÉRALE

ECE/ENERGY/GE.4/2007/9
19 janvier 2007

FRANÇAIS
Original: ANGLAIS

COMMISSION ÉCONOMIQUE POUR L'EUROPE

COMITÉ DE L'ÉNERGIE DURABLE

Groupe spécial d'experts du méthane
provenant des mines de charbon

Troisième session
Genève, 2-4 avril 2007
Point 6 de l'ordre du jour provisoire

ÉTAT ACTUALISÉ DE LA SITUATION ET DES ACTIVITÉS DE L'ÉQUIPE SPÉCIALE DES AVANTAGES ÉCONOMIQUES DÉCOULANT DE L'AMÉLIORATION DE LA SÉCURITÉ DANS LES MINES DE CHARBON GRÂCE À L'EXTRACTION ET À L'EXPLOITATION DU MÉTHANE DE CES MINES

ÉTUDE DE CAS SUR L'IMPACT ÉCONOMIQUE D'INCIDENTS LIÉS AU MÉTHANE DANS LES MINES DE CHARBON AUX ÉTATS-UNIS D'AMÉRIQUE: CAS DE LA MINE B

Note du secrétariat

I. INTRODUCTION

1. Le présent document est le résultat de la coopération entre l'Agence pour la protection de l'environnement (EPA) des États-Unis et le Groupe spécial d'experts du méthane provenant des mines de charbon de la CEE et doit être lu en parallèle avec le document ECE/ENERGY/GE.4/2007/8. Il a été élaboré par M. Ray Pilcher, Président de l'Équipe spéciale des avantages économiques découlant de l'amélioration de la sécurité dans les mines de charbon grâce à l'extraction et à l'exploitation du méthane de ces mines, M^{me} Charlee Bergamo, spécialiste de l'environnement au Raven Ridge Resources, et M^{me} Pamela Franklin, de l'EPA.

II. INFORMATIONS SUR LA MINE B ET SES RESSOURCES EN CHARBON

2. Les tableaux 1 et 2 ci-dessous fournissent des informations sur les activités minières, les ressources en charbon, la production charbonnière et la production de méthane de la mine B.

Tableau 1: Informations sur la mine

1 Nom de la mine			
Mine B			
2 Propriétaire actuel			
Intentionnellement laissé en blanc			
3 Statut			
Active			
4 Emplacement			
4.1 Pays		États-Unis	
4.2 Bassin houiller/région		Bassin Est	
5 Informations sur la mine *Source*: Keystone Coal Industry Manual (2005)			
Année de mise en service	1969	**Nombre de salariés**	340
Méthode d'exploitation	Longue taille/en continu	**Profondeur de la veine (m)**	152-457
6 Informations sur les ressources en charbon *Source*: Keystone Coal Industry Manual (2005)			
Veines de charbon exploitées	Intentionnellement laissé en blanc	**Épaisseur moyenne de la veine (m)**	0,6-3,0
Teneur en soufre du charbon produit (%)	*Minimum*	*Moyenne*	*Maximum*
	0,50	0,75	1,18
Pouvoir calorifique du charbon (KJ/kg)	*Minimum*	*Moyen*	*Maximum*
	31 934	34 750	35 427
Type de charbon	Bitumineux	**Marché primaire**	Production de vapeur, métallurgie
Quantité estimative des réserves restantes (millions de tonnes)	ND	**Durée utile probable de la mine**	2023

Tableau 2: Données sur la production, la ventilation et le dégazage de la mine B

	2000	2001	2002	2003	2004
Production de charbon (milliers de tonnes/an)[a]	3 329	2 847	3 200	2 241	1 591
Quantité estimative de méthane émis (milliers de m^3/jour)[b]	453	419	447	396	322
Émissions des systèmes de ventilation (milliers de m^3/jour)[b]	312	218	227	278	226
Quantité estimative de méthane capté (milliers de m^3/jour)[b]	142	201	221	119	96
Émissions spécifiques estimatives (m^3/tonne)[b]	45,1	48,7	46,3	58,4	50,2
Méthane récupéré (milliers m^3/jour)[c]	99,1	159	159	42,5	11,1

[a] SHA Mine Yearly Reported Production Information, Data Retrieval System.

[b] SEPA, 2004. Identifying Opportunities for Methane Recovery at U.S. Coal Mines: Profiles of Selected Gassy Underground Coal Mines 1999-2003; MSHA ventilation data; 2004 data from CMM Emissions Inventory.

[c] MSHA ventilation data.

III. PRINCIPAUX PROBLÈMES DE SÉCURITÉ

3. Pour dresser un état de la situation en matière de sécurité dans la mine B, les auteurs ont consulté le système de recherche de données de l'Administration de la sécurité et de la santé dans les mines (MSHA) des États-Unis. En 2005, la mine B a acquitté environ 52 000 dollars d'amendes, sur un total de 86 000 dollars de pénalités imposées par la MSHA. Du début de 2005 à la fin du premier trimestre de 2006, 115 cas d'accumulation de poussière de charbon et de dépoussiérage insuffisant ont été recensés à la mine B. Celle-ci a reçu également un certain nombre d'avertissements concernant l'entretien du matériel électrique et du matériel de lutte contre les incendies. Il est à noter que 54 des infractions enregistrées en 2005 concernaient des problèmes de protection contre les éboulements. Du début de 2005 jusqu'au moment où le présent rapport a été établi, 19 personnes ont été blessées à la suite d'éboulements de toits. La plupart des autres accidents étaient liés à des manipulations de matériels, comme le levage d'objets lourds, et à des chutes ou glissades.

IV. ACCIDENTS GRAVES

4. L'accident le plus important survenu ces dernières années à la mine B a été l'incendie qui s'est déclaré le 1er septembre 2003. Il semble avoir été provoqué par la foudre qui aurait touché les conduites du système de ventilation du méthane dans une zone excavée. La mine étant heureusement inoccupée en raison du congé de la Fête du travail, il n'a fait aucune victime. Cet incident a entraîné un arrêt prolongé et coûteux des activités de la mine. L'exploitation en

continu a repris en avril 2004[1] et l'exploitation en longue taille à la mi-mai 2004. Il était initialement prévu d'éviter de fermer la longue taille, mais des problèmes persistants de ventilation ont imposé un confinement temporaire de la zone pour étouffer le foyer d'incendie restant. Cette zone a été réouverte le 6 mai 2004, à la suite de quoi la mine a été évacuée pendant 72 heures[1].

V. AUTRES INCIDENTS

5. Aucun autre incident n'est à signaler.

VI. COÛTS LIÉS À LA RÉGLEMENTATION

6. La mine n'a pas reçu de sanction pécuniaire à la suite de l'incendie de 2003 lié au méthane; en vertu d'une décision prise au titre de l'article 103 k) de la réglementation applicable, l'exploitant a dû uniquement obtenir l'autorisation de la MSHA pour accéder à nouveau à la mine. Les amendes infligées au cours des 10 dernières années ont totalisé 325 000 dollars environ, dont 290 500 ont jusqu'ici été réglés[2].

VII. PERTES ÉCONOMIQUES LIÉES À LA SUSPENSION DE LA PRODUCTION OU À LA FERMETURE DE LA MINE

7. Le manque à produire et les frais de lutte contre l'incendie et de remise en état des installations face aux dégagements de méthane ont été nettement supérieurs au coût des pénalités, comme indiqué ci-après.

a) Valeur économique estimative du manque à produire résultant des problèmes dus au méthane

8. On évalue le manque à produire en comparant la production trimestrielle de charbon pour le trimestre au cours duquel l'activité a été interrompue et la production à plein régime du trimestre correspondant des années précédentes. Le chiffre obtenu est alors multiplié par le prix moyen du charbon sur le marché libre pour l'année en question afin d'estimer les pertes annuelles dues à la réduction de la production de charbon. Les pertes dont il est fait état dans la présente section sont des estimations uniquement fondées sur les incidents et arrêts de production dus au méthane qui ont été communiqués et n'englobent pas nécessairement toutes les pertes de production dues à de fortes concentrations de méthane. La comparaison entre la production à plein régime et la production ralentie correspond à la meilleure estimation mais reste sans doute en-deçà de la réalité puisque des incidents mineurs non rendus publics liés à l'augmentation de la teneur en méthane peuvent périodiquement ralentir ou arrêter la production de la mine tout au long de l'année. On trouvera dans le tableau 3 des estimations du manque à produire subi du fait de l'incendie de 2003-2004.

---

[1] International Longwall News. http://www.longwalls.com. Certaines informations n'ont pas été divulguées pour que la mine ne puisse pas être identifiée.

[2] MSHA Data Retrieval System.

b) Montant estimatif des pertes économiques liées à la fermeture de la mine

9. Le propriétaire de la mine B n'étant pas une société cotée en bourse, les seules informations financières publiées sur cette mine sont celles qu'il communique en déclarant les redevances perçues. Le propriétaire a fait savoir que l'interruption de l'activité de la mine n'avait guère eu d'incidences sur les résultats du troisième trimestre, car les livraisons de charbon provenant des stocks se sont poursuivies pendant plusieurs semaines après la fermeture de la mine. Avant cette perturbation, les redevances provenant de la mine pour le quatrième trimestre de 2003 étaient estimées à environ 1,6 million de dollars[3]. Le 10 décembre 2003, l'exploitant de la mine B a informé le propriétaire d'un cas de force majeure concernant la mine. Une telle notification l'autorisait à ne pas verser les redevances minimales prévues dans le contrat d'exploitation jusqu'à la reprise de la production. Aucune information sur le montant des pertes de charbon ou de matériel n'a été publiée.

Tableau 3: Valeur économique du manque à produire (mine B)

Année	Manque à produire (millions de tonnes)	Prix moyen du charbon[4] (dollars É.-U. par tonne)	Manque à gagner (millions de dollars É.-U.)
2003	1	29,04	35
2004	2	32,90	54
Total	3	–	89

International Longwall News. http://www.longwalls.com. Certaines informations n'ont pas été divulguées pour éviter que la mine ne soit identifiée.

10. *World Coal* a publié un article récapitulant les moyens employés à la mine B pour lutter contre l'incendie en injectant de la mousse d'oxyde d'azote. Après de nombreuses tentatives visant à éteindre l'incendie par des méthodes traditionnelles, la mine B a fait appel à une société étrangère recourant aux gaz d'échappement d'un moteur pour évacuer l'oxygène qui alimentait la combustion. Selon *World Coal*, ces tentatives ont finalement échoué et ont coûté plusieurs millions de dollars. La mine B a alors demandé à une entreprise de forage de pratiquer un trou de sonde dans la partie supérieure de la zone où le feu s'était déclaré afin de pomper dans l'orifice la préparation de NO_x à l'état humide. Ce système a permis de maîtriser l'incendie de la mine B, pour un coût d'environ 150 000 dollars[5].

[3] Owner News Release 23 October 2003. Certaines informations n'ont pas été divulguées pour éviter que la mine ne soit identifiée.

[4] Energy Information Administration, Annual Coal Report, Average Open Market Price of Coal by State and Underground Mining Method.

[5] *World Coal*, 2005. Certaines informations n'ont pas été divulguées pour éviter que la mine ne soit identifiée.

11. Outre les pertes de matériel, la destruction de réserves et les dépenses engagées pour maîtriser l'incendie, celui-ci a eu des répercussions sur l'industrie sidérurgique. La mine B, l'une des plus importantes d'Amérique du Nord pour l'approvisionnement en charbon de qualité métallurgique, produit environ 3 millions de tonnes de charbon cokéfiable par an. La pénurie de coke a été si aiguë que plusieurs aciéries ont réduit de moitié leur production alors que les prix atteignaient des niveaux records[6]. Cette pénurie a entraîné des licenciements économiques dans une entreprise sidérurgique de la Virginie occidentale ainsi qu'une baisse de la production.

c) Systèmes de dégazage et de ventilation

12. Actuellement, la mine B applique un programme de dégazage horizontal préalable[7]. Deux techniques sont ainsi mises en œuvre, à savoir des réseaux de dégazage latéraux et un système de double puits de forage et de production. Une entreprise gazière a entrepris le programme de dégazage préalable en 1998 alors que la mine B était exploitée par une autre société. En 2003, elle a indiqué que ce programme se poursuivrait pendant encore deux ou trois ans. En 2004, les puits de dégazage de la mine B ont donné plus de 4 millions de m^3 de méthane[8], vendus à une entreprise de transport de gaz par gazoduc.

VIII. POSSIBILITÉS DE MISE AU POINT DE PROJETS D'UTILISATION DU MÉTHANE PROVENANT DES MINES DE CHARBON

13. Même si la mine B récupère du méthane, une grande partie du gaz retiré ne l'est pas. En 2004, la mine B en a évacué 26 millions de m^3 et récupéré 4 millions de m^3. Au vu du coûteux incident d'origine thermique survenu entre 2003 et 2004, il peut s'avérer avantageux d'envisager un dégazage supplémentaire de la mine B. Le méthane évacué qui est actuellement non récupéré dans cette mine B pourrait être exploité dans le cadre d'un projet suffisamment rentable pour contrebalancer le coût d'un système de dégazage supplémentaire à la mine. À partir d'informations sur le captage du gaz, on a étudié les coûts d'investissement et d'exploitation de divers projets de valorisation du méthane provenant des mines de charbon, et calculé la valeur actuelle nette et le taux de rentabilité interne de tels projets, notamment des installations de production d'énergie (turbine à gaz à cycle simple ou combiné ou moteurs à combustion interne) et l'injection dans un gazoduc. Il n'a pas été fait de distinction entre les coûts en fonction du rendement des équipements de production d'énergie devant être installés, et il convient de noter que même si les systèmes à cycle combiné et à cycle de récupération sont des installations à plus forte intensité de capital, leur rendement les rend plus lucratifs. Les coûts estimatifs d'investissement de même que les coûts d'exploitation et d'entretien ont été calculés à partir de coefficients normalisés fournis par l'EPA. Ces coefficients, appliqués aux divers projets envisageables, ont servi à calculer le coût d'investissement d'un projet d'une ampleur donnée correspondant au volume de gaz susceptible d'être exploité. Il est également à signaler que les

---

[6] Anton, John. Steel Markets: Causes and Factors Affecting Steel Prices in the Near and Medium Term. March 2005.

[7] USEPA, 2004. Identifying Opportunities for Methane Recovery at U.S. Coal Mines: Profiles of Selected Gassy Underground Coal Mines 1999-2003.

[8] Voluntary Reporting for CMM Emissions Inventory 2004.

dépenses totales d'équipement afférentes aux projets de production d'énergie ont été calculées à la fois pour des installations d'un coût élevé et pour des installations d'un coût minime, les coûts d'exploitation et d'entretien étant considérés comme constants.

IX. PROJETS D'EXPLOITATION

14. Les estimations figurant ci-après fournissent des ordres de grandeur qui donnent une idée générale de la rentabilité de projets d'exploitation de quantités supplémentaires de méthane à la mine B et permettent de déterminer dans quelle mesure ces projets pourraient contrebalancer le coût de l'amélioration du système de dégazage. On a procédé à une analyse fondée sur une simple actualisation des flux de recettes, en tablant sur un taux d'actualisation de 10 %. La valeur actuelle nette et le taux de rentabilité interne des projets envisageables ont été calculés sur la base des coûts d'investissement (hypothèse haute et hypothèse basse), des coûts d'exploitation et d'entretien et du produit des ventes d'électricité et de gaz à partir des données disponibles sur le dégazage (voir l'annexe), les informations pour 2004 étant récapitulées ci-après dans les tableaux 4 et 5.

15. La quantité d'électricité à produire a été calculée en fonction du rendement énergétique des installations envisageables[9] et le produit des ventes d'électricité en fonction des prix actuellement applicables à l'électricité à usage industriel[10]. Les estimations sont fondées sur les quantités de gaz actuellement captées; cependant, un renforcement des opérations de dégazage visant à remédier aux récents problèmes d'accumulation de méthane pourrait justifier des installations de plus grande taille, d'où une majoration des coûts et des bénéfices correspondants.

16. Outre l'exploitation du gaz par des centrales électriques, l'injection dans un gazoduc a également été envisagée. Là encore, on s'est servi des estimations de coûts de l'EPA pour calculer le coût d'investissement d'un projet de gazoduc, ainsi que les coûts d'exploitation et d'entretien. L'ampleur du projet et le volume de gaz à vendre ont été déterminés à partir des dernières données disponibles sur le dégazage. Le produit des ventes de gaz a été calculé en fonction du prix du gaz naturel, d'après des données récentes sur les prix de l'énergie[10]. Le prix du gaz naturel s'entend au point de livraison et non à la tête du puits, ce dernier n'étant pas disponible en temps réel. Le prix au point de livraison est légèrement supérieur au prix appliqué par un vendeur de gaz, car il inclut des frais supplémentaires liés à l'utilisation du gazoduc et à l'acheminement du gaz. Le tableau 5 présente les coûts de mise en œuvre d'un projet de gazoduc, les coûts annuels d'exploitation et d'entretien et une estimation du produit des ventes de gaz, d'après les données de 2004 sur le dégazage.

17. Ainsi qu'il ressort de cette analyse, l'option consistant à écouler le gaz par gazoduc n'est pas la plus rentable, sa valeur actuelle nette étant estimée à 13,9 millions de dollars et son taux de rentabilité interne à 77 %; toutefois, ce pourrait être une option à envisager pour la mine B puisque, d'un point de vue logistique, cette dernière dispose déjà d'un projet en la matière et

---

[9] Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm.

[10] CMOP Documents, Tools, and Resources, Energy Prices, http://epa.gov/coalbed/resources/energyprices.html.

qu'elle est propriétaire d'une canalisation raccordée à la conduite principale du district[11]. Le mode d'exploitation le plus rentable pour la mine B semble être la production d'électricité par des turbines à gaz à cycle combiné. Dans l'hypothèse d'un coût d'investissement élevé, un tel projet a une valeur actuelle nette de 25,6 millions de dollars et un taux de rentabilité interne de 60 %. Dans l'hypothèse d'un coût d'investissement moindre, la valeur actuelle nette serait de 28,4 millions de dollars et le taux de rentabilité interne de 81 %. Au vu de la fourchette des coûts et des résultats économiques correspondants, un système de turbine à gaz à cycle combiné serait plus onéreux à mettre en œuvre mais légèrement plus rentable que l'évacuation par gazoduc de gaz à vendre.

Tableau 4: Estimation du coût et des bénéfices escomptés d'une centrale électrique, d'après les données de 2004 sur le dégazage (mine B)

	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle combiné	Combustion interne
Puissance de la centrale électrique (MW)	15	22	15
Rendement escompté[a]	0,4	0,6	0,4
kWh/an (millions)	131,38	197,08	131,38
Produit des ventes d'électricité/an (millions de dollars É.-U.)	0,11	10,64	7,09
Coût d'investissement − hypothèse haute (millions de dollars É.-U.)	11,40	17,10	15,31
Coût d'investissement − hypothèse basse (millions de dollars É.-U.)	8,55	12,82	13,78
Coûts d'exploitation et d'entretien/an (millions de dollars É.-U.)	1,31	1,97	2,63
Valeur actuelle nette − hypothèse haute (millions de dollars É.-U.)	2,6	25,6	8,1
Valeur actuelle nette − hypothèse basse (millions de dollars É.-U.)	4,7	28,4	9,1
Taux de rentabilité interne − hypothèse haute	17 %	60 %	27 %
Taux de rentabilité interne − hypothèse basse	26 %	81 %	31 %

[a] Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm.

[11] USEPA, 2004. Identifying Opportunities for Methane Recovery at U.S. Coal Mines: Profiles of Selected Gassy Underground Coal Mines 1999-2003.

Tableau 5: Estimation du coût d'un projet de gazoduc et du produit des ventes de gaz, d'après les données de 2004 sur le dégazage (mine B)

Quantité de gaz évacuée (millions de m^3)	Coût d'investissement: récupération (millions de dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien/an: récupération (millions de dollars É.-U.)	Coût d'investissement/ volume: traitement (millions de dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien/an: traitement (millions de dollars É.-U.)	Coût d'investissement: compression (millions de dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien/an: compression (millions de dollars É-U)
26	1,54	0,23	1,62	0,27	0,84	0,03
Coût d'investissement: transport (millions de dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien/an: transport (millions de dollars É.-U.)	Coût d'investissement: injection dans la conduite de gaz naturel (millions de dollars É.-U.)	Coût d'investissement total (millions de dollars É.-U.)	Produit de la vente de gaz/an (millions de dollars É.-U.)	Valeur actuelle nette (millions de dollars É.-U.)	Taux de rentabilité interne
3,00	0,12	0,50	7,50	8,72	13,9	77 %

Tableau 6: Récapitulatif des dépenses engagées par suite de l'incendie provoqué par le méthane dans la mine B (estimations)

Année	Amendes acquittées à la MSHA (dollars É.-U.)	Manque à produire (millions de tonnes de charbon)	Manque à gagner (millions de dollars É.-U.)	Coûts supplémentaires	
2003	11 186	1	35	Extinction de l'incendie[a] Mousse d'oxyde d'azote Réacteurs	150 000 dollars Plusieurs millions de dollars[b]
2004	41 314	2	54		
Total	52 500	3	89		

[a] Les coûts d'extinction de l'incendie englobent les frais engagés pour remédier à cet incident à la fois en 2003 et en 2004.

[b] *World Coal*, 2005. Certaines informations n'ont pas été divulguées pour éviter que la mine ne soit identifiée.

X. RÉSUMÉ

18. La production de la mine B a considérablement pâti en 2003 et 2004 de l'incendie dû au méthane, qui a entraîné des pertes supérieures à 88 millions de dollars. Les autres types de pertes (réserves de charbon, matériel, etc.) n'ont pas été chiffrés, mais le coût des mesures de lutte contre l'incendie est estimé à plusieurs millions de dollars. L'incident étant survenu un jour férié, il n'a heureusement fait aucune victime; cela dit, un meilleur dégazage ne peut que rendre la mine plus sûre.

19. Comme dans le cas de la mine A (ECE/ENERGY/GE.4/2007/8), les amendes infligées par la MSHA ont un impact négligeable sur les finances de la mine B en comparaison des pertes que l'incendie dû au méthane a occasionnées. Pour les 10 dernières années, ces amendes se chiffrent à 325 000 dollars seulement. C'est le manque à produire qui a eu les plus lourdes conséquences.

20. On trouvera des conclusions supplémentaires concernant les mines A et B dans le résumé de l'étude de cas sur la mine A (ECE/ENERGY/GE.4/2007/8).

XI. RECOMMANDATIONS

21. Accroître la capacité du système de dégazage du méthane de la mine B peut être un investissement prudent tant du point de vue de l'exploitation en général que de la sécurité. Cette mine procède déjà au dégazage et à la récupération du gaz, mais elle reste exposée aux risques d'incendies dus au méthane, comme le montrent la gravité et la durée de celui de 2003-2004. Les bénéfices éventuels provenant de l'exploitation d'une plus grande quantité du méthane actuellement capté permettraient de financer des dispositifs supplémentaires de captage du gaz en contribuant à améliorer la sécurité autrement que par des systèmes de ventilation.

ANNEXE

MINE B: ASPECTS ÉCONOMIQUES D'ÉVENTUELS PROJETS D'EXPLOITATION DU MÉTHANE PROVENANT DES MINES DE CHARBON

Tableau A-1: Volume de méthane capté par an et puissance d'une éventuelle centrale électrique fonctionnant au méthane à la mine B (dans l'hypothèse d'un taux de rendement de 100 %)

Année	Mm^3/an	MJ/s (MW)
2000	15,4	19
2001	15,4	19
2002	23,1	28
2003	27,7	33
2004	31,3	37

Tableau A-2: Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'option consistant à installer une centrale électrique fonctionnant au méthane à la mine B, 2000-2004

Turbine à gaz, cycle simple (rendement 0,4[a])		Coûts d'investissement (dollars É.-U.)		kWh/an	Coûts d'exploitation et d'entretien/an (dollars É.-U.)	Produit de la vente d'électricité/an (dollars É.-U.)
Année	Puissance de la centrale en MW	Hypothèse haute	Hypothèse basse			
2000	7,40	12 761 910	10 208 048	64 845 900	907 843	3 501 679
2001	7,41	12 768 523	10 213 337	64 879 500	908 313	3 503 493
2002	11,05	8 399 588	6 299 691	96 816 300	968 163	5 228 080
2003	13,29	10 102 716	7 577 037	116 447 100	1 164 471	6 288 143
2004	15,00	11 398 647	8 548 985	131 384 400	1 313 844	7 094 758

[a] Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm.

Tableau A-3: Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'option consistant à installer une centrale électrique fonctionnant au méthane à la mine B, 2000-2004 (*suite*)

Turbine à gaz, cycle combiné (rendement 0,6[b])		Coûts d'investissement (dollars É.-U.)		kWh/an	Coûts d'exploitation et d'entretien/an (dollars É.-U.)	Produit de la vente d'électricité/an (dollars É.-U.)
Année	Puissance de la centrale en MW	Hypothèse haute	Hypothèse basse			
2000	11,10	8 438 850	6 329 138	97 268 850	972 689	5 252 518
2001	11,11	8 443 223	6 332 417	97 319 250	973 193	5 255 240
2002	16,58	12 599 382	9 449 536	145 224 450	1 452 245	7 842 120
2003	19,94	15 154 075	11 365 556	174 670 650	1 746 707	9 432 215
2004	22,50	17 097 970	12 823 477	197 076 600	1 970 766	10 642 136

[b] Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm.

Tableau A-4: Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'option consistant à installer une centrale électrique fonctionnant au méthane à la mine B, 2000-2004 (*suite*)

Combustion interne (rendement 0,4[c])		Coûts d'investissement (dollars É.-U.)		kWh/an	Coûts d'exploitation et d'entretien/an (dollars É.-U.)	Produit de la vente d'électricité/an (dollars É.-U.)
Année	Puissance de la centrale en MW	Hypothèse haute	Hypothèse basse			
2000	7,40	8 150 153	7 365 488	64 845 900	1 296 918	3 501 679
2001	7,41	8 154 376	7 369 304	64 879 500	1 297 590	3 503 493
2002	11,05	11 284 183	10 156 870	96 816 300	1 936 326	5 228 080
2003	13,29	13 572 202	12 216 311	116 447 100	2 328 942	6 288 143
2004	15,00	15 313 182	13 783 363	131 384 400	2 627 688	7 094 758

[c] Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm.

Tableau A-5: Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'injection du gaz dans un gazoduc (mine B), 2000-2004

Année	Mm^3/j	Coût d'investissement: récupération (dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien: récupération (dollars É.-U.)	Coût d'investissement: traitement (dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien (dollars É.-U.)
2000	0,0423	752 094	177 367	1 516 032	207 612
2001	0,0423	752 484	177 458	1 516 818	207 720
2002	0,0632	1 132 838	167 250	1 195 278	198 470
2003	0,0760	1 362 536	201 162	1 437 636	238 712
2004	0,0857	1 537 316	226 966	1 622 050	269 333

Tableau A-6: Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'injection du gaz dans un gazoduc (mine B), 2000-2004 (*suite*)

Année	Coût d'investissement: compression (dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien: compression (dollars É.-U.)	Longueur du gazoduc (km)	Coût d'investissement: transport (dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien: transport (dollars É.-U.)	Coût d'investissement: injection dans la conduite de gaz naturel (dollars É.-U.)
2000	463 397	25 989	40	2 499 776	124 989	500 000
2001	463 637	26 002	40	2 499 776	124 989	500 000
2002	619 939	19 401	40	2 999 731	124 989	500 000
2003	745 640	23 335	40	2 999 731	124 989	500 000
2004	841 287	26 328	40	2 999 731	124 989	500 000

Tableau A-7: Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'injection du gaz dans un gazoduc (mine B), 2000-2004 (*suite*)

Année	Volume de gaz vendu (millions de m^3)	Produit de la vente de gaz (dollars É.-U.)
2000	15	4 302 990
2001	15	4 305 220
2002	23	6 424 455
2003	28	7 727 100
2004	31	8 718 297