

Aucune autorité en valeurs mobilières ne s'est prononcée sur la qualité des titres offerts dans le présent prospectus. Quiconque donne à entendre le contraire commet une infraction. Les titres décrits dans le présent prospectus ne sont offerts que là où l'autorité compétente a accordé son visa; ils ne peuvent être proposés que par des personnes dûment inscrites. Les titres offerts n'ont pas été et ne sont pas inscrits aux termes de la loi des États-Unis intitulée Securities Act of 1933, dans sa version modifiée (la « Loi de 1933 »), ou d'une loi sur les valeurs mobilières d'un État, et ne peuvent être offerts ni vendus aux États-Unis ni à des personnes des États-Unis, sauf conformément aux exigences d'inscription de la Loi de 1933 et des lois sur les valeurs mobilières d'État applicables ou aux termes de dispense de ces lois. Se reporter à la rubrique « Mode de placement ».

PROSPECTUS

Premier appel public à l'épargne

Le 29 mars 2004



C O U N T R Y S I D E
P O W E R I N C O M E F U N D

149 053 660 \$
14 905 366 parts

Le présent prospectus vise le placement (le « placement ») de 14 905 366 parts de fiducie (les « parts ») de Countryside Power Income Fonds (le « Fonds »). Le Fonds est une fiducie à capital variable, sans personnalité morale et avec un objet limité, créée en vertu des lois de la province d'Ontario aux fins d'investissement indirect dans 22 exploitations de biogaz (les « exploitations de biogaz ») et deux systèmes énergétiques centralisés (les « systèmes énergétiques centralisés » et, avec les exploitations de biogaz, l'« entreprise »). Les exploitations de biogaz, situées aux États-Unis, ont actuellement une capacité de production d'électricité d'environ 51 MW et ont vendu environ 700 000 MMBTU de combustible de chaudière en 2003. Les systèmes d'énergie centralisés sont situés au Canada, l'un à Charlottetown, sur l'Île-du-Prince-Édouard, et l'autre à London, en Ontario, et ont une capacité totale de production thermique et électrique d'environ 122 MW. Les investissements indirects du Fonds consisteront en des prêts à U.S. Energy Biogas Corporation (« USEB ») et un droit à redevance convertible dans USEB ainsi qu'en des droits indirects de propriété sur les systèmes énergétiques centralisés. USEB, société appartenant à U.S. Energy Systems, Inc. (« USEY ») et à Cinergy Energy Solutions, Inc., filiale indirecte de Cinergy Corp., est propriétaire de la totalité des exploitations de biogaz situées à l'extérieur de l'État de l'Illinois et de 50 % de celles situées dans cet État.

Le Fonds entend procéder à des distributions mensuelles au comptant jusqu'au maximum possible. Les distributions mensuelles au comptant seront payables aux porteurs de parts (les « porteurs de parts ») inscrits au dernier jour ouvrable de chaque mois, et il est prévu qu'elles leur seront versées vers le 30^e jour du mois suivant. La distribution initiale au comptant aux porteurs de parts inscrits le 30 avril 2004 devrait leur être versée vers le 31 mai 2004 pour la période allant de la clôture du placement au 30 avril 2004. (Voir la rubrique « Description du Fonds — Distributions au comptant ».) Dominion Bond Rating Service Limited a attribué aux parts la cote de stabilité provisoire de STA-4(haut). Le prix des parts a été déterminé en partie en fonction de l'estimation de l'encaisse distribuable pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004. Quoique le Fonds compte verser des distributions de son encaisse disponible aux porteurs de parts, aucune distribution d'encaisse n'est assurée. La capacité du Fonds de verser des distributions au comptant sera tributaire notamment de l'exploitation et de l'actif de l'entreprise. Par conséquent, les distributions au comptant ne sont pas garanties et varieront en fonction, entre autres, du rendement de l'entreprise. Le montant au comptant réel distribué relativement aux parts dépendra de nombreux facteurs, y compris : (i) la capacité de l'entreprise de générer des liquidités; (ii) les obligations et engagements de l'entreprise contractés à l'égard des dettes et ses besoins en matière de fonds de roulement et de dépenses en immobilisations; (iii) la capacité d'USEB de verser à Countryside Canada Power Inc. (« Countryside Canada ») les paiements au titre des redevances et du service de la dette; (iv) la capacité de l'entreprise de maintenir son niveau actuel d'activités commerciales; (v) la déductibilité pour les fins de l'impôt fédéral américain sur le revenu des versements d'intérêts sur les prêts à USEB, tous ces facteurs étant soumis à divers risques. La valeur au marché des parts peut subir une dépréciation si le Fonds est incapable de respecter ses objectifs en matière de distributions au comptant à l'avenir, et cette dépréciation pourra être considérable. Un placement dans les parts est assujéti à un certain nombre de risques qui doivent être pris en considération par l'investisseur. (Voir la rubrique « Facteurs de risque ».)

Le rendement après impôt d'un placement dans les parts pour les porteurs de parts assujettis à l'impôt sur le revenu canadien dépendra, en partie, de la composition pour les fins fiscales des distributions versées par le Fonds (dont des parties peuvent être entièrement ou partiellement imposables ou peuvent constituer des remboursements de capital non imposables). La composition de ces distributions pour les fins fiscales peut changer avec le temps, ce qui influe sur le rendement après impôt pour les porteurs de parts. Pour 2004, on estime qu'environ 96 % des distributions aux porteurs de parts seront imposés comme un rendement du capital et qu'environ 4 % seront considérés comme un remboursement de capital. Les rendements du capital sont généralement imposés comme un revenu ordinaire ou comme des dividendes pour les porteurs de parts. Les remboursements de capital ne sont généralement pas imposables pour les porteurs de parts (mais diminuent le prix de base des parts des porteurs pour les fins fiscales).

Prix : 10,00 \$ la part

	Prix d'offre ¹⁾	Rémunération des preneurs fermes	Produit net revenant au Fonds ²⁾
La part	10,00 \$	0,55 \$	9,45 \$
Total du placement	149 053 660 \$	8 197 951 \$	140 855 709 \$

1) Le prix des parts a été fixé par voie de négociations entre le Fonds, USEY (à titre de promoteur) et les preneurs fermes (définis ci-après).

2) Avant la déduction des frais du placement évalués à 5 100 344 \$ qui, avec la rémunération des preneurs fermes, seront payés sur le produit du placement.

Il n'existe actuellement aucun marché pour la négociation des parts, et les acquéreurs pourraient ne pas être en mesure de revendre les titres achetés aux termes du présent prospectus. La Bourse de Toronto (« TSX ») a approuvé conditionnellement l'inscription des parts. L'inscription est faite sous réserve que le Fonds remplisse toutes les conditions de la TSX au plus tard le 22 juin 2004, y compris le placement des parts auprès d'un nombre minimum de porteurs de parts dans le public.

Marchés mondiaux CIBC Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Valeurs mobilières TD Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et Financière Banque Nationale Inc. (collectivement, les « preneurs fermes »), en tant que contrepartistes, offrent conditionnellement les parts, sous réserve de leur vente préalable et sous réserve de leur émission par le Fonds et de leur acceptation par les preneurs fermes conformément aux conditions de la convention de prise ferme décrite à la rubrique « Mode de placement » et sous réserve de l'approbation de certaines questions d'ordre juridique par Goodmans LLP et par Goodwin Procter LLP (concernant les incidences fiscales fédérales américaines), pour le compte du Fonds et de Countryside Canada, et par Tarys LLP, pour le compte des preneurs fermes. Les souscriptions des parts seront reçues sous réserve du droit de les refuser ou de les répartir en totalité ou en partie et de clore les registres de souscription à tout moment, sans préavis. Les parts seront représentées par un certificat enregistré d'inscription en compte entièrement nominatif émis à La Caisse canadienne de dépôt de valeurs limitée (la « CDS ») ou à son prête-nom et sera déposé auprès de la CDS à la date de clôture du placement, qui devrait tomber vers le 8 avril 2004, ou à toute autre date dont le Fonds et les preneurs fermes peuvent convenir. L'acquéreur de parts ne recevra qu'un avis d'exécution de la part d'un courtier inscrit qui est un adhérent de la CDS, duquel ou par l'entremise duquel les parts sont achetées. Valeurs mobilières TD Inc. est une filiale d'une banque à charte canadienne qui a mis des facilités de crédit à la disposition d'USE Canada Holdings Corp. (« USE Canada Holdings ») et envers laquelle USE Canada Holdings est actuellement endettée. De plus, les banques à charte canadiennes dont Valeurs mobilières TD Inc. et RBC Dominion valeurs mobilières Inc. sont des filiales ont convenu de mettre des facilités de crédit à la disposition de Countryside Canada Acquisition Inc. Par conséquent, aux termes des lois sur les valeurs mobilières applicables, le Fonds peut être considéré comme un « émetteur associé » à ces preneurs fermes. (Voir les rubriques « Nouvelle facilité de crédit » et « Mode de placement ».)

Le promoteur, USEY, est constitué, prorogé ou constitué d'une autre façon en vertu des lois d'un territoire étranger ou réside à l'extérieur du Canada. Bien que le promoteur ait désigné Countryside Canada, 246 Waterloo Street, London (Ontario) Canada pour le représenter pour la signification des actes de procédure en Ontario, les épargnants pourraient être incapables de faire exécuter par le promoteur des jugements rendus au Canada et fondés sur les dispositions en matière de responsabilité civile des lois sur les valeurs mobilières de certaines provinces et de certains territoires du Canada.



COUNTRYSIDE

POWER INCOME FUND



TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>		<u>Page</u>
PRINCIPES COMPTABLES		Autres exploitations de biogaz à l'extérieur	
GÉNÉRALEMENT RECONNUS	1	de l'Illinois	52
RENSEIGNEMENTS SUR LA MONNAIE		LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES	
ET LE TAUX DE CHANGE	1	CENTRALISÉS	53
ADMISSIBILITÉ AUX FINS DE		Aperçu	53
PLACEMENT	2	Le système de l'Î.-P.-É.	55
DÉCLARATIONS PROSPECTIVES	3	Le système de London	58
AU SUJET DU PRÉSENT PROSPECTUS	3	LES CONVENTIONS D'EXPANSION ET	
SOMMAIRE DU PROSPECTUS	4	D'AMÉLIORATION	61
GLOSSAIRE	20	Convention d'expansion avec Cinergy et	
COUNTRYSIDE POWER INCOME		USEY	61
FUND	25	Convention d'amélioration avec USEB	61
Objectifs et stratégie du Fonds	25	RAPPORTS DE CONSEILLERS ET	
L'INDUSTRIE DE PRODUCTION		D'INGÉNIEURS INDÉPENDANTS	61
D'ÉLECTRICITÉ INDÉPENDANTE	27	SCS Engineers	61
Aperçu	27	Platts Research & Consulting — Rapport	
Réglementation de l'industrie	28	sur les prévisions de prix	64
LE SECTEUR DU BIOGAZ	29	Stone & Webster Management	
Aperçu	29	Consultants	65
Perspectives de l'industrie américaine du		FIDUCIAIRES, ADMINISTRATEURS ET	
biogaz	30	LA DIRECTION	67
Aide des pouvoirs publics aux		Le Fonds	67
exploitations de biogaz	30	Countryside Canada et ses filiales	69
Concurrence dans l'industrie du biogaz	32	Garantie d'assurance pour le Fonds et les	
Avantages des exploitations de biogaz	33	entités reliées et indemnisation	74
LE SECTEUR DES SYSTÈMES		EMPLOI DU PRODUIT	74
ÉNERGÉTIQUES CENTRALISÉS	33	NOTATION DES PARTS	74
Aperçu	33	NOUVELLE FACILITÉ DE CRÉDIT	75
Structure des systèmes énergétiques		PRÉVISIONS FINANCIÈRES DU FONDS	76
centralisés	34	PRINCIPALES INFORMATIONS	
Perspectives de l'industrie des systèmes		FINANCIÈRES CONSOLIDÉES	87
énergétiques centralisés	34	RAPPORT DE GESTION	88
Avantages des systèmes énergétiques		Résultats d'exploitation des actifs	
centralisés	34	d'exploitation d'USEB	88
LES EXPLOITATIONS DE BIOGAZ	35	Situation de trésorerie et sources de	
Aperçu	35	financement des actifs d'exploitation	
Profil opérationnel d'USEB	35	d'USEB	91
Résumé des exploitations de biogaz	38	Résultats d'exploitation	
Structure commerciale des exploitations de		d'USE Canada Holdings	92
biogaz	39	Situation de trésorerie et sources de	
Structure tarifaire	40	financement d'USE Canada Holdings	94
Production et exploitation	45	FINANCEMENT, ACQUISITION ET	
Principales exploitations de biogaz dans		OPÉRATIONS CONNEXES	96
l'État de l'Illinois	46	Opérations avant la clôture	96
Autres exploitations de biogaz en Illinois	50	Emprunts d'USEB	96
Principales exploitations de biogaz à		Droit à redevance d'USEB	98
l'extérieur de l'Illinois	50	Convention d'acquisition	99

	<u>Page</u>		<u>Page</u>
Structure après la clôture	101	PRINCIPAUX PORTEURS DE PART	113
DESCRIPTION DU FONDS	102	FACTEURS DE RISQUE	113
Déclaration de fiducie	102	Risques liés au secteur d'activité	114
Activités du Fonds	102	Risques liés à la structure du Fonds	121
Parts	103	MODE DE PLACEMENT	128
Émission des parts	103	CONTRATS IMPORTANTS	129
Fiduciaires	103	LITIGES	130
Restrictions et dispositions concernant les conflits d'intérêts	104	EXPERTS	130
Distributions au comptant	105	PROMOTEUR	130
Droit de rachat	105	VÉRIFICATEURS, AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	131
Assemblées des porteurs de parts	107	CERTAINES INCIDENCES FISCALES . . .	131
Restriction applicable à la propriété	108	Certaines incidences fiscales fédérales canadiennes	131
Modifications de la déclaration de fiducie .	109	Certaines incidences fiscales fédérales américaines	136
Durée du Fonds	109	DROITS DE RÉOLUTION ET SANCTIONS CIVILES	142
Offres publiques d'achat	110	CONSENTEMENT DES VÉRIFICATEURS	143
Exercice de certains droits de votes rattachés aux titres de Countryside Canada et de Countryside Acquisition . .	110	ÉTATS FINANCIERS	F-1
Renseignements et rapports	110	ATTESTATION DU FONDS ET DU PROMOTEUR	A-1
Système d'inscription en compte	111	ATTESTATION DES PRENEURS FERMES	A-2
STRUCTURE DU CAPITAL CONSOLIDÉ	111		
DESCRIPTION DE COUNTRYSIDE			
CANADA	112		
Capital-actions	112		
Politique de distribution	112		
Billets émis par Countryside Canada	112		

PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS

Countryside Power Income Fund (le « Fonds ») et USE Canada Holdings Corp. (« USE Canada Holdings ») préparent leurs états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Les états financiers cumulés historiques des actifs d'exploitation d'USEB (définis ci-après à la rubrique « Au sujet du présent prospectus ») inclus dans le présent prospectus ont été préparés conformément aux PCGR des États-Unis, lesquels sont conformes à tous égards importants aux PCGR du Canada. Se reporter aux rubriques « États financiers » et « Au sujet du présent prospectus ».

RENSEIGNEMENTS SUR LA MONNAIE ET LE TAUX DE CHANGE

Dans le présent prospectus, les renvois aux « \$ » et aux « dollars canadiens » visent la monnaie légale du Canada, et les renvois aux « \$ US » et aux « dollars américains » visent la monnaie légale des États-Unis.

L'entreprise de U.S. Energy Biogaz Corporation (« USEB ») et de ses filiales est exploitée aux États-Unis et leurs produits et charges sont libellés en dollars américains. Par conséquent, les états financiers cumulés des actifs d'exploitation d'USEB et certains autres renseignements figurant dans le présent prospectus sont présentés en dollars américains. Le tableau suivant présente, pour chaque période indiquée, les taux de change extrêmes pour le dollar américain exprimés en dollars canadiens, la moyenne de ce taux de change le dernier jour ouvrable de chaque mois au cours de cette période et le taux de change à la fin de la période, selon le cours à midi en dollars canadiens par 1,00 \$ US fixé par la Banque du Canada (le « cours acheteur à midi »).

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		Périodes de douze mois terminées les 31 décembre		
	2003	2002	2002	2001	2000
Haut	1,5747	1,6132	1,6132	1,6021	1,5593
Bas	1,3342	1,5110	1,5110	1,4936	1,4341
Moyenne ¹⁾	1,4209	1,5704	1,5699	1,5513	1,4868
Fin de la période	1,3504	1,5858	1,5796	1,5926	1,5002

1) La moyenne des taux de change est calculée en prenant les données du dernier jour de chaque mois pendant chaque période.

Le 26 mars 2004, le cours acheteur à midi était de 1,3200 \$ pour 1,00 \$ US.

ADMISSIBILITÉ AUX FINS DE PLACEMENT

Sous réserve de l'observation des normes de placement prudent, ainsi que des dispositions et des restrictions générales en matière de placement des lois indiquées ci-dessous (et, s'il y a lieu, des règlements édictés en vertu de ces lois) de même que, dans certains cas, sous réserve du respect d'exigences additionnelles concernant les politiques, normes, procédures et objectifs de placement, l'achat des parts de fiducie du Fonds (les « parts ») offertes par le présent prospectus ne constituera pas, à la date d'émission, des placements interdits en vertu des lois suivantes :

Loi sur les sociétés d'assurances (Canada);

Loi de 1985 sur les normes de prestation de pension (Canada);

Loi sur les sociétés de fiducie et de prêt (Canada);

Loi sur les associations coopératives de crédit (Canada);

Loi intitulée Loan and Trust Corporations Act (Alberta);

Loi intitulée Insurance Act (Alberta);

Loi intitulée Employment Pension Plans Act (Alberta);

Loi intitulée Alberta Heritage Savings Trust Fund Act (Alberta);

Loi intitulée Pension Benefits Standards Act (Colombie-Britannique);

Loi intitulée Financial Institutions Act (Colombie-Britannique);

Loi sur les assurances (Manitoba);

Loi sur les fiduciaires (Manitoba);

Loi sur les régimes de retraite (Manitoba);

Loi intitulée Pension Benefits Act (Nouvelle-Écosse);

Loi intitulée Trustee Act (Nouvelle-Écosse);

Loi sur les régimes de retraite (Ontario);

Loi sur les fiduciaires (Ontario);

Loi sur les sociétés de prêt et de fiducie (Ontario);

Loi sur les assurances (Québec) (pour un assureur, au sens de cette loi, constitué en vertu des lois du Québec, autre qu'un fonds de garantie, un fonds d'assurance ou une société mutuelle);

Loi sur les sociétés de fiducie et les sociétés d'épargne (Québec) (pour une société de fiducie qui investit ses propres fonds et les dépôts qu'elle reçoit et pour une société d'épargne qui investit ses propres fonds);

Loi sur les régimes complémentaires de retraite (Québec); et

Loi intitulée The Pension Benefits Act, 1992 (Saskatchewan).

De l'avis de Goodmans LLP, conseillers juridiques du Fonds et de Countryside Canada et de l'avis de Torys LLP, conseillers juridiques des preneurs fermes, pourvu que le Fonds soit une « fiducie de fonds commun de placement » en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (la « Loi de l'impôt ») à la date du présent prospectus : (i) les parts constitueront des placements admissibles en vertu de la Loi de l'impôt pour les fiducies régies par des régimes enregistrés d'épargne-retraite, des fonds enregistrés de revenu de retraite, des régimes de participation différée aux bénéfices et des régimes enregistrés d'épargne-études (collectivement, les « régimes ») à ce moment; et (ii) en se fondant en partie sur les attestations du Fonds et de Countryside Canada quant à certaines questions de fait, les parts, si elles sont émises à la date du présent prospectus, ne constitueront pas à cette date des « biens étrangers » aux fins de l'impôt exigé en vertu de la partie XI de la Loi de l'impôt à l'égard de tels régimes (sauf les régimes enregistrés d'épargne-études), des placements enregistrés et des autres entités dispensées de l'impôt, y compris la plupart des caisses ou des régimes enregistrés de retraite. Les régimes enregistrés d'épargne-études ne sont pas assujettis aux règles concernant les biens étrangers. Le Fonds sera une « fiducie de revenu d'entreprise » et les parts constitueront des « biens de placement restreint » comme décrit dans les projets de modification de la Loi de l'impôt sur le revenu annoncées par le ministre des Finances (Canada) le 23 mars 2004 (les « propositions budgétaires »). Certains investisseurs, y compris les régimes de retraite enregistrés et les sociétés de retraite s'exposeront à un impôt de pénalité à partir de 2005 si elles détiennent des biens de placement restreint ou des parts d'une fiducie de revenu d'entreprise en quantités dépassant les limites décrites dans le plan de budget. Les propositions budgétaires indiquent que les régimes définis aux présentes ne seront pas assujettis à cet impôt de pénalité. (Voir les rubriques « Certaines incidences fiscales — Certaines incidences fiscales fédérales canadiennes » et « Facteurs de risque ».)

DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

Certaines déclarations contenues dans le présent prospectus peuvent constituer des « déclarations prospectives » qui comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus ou inconnus qui peuvent faire en sorte que les résultats, le rendement ou les réalisations réels du Fonds ou de l'entreprise soient très différents des résultats, du rendement ou des réalisations futurs que laissent entendre, explicitement ou implicitement, ces déclarations prospectives. Lorsqu'elles sont utilisées dans le présent prospectus, ces déclarations utilisent le mode conditionnel, le mode futur ainsi que des mots comme « s'attend », « croit », « a l'intention » et d'autres termes et expressions semblables. Ces déclarations reflètent les attentes actuelles à l'égard d'événements et du rendement d'exploitation futurs uniquement à la date du présent prospectus. Les déclarations prospectives comportent des risques et des incertitudes importants, ne devraient pas être interprétés comme des garanties quant au rendement ou aux résultats futurs, ne sont pas nécessairement des indications précises de l'atteinte des résultats. Un certain nombre de facteurs pourraient faire en sorte que les résultats réels soient très différents de ceux mentionnés dans les déclarations prospectives, y compris notamment les facteurs décrits à la rubrique « Facteurs de risque ». Bien que les déclarations prospectives contenues dans le présent prospectus se fondent sur des hypothèses que la direction juge raisonnables, le Fonds ne peut garantir aux épargnants que les résultats réels seront conformes aux déclarations prospectives, lesquelles sont données en date du présent prospectus. Ni le Fonds ni aucune autre personne n'est tenu de mettre à jour ou de réviser les déclarations prospectives pour tenir compte de nouveaux événements ou de nouvelles circonstances.

AU SUJET DU PRÉSENT PROSPECTUS

À moins d'indication contraire ou que le contexte n'exige un autre sens, dans le présent prospectus, par « actifs d'exploitation d'USEB », on entend l'actif, le passif et la structure du capital d'USEB et de la société qui l'a remplacée et de leurs filiales relativement à leurs actifs productifs de revenu au cours de la période pertinente où sont mentionnés les actifs d'exploitation d'USEB. À la clôture du placement, les « actifs d'exploitation d'USEB » comprendront l'actif, le passif et la structure du capital d'USEB et de ses filiales, à l'exception des capitaux propres, de l'actif et du passif de Brown County Energy Associates LLC, de Garland Energy Development LLC, de Hoffman Road Associates LLC, de Oyster Bay Energy Partners LP, de Smithtown Energy Partners, de Zapco Development Corp., de Zapco Equipment Corp. et de ZFC Equipment Corp. (collectivement, les « actifs exclus ») ainsi que de certains frais de restructuration d'USEB qui ne sont pas liés à la poursuite des projets d'exploitation d'USEB et de ses filiales.

Dans le présent prospectus, toutes les mentions des « exploitations de biogaz » comprennent le récupérateur et le producteur ou le producteur (chacun étant défini dans le glossaire ci-après) pertinents qui composent le système par lequel le biogaz est extrait d'un site d'enfouissement en particulier et vendu à un producteur (qui utilise le biogaz pour produire de l'électricité) ou à un transporteur (qui distribue le biogaz aux utilisateurs finaux pour être utilisé comme combustible de chaudière). Pour ce qui est de 21 des 22 exploitations de biogaz, USEB a des droits indirects de propriété de 100 % ou de 50 % dans le producteur ou le transporteur pertinent. Pour ce qui est de 19 des 22 exploitations de biogaz, le producteur est structuré comme une société en commandite dont une partie est propriétaire de la totalité des parts de société en commandite en circulation et USEB est propriétaire indirect d'une participation de 1 % ou moins à titre de commandité. Les récupérateurs ont été établis par USEB, qui en était auparavant propriétaire indirect. En 2000 et 20021, USEB a vendu les récupérateurs afin de permettre aux autres propriétaires d'obtenir des crédits d'impôt, qui sont générés lorsque les récupérateurs vendent du biogaz à une partie sans lien de dépendance. Les filiales d'USEB exploitent et gèrent les récupérateurs et, aux termes de conventions d'achat de gaz à long terme avec les récupérateurs, le producteur et le transporteur de chaque exploitation de biogaz ont le droit d'acheter la totalité du biogaz récupéré par le récupérateur. (Voir les rubriques « Les exploitations de biogaz — Structure commerciale des exploitations de biogaz » et « Les exploitations de biogaz — Structure commerciale des exploitations de biogaz. »)

Les mentions dans le présent prospectus de l'investissement indirect du Fonds dans les exploitations de biogaz se rapportent à l'investissement du Fonds dans USEB par le biais des prêts consentis à USEB (les « emprunts d'USEB ») et un droit à redevance convertible dans USEB (le « droit à redevance d'USEB » et, avec les emprunts d'USEB, les « investissements d'USEB ») et aux droits indirects de propriété d'USEB dans chacune des exploitations de biogaz décrites précédemment. (Voir la rubrique « Financement, acquisition et opérations connexes — Structure après la clôture. »)

SOMMAIRE DU PROSPECTUS

Le texte qui suit est un sommaire des principales caractéristiques du placement (le « placement ») des parts visé par le présent prospectus et il doit être lu conjointement avec les renseignements plus détaillés ainsi que les données financières et les états financiers figurant ailleurs dans le présent prospectus. Certains termes et expressions sont définis dans le glossaire. Sauf indication contraire, l'information contenue dans le présent prospectus présume que les étapes indiquées à la rubrique « Financement, acquisition et opérations connexes » sont terminées.

Countryside Power Income Fund

Le Fonds est une fiducie à capital variable, sans personnalité morale et avec un objet limité, créée en vertu des lois de la province d'Ontario aux fins d'investissement indirect dans 22 exploitations de biogaz (les « exploitations de biogaz ») et deux systèmes d'énergie centralisés (les « systèmes d'énergie centralisés » et, avec les exploitations de biogaz, l'« entreprise »). Les exploitations de biogaz, situées aux États-Unis, ont actuellement une capacité de production d'électricité d'environ 51 MW et ont vendu environ 700 000 MMBTU de combustible de chaudière en 2003. Les systèmes énergétiques centralisés sont situés au Canada, dont l'un à Charlottetown, dans l'Île-du-Prince-Édouard (le « système de l'Î.-P.-É. ») et l'autre à London, en Ontario (le « système de London »), ont une capacité totale de production thermique et électrique d'environ 122 MW. Les investissements du Fonds consisteront en les emprunts d'USEB, les « investissements d'USEB » ainsi qu'en des droits indirects de propriété sur les systèmes énergétiques centralisés. (Voir la rubrique « Countryside Power Income Fund »).

Objectifs et stratégie du Fonds

Le Fonds a pour objectifs de maintenir la stabilité et la durabilité des distributions au comptant aux porteurs de parts du Fonds (les « porteurs de parts ») et, lorsque la prudence le permet, d'accroître le montant par part de ces distributions. Pour atteindre ces objectifs, le Fonds compte se concentrer sur l'amélioration des pratiques opérationnelles actuelles de l'entreprise, rechercher des possibilités de croissance interne et d'expansion et faire d'autres investissements dans des exploitations de production d'électricité, y compris des exploitations de cogénération, d'énergie verte et de systèmes énergétiques centralisés. (Voir la rubrique « Countryside Power Income Fund — Objectifs et stratégie du Fonds ».)

Exploitations de biogaz

USEB, société appartenant actuellement à U.S. Energy Systems, Inc. (« USEY ») et à Cinergy Energy Solutions, Inc., filiale indirecte de Cinergy Corp. (« Cinergy »), est propriétaire de la totalité des exploitations de biogaz situées à l'extérieur de l'État de l'Illinois et de 50 % de celles situées dans cet État. USEB dispose de son propre personnel de gestion et d'exploitation. L'administration et la supervision de l'exploitation des exploitations de biogaz sont assurées par USEY et une filiale de Cinergy, respectivement, et continueront de l'être après la clôture du placement.

Cinergy est une société américaine diversifiée dans l'industrie de l'énergie qui gère un portefeuille intégré et équilibré, constitué principalement d'entreprises commerciales et d'entreprises aux activités réglementées. Les entreprises aux activités réglementées de Cinergy vendent de l'électricité et du gaz naturel à environ 1,5 million et 500 000 clients, respectivement, dans trois États du Midwest des États-Unis. Cinergy est aussi propriétaire d'une capacité de production électrique d'environ 7 000 MW dans l'Indiana et son unité administrative commerciale de Cinergy est propriétaire d'une capacité de production électrique d'environ 6 300 MW partout aux États-Unis.

USEY est un producteur d'électricité indépendant qui offre ses services à d'importants clients de détail, notamment des utilisateurs finaux commerciaux et industriels. USEY est propriétaire et exploitant de 34 projets de cogénération, de systèmes centralisés et d'énergie verte en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest, ayant une capacité de production thermique et électrique totale d'environ 262 MW, ou a financé de tels projets. Une filiale indirecte de Cinergy est propriétaire d'environ 5 % des actions ordinaires en circulation d'USEY et un membre de la haute direction de Cinergy est membre du conseil d'administration d'USEY. USEY et une filiale indirecte de Cinergy sont parties à une convention conjointe de développement de projet.

Dix-huit des 22 exploitations de biogaz ont conclu des contrats avec leurs entreprises d'utilité publique d'électricité locales pour la vente de leur production d'électricité. Une exploitation loue du matériel de production d'électricité à un tiers qui a un contrat pour vendre sa production à une entreprise d'utilité publique d'électricité. Les trois autres exploitations de biogaz vendent du combustible de chaudière aux termes de conventions à long terme conclues avec des acheteurs financièrement solides. Un nombre important d'exploitations de biogaz sont situées sur des sites d'enfouissement qui continuent de recevoir des déchets dont la production gazière devrait augmenter jusqu'à peu après la fermeture des sites d'enfouissement. Par conséquent, la direction s'attend à ce que ces augmentations de production de biogaz compensent largement la diminution des exploitations de biogaz situées sur des sites d'enfouissement fermés, ce qui devrait entraîner une expansion nette de la capacité de production d'électricité actuelle des exploitations de biogaz. La production de biogaz d'environ 4 651 000 MMBTU pendant l'exercice 2002 représentait environ 18 % de plus que le volume utilisé pour produire de l'électricité ou vendu comme combustible pour chaudières.

Toutes les exploitations de biogaz situées dans l'Illinois reçoivent une subvention en vertu du programme d'incitation tarifaire (le « programme d'incitation tarifaire ») au cours des dix premières années de leur exploitation commerciale. L'expiration de la CAE ou du tarif détail figurant dans le tableau ci-après précise l'année d'expiration du droit à la subvention de chaque exploitation de biogaz située en Illinois et l'année d'expiration des contrats d'achat d'électricité (« CAE ») des exploitations de biogaz situées hors de l'Illinois. Après l'expiration du droit d'une exploitation de recevoir une subvention ou de sa CAE, suivant le cas, l'entreprise d'utilité publique en question devra continuer d'acheter la production électrique de l'exploitation au coût évité de l'entreprise, tant que l'exploitation produira de l'électricité et conservera son statut d'installation admissible (« QF ») aux termes de la loi intitulée *Federal Power Act* des États-Unis, dans sa version modifiée par la PURPA (la « FPA ») et qu'elle satisfera à certaines autres exigences de la loi de l'État. Par ailleurs, USEB pourrait décider de vendre la production électrique des exploitations de biogaz sur le marché de l'énergie verte (le « marché de l'énergie verte ») ou sur le marché de gros. USEB pourrait aussi vendre des crédits d'énergie renouvelable et des crédits au titre des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») à part de la vente d'électricité. (Voir la rubrique « Les exploitations de biogaz »).

Le tableau ci-dessous énumère les exploitations de biogaz et en donne les grandes caractéristiques.

Tableau récapitulatif des exploitations de biogaz

Exploitation	État	Production	MW	Expiration de la CAE ou du tarif détail	Acheteur(s)	Cote de solvabilité S&P des acheteurs	Expiration de la concession gazière	Expiration du bail foncier	État du site d'enfouissement
Countryside	IL	Électricité	8,0	2011	Commonwealth Edison	A –	¹⁾	¹⁾	Ouvert
Dolton	IL	Électricité	5,0	2008	Commonwealth Edison	A –	2016 ²⁾	2016 ²⁾³⁾	Ouvert
Dixon Lee	IL	Électricité	4,0	2009	Commonwealth Edison	A –	2017 ²⁾	2017 ²⁾	Ouvert
Morris	IL	Électricité	4,0	2011	Commonwealth Edison	A –	2018 ⁴⁾	2018 ⁴⁾⁵⁾	Ouvert
Roxanna	IL	Électricité	4,0	2009	Illinois Power	B	—	2018 ²⁾	Ouvert
Upper Rock	IL	Électricité	4,0	2010	MidAmerican Energy	A	2017 ²⁾	2029	Ouvert
SPSA I	VA	Électricité	3,3	2014	Virginia Power	A –	2011 ⁶⁾	2011 ⁶⁾	Ouvert
122 nd Street	IL	Électricité	3,0	2008	Commonwealth Edison	A –	2016 ²⁾	2016 ²⁾	Fermé
Brickyard	IL	Électricité	3,0	2009	Illinois Power	B	2017 ²⁾	2017 ²⁾	Ouvert
Hamms	NJ	Électricité	1,2	2010	GPU/First Energy	BBB –	2006 ⁷⁾	2006 ⁷⁾	Fermé
							2016 ²⁾		Ouvert
Manchester	NH	Électricité	1,2	Permanent ⁸⁾	New Hampshire Public Service	BBB+	2004 ⁹⁾	2004 ⁹⁾	Fermé
Oceanside	NY	Électricité	1,2	2006	Long Island Power Authority	Aaa ¹⁰⁾	2004 ⁷⁾	2004 ⁷⁾	Fermé
Streator	IL	Électricité	1,0	2009	Commonwealth Edison	A –	2017 ²⁾	2017 ²⁾	Ouvert
Willow Ranch	IL	Électricité	1,0	2007	Commonwealth Edison	A –	2016 ²⁾	2016 ²⁾	Fermé
Amity	PA	Électricité	1,0	2007	Penn Power & Light	BBB	2006 ⁷⁾	2006 ⁷⁾	Fermé
Barre	MA	Électricité	1,0	2006 ¹¹⁾	USGen New England	D	2015	2015	Fermé
Burlington	VT	Électricité	0,7	2006 ²⁾	Burlington Electric Dept.	AAA	2006 ²⁾	2006 ²⁾	Fermé
Onondaga	NY	Électricité	0,6	2007	Niagara Mohawk	A	1999 ⁷⁾	1999 ⁷⁾	Fermé
Cape May	NJ	Comb. chaudière	—	2009 ¹²⁾	État du New Jersey	AA	2011	2011	Ouvert
SPSA II	VA	Comb. chaudière	—	2011 ¹³⁾	CIBA Specialty Chemical	A	2011	— ¹⁴⁾	Ouvert
Tucson	AZ	Comb. chaudière	—	2011 ¹³⁾	Tucson Electric Power	BB	2017	— ¹⁴⁾	Ouvert
Brookhaven	NY	Électricité	4,0	2007	Wehran Energy Corp.	Non coté	— ¹⁵⁾	— ¹⁵⁾	Fermé

- 1) La durée de ces conventions dépasse largement la durée des emprunts d'USEB et arrive à échéance largement avant la date de conversion des droit à redevance d'USEB.
- 2) Deux prolongations de cinq ans au gré d'USEB.
- 3) Une partie du site est détenue en propriété et une partie est louée.
- 4) Trois prolongations de cinq ans au gré d'USEB.
- 5) La concession gazière de l'exploitation Morris assure au producteur de l'exploitation un bail sur le site. Un bail autonome est en phase finale de préparation avec le propriétaire du site.
- 6) Peut être prolongé d'une ou de plusieurs durées de cinq ans.
- 7) La concession se renouvelle automatiquement tant que le biogaz est produit en quantités commercialement raisonnables.
- 8) Continue jusqu'à la résiliation par USEB.
- 9) La convention peut être prolongée jusqu'à concurrence de dix ans, par consentement mutuel.
- 10) Cote de Moody's Investor Services, Inc. car la société n'est pas cotée par S&P.
- 11) Peut être résilié par l'acheteur sur préavis d'un an.
- 12) Contrat d'exploitation en vertu duquel USEB exploite le système de récupération de biogaz et le gazoduc menant à l'acheteur en contrepartie d'honoraires.
- 13) Contrat d'achat de gaz.
- 14) Ces transporteurs n'ont aucune installation implantée sur le site. Un gazoduc de transport relie directement le récupérateur aux utilisateurs finals.
- 15) L'exploitation Brookhaven est structurée sous forme de contrat de location-acquisition aux termes duquel une filiale d'USEB est propriétaire du matériel de production d'électricité et reçoit des honoraires pour l'exploitation de ce matériel.

Systèmes énergétiques centralisés

Les systèmes énergétiques centralisés vendent et distribuent de la vapeur, de l'eau chaude et de l'eau réfrigérée à des clients que représentent les bâtiments publics, commerciaux et résidentiels au moyen d'un réseau de distribution souterrain, en plus de vendre de l'électricité aux entreprises d'utilité publique d'électricité locales. Le système de l'Î.-P.-É. produit de la vapeur et de l'eau chaude au moyen de biomasse ou de déchets de bois, de combustible résiduaire et de mazout, et le système de London produit de la vapeur, de l'eau réfrigérée et de l'électricité au moyen de gaz naturel comme combustible primaire et de mazout comme combustible d'appoint. (Voir la rubrique « Les systèmes énergétiques centralisés ».)

Le texte qui suit est un sommaire des systèmes énergétiques centralisés et leurs principales caractéristiques.

Résumé des systèmes énergétiques centralisés

Système	Province	MW	Cinq plus grands clients ¹⁾	Expiration du contrat d'achat	Cote de solvabilité S&P des clients
Charlottetown	I.-P.-É.	62,5	Min. Transport et Travaux publics	2025	A
			Hôpital Queen Elizabeth	2025	Financement public ²⁾
			Université de l'Île-du-Prince Édouard	2025	Financement public ²⁾
			RioCan Property Services	— ³⁾	BBB ⁴⁾
			Charlottetown Area Development Corp.	2009	Financement public ²⁾
London	ON	59,6	London Health Sciences Centre	2011	Financement public ²⁾
			London Hydro Inc.	2017	A
			City Centre (Osmington Inc.)	2013	Non coté
			London Hospital Linen Service	2021	Financement public ²⁾
			London Free Press (Sun Media Corporation)	2008	B+ (BB-)
Total		<u>122,1</u>			

1) Les cinq principaux clients du système I.-P.-É. représentaient environ 77 % du produit d'exploitation 2002. Les cinq plus grands clients du système de London représentaient environ 50 % du produit d'exploitation de 2002 du système de London.

2) Les clients bénéficiant d'un financement public sont ceux qui reçoivent un important soutien direct ou indirect d'une ou de plusieurs administrations (fédérale, provinciale ou municipale). Les cotes de solvabilité de S&P sont « AAA », « A » et « AA », respectivement pour le Canada et les provinces de l'Î.-P.-É. et d'Ontario.

3) Le bâtiment du client a été raccordé au système de l'Î.-P.-É. en 1989. Les achats sont effectués conformément à un contrat à tacite reconduction. La durée du contrat est indéterminée, mais le contrat peut être résilié à un mois d'avis par l'une ou l'autre des parties.

4) La cote indiquée est celle de DBRS pour les débentures non garanties du RioCan Real Estate Investment Trust.

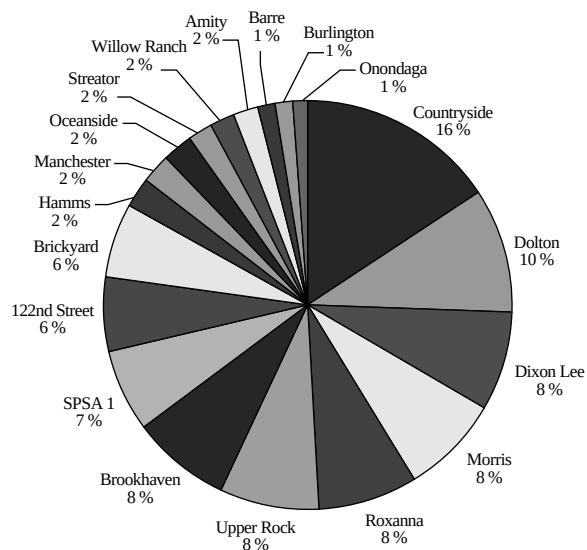
Atouts commerciaux

Portefeuille diversifié d'actifs

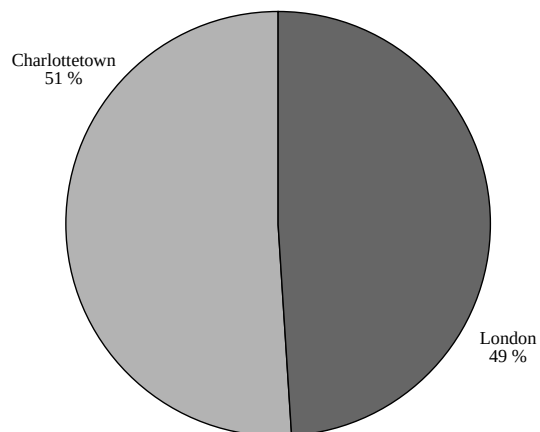
Les investissements indirects du Fonds dans les exploitations de biogaz et les systèmes énergétiques centralisés sont diversifiés tant pour ce qui est du type d'actif que de la région. Les exploitations de biogaz sont situées dans neuf États des États-Unis et la plupart des ventes d'électricité sont faites à des entreprises d'utilité publique d'électricité de l'État de l'Illinois. Les exploitations de biogaz peuvent tirer parti des occasions qui se présentent dans les régions en ce qui a trait à la vente d'électricité et aux programmes d'encouragement du gouvernement. Les systèmes d'énergie centralisés, situés dans deux provinces canadiennes, sont en mesure de bénéficier des structures de coûts faibles de chaque province relativement à l'énergie et d'offrir à leurs clients de

l'électricité bon marché. (Voir les rubriques « Les exploitations de biogaz » et « Les systèmes énergétiques centralisés ».)

Résumé de la capacité de production électrique (MW) des exploitations de biogaz⁽¹⁾



Résumé de la capacité thermique et électrique (MW) des systèmes énergétiques centralisés



(1) Ne comprend pas les exploitations de biogaz dont la production constitue du combustible de chaudière.

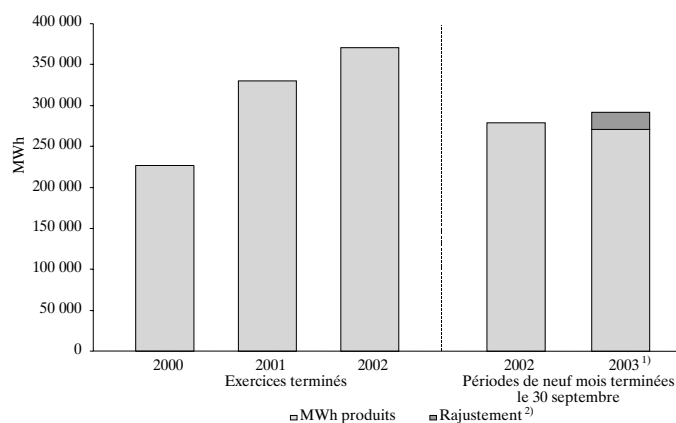
Stabilité des flux de trésorerie

Exploitations de biogaz

La plupart des exploitations de biogaz ont conclu des contrats à long terme avec des acheteurs fiables pour la vente d'électricité ou de combustible de chaudière. En 2002, les ventes à ces acheteurs qui ont représenté environ 89 % des produits des actifs d'exploitation d'USEB en 2002. L'accès au combustible bon marché et les contrats d'exploitation et d'entretien à long terme conclus avec des sociétés telles GE/Jenbacher Energy Systems Ltd. (« GE/Jenbacher ») ont contribué à établir des structures de coûts prévisibles et stables. (Voir la rubrique « Les exploitations de biogaz ».)

Comme l'illustre le tableau suivant, la production de biogaz des exploitations de biogaz a augmenté progressivement au cours des trois dernières années.

Production d'USEB en MWh¹⁾



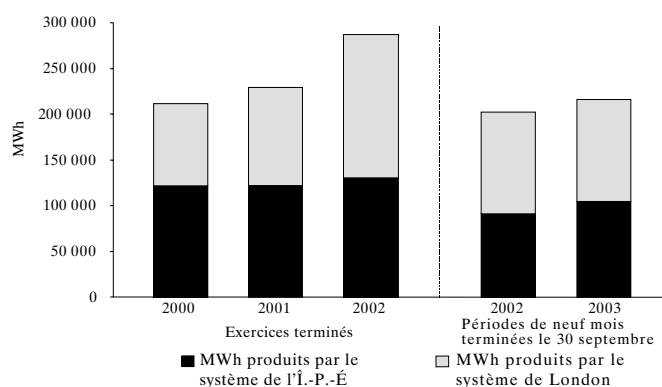
- 1) Comprend la production d'électricité en MWh et l'équivalent en MWh du combustible pour chaudières vendu.
- 2) La production d'électricité et de combustible pour chaudières de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 a été rajustée pour traduire des événements exceptionnels, dont l'interruption de production survenue en raison de facteurs extérieurs à trois des exploitations de biogaz et du remplacement d'un moteur retardé dans une exploitation de biogaz pendant la recherche de matériel de rechange. L'ensemble de ces exploitations de biogaz ont repris la pleine production au quatrième trimestre de 2003.

Systèmes énergétiques centralisés

Les clients des systèmes énergétiques centralisés représentent des organismes publics, fédéraux, provinciaux ou municipaux ou des entités financées par l'État, ce qui permet de prédire les flux de trésorerie. Environ 76 % des produits générés en 2002 par les systèmes énergétiques centralisés provenaient d'entités financièrement solides, d'autorités gouvernementales ou d'entités financées par l'État. De plus, les paiements au titre de la capacité, lesquels ne dépendent pas de l'énergie livrée, contribuent à stabiliser les flux de trésorerie. Selon la structure tarifaire des ventes des systèmes énergétiques centralisés, le coût, pour les clients, rivalise généralement avec celui des services d'autres entreprises, ce qui se traduit par un taux de fidélisation de la clientèle plus élevé. Les contrats à long terme conclus par les systèmes énergétiques centralisés avec leurs clients permettent généralement de transférer les coûts de combustible, réduisant ainsi l'effet de la volatilité des prix de l'énergie et de la température. (Voir la rubrique « Les systèmes énergétiques centralisés ».)

Le tableau suivant illustre l'augmentation de la production d'énergie des systèmes énergétiques centralisés depuis 2000.

Production des systèmes énergétiques centralisés



Compte de retenue de garantie

À la clôture du placement, une tranche d'environ 2,4 M\$ du produit net tiré du placement sera déposée dans un compte de retenue de garantie qui sera tenu par Countryside Canada (le « compte de retenue de garantie »). Cette somme pourra être utilisée pour stabiliser les distributions au comptant, s'il y a lieu.

Occasions de croissance et d'expansion

La direction croit que le Fonds pourra saisir des occasions intéressantes de croissance et d'expansion en raison des facteurs suivants : (i) l'augmentation de la capacité de production des exploitations de biogaz; (ii) la possibilité de tirer parti des prix plus élevés liés à la création du marché de l'électricité verte; (iii) la convention d'expansion qui sera conclue avec une filiale de Cinergy et USEY (la « convention d'expansion »); et (iv) la convention d'amélioration qui sera conclue avec USEB (la « convention d'amélioration »).

Accroissement de la capacité de biogaz

Un nombre important d'exploitations de biogaz récupèrent le biogaz provenant de sites d'enfouissement à ciel ouvert. Étant donné que les sites d'enfouissement à ciel ouvert continuent de recevoir des déchets, ils génèrent de plus en plus de biogaz, ce qui permet aux exploitations d'accroître leur capacité de production d'électricité. Selon la Environmental Protection Agency des États-Unis (la « EPA »), dans la plupart des cas, les exploitations de biogaz continueront aussi à générer du biogaz en quantité commerciale pendant 20 à 30 ans après la fermeture d'un site d'enfouissement. Le droit à redevance d'USEB devrait permettre au Fonds de contribuer à la croissance interne des exploitations de biogaz. (Voir les rubriques « Survol de l'industrie de production d'électricité indépendante » et « Financement, acquisition et opérations connexes — Droit à redevance d'USEB ».)

Convention d'expansion

Le Fonds, par l'entremise de sa filiale en propriété indirecte exclusive, Countryside U.S. Power Inc. (« Countryside U.S. »), conclura la convention d'expansion avec une filiale indirecte de Cinergy et USEY aux termes de laquelle la filiale de Cinergy et USEY utiliseront leur expérience et leurs ressources financières pour acquérir, développer, améliorer et exploiter des projets énergétiques qui répondront aux objectifs de croissance et d'investissement du Fonds. La direction estime que la convention d'expansion accroîtra les possibilités d'acquisition et de placement du Fonds dans des projets énergétiques en Amérique du Nord. (Voir les rubriques « Les conventions d'expansion et d'amélioration — Convention d'expansion avec Cinergy et USEY ».)

Convention d'amélioration

USEB accordera au Fonds un droit de préemption (comme pour les investissements USEB) sur deux projets d'expansion liés aux exploitations de biogaz Countryside et Morris et sur deux projets de développement entièrement nouveaux qu'USEB compte réaliser, respectivement, après la clôture du placement, afin de les acquérir ou d'y investir. (Voir les rubriques « Les conventions d'amélioration et d'expansion — Convention d'amélioration avec USEB ».)

L'intérêt significatif pour les exploitations de biogaz permet d'améliorer la stabilité des flux de trésorerie

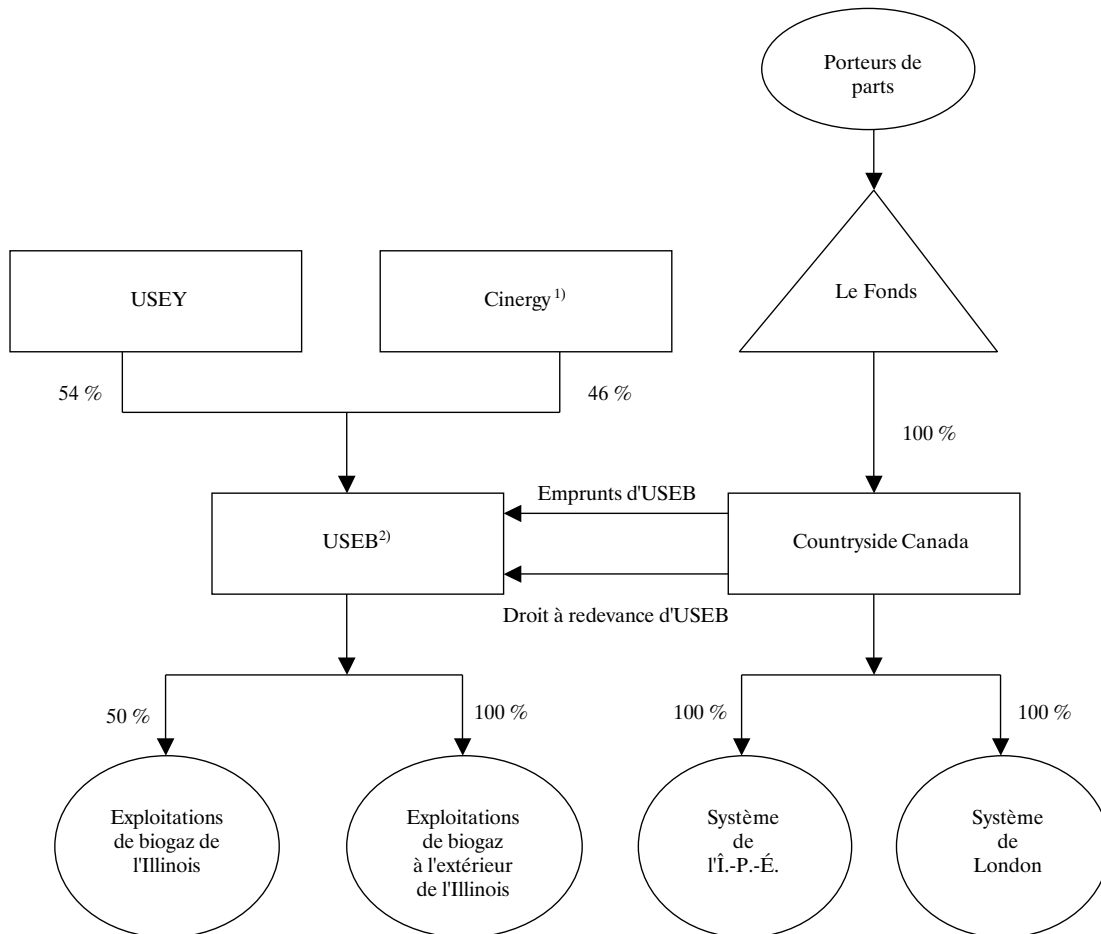
L'investissement indirect du Fonds dans USEB étant principalement constitué de l'investissement de Countryside Canada dans les emprunts d'USEB, le Fonds détiendra une créance prioritaire sur les flux de trésorerie provenant des exploitations de biogaz. Le service de la dette sera assuré par la réserve du service de la dette d'USEB (la « réserve d'USEB ») qui recevra une somme de 2 M\$ US à la clôture du placement. Par la suite, une somme de 1 M\$ US devrait être versée annuellement pendant la durée des emprunts d'USEB. (Voir la rubrique « Financement, acquisition et opérations connexes — Emprunts d'USEB ».)

Équipe de direction et d'exploitation dévouée et chevronnée

Les dirigeants du Fonds et de ses filiales d'exploitation possèdent, en moyenne, 15 années d'expérience dans la gestion, le financement et la mise en service d'exploitations de production d'électricité et de systèmes énergétiques centralisés. De plus, la direction connaît à fond l'entreprise et ont pour la plupart participé à l'acquisition, au développement ou à la construction des exploitations de biogaz et des systèmes énergétiques centralisés. La participation de la direction au programme d'encouragement à long terme permet d'harmoniser ses intérêts économiques avec ceux des porteurs de parts. (Voir la rubrique « Fiduciaires, administrateurs et la direction ».)

Structure simplifiée du Fonds

Le tableau suivant présente une illustration simplifiée de la structure du Fonds après la clôture du placement, l'acquisition et les opérations connexes qui sont décrites plus en détail à la rubrique « Financement, acquisition et opérations connexes ».



1) Cinergy Corp. est propriétaire de sa participation dans USEB par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive détenue indirectement.

2) USEB est propriétaire indirect d'une participation de 50 % dans les exploitations de biogaz de l'Illinois et d'une participation de 100 % dans les exploitations de biogaz situées à l'extérieur de cet État. À la clôture du placement, USEB consentira des apports de capitaux à ses filiales indirectes qui sont propriétaires des exploitations de biogaz de l'Illinois. De plus, à la clôture du placement, AJG Financial Services, Inc. (« AJG »), le propriétaire indirect des 50 % restants de la participation dans les exploitations de biogaz de l'Illinois, fera un paiement au comptant et émettra un billet sans recours (le « billet AJG ») à USEB par lequel AJG honorera son obligation de payer sa participation de 50 % dans certains de ces exploitations. Les paiements au titre du service de la dette sur le billet d'AJG représenteront une source de fonds pour les paiements au titre du service de la dette sur les emprunts d'USEB et les paiements au titre de redevance (les « redevances ») aux termes du droit à redevance d'USEB. (Voir la rubrique « Les exploitations de biogaz — Structure commerciale des exploitations de biogaz — Producteur ».)

Sommaire des prévisions financières consolidées du Fonds

Le tableau ci-après présente les principales informations au titre des prévisions financières tirées des prévisions financières du Fonds et des notes et hypothèses y afférentes incluses dans le présent prospectus (les « prévisions financières »). Les hypothèses utilisées dans les prévisions financières sont datées du 23 mars 2004 et reflètent le plan d'action que la direction a prévu d'adopter compte tenu de l'ensemble des conditions économiques qui, à son avis, sont les plus probables. Les prévisions financières ont été vérifiées par Ernst & Young s.r.l. Le sommaire doit être lu avec le rapport des vérificateurs joint aux prévisions financières et avec les hypothèses et les notes y afférentes incluses dans le présent prospectus. Se reporter à la rubrique « Prévisions financières du Fonds ».

Il est inévitable que certaines hypothèses énoncées dans le cadre de la préparation des prévisions financières, bien qu'elles aient été considérées comme raisonnables par la direction au moment de la préparation, ne se matérialisent pas comme prévu, étant donné que des faits et circonstances imprévus surviendront après la date des prévisions financières. En conséquence, les résultats réels obtenus pendant la période prévisionnelle différeront des résultats prévus, et les variations pourraient être importantes. Aucune assurance ne peut être donnée quant à la réalisation totale ou partielle des prévisions financières. Les facteurs importants pouvant faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon marquée des prévisions financières sont présentés à la rubrique « Facteurs de risque ».

	Prévisions financières pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2004
	(en milliers de dollars canadiens, sauf les chiffres par part)
Produits	
Ventes d'énergie	15 311 \$
Combustible et autres	1 762
Intérêts créditeurs sur les emprunts d'USEB	11 674
Revenu de placement sur les droits à redevances	948
Autre revenu de placement	116
Charges	29 811
Exploitation et entretien	11 016
Amortissement	2 036
Charges de gestion et d'administration	2 211
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	14 548
Intérêts débiteurs	
Intérêts sur la dette à long terme ¹⁾	1 725
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	12 823
Provision pour (recouvrement des) impôts	
Exigibles	30
Futurs	(466)
Bénéfice net	13 259
Ajouter :	
Encaissement du capital des emprunts d'USEB	1 749
Amortissement	2 036
Retrancher :	
Recouvrement des impôts sur les bénéfices futurs	(466)
Acquisitions d'immobilisations	(300)
Financement du compte de retenues de garantie	(1 000)
Encaisse distribuable pour l'exercice	15 278
Encaisse distribuable par part²⁾	1,025

1) Représente le financement par emprunt de 30 millions de dollars à 5,75 % par année. Se reporter à la rubrique « Nouvelle facilité de crédit ».

2) D'après les 14 905 366 parts émises en vertu du placement.

Principales informations financières cumulées

Les tableaux suivants présentent les principales informations financières historiques des actifs d'exploitation d'USEB et d'USE Canada Holdings pour les périodes indiquées, respectivement préparées conformément aux PCGR des États-Unis et du Canada. Ces informations doivent être lues avec les états financiers cumulés non vérifiés des actifs d'exploitation d'USEB, avec les états financiers consolidés non vérifiés d'USE Canada Holdings pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2003 et 2002, avec les états financiers cumulés vérifiés des actifs d'exploitation d'USEB pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour les périodes du 1^{er} mai 2001 au 31 décembre 2001 et du 1^{er} janvier 2001 au 30 avril 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000 et les notes y afférentes et avec les états financiers consolidés vérifiés d'USE Canada Holdings pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 et pour la période du 11 juin 2001 au 31 décembre 2001 et de sa société remplacée pour la période du 1^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000 et les notes y afférentes, ainsi qu'avec le rapport de gestion. Tous ces états financiers et le rapport de gestion sont inclus ailleurs dans le présent prospectus.

Principales informations financières cumulées des actifs d'exploitation d'USEB

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		Exercice terminé le 31 décembre 2002	1 ^{er} mai 2001 au 31 décembre 2001 ¹⁾	1 ^{er} janvier 2001 au 30 avril 2001	Exercice terminé le 31 décembre 2000
	2003	2002				
	(en milliers de dollars US)					
Production d'énergie et						
ventes de gaz	14 964	14 389	19 786	11 915	4 650	11 508
Total des produits	18 605	17 338	23 104	17 484	6 302	18 175
Bénéfice avant intérêts,						
impôts et taxes et						
amortissement	9 241	8 510	10 505	12 444	2 263	8 683
Flux de trésorerie provenant						
des billets remboursables						
par versements des						
récupérateurs	1 891	1 634	2 223	1 461	338	2 899
Acquisitions						
d'immobilisations						
(exploitation seulement) .	1 334	1 640	1 499	1 385	138	
Total de l'actif	121 029		118 739	125 787		
Obligations financières à						
long terme ²⁾	82 894		85 018	83 397		

1) L'exercice 2001 comprend les gains et honoraires non récurrents. Se reporter à la note 15 afférente aux états financiers cumulés vérifiés des actifs d'exploitation d'USEB.

2) Comprend la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

Principales informations financières consolidées d'USE Canada Holdings et de sa société remplacée

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		Exercice terminé le 31 décembre 2002	11 juin 2001 au 31 décembre 2001	1 ^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001	Exercice terminé le 31 décembre 2000
	2003	2002				
	(en milliers de dollars CA)					
Ventes d'énergie	12 272	9 915	14 052	6 369	6 514	11 712
Total des produits	13 546	11 223	15 797	7 452	7 391	13 540
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts et taxes .	2 594	2 413	3 377	2 584	(503)	1 113
Total de l'actif	35 617		35 393	31 741		
Obligations financières à long terme ¹⁾	25 966		25 392	25 276		

1) Comprend la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

LE PLACEMENT

Émetteur :	Countryside Power Income Fund.
Placement :	14 905 366 parts.
Montant :	149 053 660 \$.
Prix :	10,00 \$ la part.
Parts :	Chaque part représente une participation véritable, indivise et égale, dans les distributions et l'actif net du Fonds et comprend une fraction d'une telle part du Fonds. Chaque part est cessible et permet à son porteur de participer à parts égales aux distributions mensuelles du Fonds et d'exprimer une voix à toutes les assemblées des porteurs de parts.
Emploi du produit :	Le produit net en espèces revenant au Fonds tiré de la vente des parts aux termes du placement est évalué à environ 136 M\$, après la déduction de la rémunération des preneurs fermes et des frais estimatifs du placement moins le remboursement des frais d'USEB. Le produit net en espèces du placement sera affecté de la façon suivante : (i) une tranche d'environ 107 M\$ servira à acquérir indirectement certains prêts existants consentis à USEB (les « emprunts existants ») et à financer indirectement les avances de prêt supplémentaires faites à USEB (les « avances supplémentaires ») (les emprunts existants et les avances supplémentaires constituent les emprunts d'USEB); (ii) une tranche d'environ 8 M\$ servira à acquérir indirectement le droit à redevance d'USEB; (iii) une tranche d'environ 20 M\$ doit être mise à la disposition de Countryside Canada Acquisition Inc. (« Countryside Acquisition ») qui doit être utilisée, avec une tranche de 30 M\$ devant être prélevée par Countryside Acquisition sur une nouvelle facilité de crédit (la « nouvelle facilité de crédit ») pour acquérir indirectement USE Canada Holdings auprès d'USEY et à rembourser la facilité de crédit existante d'USE Canada Energy Corp. (« USE Canada »); et (iv) une tranche d'environ 2,4 M\$ sera déposée par Countryside Canada dans le compte de retenue de garantie, puis utilisée pour stabiliser les distributions au comptant du Fonds, selon les besoins. Relativement à la clôture du placement, les emprunts existants seront modifiés pour refléter les avances additionnelles et donner effet par ailleurs aux modalités décrites aux présentes. USEB utilisera le produit qu'elle reçoit des avances supplémentaires et de l'émission du droit à redevance d'USEB pour acquitter les frais qu'elle a engagés relativement aux emprunts d'USEB et au droit à redevance d'USEB, consentir des apports de capitaux à ses filiales indirectes qui sont propriétaires des exploitations de biogaz de l'Illinois, en vue de financer le dépôt initial de 2 M\$ US dans la réserve d'USEB et financer les dépenses en immobilisations ainsi que le fonds de roulement d'USEB. Les exploitations de biogaz de l'Illinois utiliseront les produits des apports de capitaux pour contribuer à leurs comptes de réserve respectifs (les « comptes de remboursement ICC »), pour financer le remboursement de certaines incitations à l'État de l'Illinois, pour financer les améliorations apportées aux immobilisations et pour payer des frais engagés dans le cadre du placement. (Voir les rubriques « Emploi du produit » et « Financement, acquisition et opérations connexes ».)
Politique en matière de distributions du Fonds :	Le Fonds entend verser aux porteurs de parts des distributions au comptant mensuelles sur ses liquidités disponibles jusqu'au maximum possible. Les distributions mensuelles au comptant seront payables aux porteurs de parts inscrits au dernier jour ouvrable de chaque mois, et il est prévu qu'elles leur

seront versées vers le 30^e jour du mois suivant. La distribution initiale au comptant aux porteurs de parts inscrits le 30 avril 2004 devrait leur être versée vers le 31 mai 2004 pour la période allant de la clôture du placement au 30 avril 2004. (Voir la rubrique « Description du Fonds — Distributions au comptant ».)

Politique en matière de distributions de Countryside Canada :

Le conseil d'administration de Countryside Canada adoptera une politique visant à distribuer la totalité de ses liquidités disponibles, sous réserve des lois applicables, par des dividendes mensuels sur ses actions ordinaires ou d'autres distributions sur ses titres, après avoir acquitté ses obligations relatives au service de la dette, le cas échéant, et autres obligations en matière de frais, notamment les taxes et impôts applicables et les fonds devant être versés dans le compte de retenue de garantie. (Voir « Description de Countryside Canada — Politique de distribution »).

Fiduciaires et régie :

Le Fonds aura initialement trois fiduciaires (appelés individuellement un « fiduciaire » et collectivement, les « fiduciaires »), qui seront tous indépendants d'USEY et de Cinergy. Le mandat de chaque fiduciaire expirera, à moins qu'il ne prenne fin plus tôt, à la prochaine assemblée annuelle des porteurs de parts. Chaque fiduciaire sera un résident du Canada au sens de la Loi de l'impôt. Les fiduciaires seront aussi des administrateurs de Countryside Canada.

La déclaration de fiducie du Fonds (la « déclaration de fiducie ») contient des mécanismes semblables à ceux prescrits par la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* concernant les conflits d'intérêts potentiels mettant en cause les fiduciaires.

Facteurs de risque :

Un placement dans les parts comporte un certain nombre de risques que les épargnants éventuels doivent examiner. Les distributions au comptant du Fonds ne sont pas garanties et dépendront du succès de l'entreprise, laquelle est assujettie à de nombreux risques. Ces risques comprennent ce qui suit : (i) la dépendance de l'entreprise à l'égard d'importants clients; (ii) la concurrence; (iii) le prix de l'électricité; (iv) l'industrie naissante; (v) l'élaboration de projets; (vi) l'assurance; (vii) l'exploitation; (viii) le statut permanent de QF des exploitations de biogaz; (ix) la production de crédits d'impôt au titre de l'Article 29; (x) les autorisations réglementaires; (xi) la sécurité, la santé et l'environnement; (xii) la disponibilité et la constance des ressources; (xiii) le maintien du statut de centrale énergétique exploitant les déchets solides admissible en vertu des lois de l'Illinois; (xiv) l'obligation de remboursement à la Illinois Commerce Commission; (xv) les paiements aux termes de la convention d'expansion; (xvi) les relations de travail; (xvii) la dépendance à l'égard d'USEB et d'USE Canada; (xviii) le risque de conflits d'intérêts; (xix) les litiges avec des sociétés cotées en bourse; (xx) les risques liés aux questions d'ordre fiscal (y compris la définition des emprunts d'USEB comme dette et les changements possibles des lois de l'impôt sur le revenu; (xxi) l'endettement et les clauses restrictives; (xxii) l'adéquation des ressources en capital; (xxiii) la variation du taux de change; (xxiv) la nature des parts; (xxv) l'absence de marché boursier antérieur; (xxvi) la distribution de titres lors du rachat ou de la cessation du Fonds; (xxvii) les fluctuations et les retards dans les distributions; (xxviii) la responsabilité éventuelle des porteurs de parts; (xxix) l'exécution de certains jugements en matière de responsabilité civile; (xxx) le recouvrement d'indemnités et droits des créanciers contre USEB et USEY; (xxxi) les réclamations privilégiées frauduleuses; (xxxii) la dilution des parts existantes; (xxxiii) le compte de

retenue de garantie; (xxxiv) les restrictions imposées aux possibilités de croissance; (xxxv) la notation; (xxxvi) les restrictions imposées à certains porteurs de parts et la liquidité des parts.

**Incidences fiscales
canadiennes :**

Le porteur de parts devra habituellement inclure dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition particulière la partie du revenu (y compris la partie imposable des gains en capital nets réalisés du Fonds) qui lui est payée ou payable au cours de cette année d'imposition, que ce montant soit reçu en espèces ou sous forme de parts. Les distributions faites par le Fonds à un porteur de parts en excédent de sa quote-part du revenu du Fonds n'auront pas en général à être incluses dans le revenu du porteur de parts; toutefois, elles réduiront le prix de base rajusté de ses parts. Dans la mesure où le prix de base rajusté d'une part détenue comme immobilisation serait autrement inférieur à zéro, le porteur de parts sera réputé avoir réalisé un gain en capital correspondant au montant négatif. Le porteur de parts qui dispose des parts qu'il détient comme immobilisations réalisera habituellement un gain en capital dans la mesure où le produit de disposition est supérieur au prix de base des parts et aux frais de disposition raisonnables.

Les acquéreurs éventuels devraient consulter leurs conseillers en fiscalité concernant les incidences fiscales d'un placement dans des parts. (Voir la rubrique « Certaines incidences fiscales — Certaines incidences fiscales fédérales canadiennes ».)

**Incidences fiscales
américaines :**

Les porteurs de parts non américains ne seront généralement pas assujettis à l'impôt sur le revenu fédéral américain à l'égard des distributions faites par le Fonds ni à l'égard d'un gain réalisé lors de la vente, de l'échange ou d'une autre disposition d'une part. Chaque porteur de parts non américain devra attester, sur demande, qu'il n'est pas un bénéficiaire non admissible (défini dans le glossaire ci-après) ni « une personne des États-Unis » (définie dans le Code) (tel que défini dans l' *Internal Revenue Code of 1986* des États-Unis, dans sa version modifiée (le « code »)).

Goodwin Procter LLP, conseillers juridiques du Fonds et de Countryside Canada, et Torys LLP, conseillers juridiques des preneurs fermes, ont avisé le Fonds et les preneurs fermes, selon le cas, qu'USEB devrait pouvoir déduire l'intérêt payé sur les emprunts d'USEB et que ceux-ci ne devraient pas être assujettis à la retenue d'impôt des États-Unis. Si le Internal Revenue Service des États-Unis (l'« IRS ») conteste avec succès ce traitement, les paiements d'intérêt sur les emprunts d'USEB seront plutôt considérés comme des distributions non déductibles à l'égard des titres participatifs d'USEB, le revenu imposable d'USEB et l'assujettissement à l'impôt sur le revenu fédéral américain seront beaucoup plus élevés, et l'intérêt payé sur les emprunts d'USEB sera généralement sujet à une retenue d'impôt américaine de 15 %. Par conséquent, le montant des fonds disponibles aux fins de distribution aux porteurs de parts pourrait être moins élevé.

USEB a convenu de rembourser Countryside Canada du montant de toute retenue d'impôt fédéral américaine. Toutefois, conformément au droit à redevance d'USEB, aucune redevance ne sera payable aux termes du droit à redevance d'USEB ni aucun remboursement d'impôt à l'égard de celles-ci ne sera fait, à moins que, au moment du paiement, 104,09 % de ce montant ne soit versé à USEY et à Cinergy relativement à leurs actions ordinaires d'USEB (le « plafond de distribution »). Ainsi, le plafond de distribution peut limiter le montant des redevances qui peut être payé ou le montant de

retenue d'impôt relativement aux redevances payées, qui peut être remboursé, ou les deux.

Les acquéreurs éventuels devraient consulter leurs conseillers en fiscalité concernant les incidences fiscales d'un État ou des États-Unis d'un placement dans les parts. (Voir la rubrique « Certaines incidences fiscales — Certaines incidences fiscales fédérales américaines ».)

Cote de stabilité des parts :

DBRS a accordé aux parts une cote de stabilité provisoire de STA-4(haut). Cette cote de stabilité est fonction d'une échelle de notations élaborée par DBRS qui fournit une indication de la stabilité et de la durabilité d'un fonds de revenu au titre des distributions par part. Les catégories de notation varient de STA-1 à STA-7, la cote STA-1 étant la plus élevée. En outre, DBRS divise les notations en trois catégories : haut, médiane et bas. Les cotes tiennent compte des sept principaux critères suivants : 1) les caractéristiques de l'industrie et des activités, 2) la qualité de l'actif, 3) la souplesse financière, 4) la diversification, 5) la taille et la position sur le marché, 6) le parrainage ou la régie et 7) la croissance. De plus, des éléments contractuels ou structurels particuliers susceptibles d'éliminer ou de diminuer les risques ou d'autres facteurs potentiellement défavorables sont pris en considération.

Une cote ne constitue pas une recommandation d'acheter, de vendre ou détenir des titres et elle peut être révisée ou retirée en tout temps par DBRS.

GLOSSAIRE

« **actifs exclus** » désigne les capitaux propres ainsi que l'actif et le passif de Brown County Energy Associates LLC, de Garland Energy Development LLC, de Hoffman Road Associates LLC, de Oyster Bay Energy Partners LP, de Smithtown Energy Partners, de Zapco Development Corp., de Zapco Equipment Corp. et de ZFC Equipment Corp.

« **AJG** » désigne AJG Financial Services, Inc.

« **Article 29** » désigne l'Article 29 du *Internal Revenue Code* qui porte sur la vente de combustibles de remplacement pour la production d'énergie.

« **avances supplémentaires** » désigne le financement d'avances supplémentaires devant être effectué par Countryside Canada au profit d'USEB, dans le cadre de l'acquisition et de la modification des emprunts existants, à la clôture de ce placement.

« **bénéficiaire non admissible** » (*disqualified recipient*) désigne (i) toute personne qui est propriétaire, directement ou indirectement (par la propriété d'USEY, de Cinergy ou autrement) et après application des règles d'interprétation de la propriété du paragraphe 871(h)(3) du Code, de 10 % ou plus du total combiné des droits de vote de toutes les catégories de titres d'USEB conférant droit de vote, (ii) une société sous contrôle étranger reliée à USEB au sens de l'alinéa 881(c)(3)(C) du Code ou (iii) une banque telle que décrite à l'alinéa 881(c)(3)(A) du Code à l'égard des emprunts d'USEB.

« **billet d'AJG** » désigne le billet sans recours émis par AJG à USEB pour un capital de 14 M\$ US, à la clôture du présent placement.

« **billets de Countryside Canada** » désigne les billets subordonnés non garantis à 10,95 % qui doivent être émis par Countryside Canada au Fonds conformément au contrat de billets de Countryside Canada.

« **biogaz** » désigne le méthane, le bioxyde de carbone et d'autres gaz émis par la décomposition de détritiques.

« **BTU** » signifie British thermal unit.

« **CAE** » désigne une convention d'achat d'électricité.

« **cas de capital** » désigne une liquidation d'USEB ou une vente de la quasi totalité de l'actif d'USEB.

« **CDS** » désigne La Caisse canadienne de dépôt de valeurs limitée.

« **Cinergy** » désigne Cinergy Corp.

« **Code** » désigne le *Internal Revenue Code* de 1986 des États-Unis, avec ses modifications.

« **compte de retenue de garantie** » désigne le compte qui doit être établi par Countryside Canada à la clôture du placement (qui doit initialement être provisionné de 2,4 M\$) pour stabiliser les distributions au comptant, selon les besoins.

« **contrat de billets de Countryside Canada** » désigne le contrat d'émission de billets qui doit être conclu entre Countryside Canada et CIBC Mellon Trust Company, qui y est désignée comme fiduciaire, aux termes duquel Countryside Canada émettra les billets de Countryside Canada, qui peuvent être modifiés, complétés ou reformulés à l'occasion.

« **contrat d'emprunt d'USEB** » désigne la modification du contrat d'achat de billets que doivent conclure Countryside Canada et USEB en ce qui concerne les emprunts d'USEB.

« **convention d'amélioration** » désigne la convention qui doit intervenir entre USEB et une filiale du Fonds et qui accorde au Fonds un droit de préemption pour acquérir deux possibilités d'expansion se rapportant aux exploitations Countryside et Morris existantes et deux nouveaux projets de mise en valeur, ou y investir.

« **convention d'acquisition** » désigne la convention qui doit être conclue entre le Fonds, Countryside Acquisition et USEY par laquelle Countryside Acquisition s'engage à acheter à USEY la totalité des actions émises et en circulation de USE Canada Holdings.

« **convention d'expansion** » désigne la convention qui doit intervenir entre Countryside U.S., USEY et une filiale de Cinergy visant l'acquisition, la mise en valeur et l'amélioration futures d'exploitations d'énergie.

« **convention de prise ferme** » désigne la convention de prise ferme qui doit être conclue entre le Fonds, USEY et les preneurs fermes, se rapportant au placement.

« **Countryside Acquisition** » désigne Countryside Canada Acquisition Inc.

« **Countryside Canada** » désigne Countryside Canada Power Inc.

« **Countryside U.S.** » désigne Countryside U.S. Power Inc.

« **coût évité** » désigne les frais supplémentaires qu'une entreprise d'utilité publique devrait engager pour produire ou acheter à une source extérieure de l'énergie électrique, une capacité de production, ou les deux.

« **DBRS** » désigne Dominion Bond Rating Service Limited.

« **déchets urbains solides** » désigne les déchets provenant des municipalités dont ont été retirées toutes les parties qui peuvent être compostées ou recyclées.

« **déclaration de fiducie** » désigne la déclaration de fiducie du Fonds datée du 16 février 2004, qui peut être modifiée, complétée ou reformulée à l'occasion.

« **droit à redevance d'USEB** » désigne le droit à redevance convertible dans USEB qui sera acquis par Countryside Canada à la clôture du présent placement.

« **électricité verte** » ou « **énergie verte** » désigne l'électricité produite à partir de ressources renouvelables ou de remplacement, telles que le vent, l'énergie solaire, la biomasse ou le biogaz.

« **emprunts d'USEB** » désigne les emprunts existants qui doivent être acquis par Countryside Canada, à la clôture du placement, modifiés pour tenir compte des avances supplémentaires et qui sont régis par ailleurs par les conditions précisées dans le contrat d'emprunt d'USEB.

« **emprunts existants** » désigne les emprunts d'USEB en cours qui seront acquis par Countryside Canada et qui seront modifiés pour tenir compte des avances supplémentaires et qui, par ailleurs, sont assujettis aux conditions décrites dans les présentes à la clôture du placement.

« **encaisse distribuable** » désigne, en termes généraux, toutes les sommes reçues par le Fonds pour une période de distribution donnée ou à l'égard d'une telle période, y compris toutes les sommes transférées du compte de retenue de garantie tenu par le Fonds, moins les charges et les obligations du Fonds dont on pourrait avoir des raisons de considérer qu'ils ont été accumulés et deviennent exigibles à l'égard de cette période de distribution ou de toute période de distribution antérieure (s'ils ne sont pas comptabilisés pendant cette période antérieure), les sommes qui peuvent être versées par le Fonds dans le cadre de tout rachat au comptant de parts, au gré du détenteur ou de l'émetteur, pendant la période de distribution, les sommes qui se rapportent au remboursement de toute dette du Fonds contractée pendant cette période de distribution, les sommes que les fiduciaires peuvent avoir des raisons de considérer comme nécessaires pour assurer le paiement de toute obligation qui a été ou qui sera contractée par le Fonds et toute somme pour des réserves raisonnables pour la poursuite de tout objectif ou de toute activité du Fonds.

« **entités USEB** » désigne les diverses sociétés par actions, sociétés à responsabilité limitée et sociétés en commandite qui sont directement propriétaires des exploitations de biogaz.

« **entreprise** » désigne collectivement les exploitations de biogaz et les systèmes énergétiques centralisés.

« **EPA** » désigne la Environmental Protection Agency des États-Unis.

« **ERISA** » désigne la loi des États-Unis intitulée *United States Employee Retirement Income Security Act of 1974*, avec ses modifications.

« **exploitations de biogaz** » désigne les 22 exploitations de biogaz décrites sous la rubrique « Les exploitations de biogaz — Résumé des exploitations de biogaz ».

« **FERC** » désigne la Federal Energy Regulation Commission des États-Unis, organisme de réglementation indépendant du département de l'Énergie américain qui, entre autres, supervise les questions de réglementation se rapportant aux exploitations d'électricité.

« **fiduciaires** » désigne les fiduciaires du Fonds.

« **Fonds** » désigne Countryside Power Income Fund, fiducie à capital variable sans personnalité morale ayant un objet limité, créée en vertu des lois de l'Ontario.

« **FPA** » désigne la loi des États-Unis régissant l'électricité intitulée *Federal Power Act*, avec ses modifications.

« **GE/Jenbacher** » désigne GE/Jenbacher Energy Systems Ltd., filiale de General Electric Company.

« **gigawatt** » ou « **GW** » désigne un million de kilowatts d'énergie.

« **gigawattheure** » ou « **GWh** » désigne un montant d'énergie équivalant à un gigawatt d'énergie électrique livrée sans interruption pendant une heure.

« **Î.-P.-É.** » désigne la province de l'Île-du-Prince-Édouard, au Canada.

« **ICC** » désigne la Illinois Commerce Commission.

« **IRS** » désigne le Internal Revenue Service des États-Unis.

« **jour ouvrable** » désigne tout jour autre qu'un samedi, un dimanche ou un jour férié en Ontario.

« **kilowatt** » ou « **kW** » désigne 1 000 watts d'énergie.

« **kilowatttheure** » ou « **kWh** » désigne un montant d'énergie équivalant à un kilowatt d'énergie livrée sans interruption pendant une heure.

« **loi de l'impôt** » désigne la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), avec ses modifications, et son règlement d'application.

« **marché de l'électricité verte** » désigne le marché de l'électricité verte existant dans les États des États-Unis et les provinces canadiennes qui ont mis en application les *Renewables Portfolio Standards* ou qui ont restructuré leurs lois ou règlements industriels pour créer des marchés d'électricité de gros ou de détail concurrentiels.

« **mégawatt** » ou « **MW** » désigne 1 000 kilowatts d'énergie.

« **mégawattheure** » ou « **MWh** » désigne un montant d'énergie équivalant à un mégawatt d'énergie livrée sans interruption pendant une heure.

« **membre du groupe** » désigne un membre du groupe d'une société au sens de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario).

« **MMBTU** » désigne un million de BTU.

« **nouvelle facilité de crédit** » désigne une facilité de crédit qui doit être accordée par des institutions financières canadiennes à Countryside Acquisition à la clôture du présent placement pour un montant total de 35 M\$, dont 30 M\$ doivent être tirés à la clôture du placement.

« **normes pour le portefeuille d'énergie renouvelable** » ou « **Renewable Portfolio Standards** » désigne les obligations d'achat d'énergie renouvelable établies par les lois de certains États des États-Unis ou les lois provinciales canadiennes pour les entreprises d'utilité publique d'électricité.

« **parts** » désigne les parts du Fonds, dont chacune représente un droit de propriété véritable, égal et indivis sur les distributions et l'actif net du Fonds et comprend toute fraction de part du Fonds.

« **PCGR** » désigne les principes comptables généralement reconnus.

« **placement** » désigne le premier appel public à l'épargne par l'émission des parts visées par ce prospectus.

« **porteurs de parts** » désigne les épargnants qui, à l'occasion, détiennent des parts du Fonds.

« **preneurs fermes** » désigne Marchés mondiaux CIBC Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Valeurs mobilières TD Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et Financière Banque Nationale Inc.

« **producteur** » désigne l'entité juridique qui normalement est propriétaire du matériel de production d'électricité, qui achète du biogaz à un récupérateur et qui vend l'électricité qu'elle produit à une entreprise d'utilité publique d'électricité ou à un utilisateur industriel.

« **programme d'incitation tarifaire** » désigne le *Rate Incentive Program* qui fait partie du système établi par l'État de l'Illinois aux termes de la loi intitulée *Illinois Public Utility Act*, qui régit la vente d'électricité par les QSWEF, décrit plus précisément sous la rubrique « U.S. Energy Biogas Corporation — Structure tarifaire ».

« **PUHCA** » désigne la loi des États-Unis intitulée *Public Utility Holding Company Act of 1935*, avec ses modifications, régissant les sociétés de portefeuille qui détiennent des entreprises d'utilité publique.

« **puissance nominale** » désigne la capacité de production d'électricité maximale d'un moteur tournant dans des conditions idéales, déterminée dans des essais normalisés de l'industrie.

« **PURPA** » désigne la loi des États-Unis intitulée *Public Utility Regulatory Act of 1978*, avec ses modifications, régissant les entreprises d'utilité publique.

« **QF** » qualifie les centrales admissibles aux termes de la FPA, modifiée par la PURPA.

« **QSWEF** » désigne une centrale énergétique exploitant les déchets solides admissible aux termes des lois intitulées *Illinois Local Solid Waste Disposal Act* et *Illinois Public Utility Act*, qui utilise le biogaz dégagé par des sites d'enfouissement comme combustible principal et est reconnue comme centrale admissible (QF).

« **récupérateur** » désigne l'entité juridique qui normalement détient les droits d'extraction et les installations de récupération du biogaz et qui récupère et vend le biogaz à un producteur ou à un transporteur, selon le cas.

« **redevances** » désigne les versements effectués aux termes du droit à redevance d'USEB avant la conversion.

« **régime ERISA** » désigne un régime d'avantages sociaux de salariés assujetti aux dispositions concernant les pouvoirs fiduciaires et les opérations interdites par la loi ERISA et tout régime assujetti à l'article 4975 du Code, toute fiducie détenant des actifs d'un tel régime et toute entité qui est réputée détenir des actifs d'un tel régime au sens du règlement 29 C.F.R., article 2510.3-101, émis par le département américain du Travail.

« **régimes** » désigne les régimes enregistrés d'épargne-retraite, les fonds enregistrés de revenu de retraite, les régimes de participation différée aux bénéfices et les régimes enregistrés d'épargne-études.

« **règlements du Trésor** » désigne les règlements du Trésor des États-Unis (y compris les règlements finals, provisoires et proposés) promulgués aux termes du Code.

« **réserve d'USEB** » désigne la réserve au titre du service de la dette qui doit être établie par USEB aux termes de contrats d'emprunt d'USEB qui, à la clôture du présent placement sera provisionnée de 2 M\$ US.

« **RGS** » désigne Resources Generation Systems, Inc., filiale en propriété exclusive d'USEB.

« **S&P** » désigne Standard and Poor's, division de The McGraw-Hill Companies, Inc.

« **système de l'Î.-P.-É.** » désigne le système énergétique centralisé qui appartient à USE Canada et qui est situé à Charlottetown (Î.-P.-É.).

« **système de London** » désigne le système énergétique centralisé qui appartient à USE Canada et qui est situé à London (Ontario).

« **systèmes énergétiques centralisés** » désigne le système de l'Î.-P.-É. et le système de London.

« **tarif contractuel brut** » désigne le tarif que doivent payer les entreprises d'utilité publique d'électricité dans l'État de l'Illinois aux termes du programme d'incitation tarifaire (*Rate Incentive Program*) pour l'électricité produite par les QSWEF et est égal à la somme moyenne par kilowattheure versée par les entités gouvernementales locales pour l'électricité (à certaines exceptions près) sur les territoires de ces QSWEF.

« **traité** » désigné la convention entre les États-Unis d'Amérique et le Canada relative aux impôts sur le revenu et sur le capital, avec ses modifications.

« **transporteur** » désigne l'entité juridique représentant la partie des exploitations de biogaz qui achète le biogaz à un récupérateur, le transporte et le vend à un tiers.

« **USE Canada** » désigne USE Canada Energy Corp.

« **USE Canada Holdings** » désigne USE Canada Holdings Corp.

« **USEB** » désigne U.S. Energy Biogas Corporation.

« **USEY** » désigne U.S. Energy Systems, Inc.

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND

Le Fonds est une fiducie à capital variable, sans personnalité morale et ayant un objet limité, constituée sous le régime de la province de l'Ontario le 16 février 2004, aux termes de la déclaration de fiducie. Le siège social et principal établissement du Fonds est situé au 246 Waterloo Street, London (Ontario), N6B 2N4. (Voir la rubrique « Description du Fonds ».)

Le Fonds a été créé pour investir indirectement dans les exploitations de biogaz et les systèmes énergétiques centralisés. Les investissements indirects du Fonds seront les emprunts d'USEB et le droit à redevance d'USEB ainsi que la participation indirecte dans les systèmes énergétiques centralisés. Les exploitations de biogaz, situées aux États-Unis, ont actuellement une capacité de production d'électricité d'environ 51 MW et ont vendu environ 700 000 MMBTU de combustible à chaudière en 2003. Les systèmes énergétiques centralisés ont une capacité de production thermique et électrique d'environ 122 MW.

Le Fonds entend procéder à des distributions au comptant mensuelles jusqu'au maximum possible. Ces distributions seront payables aux porteurs de parts inscrits le dernier jour ouvrable de chaque mois, et il est prévu qu'elles leur seront versées vers le trentième jour du mois suivant. Le premier de ces versements aux porteurs de parts doit être effectué vers le 31 mai 2004 pour la période allant de la clôture du présent placement au 30 avril 2004. (Voir la rubrique « Description du Fonds — Distributions au comptant ».)

Pour une description de la structure du Fonds après la réalisation de ce placement, voir la rubrique « Financement, acquisition et opérations connexes — Structure après la clôture ».

Objectifs et stratégie du Fonds

Le Fonds a pour objectifs de maintenir la stabilité et la durabilité des distributions au comptant aux porteurs de parts et, lorsque la prudence le permet, d'accroître le montant par part de ces distributions. Pour atteindre ces objectifs, le Fonds compte se concentrer sur l'amélioration des pratiques opérationnelles actuelles de l'entreprise, rechercher les possibilités de croissance interne et d'expansion et faire d'autres investissements dans des exploitations de production d'électricité, y compris des exploitations de cogénération et d'énergie verte et des systèmes énergétiques centralisés.

Stratégie opérationnelle

La stratégie opérationnelle du Fonds est de continuer de retenir les services d'exploitants hautement qualifiés et expérimentés et, au besoin, d'engager du personnel d'exploitation expérimenté ou de sous-traiter à des sociétés qui ont le savoir-faire opérationnel nécessaire.

À la clôture du placement, l'entreprise continuera d'être exploitée et gérée par les employés d'USEB et d'USE Canada qui gèrent les exploitations de biogaz et les systèmes énergétiques centralisés depuis de nombreuses années. L'administration et la supervision opérationnelle des exploitations de biogaz sont actuellement assurées par USEY et une filiale de Cinergy, respectivement, et continueront de l'être après la clôture. L'exploitation du matériel de production énergétique de 10 des exploitations de biogaz est sous-traitée à des exploitants qualifiés de l'extérieur. GE/Jenbacher est l'exploitant de huit des dix exploitations de biogaz. (Voir la rubrique « Les exploitations de biogaz — Production et exploitation — Activités ».)

De plus, Countryside U.S. emploiera une équipe de gestion composée initialement de trois personnes pour surveiller les investissements indirects du Fonds dans les systèmes énergétiques centralisés et les investissements d'USEB ainsi que pour évaluer les possibilités d'investissement dans le cadre de la convention d'expansion et de la convention d'amélioration. Ces personnes sont aussi membres de la haute direction d'USEY et possèdent une vaste expérience de l'entreprise et de la gestion de la croissance d'entreprises et de projets dans le secteur de l'énergie. (Voir la rubrique « Fiduciaires, administrateurs et direction — Countryside Canada et ses filiales ».)

Stratégie d'acquisition et d'investissement

Le Fonds a l'intention de ne faire de nouvelles acquisitions ou de n'investir dans de nouvelles exploitations que s'il est convaincu que l'acquisition ou l'investissement entraînera un accroissement des distributions au comptant par part et respectera ses autres lignes directrices concernant les acquisitions et les investissements.

Ces acquisitions ou investissements peuvent être financés par l'émission de nouvelles parts, par prélèvement sur les flux de trésorerie du Fonds ou par emprunts.

Les exploitations futures peuvent être situées dans toute région où existent des possibilités d'atteindre les objectifs du Fonds, mais on prévoit que de tels débouchés se présenteront essentiellement au Canada et aux États-Unis. Jusqu'à présent, la direction a su trouver et développer ou acquérir dans ces deux pays des exploitations de production énergétique, notamment les exploitations de biogaz et les systèmes énergétiques centralisés, ainsi que plusieurs autres exploitations de cogénération et d'énergie verte et des systèmes énergétiques centralisés. La direction entend continuer d'examiner et d'évaluer les possibilités d'investissement, notamment dans (i) les systèmes énergétiques centralisés, (ii) les centrales électriques au gaz, (iii) les exploitations d'énergie verte (c.-à-d. biogaz, biomasse et vent), (iv) les exploitations de cogénération et (v) les installations d'impartition qui fournissent de l'énergie à des clients de gros, commerciaux, institutionnels ou industriels. La direction croit que de telles occasions se présenteront pour le Fonds en raison (i) de la propension des sociétés énergétiques à vendre leurs actifs secondaires, (ii) de la rationalisation en cours du secteur de l'énergie et (iii) de l'acquisition, du développement ou de l'amélioration d'exploitations en vertu de la convention d'expansion ou de la convention d'amélioration.

Lignes directrices relatives aux acquisitions et aux investissements

Les lignes directrices suivantes régiront l'examen et l'évaluation des acquisitions et des investissements du Fonds :

- le Fonds n'acquerra un élément d'actif et ne fera un investissement dans un élément d'actif que s'il croit que cela entraînera une augmentation des distributions au comptant par part;
- la préférence ira aux éléments d'actif promettant des revenus à long terme et assortis de contrats d'approvisionnement énergétique de longue durée avec des contreparties bien cotées et financièrement stables et, dans d'autres cas, il faudra obtenir d'une source indépendante reconnue les hypothèses relatives aux prix des marchés libres de l'électricité et aux taux de change qui serviront à l'évaluation de l'acquisition ou de l'investissement;
- chaque acquisition ou investissement devra faire l'objet d'une vérification préalable et être fondé sur un rapport d'ingénieurs indépendants confirmant l'état ou l'avancement de l'élément d'actif ainsi que les hypothèses techniques utilisées pour les évaluations de l'acquisition ou de l'investissement;
- la durée de vie utile prévue pour chaque élément d'actif et pour les structures correspondantes devra, sous réserve d'une maintenance et d'un entretien réguliers, être conforme aux objectifs du Fonds qui sont d'assurer aux porteurs de parts des distributions au comptant stables et durables;
- chaque acquisition ou investissement devra être analysé et approuvé par les fiduciaires.

Convention d'expansion

Le Fonds conclura, par l'intermédiaire de sa filiale indirecte en propriété exclusive Countryside U.S., avec une filiale indirecte de Cinergy et USEY la convention d'expansion aux termes de laquelle, sous réserve de ses modalités et conditions, la filiale de Cinergy et USEY apporteront leur expérience et leurs ressources financières pour l'acquisition, la mise en valeur, l'amélioration et la gestion d'exploitations énergétiques qu'ils retiendront et qui répondront aux objectifs d'investissement et de croissance du Fonds. La direction croit que la convention d'expansion donnera au Fonds des possibilités d'acquisition et d'investissement visant des exploitations énergétiques dans toute l'Amérique du Nord. (Voir la rubrique « Les conventions d'expansion et d'amélioration — Convention d'expansion avec Cinergy et USEY ».)

Convention d'amélioration

USEB conférera au Fonds un droit de préemption pour acquérir deux possibilités d'expansion se rapportant aux exploitations de biogaz de Countryside et de Morris et deux nouveaux projets de mise en valeur, ou pour y investir, qu'USEB prévoit de réaliser après la clôture du placement. (Voir la rubrique « Les conventions d'expansion et d'amélioration — Convention d'amélioration avec USEB ».)

Conflit potentiel avec USEY et Cinergy

USEY et Cinergy sont par ailleurs déjà engagées et peuvent s'engager davantage dans des activités qui entrent en concurrence ou en conflit avec les activités menées par le Fonds ou avec ses intérêts. Après la clôture du présent placement, USEY et une filiale indirecte de Cinergy conserveront à elles deux la propriété de la totalité des actions ordinaires d'USEB. En outre, USEY, une filiale indirecte de Cinergy et Countryside U.S. seront parties à la convention d'expansion et USEY et Countryside U.S. auront certains membres de la haute direction en commun. Ni USEY ni Cinergy ni aucun membre de leur groupe ni aucune société qui leur est liée ne seront empêchés par une convention quelconque passée avec le Fonds de faire concurrence à celui-ci. (Voir les rubriques « Les conventions d'expansion et d'amélioration », « Fiduciaires, administrateurs et membres de la direction — Countryside Canada et ses filiales » et « Facteurs de risque — Risques liés à la structure du Fonds — Conflits d'intérêts potentiels ».)

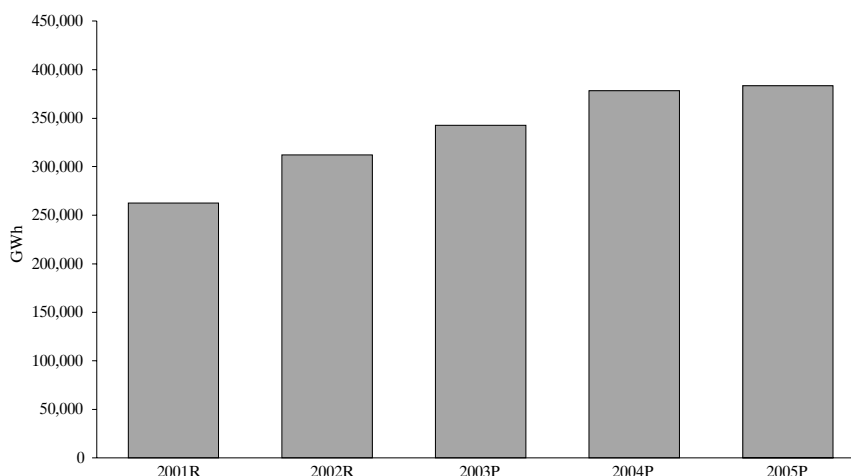
L'INDUSTRIE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ INDÉPENDANTE

Aperçu

La structure traditionnelle du marché de l'électricité consistait en des entreprises d'utilité publique intégrées verticalement qui jouissaient d'un quasi-monopole sur la production de l'électricité, son transport et sa distribution aux consommateurs au détail. Divers facteurs dont la croissance rapide de la demande d'électricité, la hausse des tarifs d'électricité, les progrès technologiques et les préoccupations écologiques, ont conduit certains gouvernements à prendre des mesures pour restructurer l'industrie de l'électricité dans leurs territoires respectifs. Ces changements ont, entre autres, favorisé le développement de la production par des producteurs d'électricité indépendants. Dans le secteur indépendant, l'électricité est produite à partir de diverses sources, notamment : (i) l'eau, (ii) le gaz naturel, (iii) le charbon, (iv) des dérivés des déchets comme la biomasse et les biogaz, (v) des sources géothermiques comme la chaleur ou la vapeur, (vi) le soleil et (vii) le vent.

Même si les entreprises d'utilité publique réglementées continuent de dominer le secteur de l'électricité en Amérique du Nord, les producteurs indépendants jouent un rôle de plus en plus important dans l'offre d'électricité. Les décideurs politiques ont reconnu les mérites de la production d'électricité par des producteurs indépendants, surtout lorsqu'elle est tirée de sources renouvelables ou de déchets ou offre un rendement énergétique plus élevé que celui des centrales classiques appartenant aux entreprises d'utilité publique. Plus de 30 entreprises d'utilité publique américaines offrent actuellement aux clients la possibilité d'acheter de l'électricité verte dérivée du biogaz à un prix supérieur à celui de l'électricité provenant de sources non renouvelables. En outre, dans son rapport 2004 sur les perspectives énergétiques, l'Energy Information Administration du département américain de l'Énergie prévoit que la production électrique de sources renouvelables devrait croître aux États-Unis de 263 000 GWh en 2001 à 383 000 GWh en 2005, comme l'illustre le graphique qui suit.

Production d'électricité de sources renouvelables (GWh)



Source : *Annual Energy Outlook 2004* de l'Energy Information Agency

Réglementation de l'industrie

États-Unis

Aux États-Unis, la tendance à la restructuration du secteur de l'énergie électrique et l'ouverture à la concurrence dans la production d'électricité ont débuté avec l'adoption et la mise en application de la loi intitulée *Public Utilities Regulatory Policies Act* (« PURPA »). Entre autres, cette loi appliquée par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis oblige en général les entreprises d'utilité publique intégrées verticalement à acheter de l'électricité aux QF à leur coût évité.

Une QF est un type de producteur d'énergie distinct qui entre dans une des deux catégories grandes suivantes. La première catégorie de QF comprend les producteurs d'énergie qui produisent de l'électricité à partir de sources énergétiques spécifiques comme le vent, le soleil, la géothermie, l'eau, la biomasse ou les combustibles issus des déchets. La deuxième catégorie de QF est celle des centrales de cogénération. Tant qu'une installation admissible au statut de QF n'appartient pas à plus de 50 % à un personne principalement engagée dans la production ou la vente d'énergie électrique (autre que d'électricité provenant exclusivement de centrales de cogénération ou de petites centrales de production d'électricité), cette installation est exemptée de la réglementation en vertu de la loi intitulée *Public Utility Holding Company Act* (« PUHCA »). De même, une entité qui possède directement ou indirectement une QF n'est pas assujettie à la PUHCA en raison de cette propriété. Le règlement d'application de la FERC stipule qu'une centrale de cogénération ou une petite centrale de production d'énergie est considérée comme la propriété d'une personne principalement engagée dans la production ou la vente d'énergie électrique si plus de 50 % des titres de participation de la centrale sont détenus par une ou plusieurs entreprises d'utilité publique du domaine de l'électricité ou par un ou plusieurs holdings d'une entreprise d'utilité publique d'électricité ou toute combinaison de sociétés de ce genre.

Sauf pour les QF, la production, le transport et la distribution d'électricité demeuraient largement indissociables jusqu'à la promulgation de la loi intitulée *Energy Policy Act of 1992* (la « loi de 1992 »), et des arrêtés subséquents en 1996. Entre autres, la loi de 1992 augmentait le pouvoir de la FERC d'ouvrir l'accès aux réseaux de transport d'électricité, ce qui a contribué à une croissance importante dans le secteur de la production indépendante d'électricité.

La FERC réglemente le transport interétatique d'électricité et a le mandat de s'assurer que les vendeurs en gros ont accès au réseau de transport à des tarifs justes et raisonnables, mais la concurrence dans le secteur détail relève largement de la responsabilité des États. Selon l'Energy Information Administration des États-Unis, en février 2003, 24 États, dont l'État de l'Illinois, avaient adopté des lois ou émis des ordonnances de réglementation pour assurer l'accès au niveau du détail. Six de ces États ont, par la suite, repoussé ou suspendu l'application de ces initiatives.

Illinois

La restructuration réglementaire du marché de l'électricité dans l'Illinois a commencé en 1997 avec l'adoption d'une loi protégeant les consommateurs intitulée *The Electric Service Customer Choice and Rate Relief Act of 1997*. Du fait de cette loi, le marché de l'électricité de l'Illinois est entré dans une période de transition et de restructuration obligatoire qui doit se terminer le 1^{er} janvier 2007.

Canada

Les gouvernements provinciaux ont le pouvoir de légiférer en matière de production, de transport et de distribution d'électricité au Canada. Le mouvement vers une restructuration de ce secteur au Canada a été similaire à celui qui s'est développé aux États-Unis, puisque chaque province a établi sa politique à cet égard en fonction de sa propre évaluation des circonstances et des enjeux régionaux spécifiques.

Ontario

En 1987, Ontario Hydro, soutenue par le ministre ontarien de l'Énergie, a institué des politiques encourageant les producteurs indépendants d'électricité à accroître leur capacité de production et, dans ce cadre, a conclu plusieurs CAE à long terme avec ceux-ci. Au 31 décembre 2000, on comptait en Ontario environ

90 centrales détenues et exploitées par des producteurs indépendants, qui ont produit en 2000 un total de 10 710 GWh d'électricité à partir de diverses sources, dont l'eau, le gaz naturel et la biomasse.

Le secteur ontarien de l'électricité a été considérablement remodelé le 1^{er} avril 1999 où Ontario Hydro a été divisée en cinq sociétés d'État distinctes, dont les deux principales sont Ontario Power Generation Inc., qui succède à Ontario Hydro pour la production électrique, et Hydro One Inc., qui en a repris les activités de transport et de distribution. Le 1^{er} mai 2002, le marché ontarien de l'électricité s'ouvrait à la concurrence aussi bien au niveau du gros que du détail. Puis en novembre 2002, en réaction à l'augmentation des prix de l'électricité, le gouvernement provincial a déposé une loi plafonnant le prix de l'électricité à 4,3 cents/kWh pour les consommateurs de petits volumes et des clients désignés. Le 18 décembre 2003, le gouvernement libéral élu récemment a adopté la *Loi modifiant la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* qui modifiait, avec effet au 1^{er} avril 2004, le tarif plafond de l'électricité pour les consommateurs résidentiels le portant à 4,7 cents/kWh sur les 750 premiers kilowattheures consommés pendant un mois, et à 5,5 cents/kWh au-delà de ce seuil. Ces plafonds devraient rester en vigueur au plus tard jusqu'au 1^{er} mai 2005, où la Commission de l'énergie de l'Ontario a instruction d'avoir conçu et mis en œuvre un nouveau mécanisme pour les tarifs résidentiels.

LE SECTEUR DU BIOGAZ

Aperçu

Le biogaz, aussi appelé gaz de décharge, est issu de la décomposition de matières organiques ou carbonées, dont des déchets urbains solides. Le biogaz se compose principalement de méthane et de bioxyde de carbone, à peu près en proportions égales. Le méthane peut être utilisé pour produire de l'électricité ou pour des applications industrielles. Les ventes d'électricité et de combustible à chaudière des exploitations de biogaz dépendent du débit, de la quantité et de la qualité du gaz récupéré dans un site d'enfouissement et de l'efficacité du système permettant d'y capter les biogaz.

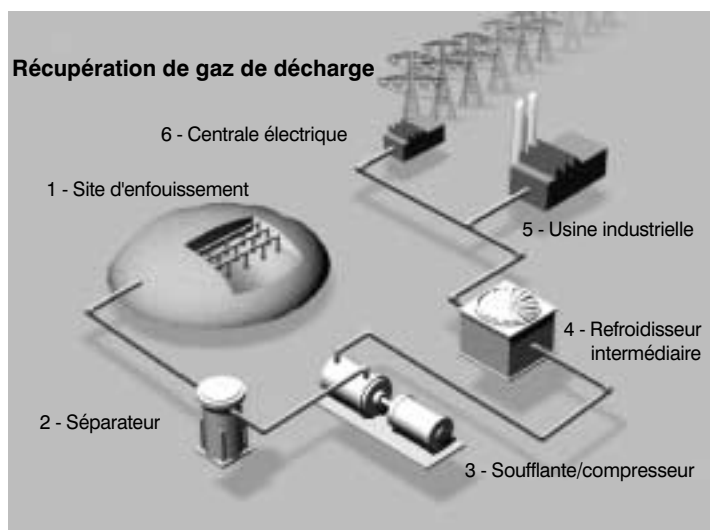
Le biogaz est récupéré par le forage de puits de captage dans un site d'enfouissement à des intervalles prédéterminés. Les puits sont raccordés par une série de tuyaux qui acheminent le biogaz aux stations de traitement et de conversion. Tout le réseau de tuyauteries est sous vide partiel, ce qui cause une aspiration naturelle du biogaz vers les puits. Le gaz récupéré est acheminé vers une installation centrale de traitement où il est filtré pour être débarrassé de toute impureté en suspension. Il est alors soit utilisé comme combustible pour produire de l'électricité, soit transporté chez un tiers, soit brûlé par torchère.

La production de biogaz d'un site d'enfouissement est estimée à l'aide de modèles mis au point en association avec l'EPA et d'autres organismes semblables. Ces estimations de la production sont fondées sur des modèles théoriques reconnus de biodégradation des matières carbonées, et des facteurs tels que la technique de remblayage du site d'enfouissement, la composition des déchets, le compactage, la teneur en humidité, l'âge des déchets et les conditions climatiques locales. Plus le volume de déchets enfouis dans un site s'accroît, plus le volume de gaz susceptible de se dégager des résidus en décomposition augmente aussi. Les émanations de biogaz sont maximales peu après la fermeture du site d'enfouissement, puis commencent à baisser à mesure que s'élève le rapport entre matières décomposées et déchets encore partiellement décomposables. D'après l'EPA, selon la dimension du site et la quantité de déchets qui y sont déchargés, le volume des émanations de biogaz reste normalement assez important pour permettre une exploitation commerciale pendant 20 ou 30 années après la fermeture de la décharge.

Le méthane et le bioxyde de carbone sont considérés comme des gaz à effet de serre et contribuent au réchauffement de la planète. Mais le méthane est nettement le plus nocif des deux pour l'environnement. L'EPA a commencé en 1991 à réglementer le biogaz et les décharges de déchets urbains solides en vertu d'une loi sur la préservation et la récupération intitulée *Resource Conservation and Recovery Act*. En 1996, elle a publié de nouvelles normes pour le portefeuille d'énergie renouvelable, les *New Performance Standards*, aux termes de la loi intitulée *Clean Air Act* sur la pureté de l'air, ainsi que des directives sur les émissions correspondantes. Selon ces directives, les nouveaux sites dont la capacité théorique d'enfouissement est importante doivent être pourvus de systèmes de récupération et de contrôle du biogaz. L'EPA impose aussi l'installation de systèmes de récupération et de gestion des gaz pour les anciens sites dont le volume de déchets enfouis dépasse de certaines quantités prescrites.

Le diagramme ci-dessous illustre le procédé type de récupération du biogaz et de production d'électricité.

PROCÉDÉ DE RÉCUPÉRATION DU BIOGAZ ET DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ



1. **Site d'enfouissement** : On peut récupérer le biogaz de sites d'enfouissement existants ou futurs. Sur un site existant, on fore des puits de captage verticaux tous les 150 ou 300 pieds et on les raccorde à une station de traitement centrale.
2. **Séparateur** : Cette première unité permet d'éliminer par filtrage les impuretés et les liquides en suspension dans le gaz.
3. **Soufflante/compresseur** : Cette unité sert à créer un vide partiel dans le réseau de canalisations pour aspirer le biogaz vers la station de traitement par les puits de captage.
4. **Refroidisseur intermédiaire** : Permet de réduire la température du biogaz pour en condenser l'humidité résiduelle.
5. **Usine industrielle** : À ce stade, le gaz est un combustible directement vendable à un utilisateur final, dans l'industrie par exemple.
6. **Centrale électrique** : Ou il peut alimenter des générateurs qui le convertissent en électricité, pour la vente à l'entreprise d'utilité publique d'électricité locale.

Perspectives de l'industrie américaine du biogaz

L'Energy Information Administration du département américain de l'Énergie prévoit, dans ses perspectives énergétiques de 2004, que la production électrique tirée des déchets urbains solides — aussi bien par incinération directe des débris que par exploitation du biogaz — devrait enregistrer une augmentation de 19 000 GWh en 2001 à près de 29 000 GWh en 2025. Il n'est pas prévu que la capacité d'incinération directe des déchets soit accrue, mais celle de production d'énergie à partir du biogaz devrait augmenter d'environ 570 MW pendant cette période.

La direction prévoit que croissance de la capacité de production d'énergie tirée du biogaz dépendra d'une combinaison des facteurs suivants : (i) l'expansion des exploitations de biogaz existantes à mesure que les sites d'enfouissement sur lesquels elles sont basées continuent d'accepter des déchets, (ii) une plus grande pénétration des sites d'enfouissement existants par les opérateurs d'exploitations de biogaz et (iii) l'ouverture de nouveaux sites d'enfouissement qui se prêtent à la récupération du biogaz. L'EPA estime qu'aux États-Unis environ 14 % des sites d'enfouissement possèdent des installations de récupération du gaz et qu'environ 67 % de ceux-ci produisent de l'électricité. Selon l'EPA toujours, on compte actuellement aux États-Unis plus de 600 sites d'enfouissement qui pourraient être adaptés à une exploitation du biogaz.

Aide des pouvoirs publics aux exploitations de biogaz

L'administration fédérale américaine et un certain nombre d'administrations des États ont mis en place des programmes prévoyant des crédits d'impôt, des crédits relatifs aux émissions et des tarifs privilégiés pour la vente d'électricité.

Crédits d'impôt au titre de l'Article 29

Le crédit d'impôt au titre de l'Article 29 est une importante incitation offerte par l'administration fédérale américaine en rapport avec le biogaz. L'Article 29 renvoie à un programme qui est une partie spécifique de la loi

fiscale fédérale sur les bénéfices exceptionnels venant du pétrole brut intitulée *Crude Oil Windfall Profit Tax Act of 1980*. Ce programme avait instauré des crédits d'impôt fédéraux auxquels donne droit la vente de certains types de combustibles de remplacement, dont le méthane qui est un composant du biogaz. Le crédit d'impôt est acquis lorsque le propriétaire d'une installation de récupération de biogaz vend une unité de méthane à un tiers non relié à lui pour produire de l'énergie. L'acheteur du méthane est considéré comme non relié au propriétaire de la centrale au biogaz en vertu de ces dispositions législatives si la participation de l'une des entreprises dans l'autre ne dépasse pas 50 %, directement ou indirectement. Pour les crédits demandés en 2002, chaque MMBTU de biogaz vendu pour produire de l'énergie donnait lieu à un crédit d'environ 1,09 \$ US. Les crédits d'impôt pour les exploitations lancées après 1992 qui étaient opérationnelles avant le 1^{er} juillet 1998 expireront le 31 décembre 2007.

Une installation de récupération du biogaz doit normalement comprendre une série de puits forés ou excavés dans un site d'enfouissement, un réseau de tuyaux de collecte du biogaz, un réservoir d'élimination du condensat, une soufflante produisant un effet d'aspiration dans les puits et un débitmètre de gaz. Le propriétaire de l'installation de récupération du biogaz doit acquérir tous les droits sur le biogaz et les intérêts qui s'y rapportent pour que la vente de biogaz lui soit attribuable. Lorsque l'installation appartient à une société en nom collectif, les associés obtiennent les crédits d'impôts en fonction de leurs quotes-parts des ventes brutes de biogaz.

Pour donner droit aux crédits d'impôts au titre de l'Article 29, une installation de biogaz doit avoir été mise en service avant le 1^{er} juillet 1998, aux termes d'un contrat écrit exécutoire conclu avant le 1^{er} janvier 1997. Le contrat était considéré comme exécutoire s'il prévoyait une date d'achèvement et un prix plafond, était valide selon la loi de l'État, ne limitait pas les dommages-intérêts à un montant précis (ou prévoyait des dommages-intérêts convenus d'avance d'au moins 5 % du coût total de l'installation) et n'a pas été modifié de manière importante depuis le 1^{er} janvier 1997. L'installation a été mise en service avant le 1^{er} juillet 1998 si, à cette date, son propriétaire avait obtenu tous les permis et toutes les licences nécessaires, avait achevé tous les essais critiques de l'installation et contrôlait l'installation, et si celle-ci était en mesure de produire du biogaz destiné à la vente et avait commencé l'exploitation courante, même si des essais complémentaires pour éliminer des défauts avaient lieu ultérieurement.

Les crédits d'impôt au titre de l'Article 29 sont réduits proportionnellement au montant de toute subvention publique, des produits d'obligations exonérées d'impôts d'État et locaux et de certains prêts subventionnés par une administration publique liés à l'énergie qui sont utilisés pour construire ou acquérir une installation de biogaz ou son matériel.

Incitatifs de l'Illinois

L'État de l'Illinois, souhaitant encourager la mise en valeur de sources d'énergie verte, a, entre autres, créé un programme d'incitation pour promouvoir le développement d'exploitations de biogaz. Le premier pas dans ce processus a été fait par la classification comme « *Qualified Solid Waste Energy Facility* » ou « *QSWEF* » d'une exploitation de biogaz qui respecte certains critères. Ce statut de QSWEF, octroyé en vertu de la loi sur l'élimination des déchets (*Local Solid Waste Disposal Act*), permet à une exploitation de biogaz d'être admissible aux dispositions de la loi intitulée *Illinois Public Utility Act*, complétée par une partie du code administratif de l'Illinois (*Illinois Administrative Code*) intitulée *Purchase and Sale of Electric Energy from Qualified Solid Waste Energy Facilities*. Ces ordonnances d'État, appliquées par la Illinois Commerce Commission (« ICC »), obligent les entreprises d'utilité publique d'électricité à conclure une CAE avec une QSWEF d'une durée minimale de 10 ans, tant que, entre autres, aucune entité qui possède directement ou indirectement plus de 50 % de cette QSWEF n'est engagée dans une activité de production ou de vente. Ces entreprises sont tenues d'acheter l'électricité produite par une QSWEF située dans leur secteur de desserte au prix moyen du kilowattheure payé pour l'électricité par les administrations publiques locales du territoire où est implantée la QSWEF (avec certaines exceptions). Ce prix (le « tarif contractuel brut ») est normalement supérieur au coût évité de l'entreprise d'utilité publique d'électricité, ce qui permet à la QSWEF de recevoir une prime sur la vente de son électricité à l'entreprise d'utilité publique et constitue ainsi un incitatif égal à la différence entre le tarif contractuel brut et le coût évité. Pour recouvrer le coût de cet incitatif, les entreprises d'utilité publique d'électricité ont droit à des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois équivalant au montant des incitatifs versés aux QSWEF.

Les QSWEF sont tenues de rembourser à l'État de l'Illinois le montant des crédits d'impôt réclamés par les entreprises d'utilité publique auxquelles elles vendent de l'électricité et doivent commencer à rembourser ce montant au plus tard 10 ans après l'entrée en service commercial de l'exploitation ou, si elle survient avant, à la date à laquelle les QSWEF ont payé au complet le coût en capital ou la dette découlant de la mise en place de l'exploitation (ou s'en sont autrement libérées au complet). Aux termes de la réglementation d'application de la loi intitulée *Illinois Public Utility Act* (la « réglementation de l'ICC »), tous les incitatifs doivent être remboursés intégralement par les QSWEF au plus tard 20 ans après leur entrée en service commercial ou, si elle survient avant, à la fin de leur vie utile. Les montants d'incitation doivent être remboursés sur la période de remboursement requise selon un calendrier qui doit être déterminé par l'ICC en fonction de la manière dont l'entreprise d'utilité publique s'est prévaluée des crédits d'impôt.

Par ailleurs, une QSWEF doit verser chaque mois au département du Revenu de l'Illinois une somme égale à 0,06 cents US/kWh par kilowattheure qu'elle a vendu au cours du mois précédent.

Autres incitations étatiques ou locales

Un certain nombre d'États offrent des incitations pour favoriser la mise en valeur du biogaz et d'autres sources de combustibles verts. Ces incitations peuvent être directes, ou prendre la forme d'obligations d'achat d'énergie renouvelable (« *Renewable Portfolio Standards* ») ou de fonds d'énergie renouvelable. Le tableau ci-dessous présente les États des États-Unis qui appliquent les *Renewable Portfolio Standards*.

Incitations en faveur de certaines sources d'énergie verte par États

État	<i>Renewable Portfolio Standards</i> — Pourcentage minimum provenant de ressources vertes ¹⁾	Biogaz inclus
Arizona	1,1 % d'ici 2007 (60 % solaire)	À l'étude
Californie	20 % d'ici 2017	Oui
Connecticut	13 % d'ici 2009	Oui
Hawaï	9 % d'ici 2011	Oui
Illinois	5 % d'ici 2010, 15 % d'ici 2020	À l'étude
Iowa	105 MW actuellement	À l'étude
Maine	30 % actuellement	Oui
Massachusetts	4 % d'ici 2009	Oui
Minnesota	3,6 % d'ici 2002 et 4,8 % d'ici 2012	À l'étude
Nevada	15 % d'ici 2013	Oui
New Jersey	6,5 % d'ici 2012	Oui
Nouveau-Mexique	10 % d'ici 2010	Oui
New York ²⁾	S/O	Oui
Pennsylvanie	Variable selon les entreprises d'utilité publique	Oui
Texas	2 000 MW d'ici 2009	Oui
Wisconsin	2,2 % d'ici 2011	À l'étude

1) Sources : Base de données de l'Interstate Renewable Energy Council (*Database of State Incentives for Renewable Energy*) et département américain de l'Énergie

2) Les organismes d'État de l'État de New York sont tenus d'acheter de l'électricité produite à partir de ressources renouvelables.

Concurrence dans l'industrie du biogaz

Les exploitations de biogaz sont en général liées par des conventions d'achat d'électricité ou de combustible et, par conséquent, ne sont pas soumises à la concurrence pendant la durée initiale de ces conventions ou leurs prolongations. Après l'expiration des conventions à long terme, l'entreprise d'utilité publique d'électricité locale reste obligée d'acheter la production d'électricité de l'exploitation à un prix égal à son coût évité, sous réserve que l'exploitation conserve son statut de QF.

L'exploitant de l'exploitation de biogaz peut choisir de vendre sa production électrique sur le marché de l'électricité verte ou sur le marché de gros. Il peut aussi choisir de vendre les crédits pour l'énergie renouvelable et ceux relatifs aux émissions de gaz à effet de serre indépendamment de la vente de son électricité. Les ventes

sur le marché de l'électricité verte ou le marché de gros de l'électricité sont assujetties à la concurrence d'autres sources d'énergie ou d'électricité verte, respectivement.

Abstraction faite de quelques grandes sociétés qui ont des exploitations de biogaz et dont certaines appartiennent à des entreprises d'utilité publique ou de gestion de déchets, l'industrie américaine du biogaz est en général très morcelée.

Avantages des exploitations de biogaz

Source de combustible abondant et peu coûteux

L'élimination ordonnée des déchets solides dans des sites d'enfouissement où ils sont regroupés et confinés est de pratique courante dans le monde entier. Le faible coût d'extraction du biogaz des décharges le rend intéressant pour la production d'électricité comparativement au gaz naturel ou à d'autres sources plus classiques de combustibles fossiles.

Avantages écologiques

Le biogaz produit par les décharges a été décrit comme un des principaux facteurs du réchauffement de la planète. Selon l'EPA, la réduction des émissions de gaz à effet de serre que permet une exploitation de biogaz type de 5 MW équivaut au retrait de la circulation de 60 000 voitures par an. Pour se conformer à la réglementation environnementale et réduire le danger qu'entraîne l'accumulation de biogaz (très combustible), les sites d'enfouissement doivent brûler le biogaz, notamment par des torchères, de manière contrôlée. La conversion du biogaz en électricité non seulement permet d'atteindre ces objectifs, mais assure aussi une source d'énergie de remplacement.

Aide des pouvoirs publics

La multiplication récente des exploitations de biogaz découle en partie du soutien que reçoivent le biogaz et d'autres sources d'énergie verte du gouvernement fédéral et des gouvernements des États, des autorités de réglementation et des clients sous forme à la fois (i) de crédits d'impôts, (ii) de crédits relatifs aux émissions et (iii) de tarifs supérieurs pour la vente de l'électricité.

Tarifs supérieurs de l'énergie verte

Outre les mesures incitatives des administrations fédérales et des États, l'électricité produite à partir de sources d'énergie verte, comme le biogaz, a, dans certains cas, donné droit à des tarifs supérieurs à ceux de l'électricité provenant de sources classiques en raison de l'adoption des *Renewable Portfolio Standards* et de l'augmentation de la conscience écologique.

Technologie éprouvée

Plusieurs types d'équipements standardisés sont utilisés pour produire de l'électricité à partir du biogaz. Le matériel de production d'électricité est fabriqué par des sociétés telles que GE/Jenbacher, Caterpillar et Deutz, qui ont toutes des antécédents reconnus dans le secteur de la production d'électricité. Les équipements les plus communs sont des moteurs alternatifs ou à combustion interne, modifiés pour fonctionner au biogaz. Selon l'EPA, 82 % des exploitations de biogaz qui produisent de l'électricité utilisent cette technologie. Lorsque le débit de gaz est important, on peut utiliser des turbines à vapeur ou des turbines à gaz.

Faibles coûts d'exploitation

Le peu de maintenance nécessaire et la grande fiabilité des équipements d'exploitation du biogaz rendent les charges d'une exploitation de biogaz comparativement stables et prévisibles.

LE SECTEUR DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES CENTRALISÉS

Aperçu

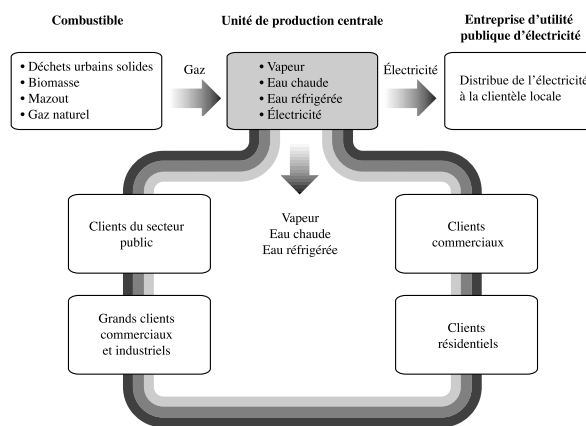
Les systèmes énergétiques centralisés sont communs dans les grands centres urbains du monde et en Amérique du Nord, on en trouve notamment à Montréal, Toronto, New York, Philadelphie et Boston. Plus de 5 000 systèmes énergétiques centralisés sont actuellement en service aux États-Unis alimentant 8 % des locaux

commerciaux en superficie. Ces systèmes consistent habituellement en une ou plusieurs installations qui produisent de la vapeur, de l'eau chaude ou de l'eau réfrigérée et qui la distribuent à divers bâtiments par des canalisations souterraines.

Structure des systèmes énergétiques centralisés

L'installation de production centrale convertit un combustible — du gaz naturel, de la biomasse, du mazout ou du charbon — pour produire de la vapeur, de l'eau chaude ou de l'eau réfrigérée qui est distribuée par des tuyauteries souterraines à ses clients, afin de servir au chauffage, à la climatisation et à certains procédés industriels. Les clients types sont des bâtiments publics, des hôpitaux, des établissements d'enseignement et des immeubles d'appartements, ainsi que des entreprises commerciales qui, en général, sous-traitent les services correspondants.

Système énergétique centralisé type



Perspectives de l'industrie des systèmes énergétiques centralisés

L'Argonne National Laboratory et la International District Energy Association estiment que les systèmes énergétiques centralisés pourraient fournir jusqu'à 30 % des besoins d'énergie thermique des États-Unis d'ici 2020. De nouveaux débouchés s'ouvrent et d'autres s'élargissent — quartiers, universités, collèges, installations militaires, campus ou institutions notamment. Cette expansion est favorisée par les retombées que l'énergie collective peut avoir sur l'économie locale, entre autres la revitalisation de centres urbains par la fourniture d'une infrastructure énergétique fiable et peu coûteuse et par l'amélioration de la qualité de l'air en ville.

La hausse des coûts de l'énergie pour les clients industriels et commerciaux, conjuguée aux nouvelles initiatives en faveur de l'environnement, a encouragé l'expansion des systèmes existants et l'aménagement de nouveaux systèmes au Canada. Des systèmes énergétiques centralisés ont été créés au cours des cinq dernières années dans des villes comme Windsor, Sudbury et Markham.

Avantages des systèmes énergétiques centralisés

Fort de taux de conservation des clients

Les systèmes énergétiques centralisés offrent aux clients une solution de rechange intéressante aux installations de chauffage et de climatisation individuels. En confiant les services énergétiques à un opérateur de système énergétique centralisé, le client n'a pas besoin de prévoir de locaux pour la chaufferie, de ressources humaines pour gérer ses installations ni l'investissement en immobilisations que cela implique. De plus, la structure tarifaire des ventes d'énergie collective assure généralement aux clients des coûts inférieurs à ceux d'autres services concurrentiels, ce qui permet un fort taux de conservation des clients.

Grande fiabilité du système

Les systèmes énergétiques centralisés sont conçus pour assurer une fiabilité supérieure à celle des systèmes individuels classiques grâce à une gestion spécialisée et à l'intégration de multiples systèmes de secours, ce qui n'est normalement pas possible dans des installations plus petites.

Faibles coûts d'exploitation

L'exploitation de grandes chaudières efficaces et les réseaux de distribution intégrés permettent d'obtenir de faibles coûts d'exploitation et coûts de maintenance par client. De plus, les systèmes énergétiques centralisés peuvent être conçus pour utiliser des combustibles de moindre qualité peu coûteux et facilement disponibles comme la biomasse pour améliorer leurs marges d'exploitation. Le recours à la cogénération réduit encore plus les coûts d'exploitation des systèmes énergétiques centralisés en produisant simultanément de l'électricité et de l'énergie thermique.

Tarifs avantageux pour un service à valeur ajoutée

Les systèmes énergétiques centralisés livrent concurrence sur le marché aux autres sources de chauffage et de climatisation dont dispose le client et sont généralement évalués à prime en raison de leurs plus grands avantages de commodité, de fiabilité et de protection de l'environnement.

LES EXPLOITATIONS DE BIOGAZ

Aperçu

Le 1^{er} mai 2001, le prédécesseur d'USEB, Zahren Alternative Power Corporation, a été acheté par USEY (54,26 %) et par une filiale indirecte en propriété exclusive de Cinergy (45,74 %). USEB est propriétaire à 100 % des exploitations de biogaz situées à l'extérieur de l'Illinois, alors qu'AJG détient le reste.

Cinergy est une société d'énergie américaine diversifiée qui gère un portefeuille équilibré et intégré d'unités réglementées et d'entreprises commerciales. Les unités réglementées de Cinergy distribuent de l'électricité et du gaz naturel à quelque 1,5 million et 500 000 clients, respectivement, dans trois États du Midwest des États-Unis. Cinergy possède des capacités de production d'électricité d'environ 7 000 MW dans l'Indiana et son unité opérationnelle commerciale est propriétaire de capacités de production d'électricité d'environ 6 300 MW dans l'ensemble des États-Unis.

USEY est un producteur d'électricité indépendant au service de grands clients de détail, notamment les utilisateurs industriels et commerciaux. USEY possède, exploite ou a financé 34 exploitations d'énergie verte, systèmes énergétiques centralisés et exploitations de cogénération en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest, avec une capacité de production thermique et électrique totale de quelque 262 MW. Une filiale indirecte de Cinergy est propriétaire d'environ 5 % des actions ordinaires en circulation d'USEY et un membre de la haute direction de Cinergy siège au conseil d'administration d'USEY. USEY et une filiale indirecte de Cinergy sont parties à une convention de développement de projet conjoint.

Pendant l'exercice 2002, USEB a restructuré et amélioré son exploitation, regroupé son personnel administratif et aliéné des éléments d'actif non stratégiques. Ces mesures ont entraîné une augmentation de l'efficacité de l'exploitation et amélioré la rentabilité des activités de base d'USEB. En 2002, le produit d'exploitation provenant des ventes d'électricité et de gaz a augmenté d'environ 20 % par rapport à l'exercice précédent puisque les projets de construction sont parvenus au stade opérationnel commercial.

En 2003, USEB a conclu des contrats avec GE/Jenbacher et RUN Energy Pty Limited (« RUN Energy ») pour l'exploitation et l'entretien d'un certain nombre de ses plus grandes installations de production d'électricité. Ces contrats comportent des taux fixes au kilowattheure d'électricité produit qui incluent l'entretien préventif, ce qui transfère le risque de dépassement du budget pour l'entretien d'USEB à une autre partie.

Profil opérationnel d'USEB

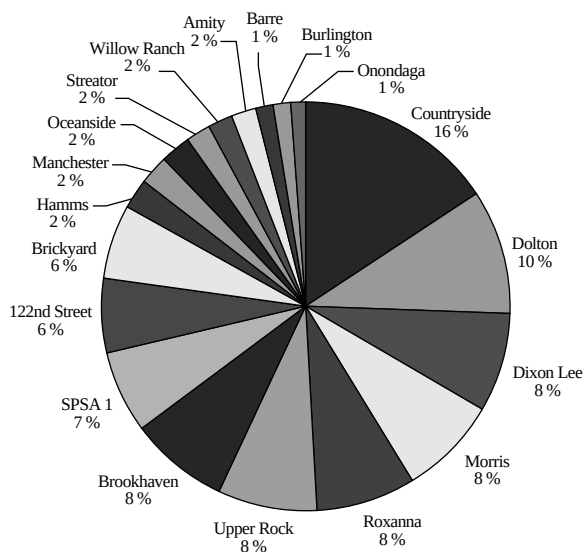
Les exploitations de biogaz ont actuellement une capacité de production d'électricité d'environ 51 MW. Dix-huit des 22 exploitations de biogaz ont des contrats avec les entreprises d'utilité publique d'électricité locales

respectives pour la vente de leur production d'électricité. L'exploitation Brookhaven loue du matériel de production électrique à un tiers, qui a un contrat pour vendre la production à une entreprise d'utilité publique d'électricité. Ces exploitations représentaient environ 71 % et 72 % du produit d'exploitation de 2002 et de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003, respectivement. Les trois autres exploitations de biogaz vendent du combustible pour chaudières à des acheteurs solvables en vertu de contrats à long terme et représentaient 7,7 % et 8,1 % du produit d'exploitation de 2002 et de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003, respectivement.

En outre, USEB perçoit des sommes en vertu de billets émis en rapport avec la vente à des filiales de Cinergy et d'AJG (les « billets des récupérateurs ») de ses participations dans 16 récupérateurs admissibles aux crédits d'impôt au titre de l'Article 29. Ces versements, qui devraient prendre fin en 2007, représentaient environ 6,7 % et 6,2 % des produits d'exploitation d'USEB en 2002 et pendant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003, respectivement. La perte de cette source de revenu en 2007 devrait essentiellement être compensée par l'augmentation des volumes de production d'électricité et de combustible pour chaudières grâce aux expansions prévues des exploitations de biogaz.

Les exploitations de biogaz sont réparties dans neuf États des États-Unis, mais la majorité des ventes d'électricité aux entreprises d'utilité publique sont réalisées dans l'État de l'Illinois. Les exploitations de biogaz sont en mesure de tirer parti des débouchés régionaux qui se rapportent à la vente d'électricité et des programmes incitatifs publics.

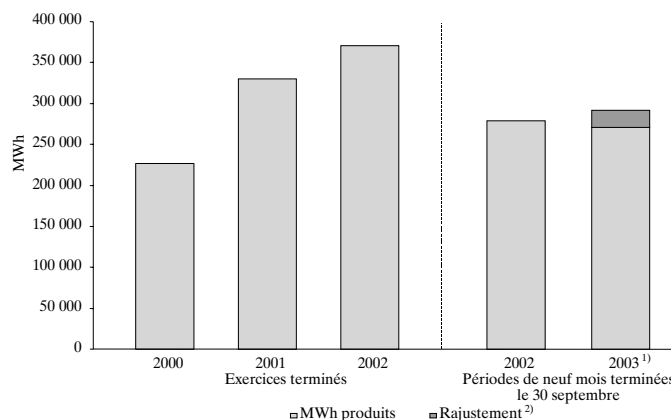
Résumé de la capacité de production électrique (MW) des exploitations de biogaz⁽¹⁾



(1) Ne comprend pas les exploitations de biogaz dont la production constitue du combustible de chaudière.

Treize des 22 exploitations de biogaz sont situées près de sites d'enfouissement qui continuent de recevoir des déchets et, à ce titre, la production gazière devrait augmenter jusqu'à peu après la fermeture des sites d'enfouissement. Par conséquent, la direction s'attend à ce que ces augmentations de production de biogaz compensent largement la diminution des exploitations situées près de sites d'enfouissement fermés, ce qui devrait entraîner une expansion nette de la capacité de production d'électricité actuelle des exploitations de biogaz. En 2002, la production d'environ 4 651 000 MMBTU de biogaz représentait environ 18 % de plus que ce qui est utilisé pour produire de l'électricité ou a été vendu comme combustible pour chaudières. Comme l'illustre le graphique ci-dessous, la production des exploitations de biogaz sous forme d'électricité et de combustible pour chaudières a augmenté depuis 2000. (Voir aussi la rubrique « Production et exploitation ».)

Production d'USEB en MWh¹⁾



1) Comprend la production d'électricité en MWh et l'équivalent en MWh du combustible pour chaudières vendu.

2) La production d'électricité et de combustible pour chaudières de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 a été rajustée pour traduire des événements exceptionnels, dont l'interruption de production survenue en raison de facteurs extérieurs à trois des exploitations de biogaz et du remplacement d'un moteur retardé dans une exploitation pendant la recherche de matériel de rechange. L'ensemble de ces exploitations de biogaz ont repris la pleine production au quatrième trimestre de 2003.

Toutes les exploitations de biogaz situées dans l'État de l'Illinois reçoivent une subvention aux termes d'un programme d'incitation tarifaire pendant les dix premières années de leurs activités commerciales. La date d'expiration du tarif de détail ou de la CAE indiquée dans le tableau ci-dessous représente la date d'expiration du droit de recevoir la subvention de chaque exploitation de biogaz située dans l'État de l'Illinois ou la date d'expiration des CAE se rapportant à chaque exploitation de biogaz située à l'extérieur de l'État de l'Illinois. Après l'expiration du droit d'une exploitation de recevoir des incitatifs ou de sa CAE, selon le cas, l'entreprise d'utilité publique d'électricité visée doit continuer d'acheter la production d'électricité de l'exploitation au coût évité de cette entreprise tant que l'exploitation produit de l'électricité, qu'elle demeure une QF en vertu de la FPA et qu'elle respecte certaines autres exigences des lois de l'État. Ou encore, USEB peut décider de vendre la production d'électricité des exploitations de biogaz sur le marché de l'électricité verte ou sur le marché de l'électricité en gros. USEB peut aussi vendre des crédits d'énergie renouvelable et des crédits d'émission de gaz à effet de serre séparément de la vente d'électricité.

Résumé des exploitations de biogaz

Le tableau ci-dessous énumère les exploitations de biogaz et en donne les grandes caractéristiques.

Tableau récapitulatif des exploitations de biogaz

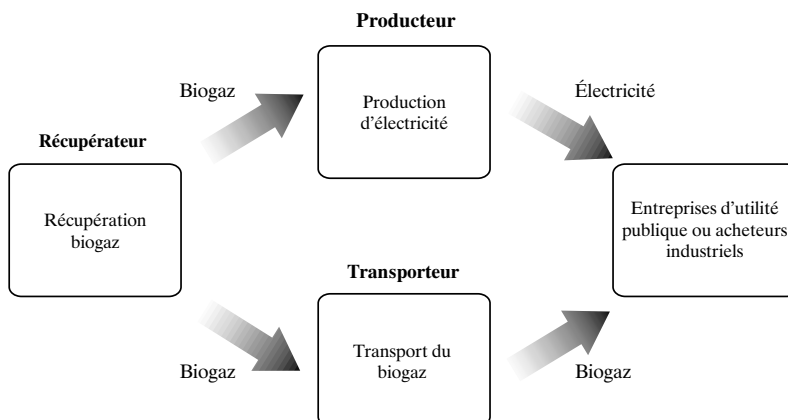
Exploitation	État	Production	MW	Expiration de la CAE ou du tarif détail	Acheteur(s)	Cote de solvabilité S&P des acheteurs	Expiration de la concession gazière	Expiration du bail foncier	État du site d'enfouissement
Countryside	IL	Électricité	8,0	2011	Commonwealth Edison	A –	¹⁾	¹⁾	Ouvert
Dolton	IL	Électricité	5,0	2008	Commonwealth Edison	A –	2016 ²⁾	2016 ²⁾³⁾	Ouvert
Dixon Lee	IL	Électricité	4,0	2009	Commonwealth Edison	A –	2017 ²⁾	2017 ²⁾	Ouvert
Morris	IL	Électricité	4,0	2011	Commonwealth Edison	A –	2018 ⁴⁾	2018 ⁴⁾⁵⁾	Ouvert
Roxanna	IL	Électricité	4,0	2009	Illinois Power	B	—	2018 ²⁾	Ouvert
Upper Rock	IL	Électricité	4,0	2010	MidAmerican Energy	A	2017 ²⁾	2029	Ouvert
SPSA I	VA	Électricité	3,3	2014	Virginia Power	A –	2011 ⁶⁾	2011 ⁶⁾	Ouvert
122 nd Street	IL	Électricité	3,0	2008	Commonwealth Edison	A –	2016 ²⁾	2016 ²⁾	Fermé
Brickyard	IL	Électricité	3,0	2009	Illinois Power	B	2017 ²⁾	2017 ²⁾	Ouvert
Hamms	NJ	Électricité	1,2	2010	GPU/First Energy	BBB –	2006 ⁷⁾	2006 ⁷⁾	Fermé
							2016 ²⁾		Ouvert
Manchester	NH	Électricité	1,2	Permanent ⁸⁾	New Hampshire Public Service	BBB+	2004 ⁹⁾	2004 ⁹⁾	Fermé
Oceanside	NY	Électricité	1,2	2006	Long Island Power Authority	Aaa ¹⁰⁾	2004 ⁷⁾	2004 ⁷⁾	Fermé
Streator	IL	Électricité	1,0	2009	Commonwealth Edison	A –	2017 ²⁾	2017 ²⁾	Ouvert
Willow Ranch	IL	Électricité	1,0	2007	Commonwealth Edison	A –	2016 ²⁾	2016 ²⁾	Fermé
Amity	PA	Électricité	1,0	2007	Penn Power & Light	BBB	2006 ⁷⁾	2006 ⁷⁾	Fermé
Barre	MA	Électricité	1,0	2006 ¹¹⁾	USGen New England	D	2015	2015	Fermé
Burlington	VT	Électricité	0,7	2006 ²⁾	Burlington Electric Dept.	AAA	2006 ²⁾	2006 ²⁾	Fermé
Onondaga	NY	Électricité	0,6	2007	Niagara Mohawk	A	1999 ⁷⁾	1999 ⁷⁾	Fermé
Cape May	NJ	Comb. chaudière	—	2009 ¹²⁾	État du New Jersey	AA	2011	2011	Ouvert
SPSA II	VA	Comb. chaudière	—	2011 ¹³⁾	CIBA Specialty Chemical	A	2011	— ¹⁴⁾	Ouvert
Tucson	AZ	Comb. chaudière	—	2011 ¹³⁾	Tucson Electric Power	BB	2017	— ¹⁴⁾	Ouvert
Brookhaven	NY	Électricité	4,0	2007	Wehran Energy Corp.	Non coté	— ¹⁵⁾	— ¹⁵⁾	Fermé

- 1) La durée de ces conventions dépasse largement la durée des emprunts d'USEB et arrive à échéance largement avant la date de conversion des droits à redevance d'USEB.
- 2) Deux prolongations de cinq ans au gré d'USEB.
- 3) Une partie du site est détenue en propriété et une partie est louée.
- 4) Trois prolongations de cinq ans au gré d'USEB.
- 5) La concession gazière de l'exploitation Morris assure au producteur de l'exploitation un bail sur le site. Un bail autonome est en phase finale de préparation avec le propriétaire du site.
- 6) Peut être prolongé d'une ou de plusieurs durées de cinq ans.
- 7) La concession se renouvelle automatiquement tant que le biogaz est produit en quantités commercialement raisonnables.
- 8) Continue jusqu'à la résiliation par USEB.
- 9) La convention peut être prolongée jusqu'à concurrence de 10 ans, par consentement mutuel.
- 10) Cote de Moody's Investor Services, Inc. car la société n'est pas cotée par S&P.
- 11) Peut être résilié par l'acheteur sur préavis d'un an.
- 12) Contrat d'exploitation en vertu duquel USEB exploite le système de récupération de biogaz et le gazoduc menant à l'acheteur en contrepartie d'honoraires.
- 13) Contrat d'achat de gaz.
- 14) Ces transporteurs n'ont aucune installation implantée sur le site. Un gazoduc de transport relie directement le récupérateur aux utilisateurs finals.
- 15) L'exploitation Brookhaven est structurée sous forme de location-acquisition aux termes de laquelle une filiale d'USEB est propriétaire du matériel de production d'électricité et reçoit des honoraires pour l'exploitation de ce matériel.

Structure commerciale des exploitations de biogaz

Les exploitations de biogaz peuvent comprendre jusqu'à trois entités juridiques distinctes comme l'illustre le graphique ci-dessous et l'explique le texte qui suit :

Structure commerciale type d'une exploitation de biogaz



Récupérateurs

Les récupérateurs sont des entités juridiques habituellement propriétaires des droits d'extraction du biogaz et des systèmes de récupération, qui récupèrent le biogaz et le vendent à un producteur ou à un transporteur, selon le cas, en vertu de contrats à taux fixe et à long terme. Les récupérateurs sont généralement constitués en sociétés en commandite si bien que les bénéficiaires des crédits d'impôt au titre de l'Article 29 détiennent 99 % des intérêts à titre de commanditaires dans les récupérateurs et USEB est propriétaire d'une participation de 1 % ou moins à titre de commandité dans les récupérateurs. Les participations de commanditaires sont détenues par des tiers jouissant d'une bonne cote. Countryside Canada n'obtiendra aucun droit sur ces participations de commanditaires par le biais des emprunts d'USEB ou des droits à redevance d'USEB sauf un intérêt indirect dans les paiements du service de la dette reçus de ces tiers par USEB aux termes des billets du récupérateur. Dans le cas des exploitations Roxanna et Brookhaven, USEB n'a aucune participation dans les récupérateurs correspondants.

Le tarif obtenu pour le biogaz que les récupérateurs vendent aux producteurs ou aux transporteurs est généralement de 0,47 \$ US/MMBTU. Les producteurs fournissent habituellement aux récupérateurs une partie de l'électricité qu'ils produisent pour alimenter leurs systèmes de récupération du gaz et, de plus, assurent la prestation de services d'exploitation et de maintenance aux récupérateurs. Le produit d'exploitation total que tirent les récupérateurs de la vente du biogaz équivaut en général au coût total des producteurs qui fournissent l'électricité et les services d'exploitation ou d'entretien aux récupérateurs.

USEB négocie en vue d'obtenir le droit d'acheter les participations de commanditaire dans les récupérateurs à leurs détenteurs actuels à l'expiration des crédits d'impôts au titre de l'Article 29, le 31 décembre 2007. Si USEB n'acquiert pas les participations de commanditaire, les conventions existantes des exploitations prévoient en général ou, dans quelques cas, devront à la clôture du placement, prévoir, que : (i) les producteurs conserveront le droit d'acheter le gaz aux récupérateurs aux termes de contrats d'achat de gaz à long terme à des prix égaux ou inférieurs aux prix actuellement en vigueur et (ii) les producteurs continueront d'assurer la prestation de services d'exploitation et d'entretien pour les récupérateurs aux termes de conventions de longue durée et la rémunération obtenue par les producteurs ne devrait pas être touchée par l'expiration des crédits d'impôt.

Producteurs

Les producteurs sont des entités juridiques habituellement propriétaires du matériel de production d'électricité, qui achètent le biogaz à un récupérateur et vendent l'électricité qu'ils produisent à une entreprise

d'utilité publique d'électricité ou à un utilisateur industriel en vertu de contrats à long terme. Les exploitations de biogaz comprennent 19 producteurs qui sont des filiales en propriété exclusive d'USEB, à l'exception des exploitations de l'Illinois qui sont détenues à 50 % par USEB et 50 % par AJG. Les producteurs louent en général une partie du site d'enfouissement à son propriétaire tiers indépendant.

À la clôture du placement, USEB consentira des apports de capitaux à ses filiales indirectes propriétaires des exploitations de biogaz en Illinois. De plus, à la clôture du placement, AJG fera un paiement au comptant et émettra à USEB le billet d'AJG par lequel AJG honorera son obligation de payer de sa participation de 50 % dans certaines des exploitations de biogaz en Illinois. USEB utilisera les paiements du service de la dette d'AJG aux termes du billet d'AJG pour couvrir une partie de ses obligations en vertu des emprunts d'USEB et des paiements de redevances au titre du droit à redevance d'USEB.

Aux termes du billet d'AJG, il est prévu que AJG aura le droit de reporter les paiements du service de la dette d'un montant égal aux impôts nets cumulatifs d'AJG qui doivent être définis comme le montant total des impôts fédéraux, d'État, locaux et étrangers qui seraient exigibles sur le bénéfice net cumulatif d'AJG provenant de sa participation dans Illinois Electrical Generation Partner II LP (« IEGP II ») pendant la durée du billet d'AJG, déduction faite du revenu qu'AJG pourrait recevoir au titre des intérêts exigibles sur le billet AJG et encore réduit du montant total des reports de cet ordre précédent. Comme il est prévu qu'AJG constatera des pertes fiscales importantes pendant plusieurs années après l'émission du billet d'AJG, la direction s'attend à ce que ce report ne s'applique pas pendant environ huit ans.

Transporteurs

Les transporteurs sont les entités juridiques habituellement propriétaires du matériel de transport de gaz, qui achètent le biogaz à un récupérateur pour le vendre à un tiers comme combustible pour chaudières en vertu des contrats à long terme. Les exploitations de biogaz comprennent trois transporteurs, tous des filiales en propriété exclusive d'USEB.

Structure tarifaire

Structure tarifaire pour les QSWEF de l'Illinois

L'État de l'Illinois a institué le programme d'incitation tarifaire dans le but d'encourager, entre autres, une élimination ordonnée des déchets solides et, là où cela est économiquement et techniquement faisable, d'utiliser efficacement les produits ou les sous-produits dérivés de leur élimination. Les exploitations de biogaz établies dans l'Illinois sont toutes admissibles comme QSWEF et, à ce titre, participent au programme d'incitation tarifaire. Ce programme permet aux QSWEF de vendre l'électricité au tarif contractuel brut pendant leurs dix premières années d'exploitation commerciale. Le tarif contractuel brut est calculé annuellement par l'entreprise d'utilité publique d'électricité et est généralement égal au montant moyen du kilowattheure payé pour l'électricité par les entités publiques locales du territoire où est implantée la QSWEF (à certaines exceptions près). La différence entre ce tarif contractuel brut et le coût évité de l'entreprise d'utilité publique d'électricité équivaut à l'incitatif dont bénéficie la QSWEF. La QSWEF doit commencer à rembourser l'incitatif au plus tard 10 ans après son entrée en service commercial ou, si elle survient avant, à la date à laquelle elle a payé au complet le coût en capital ou la dette découlant de la mise en place des installations ou s'en est libérée au complet autrement. L'incitatif doit être remboursé intégralement par la QSWEF vingt ans après l'entrée en exploitation commerciale de la QSWEF ou, si elle survient avant, à la fin de sa vie utile. (Voir la rubrique « — Programme d'incitation tarifaire de l'ICC et compte de remboursement ICC ».)

Le tarif contractuel brut varie d'une localité à l'autre et s'établit actuellement entre 5,67 ¢ US/kWh pour le plus bas (exploitation Upper Rock) et 9,18 ¢ US/kWh pour le plus haut (exploitation Streater). Le coût évité de l'entreprise d'utilité publique d'électricité est aussi assujéti à une révision annuelle et est fixé par entente entre cette entreprise et l'ICC. Comme le tarif contractuel brut et le coût évité changent normalement chaque année, l'incitatif tarifaire varie typiquement aussi annuellement. Le tableau qui suit présente une ventilation du tarif

contractuel brut, des coûts évités, des incitations tarifaires ainsi que l'année d'expiration du programme d'incitation tarifaire pour chacune des exploitations de biogaz en Illinois admises comme QSWEF.

Exploitations de biogaz	Tarif contractuel brut (cents US/kWh) ¹⁾	Coût évité (cents US/kWh)	Incitation tarifaire (cents US/kWh)	Année d'expiration de l'incitation tarifaire
Countryside	8,05	3,09	4,96	2011
Dolton	7,18	3,09	4,09	2008
Dixon Lee	8,71	3,09	5,62	2009
Morris	8,74	2,94	5,80	2011
Roxanna	6,99	1,25	5,74	2009
Upper Rock	5,67	1,72	3,95	2010
122 nd Street	6,59	3,09	3,50	2008
Brickyard	7,73	1,25	6,48	2009
Streator	9,18	3,09	6,09	2009
Willow Ranch	8,13	3,09	5,04	2007

1) Au 31 décembre 2003.

2) Tarif moyen pondéré perçu à toute heure au cours de la période de douze mois terminée le 31 décembre 2003.

Comme toutes les exploitations de biogaz de l'Illinois sont admises comme QSWEF et représentent la majorité des exploitations de biogaz à la fois en termes de capacité de production électrique et de produit d'exploitation, il est important d'estimer avec précision les variations de leurs tarifs contractuels bruts et de leurs coûts évités pendant la période pendant laquelle les incitatifs sont disponibles. C'est pourquoi USEB a mandaté Platts Research & Consulting (« PR&C »), éminent bureau d'études en énergie et électricité, pour analyser l'évolution du marché de l'électricité en Illinois. PR&C a évalué les éléments constitutifs des tarifs contractuels bruts et estimé leurs variations probables et la mesure dans laquelle ces variations pourraient influencer sur ces tarifs. PR&C a aussi analysé les forces du marché et les considérations législatives et réglementaires associées aux coûts évités et aux prix de gros, et a étudié comment les variations estimées pourraient avoir une incidence directe ou indirecte sur les projections qu'USEB a faites pour les rendements et les flux de produit d'exploitation de son activité, ou être en corrélation avec ces éléments. Sur la foi des résultats de l'étude de PR&C, USEB a projeté que les tarifs contractuels bruts resteraient à peu près constants jusqu'à la fin de 2006, année marquant la fin de la dernière période de restructuration en Illinois, et augmenteraient par la suite. (Voir la rubrique « Rapports de conseillers et d'ingénieurs indépendants — Platts Research & Consulting ».)

Programme d'incitation tarifaire de l'ICC et compte de remboursement ICC

Aux termes du programme d'incitation tarifaire, une QSWEF est tenue de commencer à rembourser à l'État de l'Illinois un montant égal à la fraction du tarif contractuel brut correspondant à l'incitatif tarifaire, au plus tard 10 ans après sa mise en service commercial ou, si elle survient avant, à la date à laquelle elle a payé au complet le coût en capital ou la dette découlant de la mise en place des installations ou s'en est autrement libérée au complet. L'incitatif doit être remboursé intégralement vingt ans après l'entrée en exploitation commerciale de la QSWEF ou, si elle survient avant, à la fin de la durée de vie utile de la QSWEF. Le montant du remboursement obligatoire à l'État de l'Illinois est égal au montant de l'incitatif reçu, sans intérêt, et le remboursement doit être effectué selon un calendrier qui doit être déterminé par l'ICC en fonction de la façon dont l'entreprise d'utilité publique a demandé les crédits d'impôt correspondants.

Afin de mettre de côté des fonds suffisants en vue de ce remboursement, chaque exploitation de biogaz de l'Illinois a convenu, en vertu des arrêtés de l'ICC lui accordant le statut de QSWEF ou confirmant ce statut (les « arrêtés de l'ICC »), de constituer un compte de remboursement ICC qu'elle provisionne en y versant une partie de l'incitatif qu'elle reçoit (2,4 ¢ US/kWh dans l'exemple ci-dessous). Les arrêtés de l'ICC ne comportent pas d'obligation précise quant au total des sommes à déposer au compte de remboursement ICC pour rembourser ultérieurement l'incitatif, ni aux genres de placements qui seraient appropriés pour ce compte. Chaque exploitation de biogaz de l'Illinois place les fonds détenus dans un compte de remboursement ICC dans un portefeuille équilibré de titres à revenu fixe, de titres de participation et d'autres placements géré par un conseiller professionnel. (Voir les rubriques « Facteurs de risque — Risques liés au secteur d'activité — Statut

des installations admissibles » et « Facteurs de risque — Risques liés au secteur d'activité — Obligation de rembourser imposée par l'ICC ».) De plus, chaque exploitation de biogaz de l'Illinois a déposé auprès de l'ICC des rapports annuels pour indiquer l'état de ce compte. Les arrêtés de l'ICC exigent que soient déclarés dans ces rapports annuels le nom du gestionnaire de portefeuille responsable du compte de remboursement ICC, les montants des dépôts qui y sont faits, la répartition des actifs du compte, le total courant des engagements contractés au titre des crédits d'impôt obtenus et l'estimation courante de l'obligation finale qu'aura la QSWEF à cet égard, avec les hypothèses retenues pour faire cette estimation. Les arrêtés de l'ICC précisent que ces rapports visent à lui donner en temps utile et avec une précision suffisante les renseignements nécessaires pour prendre efficacement toute mesure coercitive si besoin est. L'ICC a le pouvoir de forcer le propriétaire de chaque exploitation de biogaz de l'Illinois à honorer ses obligations de remboursement, et ce pouvoir peut s'étendre, entre autres, à l'entité juridique qui détiendra le compte de remboursement ICC, aux montants des sommes à déposer dans le compte chaque année et aux genres de placements dans lesquels ces sommes sont ou peuvent être investies. Bien que l'ICC ait envisagé d'imposer et ait déjà imposé de telles exigences dans le passé comme condition d'approbation de certaines opérations proposées, on ne saurait prédire avec certitude si et dans quelles circonstances semblables ou différentes l'ICC pourrait essayer d'imposer de telles exigences à l'avenir. Cependant, étant donné que les exploitations de biogaz de l'Illinois a) restent de bonne foi en conformité avec la loi intitulée *Illinois Public Utilities Act* actuelle ainsi qu'avec la réglementation et les arrêtés de l'ICC, b) déposent à l'échéance des sommes dans leurs comptes de remboursement ICC, qui, avec les revenus qui en sont tirés dans un portefeuille de placement raisonnable équilibré, suffisent de manière raisonnable à honorer les obligations de remboursement des exploitations de biogaz de l'Illinois envers l'État de l'Illinois et c) ne demandent pas d'autorisations à l'ICC pour des opérations qui nécessitent une autorisation de l'ICC ou une modification des arrêtés de l'ICC, le Fonds n'a aucune raison de croire que l'ICC prendra des mesures de ce genre concernant les exploitations de biogaz de l'Illinois d'une manière qui leur porterait un préjudice important.

Le tableau ci-dessous montre, à titre d'illustration seulement, comment peut se répartir le tarif d'une exploitation de biogaz de l'Illinois typique.

Coût évité	3,1 ¢ US/kWh
Plus : Incitatif de l'État (prime)	+4,7 ¢ US/kWh
Tarif contractuel brut (au détail)	7,8 ¢ US/kWh
Moins : Dépôt au compte de remboursement ICC	(2,4 ¢ US/kWh)
Tarif net effectif	<u>5,4 ¢ US/kWh</u>

Bien que le programme d'incitation tarifaire pour chacun des projets de biogaz de l'Illinois cesse 10 ans après l'entrée en service commercial, l'entreprise d'utilité publique d'électricité locale est tenue d'acheter la production électrique d'une exploitation de biogaz à l'équivalent de son coût évité tant que l'exploitation de biogaz est admissible comme QF et respecte les lois de l'Illinois. Cette obligation découle des dispositions de la PURPA et de la partie 430 du code administratif de l'Illinois qui régit la vente de l'électricité produite par les petites centrales (*Purchase and Sale of Electrical Energy from Cogeneration and Small Power Production Facilities*). De plus, USEB a indiqué qu'elle prévoit qu'à l'expiration de cette période de 10 ans, chacune des exploitations de biogaz cherchera à vendre sa production d'électricité sur le marché de l'électricité verte aux tarifs préférentiels de celle-ci qui, selon les projections d'USEB, devraient être supérieurs aux coûts évités.

Marché et tarification de l'énergie verte

À l'expiration de la période de 10 ans pendant laquelle les exploitations de biogaz de l'Illinois participent au programme d'incitation tarifaire et à l'expiration des CAE dans le cas des exploitations de biogaz à l'extérieur de l'Illinois, USEB prévoit de vendre la production d'électricité des exploitations de biogaz sur le marché de l'électricité verte si cela est économiquement intéressant.

Le recours à l'électricité provenant de sources de remplacement est obligatoire dans plusieurs États américains et a de plus été débattu au niveau fédéral. Ces États, y compris l'Illinois, ont adopté — ou sont en train ou envisagent de le faire — des normes pour le portefeuille d'énergie renouvelable appelées *Renewable*

Portfolio Standards. Ces normes exigent qu'un certain pourcentage de l'électricité produite provienne d'une source d'énergie renouvelable. En Ontario, le Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité, créé en juin 2003, qui a publié son rapport le 14 janvier 2004, a recommandé que l'Ontario mette en application des normes du même genre et a conclu que la production d'énergie renouvelable sera une partie vitale des approvisionnements futurs de l'Ontario en électricité. Ces normes découlent de l'objectif de réduction de la consommation de combustibles fossiles, et ainsi de diminution de la dépendance à l'égard des sources énergétiques étrangères et d'accroissement de la production d'énergie propre.

Des marchés de l'électricité verte peuvent se développer là où existent des normes pour le portefeuille d'énergie renouvelable et la direction croit que les prix de l'électricité verte augmenteront jusqu'à un seuil qui permettra à la production de cette électricité d'atteindre le niveau fixé par ces normes. De tels niveaux dégagent normalement une prime sur l'électricité produite reflétant le coût total (y compris celui du capital) de production de cette électricité. De plus, là où les *Renewable Portfolio Standards* ne sont pas imposés par l'État, il a été démontré qu'une partie du public a une préférence pour l'électricité provenant de sources renouvelables et est disposée à payer une prime pour l'électricité verte.

Selon une étude de PR&C, à la fin de 2002, environ 270 000 clients résidentiels et quelque 4 000 clients commerciaux dans l'ensemble des États-Unis payaient une prime pour de l'énergie verte. D'après une évaluation par PR&C des prix affichés de 50 programmes tarifaires verts d'entreprises d'utilité publique, la prime moyenne par kilowattheure payée pour l'énergie verte est de 3,1 ¢ US/kWh. Le tableau qui suit présente les programmes tarifaires verts d'entreprises d'utilité publique spécifiques, dans l'ensemble des États-Unis qui ont expressément inclus les centrales électriques au biogaz comme source d'énergie verte à laquelle une prime s'applique et la prime applicable.

État	Entreprise d'utilité publique d'électricité	Prime (¢ US/kWh)
Alabama	Tennessee Valley Authority	2,67
Arizona	Salt River Project	3,00
	Tucson Electric	7,50 à 10,00
Californie	Los Angeles Dept. Water and Power	3,00
	Sacramento Municipal Utility District	1,00
Caroline du Sud	Diverses entreprises d'utilité publique	3,00
Colorado	Diverses entreprises d'utilité publique	2,50
Georgie	Diverses entreprises d'utilité publique	5,50 à 6,00
Indiana	Diverses entreprises d'utilité publique	0,50 à 4,00
Iowa	Alliant Energy	2,00
Kentucky	Diverses entreprises d'utilité publique	2,67 à 2,75
Michigan	Lansing Board of Water and Light	2,00 à 3,00
Minnesota	Alliant Energy	2,00
Mississippi	Diverses entreprises d'utilité publique	2,67
Nebraska	Diverses entreprises d'utilité publique	2,05 à 3,00
Nouveau-Mexique	Tri-State	2,50
Ohio	American Municipal Power	1,30
Oregon	Diverses entreprises d'utilité publique	1,80 à 2,00
Tennessee	Tennessee Valley Authority	2,67
Texas	Austin Energy	1,10
Washington	Clallam County Public Utilities Districts	0,70
Wisconsin	Diverses entreprises d'utilité publique	2,00 à 2,65
Wyoming	Tri-State	2,50

Source : Bureau de l'efficacité énergétique et de l'énergie renouvelable du département américain de l'Énergie

Pour essayer de mieux comprendre la tarification de l'énergie verte, USEB a retenu les services de PR&C afin d'évaluer les conditions régionales se rapportant aux primes sur l'énergie verte qui pourraient être réalisées par les exploitations de biogaz à l'avenir ou au moment où la plupart des exploitations de biogaz devraient

commencer à vendre de l'électricité sur le marché de l'énergie verte. PR&C a conclu que la projection d'USEB d'un prix de gros comportant un élément de prime associé aux sources d'énergie favorables à l'environnement était raisonnable sur l'horizon de provision d'USEB. (Voir la rubrique « Rapports de conseillers et d'ingénieurs indépendants — Platts Research & Consulting ».)

La direction d'USEB croit que la production électrique des exploitations de biogaz restera concurrentielle par rapport à l'énergie d'autres sources renouvelables après qu'auront expiré le programme d'incitation tarifaire et les CAE. Plusieurs facteurs devraient contribuer à cette compétitivité des exploitations de biogaz, dont : (i) un coût variable du combustible comparativement faible, (ii) des coûts de transport réduits en raison de la proximité des clients et (iii) une disponibilité élevée.

Marché des crédits relatifs aux émissions de GES

USEB prévoit aussi de rester présente sur le marché des crédits relatifs aux émissions de gaz à effet de serre (« crédits GES »). En 2001, USEB a conclu une opération de vente de crédits GES, acquis grâce à ses exploitations de biogaz, pour un produit brut d'environ 1 M\$ US, et elle continuera de réaliser des opérations semblables. La Chicago Climate Exchange (« CCX ») est une bourse autoréglementée créée en mai 2000, qui administre le premier marché transnational et transsectoriel du monde pour l'échange des crédits GES. La CCX permet à ses membres de recevoir des crédits pour avoir réduit leurs émissions et de les vendre et acheter de façon à parvenir à des réductions d'émissions de la manière la plus économique possible. USEB envisagera de devenir membre de tels organismes ou d'intervenir sur des bourses comme la CCX qui offriront des possibilités d'accroître son produit d'exploitation.

Crédits d'impôt au titre de l'Article 29

Depuis la création des exploitations de biogaz, USEB a principalement vendu tous ses droits de propriété sur les récupérateurs à Cinergy ou à AJG.

Une filiale indirecte de Cinergy a acheté les participations d'USEB dans les récupérateurs de Countryside, Morris et Brown County, en contrepartie (i) d'un acompte initial, (ii) d'un billet fixe dont les paiements de capital et d'intérêts sont spécifiés et (iii) d'un billet conditionnel dont les paiements sont établis d'après le montant de MMBTU vendus par les récupérateurs aux producteurs. USEB s'est engagée à tenir la filiale indirecte de Cinergy à couvert de certaines pertes subies au cas où certaines déclarations et garanties d'USEB se rapportant aux impôts seraient inexactes.

AJG a acheté à USEB les participations dans les récupérateurs d'autres exploitations de biogaz ouvrant droit à des crédits d'impôt au titre de l'Article 29, en contrepartie, (i) d'un acompte initial et (ii) d'un billet conditionnel dont le paiement est établi d'après le montant de MMBTU vendus par les récupérateurs aux producteurs. AJG a par la suite vendu ces droits de propriété à une filiale de American International Group. USEB s'est engagée à tenir AJG à couvert de certaines pertes subies au cas où certaines déclarations et garanties d'USEB se rapportant aux impôts seraient inexactes.

Le droit à des crédits d'impôt au titre de l'Article 29 dépend de la date de mise en service des installations. Ainsi, les récupérateurs de 14 exploitations de biogaz bénéficient de tels crédits chaque année jusqu'au 31 décembre 2007 du fait que leur entrée en service en date du 30 juin 1998 ou de plus tôt. Ces exploitations sont celles de Brickyard, Cape May, Countryside, Dixon Lee, Dolton, Hamms, Manchester, Morris, 122nd Street, SPSA (I et II), Streator, Upper Rock, Tucson et Willow Ranch. Les exploitations de biogaz entrées en service avant 1993 étaient admissibles aux crédits d'impôt mais seulement jusqu'en 2002. Il s'agit des exploitations d'Amity, de Burlington, d'Oceanside et d'Onondaga. USEB possède aussi deux sites en développement où les récupérateurs ont droit à des crédits d'impôt et touche des revenus de quatre autres récupérateurs, là où les sites eux-mêmes appartiennent à des tiers qui les exploitent. En 2002, ces quatre sites rapportaient un produit d'exploitation d'environ 200 000 \$ US. USEB a deux exploitations productrices d'électricité, Brookhaven et Roxanna, dont les récupérateurs ne lui appartiennent pas et qui, de ce fait, ne rapportent aucun revenu à USEB sous forme de crédits d'impôt au titre de l'Article 29.

USEB tire des flux de trésorerie de la vente de ses participations dans des récupérateurs. La structure à producteurs et récupérateurs a été créée pour se conformer aux exigences de l'Article 29 stipulant que les

opérations de vente doivent avoir lieu entre des parties non reliées. Chaque exploitation de biogaz (sauf Brookhaven et Roxanna), qu'elle soit de type producteur ou transporteur, fait partie du groupe d'un récupérateur qui a donné ou donne encore droit à des crédits d'impôt au titre de l'Article 29 au bénéfice de ses propriétaires. Ni USEB ni aucun des récupérateurs n'a obtenu de décision de l'IRS confirmant que les récupérateurs ouvrent le droit à des crédits d'impôt au titre de l'Article 29. Toutes les exploitations de biogaz actuellement en service (à l'exception de Roxanna et de Brookhaven) ont apporté ou continuent d'apporter des avantages économiques à USEB par la vente de crédits d'impôt au titre de l'Article 29 à des contreparties bien cotées — Cinergy, AJG et American International Group.

Production et exploitation

Production

Depuis 1998, USEB a constamment augmenté le nombre d'exploitations qu'elle possède et exploite ainsi que la production qu'elle y réalise. De 1998 à 2001, USEB a achevé la construction et débuté l'exploitation commerciale de 10 exploitations de biogaz. USEB a aussi fait l'acquisition de trois exploitations de biogaz, dont deux devaient être développées et améliorées davantage. USEB a terminé l'aménagement de ces exploitations et les a mises en exploitation commerciale au début de 2001. Le tableau ci-dessous résume les exploitations de biogaz ajoutées au parc de USEB depuis 1998.

Exploitations ajoutées depuis 1998

Exploitations de biogaz	Activité	Mise en service commercial	Capacité ¹⁾
Willow Ranch	Production d'électricité	Janvier 1998	1 MW
122 nd Street	Production d'électricité	Février 1998	3 MW
Dolton	Production d'électricité	Avril 1998	5 MW
Dixon Lee	Production d'électricité	Juillet 1999	3 MW
Tucson	Gazoduc	Août 1999	343 372 MMBTU ²⁾
Brickyard	Production d'électricité	Septembre 1999	3 MW
Roxanna	Production d'électricité	Décembre 1999	3 MW
Streator	Production d'électricité	Janvier 2000	1 MW
Upper Rock	Production d'électricité	Avril 2000	3 MW
SPSA/CIBA	Gazoduc	Août 2001	223 245 MMBTU ²⁾
Countryside	Production d'électricité	Avril 2001	8 MW
Morris	Production d'électricité	Mai 2001	4 MW
Brookhaven	Production d'électricité	Mars 2001	4 MW

1) Capacité mesurée au début de l'exploitation commerciale. Certaines exploitations (Dixon Lee, Roxanna et Upper Rock) ont pris de l'expansion depuis.

2) Production de 2003.

L'ajout de ces projets au parc opérationnel a fait augmenter le nombre d'exploitations de biogaz détenues et exploitées de 11 avant 1998 à 22 en 2003 et la capacité de production électrique de 13 à 51 MW environ, la production étant en croissance régulière. En 2002 et 2003, USEB s'est concentrée sur la maximisation du rendement opérationnel de son parc d'exploitations existant et, par conséquent, aucun nouveau projet n'a été ajouté pendant cette période.

Activités

USEB a signé des contrats d'exploitation et d'entretien avec RUN Energy qui ont pris effet le 1^{er} janvier 2003 et couvrent l'exploitation et l'entretien des exploitations Countryside et Morris. Aux termes de ces ententes, RUN Energy est responsable de tous les frais liés à l'exploitation du matériel, y compris les révisions programmées majeures ou mineures, la fourniture des liquides et des pièces de rechange et le remplacement des composants défectueux. Les contrats signés ont des échéances d'un an avec options de renouvellement, mais sont en cours de renégociation et la direction s'attend à ce que les contrats renégociés aient des durées de 10 ans.

RUN Energy fournit des services de gestion, d'exploitation et d'entretien au secteur énergétique et est spécialisée dans la production décentralisée d'énergie, notamment dans les énergies renouvelables et les combustibles tirés des déchets. Elle cumule au-delà de 6 millions d'heures d'exploitation dans plus de 30 centrales décentralisées principalement dans le secteur du biogaz.

Le 1^{er} mai 2003, la durée des contrats passés avec GE/Jenbacher, pour l'exploitation et l'entretien des exploitations Brickyard, Dixon Lee, Dolton, 122nd Street, Roxanna, Streator, Upper Rock et Willow Ranch ont été portés à 10 ans. Aux termes de ces contrats, GE/Jenbacher est responsable de tous les frais liés à l'exploitation du matériel, y compris les révisions programmées majeures ou mineures, la fourniture des liquides et des pièces de rechange et le remplacement des composants défectueux. Ses services sont rémunérés à taux uniforme fixe par kilowattheure produit, ajusté en fonction de l'indice des prix à la consommation et de l'indice des prix à la production. Les clauses contractuelles prévoient notamment l'imposition de pénalités ou le versement de primes si la production réelle passe respectivement en dessous ou au-dessus de niveaux prescrits. Les niveaux de production sont ajustés périodiquement pour tenir compte de la qualité et de la quantité du gaz.

Depuis la signature de ces contrats d'exploitation et d'entretien, environ 68 % de la capacité de production des moteurs des exploitations de biogaz sont actuellement exploités et entretenus par des tiers en vertu de contrats à tarif fixe. Comme ces tiers sont responsables des activités courantes des installations visées, USEB a pu réduire son effectif et ses primes d'assurance. Le coût variable d'exploitation représente approximativement 74 % des charges totales d'une exploitation.

Les fonctions d'exploitation et d'entretien des autres exploitations de biogaz — Amity, Barre, Brookhaven, Burlington, Cape May, Hamms, Manchester, Oceanside, Onondaga, SPSA I et II et Tucson — sont assurées par le personnel d'USEB qui comprend 21 professionnels. Le personnel d'USEB associé à ces exploitations est composé d'employés de longue date qui travaillent dans ces exploitations depuis leur mise en service. La haute direction d'USEB a en moyenne 15 ans d'expérience dans le secteur du biogaz. Les deux cadres au rang le plus élevé ont participé à la mise au point, à la construction, au financement et à l'exploitation des 13 exploitations de biogaz dont l'exploitation commerciale a commencé entre 1998 et 2001.

Les deux cadres au rang le plus élevés d'USEB sont Richard Augustine, président, et Steven Laliberty, directeur de l'exploitation. M. Augustine est devenu président d'USEB en 2002 après avoir été trésorier d'USEB et dans la société qui l'a précédée de 1996 à 2002. Pendant son mandat à la tête d'USEB et de la société qui l'a précédée, M. Augustine a participé à la mise au point, au financement, à l'acquisition, à la construction et au démarrage de tous les projets d'expansion réalisés depuis 1997. Il a aussi été responsable de la restructuration des fonctions d'exploitation d'USEB. M. Laliberty travaille chez USEB et a travaillé dans les entreprises qui l'ont précédée depuis plus de deux décennies et a participé à la construction et à l'exploitation de toutes les exploitations de biogaz depuis leur lancement. Il possède une vaste expérience de l'exploitation et de l'entretien des exploitations utilisant des sources d'énergie renouvelable. M. Laliberty dirige actuellement les activités des exploitations de biogaz.

Principales exploitations de biogaz dans l'État de l'Illinois

Countryside : Grayslake (Illinois)

L'exploitation Countryside (l'« exploitation Countryside ») est située près du site d'enfouissement Countryside (le « site d'enfouissement Countryside ») à Grayslake en Illinois. L'exploitation Countryside comprend une installation de récupération du biogaz et une centrale électrique. Après la clôture du placement, USEB prévoit une expansion de l'exploitation Countryside conformément aux dispositions de la convention d'amélioration.

L'exploitation Countryside a été mise en service en février 2001 et utilise actuellement six générateurs/moteurs à combustion interne Deutz, dont chacun a une puissance nominale de 1 330 kWh bruts d'électricité. Elle comprend également une torchère enclose pour brûler l'excédent de gaz non consommé par le producteur. L'électricité est vendue à Commonwealth Edison.

La durée du contrat de concession gazière pour l'exploitation Countryside dépasse nettement la durée des emprunts d'USEB et la date de conversion du droit à redevance d'USEB et prévoit le paiement d'une redevance mensuelle au bailleur. Les redevances annuelles payables au titre des droits sur les gaz et du bail sont calculées selon un barème prévoyant des montants de base plus un pourcentage du produit d'exploitation. Le bail du site expire nettement après la date d'échéance des emprunts d'USEB et son échéance est nettement postérieure à la date de conversion du droit à redevance d'USEB. Le 1^{er} janvier 2003, USEB a conclu un contrat avec RUN Energy visant l'exploitation et l'entretien de l'exploitation Countryside. Ce contrat a une durée de un an, avec des options de renouvellement. Des négociations sont en cours pour en prolonger la durée jusqu'à 10 ans. Les obligations de paiement aux termes du contrat sont calculées au kilowattheure pour chaque générateur Deutz sur place.

Dolton : Dolton (Illinois)

L'exploitation Dolton (l'« exploitation Dolton ») est située à Dolton, en Illinois. Elle comprend deux systèmes de récupération du biogaz et une centrale électrique; elle est exploitée par USEB.

Un système de récupération de biogaz a été installé sur le site d'enfouissement de River Bend Prairie, qui appartient à Land and Lakes Company, son exploitant. Le second est situé sur le site d'enfouissement de la 138th Street qui appartient à MCM Land Company mais est exploité par Land and Lakes Company. Les sites ont une superficie totale d'environ 110 acres pour laquelle des permis d'enfouissement ont été accordés. Le site d'enfouissement de la 138th Street a été fermé en 1993. Le site de River Bend Prairie est ouvert et devrait le rester jusqu'en 2016 selon les projections de remblayage.

Entrée en service en 1998, l'exploitation Dolton utilise actuellement cinq groupes de générateurs/moteurs à combustion interne Jenbacher, dont chacun a une puissance nominale de 1 055 kWh bruts d'électricité. L'électricité produite est vendue à Commonwealth Edison.

L'exploitation Dolton est régie par un contrat de concession gazière et un bail foncier pour la partie du site que loue USEB, qui expirent tous deux en 2016 et contiennent deux options de renouvellement de cinq ans en faveur de l'exploitation. En vertu de la concession gazière, un droit de licence de 25 000 \$ US par an doit être payé à chacun des propriétaires des sites d'enfouissement. En vertu du bail, chaque propriétaire d'un site doit recevoir un loyer de base de 15 000 \$ US par an, plus un loyer variable en fonction du produit d'exploitation brut à l'exclusion de l'incitation tarifaire obtenue aux termes du programme d'incitation tarifaire. USEB est aussi propriétaire d'une partie du terrain sur lequel est situé le matériel de production électrique. Le matériel de production d'énergie est situé sur un terrain appartenant à l'exploitation Dolton et d'autres équipements se trouvent sur un terrain loué aux propriétaires du site d'enfouissement. L'exploitation et l'entretien des moteurs de l'exploitation Dolton ont été sous-traités à GE/Jenbacher aux termes d'un contrat qui expire en 2013.

Dixon-Lee : Dixon (Illinois)

L'exploitation Dixon-Lee (l'« exploitation Dixon-Lee ») est située sur le site d'enfouissement Dixon-Lee County (le « site d'enfouissement Dixon-Lee »), à Dixon en Illinois. Elle comprend une installation de récupération du biogaz et une centrale électrique.

Le site d'enfouissement de Dixon-Lee comprend deux parties. Allied Waste Industries, Inc. (« Allied Waste Industries ») est propriétaire du site d'enfouissement Lee County et la ville de Dixon est propriétaire du site d'enfouissement Dixon. Allied Waste Industries est responsable de l'exploitation des deux sites. La superficie totale autorisée pour l'enfouissement est de 263 acres. Le site d'enfouissement Dixon a fermé en 1998. Celui de Lee County devrait rester ouvert jusqu'en 2010, selon les projections de remblayage actuelles.

L'exploitation Dixon-Lee, entrée en service en 1999, emploie actuellement quatre générateurs/moteurs à combustion interne Jenbacher, d'une puissance nominale de 987 kWh bruts d'électricité chacun. L'électricité produite est vendue à Commonwealth Edison.

Le contrat de concession gazière et le bail foncier de l'exploitation Dixon-Lee expirent en 2017 et contiennent deux options de renouvellement de cinq ans en faveur du projet. En vertu de la concession, l'exploitation Dixon-Lee est tenue de verser un droit de licence de 12 000 \$ US par an au propriétaire du site d'enfouissement. En vertu du bail, elle doit payer à Allied Waste Industries 12 % de son produit d'exploitation brut annuel qui dépasse 100 000 \$ US à l'exclusion de l'incitation tarifaire obtenue aux termes du programme d'incitation tarifaire plus, à titre de loyer supplémentaire, 5 % de la tranche du produit d'exploitation brut annuel qui dépasse des seuils stipulés. L'exploitation Dixon-Lee est exploitée et entretenue par GE/Jenbacher en vertu d'un contrat expirant en 2013.

Morris : Morris (Illinois)

L'exploitation Morris (l'« exploitation Morris ») est située sur le site d'enfouissement Environtech à Morris en Illinois. Elle comprend une installation de récupération du biogaz et une centrale électrique. Après la clôture du placement, USEB prévoit une expansion de l'exploitation Morris aux termes de la convention d'amélioration.

Le site d'enfouissement Environtech appartient à Allied Waste Industries qui l'exploite. Il a une superficie d'enfouissement autorisée de 169 acres, dont 78 acres sont désignés comme décharge. Ce site devrait rester ouvert jusqu'en 2012, selon les projections de remblayage actuelles. Il a une capacité potentielle d'environ 13,3 millions de verges cubes.

L'exploitation Morris a été mise en service en 2001 et utilise actuellement trois groupes de générateurs/moteurs à combustion interne Deutz ayant chacun une puissance nominale de 1 330 kWh bruts d'électricité. L'électricité produite est vendue à Commonwealth Edison.

L'exploitation Morris est régie par un contrat de concession gazière et un bail foncier. Le bail en est au stade final de préparation. Selon le bail proposé, la concession gazière et le bail expireront en 2018 et auront trois périodes de renouvellement de cinq ans. En vertu du bail proposé, un loyer de base de 79 800 \$ US par an doit être payé au propriétaire du site d'enfouissement, sous réserve d'une majoration au cas où la capacité globale sera augmentée. Le propriétaire du site a en outre droit à une redevance de production mensuelle égale à 2 % du produit d'exploitation brut. USEB a conclu des contrats avec RUN Energy, qui ont pris effet le 1^{er} janvier 2003, visant l'exploitation et l'entretien de l'exploitation Morris. Ce contrat a une durée de un an et comporte des options de renouvellement. Des négociations sont actuellement en cours pour prolonger la durée de ce contrat à 10 ans. On s'attend à ce que ce contrat expire en 2014 et qu'il contienne une ou deux prolongations de huit ans. Les obligations financières aux termes du contrat d'exploitation et d'entretien sont calculées au kilowattheure pour chaque unité de production électrique Deutz sur place.

Roxanna : Roxanna (Illinois)

L'exploitation Roxanna (l'« exploitation Roxanna ») est située au site d'enfouissement de Cahokia Road à Roxanna, en Illinois. Elle est exploitée par USEB et comprend un système de récupération du biogaz et une centrale électrique.

Le site d'enfouissement de Cahokia Road a plusieurs aires de décharge : Old Barton, Barton 1 North et Barton 1 South, Barton 2, la zone située entre Barton 1 North et Barton 1 South, et la zone située entre Barton 1 and Barton 2. En janvier 1994, l'Agence de la protection de l'environnement de l'Illinois a approuvé une extension horizontale d'environ 72 acres, pouvant recevoir 9,8 millions de verges cubes et couvrant la zone à l'ouest et au nord de Barton 2. L'enfouissement se poursuit dans cette zone et la direction s'attend à ce que le site reste ouvert jusqu'en 2009, selon les projections de remblayage actuelles.

L'exploitation Roxanna est entrée en service en 2000 et emploie actuellement quatre générateurs/moteurs à combustion interne Jenbacher d'une puissance nominale de 987 kWh bruts d'électricité chacune. L'électricité produite est vendue à Illinois Power Company.

Le bail du site de l'exploitation Roxanna expire en 2018 et contient deux options de renouvellement de cinq ans en faveur du projet. Des sommes peu importantes doivent être versées au propriétaire du site d'enfouissement à titre de loyers. DTE Biomass Energy, Inc. (« DTE ») a passé un contrat d'achat de gaz avec l'exploitation Roxanna sur la totalité du gaz que DTE peut livrer, sous réserve de caractéristiques de pression et de teneur en BTU. Le contrat expire en 2018 mais est prolongé par tacite reconduction jusqu'à ce que DTE n'ait

plus le droit d'extraire du biogaz. GE/Jenbacher assure par ailleurs l'exploitation et l'entretien de l'exploitation Roxanna en sous-traitance en vertu d'un contrat à long terme et à taux fixe qui expire en 2013.

Upper Rock Island County : East Moline, Illinois

L'exploitation Upper Rock (l'« exploitation Upper Rock ») est située au site d'enfouissement de Upper Rock Island County (le « site d'enfouissement Upper Rock ») à East Moline, en Illinois. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique.

Le site d'enfouissement Upper Rock appartient à Allied Waste Industries qui l'exploite. Son aire d'enfouissement autorisée occupe environ 145 acres avec trois phases, dont la phase III est la dernière qui reste ouverte et reçoit des déchets. Selon les projections de remblayage, la direction prévoit que la phase III devrait continuer à recevoir des déchets jusqu'en 2008, ensuite trois nouvelles phases sont envisagées pour prolonger la durée de vie du site jusqu'en 2019.

La production d'électricité de l'exploitation Upper Rock a débuté en 2000. L'exploitation Upper Rock utilise actuellement quatre générateurs/moteurs à combustion interne Jenbacher, d'une puissance nominale de 987 kWh bruts d'électricité chacun. L'électricité produite est vendue à MidAmerican Energy Company.

Un contrat de concession gazière régit l'extraction du biogaz sur le site d'enfouissement Upper Rock. Il expire en 2017 et comporte deux options de renouvellement de cinq ans en faveur de l'exploitation. Contractuellement, un droit de licence de 25 000 \$ US par an doit être versé au propriétaire du site d'enfouissement. Le loyer de la centrale est calculé à 15 % de la tranche du produit d'exploitation brut annuel qui dépasse 170 000 \$ US. Un loyer supplémentaire est calculé à 5 % de la tranche du produit d'exploitation brut annuel à l'exclusion de l'incitation tarifaire obtenue aux termes du programme d'incitation tarifaire qui dépasse un minimum stipulé. Un bail foncier a par ailleurs été signé avec le propriétaire du site d'enfouissement pour l'emplacement du matériel de production électrique et pour les droits d'entrée et de sortie du site. Ce bail expire en 2029 et n'a pas de clause de renouvellement. Au titre du loyer pour l'installation de l'exploitation à verser en vertu du bail, une somme de 3 600 \$ US par an doit être payée au propriétaire du site, et le loyer annuel sera majoré par tranches si cinq unités de production électrique ou plus sont installées sur le site. GE/Jenbacher a pris en sous-traitance l'exploitation et l'entretien de l'exploitation Upper Rock en vertu d'un contrat à long terme et à taux fixe qui expire en 2013.

Brickyard : Danville (Illinois)

L'exploitation Brickyard (l'« exploitation Brickyard ») est située à la décharge et usine de recyclage Brickyard (la « déchetterie Brickyard ») à Danville, en Illinois. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique.

La déchetterie Brickyard couvre environ 280 acres et appartient à Allied Waste Industries, Inc. qui l'exploite actuellement. Le site a une capacité théorique totale d'environ 10 millions de tonnes de déchets. La déchetterie Brickyard devrait rester ouverte jusqu'en 2019, selon les projections de remblayage actuelles.

L'exploitation Brickyard a été construite pendant l'été 1999 et est entrée en service au début septembre de la même année. Elle utilise actuellement trois générateurs/moteurs à combustion interne Jenbacher, d'une puissance nominale de 987 kWh bruts d'électricité chacun. L'électricité produite est vendue à Illinois Power Company.

L'exploitation Brickyard est assujettie à un contrat de concession gazière qui expire en 2017 avec deux options de renouvellement de cinq ans. La concession gazière prévoit le versement d'un droit de licence de 25 000 \$ US par an au propriétaire du site d'enfouissement. L'exploitation Brickyard a aussi passé avec le propriétaire du site un bail de même durée que la concession de biogaz, selon lequel elle doit lui verser 100 \$ US plus 15 % de la tranche du produit d'exploitation brut annuel à l'exclusion de l'incitation tarifaire obtenue aux termes du programme d'incitation tarifaire qui dépasse 170 000 \$ US. GE/Jenbacher a reçu en sous-traitance l'exploitation et l'entretien des moteurs/générateurs de l'exploitation Brickyard, en vertu d'un contrat expirant en 2013.

Autres exploitations de biogaz en Illinois

122nd Street : Chicago (Illinois)

L'exploitation 122nd Street (l'« exploitation 122nd Street ») est située au site d'enfouissement Harbor View à Chicago, en Illinois. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique. Le site d'enfouissement Harbor View, actuellement fermé, appartient à Stoney Island Reclamation et est exploité par Land and Lakes Company. Il couvre à peu près 79 acres et est divisé en six phases, avec un périmètre de décharge d'environ 61 acres. La production d'électricité a commencé en 1998 à l'exploitation 122nd Street, qui utilise actuellement trois générateurs/moteurs à combustion interne Jenbacher, d'une puissance nominale de 987 kWh bruts d'électricité chacun. L'électricité produite est vendue à Commonwealth Edison.

Streator : Streator (Illinois)

L'exploitation de biogaz de la région de Streator (l'« exploitation Streator ») est située au site d'enfouissement de cette région, à Streator, en Illinois. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération du biogaz et une centrale électrique. Le site d'enfouissement de la région Streator couvre approximativement 90 acres, en trois zones distinctes, et appartient à Allied Waste Industries, qui l'exploite. Le périmètre de décharge autorisé de la seule zone active (zone n° 3) a une surface d'environ 20 acres et devrait rester ouvert jusqu'en 2007, selon les projections de remblayage actuelles. La production d'électricité a commencé en 2000 à l'exploitation Streator, qui utilise actuellement un seul générateur/moteur à combustion interne Jenbacher d'une puissance nominale de 987 kWh bruts d'électricité. L'électricité produite est vendue à Commonwealth Edison.

Willow Ranch : Romeoville (Illinois)

L'exploitation Willow Ranch (l'« exploitation Willow Ranch ») est située au site d'enfouissement Willow Ranch à Romeoville, en Illinois. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique. Le site d'enfouissement Willow Ranch est situé sur une zone de décharge d'environ 33 acres et appartient à Land and Lakes Company qui l'exploite. Il a été fermé en 1994. La production d'électricité a commencé en 1998 à l'exploitation Willow Ranch, qui utilise actuellement un seul générateur/moteur à combustion interne Jenbacher, d'une puissance nominale de 987 kWh bruts d'électricité. L'électricité produite est vendue à Commonwealth Edison.

Principales exploitations de biogaz à l'extérieur de l'Illinois

Exploitation mixte producteur-transporteur de la Southeastern Public Service Authority : Suffolk (Virginie)

La Southeastern Public Service Authority of Virginia (« SPSA ») possède et exploite le site d'enfouissement régional SPSA à Suffolk, en Virginie, dont la surface de remblayage autorisée est de 174 acres. La direction s'attend à ce que la superficie autorisée augmente et à ce que le site continue de recevoir des déchets jusqu'en 2011, selon les projections de remblayage actuelles.

La centrale électrique implantée sur le site d'enfouissement régional SPSA (l'« exploitation Suffolk ») est entrée en service commercial en 1994. Quatre groupes générateurs/moteurs à combustion interne Caterpillar sont utilisés à l'exploitation Suffolk, chacun d'une puissance nominale de 820 kWh bruts d'électricité.

En juillet 2001, USEB a achevé la construction d'un gazoduc reliant l'exploitation Suffolk à l'usine de CIBA Specialty Chemicals Water Treatments, Inc. (« CIBA Specialty Chemicals »), qui utilise le biogaz comme combustible complémentaire dans deux chaudières modifiées pour produire de la vapeur industrielle.

L'exploitation Suffolk récupère et vend du biogaz et produit et vend de l'électricité. Elle a passé divers contrats régissant chacune de ces activités. Pour la production et le transport du biogaz, Suffolk Transmission Partners, LP (« Suffolk Partners »), filiale indirecte d'USEB, a signé un contrat de concession gazière, un contrat de transport, un contrat d'exploitation et d'entretien et une série de contrats d'achat de gaz. La concession expire en 2011 ou, si elle est antérieure, à la date à laquelle le biogaz ne sera plus produit en quantités suffisantes pour faire tourner les installations, mais peut être prolongé d'une ou de plusieurs périodes de cinq

ans si les parties en conviennent. La durée du contrat de transport intervenu entre Suffolk Partners et SPSA est parallèle au contrat de concession. Ce contrat de transport prévoit que les frais de location exigibles de SPSA sont égaux à 90 % du produit d'exploitation brut tiré de la vente du biogaz. Par ailleurs, Suffolk Partners a passé un contrat d'exploitation et d'entretien avec Zapco Energy Tactics Corporation (« Zapco Energy Tactics »), filiale d'USEB, pour la prestation de services se rapportant à l'exploitation et à l'entretien du gazoduc de transport. Ce contrat expire en 2020, sans clause de renouvellement, et prévoit que Suffolk Partners doit assumer tous les frais et coûts liés aux services fournis par Zapco Energy Tactics, y compris les coûts de main-d'œuvre et les frais généraux applicables. Enfin et en marge de ces contrats, des contrats d'achat de gaz ont été conclus prévoyant la vente de biogaz de Suffolk Partners à SPSA et, enfin, à CIBA Specialty Chemicals.

De plus, une série de contrats existe pour la vente d'électricité. L'électricité produite par l'exploitation Suffolk est vendue à Virginia Electric and Power Company aux termes d'une CAE qui expire en 2014, sans clause de renouvellement. Le prix d'achat de l'électricité aux termes de la CAE est fondé sur un barème de tarifs au kilowattheure différents pour les mois d'été et d'hiver.

Un bail sur le site de l'exploitation Suffolk expire en 2011 et peut être prolongé par un accord mutuel entre les parties d'une ou de plusieurs durées de cinq ans. Aux termes du bail Suffolk Energy Partners, LP (« Suffolk Energy Partners ») est tenue de verser au bailleur 10 % du produit d'exploitation brut pendant les 15 premières années du bail. Pendant le reste de la durée du bail, Suffolk Energy Partners devra verser 12,5 % du produit d'exploitation brut. Suffolk Energy Partners a passé avec Zapco Energy Tactics un contrat d'exploitation et d'entretien pour la prestation des services nécessaires à l'exploitation et à l'entretien de l'installation de récupération du biogaz et de la centrale électrique. Aux termes de ce contrat, Suffolk Energy Partners doit assumer tous les frais et coûts liés aux services fournis en vertu du contrat, y compris les coûts de main-d'œuvre et les frais généraux applicables.

Los Reales : Tucson (Arizona)

L'exploitation de biogaz Los Reales (l'« exploitation Los Reales ») est située au site d'enfouissement Los Reales à Tucson, en Arizona. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz, un poste de brûlage par torchère et un poste de compression du gaz.

Le site d'enfouissement Los Reales couvre environ 1 007 acres et appartient au service de gestion des déchets de la ville de Tucson qui l'exploite. À l'heure actuelle, le site reçoit environ 550 000 tonnes de déchets urbains solides par an. Le site devrait rester ouvert au-delà de 2040, selon les projections de remblayage actuelles.

Un gazoduc mis en service en 1999 transporte le biogaz sur 3,5 milles, de l'exploitation Los Reales jusqu'à la centrale électrique Irvington, de Tucson Electric Power Company, où il sert de combustible complémentaire.

En vertu d'un contrat conclu entre la ville de Tucson et Tucson Energy Partners, LP (« Tucson Energy Partners »), une filiale d'USEB a obtenu le droit d'extraire, de récupérer, de traiter et de vendre le biogaz dégagé par le site d'enfouissement, ainsi que les droits d'accès au site. Le contrat expire en 2017 et n'a pas de clause de renouvellement. Il prévoit que le propriétaire du site d'enfouissement doit défrayer les coûts d'exploitation et d'entretien engagés par Tucson Energy Partners, tandis que les deux parties se partagent le produit d'exploitation brut au-delà d'une moyenne mensuelle. Le contrat d'achat de gaz passé pour l'exploitation Los Reales stipule que Tucson Electric Power Company est tenue d'accepter la livraison de la quantité consommable de biogaz, compte tenu de caractéristiques de pression et de teneur en BTU. Ce contrat expire en 2011 et est renouvelable pour des durées de trois ans par un accord mutuel. Contractuellement, le prix de base du gaz livré est de 1,2625 \$ US/MMBTU pour le premier terme du contrat, avec une augmentation de 1 % par an à partir de 1998.

Deux contrats d'exploitation et d'entretien ont été passés avec Zapco Energy Tactics pour l'exploitation Los Reales, l'un pour l'installation de récupération de biogaz et l'autre pour le gazoduc de transport. Le contrat du système de récupération de biogaz a expiré en 2003 et a été renouvelé en vertu de l'une des 15 clauses de tacite reconduction pour un an dont peut se prévaloir l'exploitation Los Reales. Le contrat d'exploitation et d'entretien du gazoduc expire en 2020, sans clause de renouvellement, et stipule que Tucson Energy Partners est

responsable de tous les coûts et frais engagés par Zapco Energy Tactics pour la prestation de services aux termes du contrat, y compris les coûts de main-d'œuvre et les frais généraux applicables.

Autres exploitations de biogaz à l'extérieur de l'Illinois

Brookhaven : Brookhaven (New York)

L'exploitation Brookhaven (l'« exploitation Brookhaven ») est située au site d'enfouissement de Horseblock Road à Brookhaven, dans l'État de New York, qui est entré en service en 1974 et comprend cinq cellules opérationnelles. USEB n'est pas propriétaire de l'exploitation Brookhaven mais perçoit des honoraires pour en exploiter le matériel de production électrique, ce qui comprend l'installation de récupération de biogaz. Le site de Horseblock a une superficie de 170 acres et a été fermé en 1991. La centrale utilise un générateur/moteur à combustion interne Deutz d'une puissance nominale de 1 330 kWh bruts d'électricité. Cette électricité est vendue à Long Island Power Company.

Hamms : Lafayette (New Jersey)

L'exploitation Hamms (l'« exploitation Hamms ») est située sur le site d'enfouissement du même nom à Lafayette, au New Jersey. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique. Le biogaz est recueilli sur deux sites d'enfouissement, Hamms et Sussex County. Le site de Hamms a été ouvert en 1977 et occupe une surface d'à peu près 35 acres. Le site a été fermé en 1985 après avoir reçu environ 1,7 million de tonnes de déchets. Le site d'enfouissement de Sussex County est en exploitation depuis 1990. Il appartient à la Sussex County Municipal Utilities Authority qui l'exploite et devrait rester ouvert jusqu'en 2020, selon les projections de remblayage actuelles. L'exploitation commerciale de la centrale électrique a commencé en septembre 1990. La centrale se compose de deux groupes de générateurs/moteurs à combustion interne Caterpillar, d'une puissance nominale de 620 kWh chacun. L'électricité produite est vendue à First Energy Corp.

Manchester : Manchester (New Hampshire)

L'exploitation Manchester (l'« exploitation Manchester ») est située au site d'enfouissement de Dunbarton Road à Manchester, au New Hampshire. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique. Le site d'enfouissement de Dunbarton Road a une surface estimée de 90 acres et une profondeur maximale de 75 pieds. Il a fermé en 1997 après avoir reçu approximativement 1,7 million de tonnes de déchets. La centrale a été construite et est entrée en service en 1998. Elle a deux groupes de générateurs/moteurs à combustion interne Caterpillar d'une puissance nominale de 620 kWh chacun. L'électricité produite est vendue à la société Public Service of New Hampshire.

Oceanside : Hempstead (New York)

L'exploitation Oceanside (l'« exploitation Oceanside ») est située au site d'enfouissement du même nom à Hempstead, dans l'État de New York. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique. Le site d'enfouissement Oceanside, d'une surface approximative de 180 acres, a été exploité de 1962 à 1986. La centrale électrique est entrée en exploitation commerciale en 1991. Elle a deux groupes de générateurs/moteurs à combustion interne Caterpillar d'une puissance nominale de 620 kWh. L'électricité produite est vendue à Long Island Power Company.

Amity : Taylor (Pennsylvanie)

L'exploitation Amity (l'« exploitation Amity ») est située sur le site d'enfouissement du même nom à Taylor, en Pennsylvanie. Elle est exploitée par USEB et comprend un système de récupération de biogaz et une centrale électrique. Le site d'enfouissement couvre 97 acres et contient environ 2,7 millions de tonnes de déchets depuis sa fermeture en 1989. L'exploitation Amity a débuté commercialement en 1988. Elle a deux groupes de générateurs/moteurs à combustion interne Caterpillar, d'une puissance nominale de 450 kWh chacun, et un autre groupe de mêmes type et marque mais d'une puissance nominale de 620 kWh. L'électricité produite est vendue à Pennsylvania Power and Light.

Barre : Barre (Massachusetts)

L'exploitation Barre (l'« exploitation Barre ») est située sur le site d'enfouissement Martone à Barre, au Massachusetts. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique. Resource Control, Inc., filiale de Waste Management, possède et exploite le site d'enfouissement Martone, qui a commencé à recevoir des déchets en 1976, a une surface autorisée de 97 acres et a été fermé en 2001. L'exploitation Barre est entrée en service commercial en 1996. Son système de production d'électricité se compose de deux générateurs/moteurs à combustion interne Caterpillar, d'une puissance nominale de 450 kWh chacun. L'électricité produite est vendue à USGen New England, Inc., auparavant connue sous le nom de PG&E National Energy Group.

Intervale (Burlington) : Burlington (Vermont)

L'exploitation Burlington (l'« exploitation Burlington ») située au site d'enfouissement Intervale à Burlington, Vermont, est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique. Le site d'enfouissement Intervale est situé sur un terrain de 34 acres, a une surface de décharge d'environ 15 acres et été fermé en 1989. La centrale est entrée en service en décembre 1992 et a deux groupes de générateurs/moteurs à combustion interne Caterpillar, chacun d'une puissance nominale de 350 kWh. L'électricité produite est vendue à Burlington Electric Company.

Onondaga : Camillus (New York)

L'exploitation Onondaga (l'« exploitation Onondaga ») est située au site d'enfouissement Tripoli à Camillus, dans l'État de New York. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et une centrale électrique. Le site d'enfouissement Tripoli a commencé à recevoir des déchets en 1964 et a cessé en 1984. Sa surface utile de décharge est d'environ 65 acres. La centrale est entrée en exploitation commerciale en décembre 1987. Le système de production comprend deux groupes de générateurs/moteurs à combustion interne Caterpillar, d'une puissance nominale de 620 kWh chacun. L'électricité produite est vendue à Energy East Corp.

Cape May : Woodbine (New Jersey)

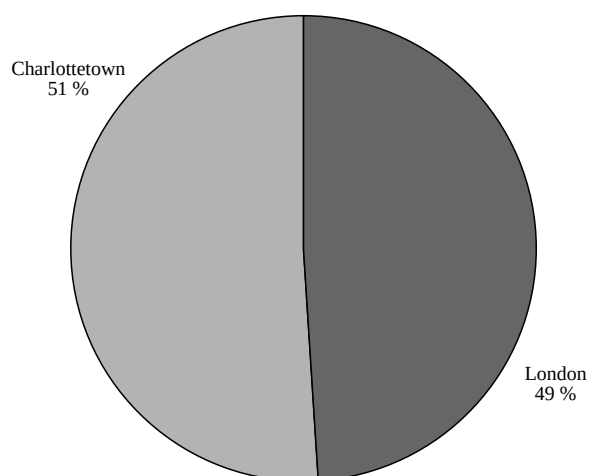
L'exploitation Cape May County (l'« exploitation Cape May ») est située au site d'enfouissement sanitaire du Cape May County à Woodbine, au New Jersey. Elle est exploitée par USEB et comprend une installation de récupération de biogaz et un gazoduc. Le site d'enfouissement est entré en service en 1984 et se développera en six phases (1A à 1F) sur une surface totale de décharge de 93 acres. La direction prévoit qu'il restera ouvert jusqu'en 2036, sur la base des projections de remblayage actuelles. USEB a construit en 1998 la centrale énergétique qui se compose d'un système d'amenée du gaz et deux brûleurs mixtes (biogaz et mazout) pour deux chaudières au Woodbine Developmental Center. Le brûleur d'une troisième chaudière a été converti par la suite. L'exploitation de Cape May alimente le Woodbine Developmental Center pour ses besoins de chauffage et de climatisation depuis mai 1998. USEB n'est pas propriétaire de l'exploitation Cape May mais perçoit des honoraires pour en assurer le fonctionnement.

LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES CENTRALISÉS

Aperçu

Les systèmes énergétiques centralisés sont situés au Canada, l'un à Charlottetown (Î.-P.-É.) et l'autre à London (Ontario) et ont ensemble une capacité de production électrique et thermique équivalant à environ 122 MW. Le graphique qui suit résume la capacité thermique et électrique de ces systèmes.

Résumé de la capacité thermique et électrique (MW) des systèmes énergétiques centralisés



Le système de l'Î.-P.-É. produit de la vapeur, de l'eau chaude et de l'électricité à partir de la biomasse, de déchets de bois, de déchets urbains solides et de mazout. Le système de London produit de la vapeur, de l'eau réfrigérée et de l'électricité en utilisant du gaz naturel comme combustible primaire et du mazout comme combustible secondaire. La vapeur et l'eau chaude ou réfrigérée produites sont livrées à des clients publics (administrations), commerciaux (entreprises) et résidentiels (ménages) par un réseau de canalisations souterraines. Les flux de trésorerie de chacun des deux systèmes sont stables et prévisibles grâce à la grande solvabilité des plus importants clients des systèmes et aux relations à long terme avec les autres clients. En 2003, une évaluation des systèmes énergétiques centralisés a été effectuée par un bureau d'études indépendant et comprenait des évaluations et des analyses du matériel, du rendement et des questions environnementales. (Voir la rubrique « Rapports de conseillers et d'ingénieurs indépendants — Stone & Webster Management Consultants ».)

Résumé des systèmes énergétiques centralisés

Système	Province	MW	Cinq plus grands clients ¹⁾	Expiration du contrat d'achat	Cote de solvabilité S&P des clients	
Charlottetown	I.-P.-É.	62,5	Min. Transport et Travaux publics	2025	A	
			Hôpital Queen Elizabeth	2025	Financement public ²⁾	
			Université de l'Île-du-Prince Édouard	2025	Financement public ²⁾	
			RioCan Property Services	— ³⁾	BBB ⁴⁾	
			Charlottetown Area Development Corp.	2009	Financement public ²⁾	
London	ON	59,6	London Health Sciences Centre	2011	Financement public ²⁾	
			London Hydro	2017	A	
			City Centre (Osmington Inc.)	2013	Non coté	
			London Hospital Linen Service	2021	Financement public ²⁾	
			London Free Press (Sun Media Corporation)	2008	B+(BB –)	
Total		122,1				

- 1) Les cinq principaux clients du système I.-P.-É. représentaient environ 77 % du produit d'exploitation 2002. Les cinq plus grands clients du système de London représentaient environ 50 % du produit d'exploitation de 2002 du système de London.
- 2) Les clients bénéficiant d'un financement public sont ceux qui reçoivent un important soutien direct ou indirect d'une ou de plusieurs administrations (fédérale, provinciale ou municipale). Les cotes de solvabilité de S&P sont « AAA », « A » et « AA », respectivement pour le Canada et les provinces de l'Î.-P.-É. et d'Ontario.
- 3) Le bâtiment du client a été raccordé au système de l'Î.-P.-É. en 1989. Les achats sont effectués conformément à un contrat à tacite reconduction. La durée du contrat est indéterminée, mais le contrat peut être résilié à un mois d'avis par l'une ou l'autre des parties.
- 4) La cote indiquée est celle de DBRS pour les débetures non garanties du RioCan Real Estate Investment Trust.

Le système de l'Î.-P.-É.

Le système de l'Î.-P.-É. est un système énergétique centralisé situé à Charlottetown (Î.-P.-É.), ayant une capacité totale de distribution d'environ 60 MW et une capacité de production d'électricité totale de 1,2 MW. Il se composait à l'origine de trois systèmes distincts construits entre 1983 et 1987 et desservant l'hôpital Queen Elizabeth, le Prince Edward Home et l'Université de l'Île-du-Prince-Édouard. En 1995, les systèmes ont été modernisés et leurs canalisations de distribution ont été raccordées entre elles afin d'améliorer l'efficacité de la distribution et de fournir une base intégrée pour une expansion future.

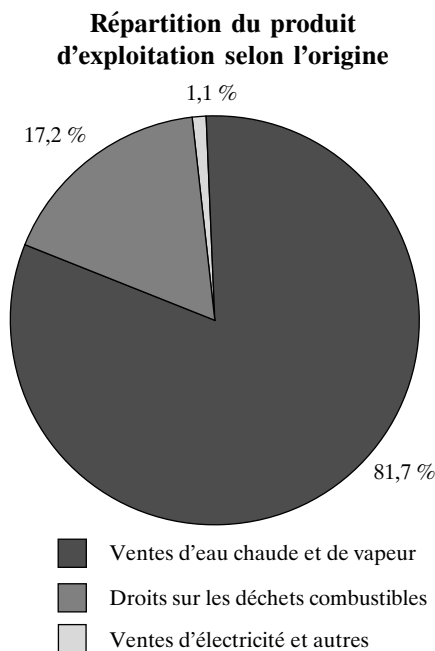
Le système de l'Î.-P.-É. produit de l'énergie sous forme de vapeur, d'eau chaude et d'électricité à partir de trois installations différentes et brûle essentiellement de la biomasse et du combustible tiré des déchets, mais aussi du mazout pour les pointes de consommation et à titre d'appoint. Le réseau de distribution consiste en 17 km de canalisations d'eau chaude et 1,5 km de canalisations de vapeur.

Ventes de vapeur, d'eau chaude et d'électricité

Le système de l'Î.-P.-É. vend de la vapeur et de l'eau chaude à des clients répartis dans plus de cent bâtiments publics, commerciaux et résidentiels, tous raccordés à son réseau de distribution. Ses principaux clients sont le ministère des Transports et des Travaux publics, l'hôpital Queen Elizabeth et l'Université de l'Île-du-Prince-Édouard, qui achètent en vertu de contrats à long terme. Les contrats avec les plus grands clients prévoient généralement une répercussion des coûts des combustibles, ce qui atténue l'impact des fluctuations des prix de l'énergie et des conditions climatiques. De plus, environ 86 % du produit d'exploitation du système ont été réalisés avec des organismes publics ou parapublics et des clients très solvables en 2002. Le système vend à Maritime Electric Company, Limited l'électricité dont il n'a pas besoin pour son exploitation.

Les prix facturés aux petits clients sont établis tous les mois en fonction du coût du mazout (l'autre combustible de chauffage sur l'Î.-P.-É.) pour le client ce qui permet de maintenir des tarifs concurrentiels par rapport à d'autres solutions à la disposition des clients. La croissance des ventes d'eau chaude s'est établie en moyenne à 6,3 % par an depuis 1998. Au cours des 18 dernières années, le système de l'Î.-P.-É. n'a perdu qu'un seul client, mais celui-ci est revenu depuis.

En plus des ventes de vapeur, d'eau chaude et d'électricité, le système tire aussi des revenus des frais de déchets combustibles en acceptant des déchets urbains de Island Waste Management Corp. (« IWMC »), société d'État canadienne gérée par le ministère des Transports et des Travaux publics.



Clients

Les dix plus grands clients du système de l'Î.-P.-É., en fonction du produit d'exploitation réalisé en 2002 sont les suivants :

Clients	Cote de solvabilité S&P des clients	Expiration du contrat d'achat	Pourcentage du produit d'exploitation 2002
Ministère des Transports et de Travaux publics			
Ventes de vapeur	A	2025	25,3 %
Droits sur les déchets combustibles ¹⁾	A	2025	17,5 %
Hôpital Queen Elizabeth	Financement public ²⁾	2025	16,6 %
Université de l'Île-du-Prince-Édouard	Financement public ²⁾	2025	13,9 %
RioCan Property Services	BBB ³⁾	— ⁴⁾⁵⁾	2,1 %
Charlottetown Area Development Corp.	Financement public ²⁾	2009	1,4 %
Sport PEI	Financement public ²⁾	s/o	1,3 %
Dyne Holdings	—	— ²⁾	1,3 %
Charlottetown Rural High School	Financement public ²⁾	— ²⁾	1,0 %
Centre — Animal & Plant Health	Financement public ²⁾	2007	1,0 %
Colonel Grey Senior High	Financement public ²⁾	— ²⁾	1,0 %
Total			82,4 %

1) Les droits sur les déchets combustibles proviennent de l'IWMC.

2) Les clients bénéficiant d'un financement public sont ceux qui reçoivent un important soutien direct ou indirect d'une ou de plusieurs administrations (fédérale, provinciale ou municipale). Les cotes de solvabilité de S&P sont AAA pour le Canada et A pour la province de l'Île-du-Prince-Édouard.

3) La cote indiquée est celle de DBRS pour les débetures non garanties du RioCan Real Estate Investment Trust.

4) Les clients pour lesquels aucune date d'expiration de contrat n'est mentionnée achètent à discrétion. Mais la plupart des clients ont démontré depuis longtemps leur capacité d'honorer leurs engagements en vertu de leur contrat initial.

5) Le bâtiment du client a été raccordé au système de l'Î.-P.-É. en 1989. Les achats sont effectués conformément à un contrat à tacite reconduction. La durée du contrat est indéterminée, mais le contrat peut être résilié à un mois d'avis par l'une ou l'autre des parties.

Production d'énergie

Le système de l'Î.-P.-É. produit de la vapeur et de l'eau chaude dans trois installations : celle appelée Energy from Waste Plant (l'« installation EFWP »), celle de l'Université de l'Île-du-Prince-Édouard (l'« installation UPEI ») et celle du Prince Edward Home (l'« installation PEH »). L'installation EFWP est la plus grande des trois et constitue l'assise du système. Sa capacité totale est de 153 100 lb de vapeur à l'heure, produite à partir de déchets urbains, de biomasse et de mazout. L'installation UPEI sert d'appoint pour l'installation EFWP en brûlant du mazout en période de pointe. De plus, elle assure la climatisation de plusieurs bâtiments du campus universitaire à l'aide de deux refroidisseurs alimentés à l'eau chaude du réseau de distribution. L'installation PEH, la première en date du système, est rarement utilisée mais peut être activée et alimentée au mazout.

En 2003, USE Canada a modernisé l'installation EFWP en installant deux nouveaux économiseurs, en modernisant les systèmes alimentés au bois et en ajoutant un nouveau réservoir thermique. Ces améliorations

visaient à augmenter le recours aux combustibles de biomasse, qui sont plus économiques, et ainsi à réduire la consommation de mazout plus onéreux.

<u>Installation</u>	<u>Capacité</u>	<u>Équipements</u>	<u>Combustible</u>
Installation EFWP (installation de base)	153 100 lb/heure (44 MW)	• Trois incinérateurs et une unité de production de vapeur par récupération de chaleur • Deux chaudières au bois • Deux chaudières au mazout • Un réservoir de 35 MW (550 000 gallons)	• Primaire : déchets urbains solides • Primaire : déchets de bois • Appoint : mazout
Installation UPEI (appoint et pointe)	64 000 lb/heure (18 MW)	• Deux chaudières ignitubulaires • Une chaudière aquatubulaire	• Mazout
Installation PEH (appoint et pointe)	19 000 lb/heure (5,5 MW)	• Trois chaudières	• Mazout

Approvisionnement en combustible

Les trois installations de production du système de l'Î.-P.-É. sont alimentées aux déchets de bois (biomasse), aux déchets urbains solides et, pour les surcroûts de production et les périodes de pointe, au mazout, à hauteur de 46 %, 37 % et 17 % du volume de combustible en 2002, respectivement. Le système a passé un contrat d'approvisionnement de déchets de bois avec la scierie Georgetown Timber Ltd., de l'Î.-P.-É., qui expire en 2025. Le système reçoit des déchets urbains solides d'IWMC.

Employés, exploitation et entretien

Le système de l'Î.-P.-É. emploie actuellement 29 personnes à plein temps. Ces employés ne sont pas syndiqués, et le système n'a jamais connu d'arrêt de travail. L'installation PEH et l'installation UPEI sont exploitées en vertu de baux à long terme avec le gouvernement provincial et l'université, respectivement. Le reste du terrain et le matériel appartiennent au système de l'Î.-P.-É.

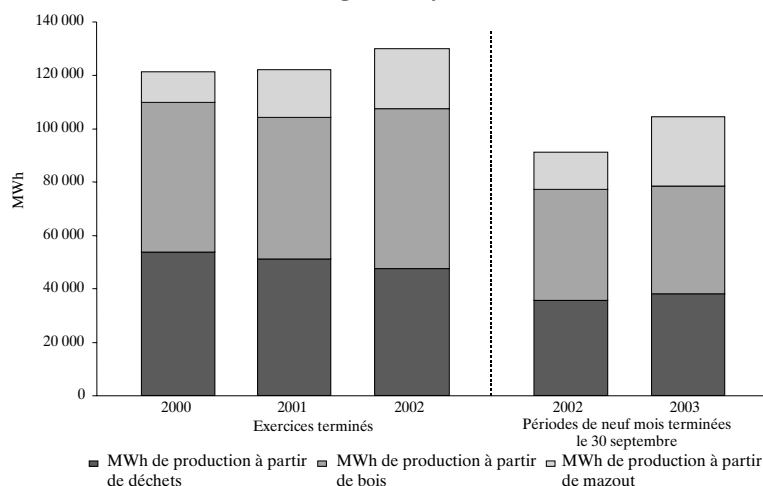
Protection de l'environnement

Le système de l'Î.-P.-É. est en conformité avec les lois sur l'environnement à tous égards importants et n'a jamais reçu de citation à comparaître ni aucun avis à cet égard. En vertu de son permis d'exploitation, le système de l'Î.-P.-É. est tenu de produire chaque année des statistiques d'émissions et des données d'exploitation à l'intention du ministère de l'Environnement. Une disposition fédérale l'oblige aussi à faire une déclaration annuelle de ses émissions au titre de l'Inventaire national des rejets de polluants. Le gouvernement provincial est directement responsable de tous les coûts des mises à niveau pour cause de protection de l'environnement qui sont rendues obligatoires par une modification des lois sur l'environnement.

Antécédent de l'exploitation

La production d'énergie a augmenté depuis 1998, avec un bond plus accentué entre 2001 et 2002. La part de l'énergie à base de déchets dans la production totale a quelque peu diminué en pourcentage ces dernières années parce que les ventes globales se sont accrues et que les volumes de déchets ont légèrement baissé par suite de l'instauration d'un système de gestion intégrée des déchets dans l'Î.-P.-É. La proportion du bois est restée constante et la direction prévoit qu'elle montera au cours des prochaines années à la suite de l'installation du réservoir de stockage thermique.

Production d'énergie du système de l'Î.-P.-É.



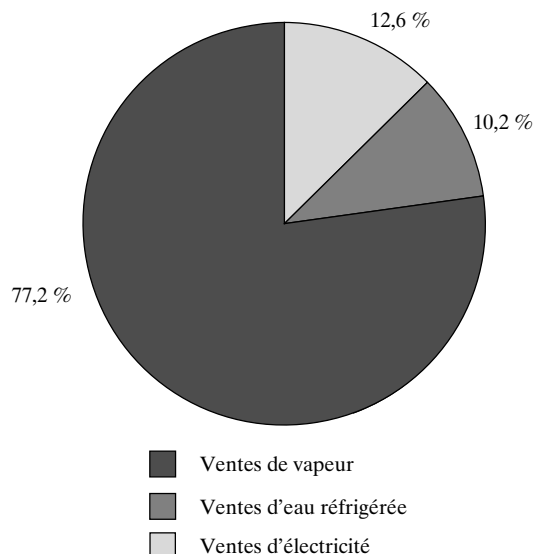
Le système de London

Le système de London est un système énergétique centralisé situé à London (Ontario) qui a une capacité totale de distribution horaire d'environ 156 000 lb de vapeur et de 2 850 tonnes d'eau réfrigérée, ainsi qu'une puissance électrique totale de 69,7 MW soit l'équivalent d'environ 35 MW d'énergie thermique et électrique. Le système produit de la vapeur, de l'eau réfrigérée et de l'électricité à partir d'une seule installation alimentée au gaz naturel comme combustible primaire et au mazout comme combustible d'appoint. D'importantes rénovations lui ont été apportées en 1994 pour améliorer son réseau de production et de distribution de vapeur et pour lui ajouter des capacités de refroidissement. Le réseau de distribution comprend 8 km de canalisations pour la distribution de vapeur et 2 km de canalisations pour la distribution d'eau réfrigérée.

Ventes de vapeur, d'eau chaude et d'électricité

Le système de London vend de la vapeur et de l'eau réfrigérée à une clientèle diversifiée comprenant le London Health Sciences Centre. Environ 59 % de son produit d'exploitation provenaient d'entités bien cotées ou à financement public en 2002. Les contrats avec les clients comprennent généralement des clauses d'indexation des prix qui assurent une répercussion des coûts du combustible, ce qui amortit les effets de l'instabilité des prix de l'énergie et des intempéries. Le système vend aussi l'électricité excédentaire dont il n'a pas besoin pour ses besoins internes, en vertu d'une CAE qui lui permet de livrer en fonction soit de ses propres besoins soit de la charge, sans pénalité. Le système de London a su attirer régulièrement de nouveaux acheteurs pour sa vapeur et son eau réfrigérée. De plus, le système de London a des possibilités d'expansion pour les ventes de vapeur et d'eau réfrigérée.

**Répartition du produit d'exploitation selon l'origine
Exercice terminé le 31 décembre 2002**



Clients

Les dix plus grands clients du système de London, en fonction du produit d'exploitation réalisé en 2002 sont les suivants :

Acheteur d'énergie	Cote de solvabilité S&P 2002	Expiration du contrat	Pourcentage du produit d'exploitation de London en 2002
London Health Sciences Centre	Financement public ¹⁾	2011	15,1 %
London Hydro Inc.	A	2017	12,6 %
City Centre (Osmington Inc.)	non coté	2013	8,2 %
London Hospital Linen Service	Financement public ¹⁾	2021	7,6 %
London Free Press (Sun Media Corporation)	B+ (BB-)	2008	6,3 %
City and Centennial Hall (Ville de London)	Financement public ¹⁾	2007 ²⁾	5,6 %
Royal Host Hotels (Hilton)	BBB	2021	5,3 %
Court House (société d'État ontarienne)	Financement public ¹⁾	2013	4,5 %
Galleria London	non coté	2010	4,2 %
Bâtiments publics fédéraux	AAA	2004	3,8 %
Total			73,1 %

1) Les clients bénéficiant d'un financement public sont ceux qui reçoivent un important soutien direct ou indirect d'une ou de plusieurs administrations (fédérale, provinciale ou municipale). Les cotes de solvabilité de S&P sont AAA pour le Canada et AA pour la province de l'Ontario.

2) Renouvellement automatique pour des durées de cinq ans.

Production d'énergie

Le système de London produit de la vapeur, de l'eau réfrigérée et de l'électricité à l'aide de deux turbogénératrices à gaz de 1,5 MW et de deux turbogénératrices à vapeur à contre-pression. La vapeur des turbines qui serait perdue est récupérée à l'intérieur de l'usine pour produire de l'eau réfrigérée ou est envoyée directement dans le réseau de distribution de vapeur. L'eau réfrigérée est produite à quatre autres sites du système à l'aide d'un refroidisseur à absorption de vapeur d'une capacité de 570 tonnes et d'un refroidisseur à absorption d'eau chaude de 580 tonnes et de trois refroidisseurs électriques (capacités : 600, 700 et 800 tonnes). La vapeur est produite dans une chaudière de 60 000 lb à l'heure, deux autres de 35 000 lb à l'heure et un

récupérateur de chaleur de 30 000 lb à l'heure. L'installation est alimentée au gaz naturel, le mazout servant de combustible de réserve pour les chaudières.

Installation	Capacité	Équipements	Combustible
Système de London	156 000 lb/heure (vapeur) 2 850 tonnes (eau réfrigérée) 3,6 MW (électricité)	• Trois chaudières et un générateur de vapeur par récupération de chaleur • Deux turbogénératrices à vapeur à contre-pression • Un refroidisseur à absorption de vapeur • Trois refroidisseurs à l'électricité • Deux turbines à gaz	• Primaire : gaz naturel • Appoint : mazout

Alimentation en combustibles et en eau

Le gaz naturel est acheté par l'intermédiaire d'une société de commercialisation de gaz naturel et livré par une société locale de distribution de gaz, Union Gas Limited, qui l'achemine dans une canalisation sous haute pression. Le mazout est directement disponible à London. L'eau d'alimentation des chaudières est fournie par la municipalité.

Employés, exploitation et entretien

Le personnel du système de London comprend 12 employés à temps plein qui appartiennent au Syndicat canadien des travailleurs de l'énergie et du papier. Pendant plus de 30 ans, le système de London n'a jamais subi d'arrêt de travail. Les bureaux administratifs sont situés dans des locaux séparés à London et sont loués en vertu d'ententes à long terme.

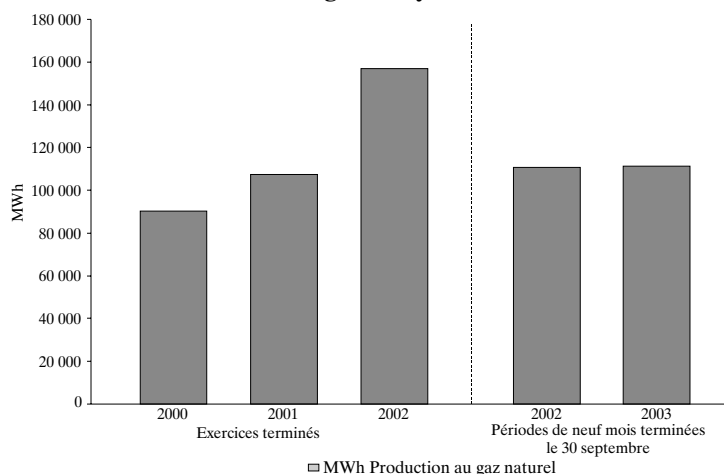
Protection de l'environnement

Le système de London est en conformité avec les lois sur l'environnement à tous égards importants et n'a jamais reçu de citation à comparaître ni aucun avis à cet égard. En vertu de son permis d'exploitation, le système de London est tenu de produire tous les deux ans des statistiques d'émissions et des données d'exploitation à l'intention du ministère de l'Environnement. Une réglementation fédérale l'oblige aussi à faire une déclaration annuelle de ses émissions au titre de l'Inventaire national des rejets de polluants.

Antécédents de l'exploitation

Les volumes de ventes du système de London ont sensiblement augmenté au cours des dernières années, plus particulièrement en 2001 et 2002 quand le London Health Sciences Centre s'est ajouté aux clients. Simultanément, de nouveaux clients ont fait aussi monter la production d'eau réfrigérée ces dernières années.

Production d'énergie du système de London



LES CONVENTIONS D'EXPANSION ET D'AMÉLIORATION

Convention d'expansion avec Cinergy et USEY

Le Fonds, par l'intermédiaire de sa filiale indirecte en propriété exclusive, Countryside U.S., conclura la convention d'expansion avec une filiale indirecte de Cinergy et d'USEY, en vertu de laquelle, sous réserve de ces conditions, la filiale de Cinergy et USEY mettront à contribution leur l'expérience et leurs ressources pour acquérir, développer, améliorer et exploiter les projets énergétiques qu'ils choisiront de retenir et qui répondront aux objectifs d'investissement et de croissance du Fonds. La direction estime que la convention d'expansion accroîtra les possibilités d'acquisition et d'investissement du Fonds dans des projets énergétiques en Amérique du Nord.

Aux termes de la convention d'expansion, Cinergy, USEY et le Countryside U.S. chercheront à acquérir des projets énergétiques ou à investir dans des projets énergétiques qui, au départ ou après avoir fait l'objet d'une expansion ou d'une amélioration, seront conformes aux lignes directrices du Fonds en matière d'acquisition et d'investissement. Les projets énergétiques retenus par USEY ou Countryside U.S. seront présentés aux parties pour qu'elles les étudient. Cinergy pourra aussi soumettre des projets pour les faire étudier. Aucune des parties à la convention d'expansion n'est tenue de participer à un projet ou à une possibilité. Le fait que le Fonds ou une autre partie décide de ne pas participer à un projet énergétique ne limite en rien les droits des autres parties d'aller de l'avant avec le projet.

Si Cinergy ou USEY décident de se lancer dans un projet énergétique, l'une des parties ou les deux contribueront à l'actif, au capital et aux autres ressources nécessaires pour en assurer l'acquisition, l'expansion ou l'amélioration. USEY et, le cas échéant, Cinergy offriront au Fonds la possibilité d'acquérir des projets énergétiques ou d'y investir à des conditions conformes à l'objectif du Fonds d'accroître, quand c'est prudent, les distributions en espèces par part, tout en respectant ses lignes directrices en matière d'acquisition et d'investissement. Un comité auquel siègera un représentant de Countryside U.S., de Cinergy et d'USEY sera chargé de superviser l'acquisition, l'expansion ou l'amélioration des projets énergétiques. Pour le compte de toutes les parties à la convention d'expansion, Countryside U.S. assurera des services d'analyse et d'évaluation d'investissement. En contrepartie de ses services, Countryside U.S. touchera des honoraires annuels de 430 000 \$ US d'une filiale indirecte de Cinergy et d'USEY.

Qu'il décide ou non de participer à un projet énergétique, le Fonds conserve un droit de préemption sur le projet en vue de l'acquérir ou d'y investir si USEY ou Cinergy se retirent du projet après en avoir assuré l'acquisition, l'expansion ou l'amélioration. Cependant, le Fonds ne sera jamais tenu de financer l'acquisition, l'expansion ou l'acquisition d'un projet énergétique retenu ni d'en faire l'acquisition ou d'y investir.

La convention d'expansion aura une durée initiale de cinq ans et sera reconductible tacitement pour une nouvelle durée de cinq ans, à moins d'une résiliation par une des parties.

Convention d'amélioration avec USEB

USEB accordera au Fonds un droit de préemption (comme pour les investissements d'USEB) sur deux possibilités d'expansion liées aux exploitations de biogaz existantes Countryside et Morris et sur deux projets de développement entièrement nouveaux qu'USEB compte réaliser après la clôture du présent placement. L'agrandissement des exploitations Morris et Countryside consistent à remplacer le matériel de production d'électricité existant, ce qui, de l'avis de la direction, accroîtra la capacité de chaque exploitation et en réduira les charges d'exploitation. Le développement des projets entièrement nouveaux consiste à construire des centrales électriques sur les terrains de décharges existantes où des réseaux de collecte de biogaz ont déjà été aménagés.

RAPPORTS DE CONSEILLERS ET D'INGÉNIEURS INDÉPENDANTS

SCS Engineers

SCS Engineers (« SCS ») est une société de conseil en génie de l'environnement appartenant aux employés, spécialisée dans la gestion des déchets solides en général et les gaz d'enfouissement en particulier.

En juin 2003, USEB a demandé à SCS de faire une vérification technique préalable indépendante des exploitations de biogaz et de publier un rapport sur l'état de ces exploitations et les hypothèses techniques sur

lesquelles Countryside Canada s'est appuyée pour consentir aux emprunts d'USEB et investir dans le droit à redevance d'USEB.

SCS a présenté les résultats de son étude dans un rapport daté du 3 février 2004 (le « rapport SCS »). Le rapport comprenait l'évaluation de la compétence du personnel d'USEB pour gérer, exploiter et entretenir les exploitations de biogaz, de la capacité des exploitations de biogaz d'atteindre les objectifs de rendement prévus, de la conformité d'USEB aux permis d'environnement, de l'adéquation des crédits d'entretien, des procédures et des pratiques et de la disponibilité et du rendement prévus des exploitations de biogaz. Pour rédiger son rapport, SCS a notamment : (i) inspecté les registres fournis sur chaque exploitation de biogaz; (ii) examiné l'information de référence sur chaque exploitation de biogaz, soit l'information sur leur état matériel, les données sur l'exploitation et l'entretien des champs de puits de collecte de gaz, les données sur l'exploitation des centrales électriques et l'information concernant les pratiques de rejet à l'air libre et de torchage des gaz des centrales; (iii) a préparé un modèle (décrit ci-après) pour déterminer la quantité de gaz que l'on compte récupérer à chaque exploitation de biogaz; (iv) fait l'examen général des permis d'environnement de chaque exploitation de biogaz; (v) examiné les exemplaires des CAE et des conventions d'achat de gaz de chaque exploitation de biogaz; et (vi) interrogé USEB et le personnel d'exploitation et d'entretien à contrat chargé d'assurer la bonne marche des exploitations de gaz.

Le modèle de gaz d'enfouissement employé par SCS pour chaque exploitation de biogaz détermine la quantité de gaz d'enfouissement susceptible d'être recueillie par an pour chaque exploitation. Les paramètres d'entrée du modèle examinent à la fois la production de méthane et les taux de récupération de gaz prévus. Le modèle de SCS repose sur l'algorithme de modélisation tiré du modèle des émissions de gaz d'enfouissement de l'EPA. Ce modèle est un modèle informatique de production de gaz d'enfouissement qui intègre l'équation type de premier ordre de décroissance de l'EPA pour l'évaluation des émissions de gaz d'enfouissement des décharges municipales de déchets solides. SCS détermine ensuite les valeurs des variables de l'équation propre au site comme le potentiel de récupération de méthane et le taux annuel de récupération de gaz de l'exploitation selon les précipitations annuelles et le degré d'humidité dans la décharge. Des correctifs sont souvent apportés par la suite au modèle SCS, selon les données sur la production réelle de gaz et les dispositifs de collecte en jeu. Pour les exploitations de biogaz, SCS a d'abord déterminé la production de gaz prévue pour ensuite rajuster cette production à partir des données passées sur la production réelle de gaz, quand il y avait lieu.

Selon les données sur la production et d'autres renseignements transmis par les exploitants, les hypothèses et les données ayant servi à établir les paramètres d'entrée, l'expérience de SCS, le degré d'exactitude prévu pour le modèle de gaz de SCS est de plus ou moins 20 %. SCS estime que le modèle atteindra ce degré d'exactitude environ 85 % du temps au cours des dix prochaines années.

Pour son étude, SCS s'est fiée aux données, aux prévisions et aux hypothèses, qu'elle juge fiables, qui lui ont été transmises par la direction d'USEB. Du fait de la nature des données, il était à peu près impossible de faire une vérification indépendante, mais dans tous les cas, SCS a évalué la vraisemblance de l'information. De plus, SCS a fait certaines hypothèses concernant les conditions ou les événements prévisibles. Bien que SCS les juge raisonnables pour les besoins de son étude, ces hypothèses dépendent d'événements et de conditions qui pourraient différer de celles qui sont prévues. Même si SCS estime que l'utilisation de ces renseignements et de ces hypothèses était raisonnable pour les besoins de son étude, elle ne peut les garantir et des événements pourraient nettement contredire certaines hypothèses en raison de circonstances imprévisibles. Les résultats réels varieront par rapport à ces prévisions dans la mesure où les conditions futures seront différentes de celles qui sont prévues dans le rapport. De la même façon, les résultats réels varieront par rapport à ces prévisions dans la mesure où les données transmises à SCS sont inexactes. Le rapport résume les travaux exécutés par SCS de juin à août 2003 et les conditions qui ont changé depuis son analyse pourraient modifier le document présenté.

Ci-après figurent les principales considérations et hypothèses faites par SCS dans l'élaboration du rapport et les principaux renseignements qui ont été fournis à SCS par des tiers :

- L'examen de SCS reposait notamment sur d'autres renseignements : données techniques, données sur l'entretien, le rendement et les coûts, rapports d'exploitation, rapports sur l'environnement, visites des lieux et interviews du personnel sur place. Ces données n'ont pas été vérifiées par une autorité indépendante mais SCS les a jugées vraisemblables.

- SCS ne s'est pas prononcée sur la cessibilité, la validité ou la force exécutoire des contrats, des conventions, des règles ou des règlements visant les exploitations de biogaz ou leurs activités. Pour les besoins du rapport SCS, SCS a supposé que ces contrats, conventions, règles et règlements auront pleine force exécutoire conformément à leurs modalités et que toutes les parties respecteront les dispositions de leurs conventions respectives.
- SCS ne s'est pas prononcée sur la viabilité économique des parties prenantes aux CAE, aux conventions de vente de gaz et aux conventions d'achat de gaz.
- SCS suppose qu'USEB continuera d'exploiter les centrales d'énergie conformément aux politiques et aux procédures existantes, qui ont été examinées au cours de visites antérieures de ces installations. SCS suppose en outre qu'à titre d'exploitant USEB maintiendra les installations conformes aux bonnes pratiques d'ingénierie et fera tous les remplacements de matériel nécessaires en temps utile.
- SCS suppose que les permis, les licences, les contrats et les conventions nécessaires à l'exploitation de chacune des installations ont été obtenus et le seront en temps utile pour en permettre l'exploitation ininterrompue aux niveaux de production et de qualité prévus. Les changements à apporter à ces permis, licences, contrats et conventions n'entraîneront pas de réduction de la production ni d'importantes modifications à la structure des coûts de l'installation.

En se fondant sur son examen ainsi que sur les hypothèses et les restrictions exposées dans son rapport, SCS s'est dit d'avis que :

- les exploitations de biogaz sont généralement en bon état de fonctionnement;
- les systèmes de collecte de biogaz et d'électricité utilisés dans chacune des exploitations de biogaz représentent une méthode saine et éprouvée de récupération d'énergie. Si elles sont exploitées et entretenues comme il est proposé, les installations de collecte de gaz et de production d'électricité des exploitations de biogaz devraient être en mesure de dégager le rendement prévu et de respecter les prescriptions de leurs permis d'environnement pour la période projetée;
- les méthodes d'exploitation et d'entretien employées dans chacune des exploitations de biogaz respectent ou dépassent les pratiques industrielles généralement reconnues;
- le personnel actuel de chaque exploitation de biogaz est en mesure de la gérer, de l'exploiter et de la maintenir en état;
- globalement, les crédits proposés pour l'entretien des installations sont suffisants;
- le programme de dépenses en immobilisations dans ces exploitations lorsque les immobilisations relèvent d'USEB est suffisant pour maintenir les exploitations de biogaz en bon état de fonctionner;
- les futures dépenses en immobilisations à engager pour assurer le fonctionnement et l'entretien des exploitations de biogaz par GE/Jenbacher ou RUN Energy sont intégrées aux honoraires fixes versés par USEB et sont la responsabilité de GE/Jenbacher ou de RUN Energy, qui devront ouvrir des comptes de réserve à des fins d'entretien.
- les projections de gaz faites par USEB dans ses projections de revenus correspondaient exactement aux projections de gaz de SCS ou étaient inférieures à celles qui avaient été estimées par SCS;
- la production d'électricité prévue par USEB, la disponibilité du matériel, la production annuelle en mégawattheures et les frais annuels d'exploitation et d'entretien sont raisonnables et conformes aux normes de l'industrie.

SCS a examiné les projections de revenus d'USEB (les « projections de revenus ») de chacune des exploitations de biogaz pour la période de 2004 à 2025, le cas échéant, ainsi que certains contrats liés aux exploitations de biogaz en relation avec les projections de revenus. Bien qu'il puisse exister plusieurs contrats et que ceux-ci puissent varier pour une installation donnée, ils comprennent généralement une CAE passée entre le producteur et le service public d'électricité local ou une convention de vente de gaz conclue entre le transporteur et l'utilisateur final du gaz.

SCS a examiné les projections de revenus pour s'assurer qu'elles étaient conformes aux projections de gaz d'enfouissement dans le modèle de biogaz et aux contraintes éventuelles de revenus imposées dans la CAE (durée de la CAE, prix d'achat contractuel de l'électricité, etc.). Les projections de gaz ayant servi à établir les

projections de revenus étaient conformes ou inférieures aux projections de gaz du modèle de gaz d'enfouissement de SCS. Dans tous les cas où les projections de revenus de l'exploitation de biogaz dépendaient du biogaz comme combustible, la récupération future de gaz d'enfouissement projetée par SCS était suffisante pour justifier les projections de revenus.

Les projections de revenus étaient aussi fondées sur d'autres facteurs comme la disponibilité du matériel, la consommation de chaleur par l'équipement et le rendement net des génératrices d'électricité. Les facteurs de disponibilité, la consommation spécifique de chaleur des différentes installations répondaient sans difficulté aux normes de l'industrie, compte tenu des conditions particulières qui existaient à chaque endroit.

SCS a aussi examiné les frais liés à l'exploitation et à l'entretien des exploitations de biogaz. Elle en a conclu que, pour toutes les exploitations de biogaz, USEB avait prévu les frais d'exploitation et d'entretien normaux et périodiques auxquels on pouvait raisonnablement s'attendre. La plupart des frais inclus dans les projections de revenus ont été indexés sur la durée de vie de l'exploitation au taux de 2,5 % par an. Les frais d'exploitation et d'entretien qui n'ont pas été corrigés d'un facteur d'inflation estimatif étaient liés à la production de l'endroit, indexés en fonction d'autres facteurs ou liés à des modalités contractuelles particulières.

SCS a aussi fait l'examen général des permis d'environnement qu'il fallait posséder pour assurer la poursuite des activités et la réussite des exploitations de biogaz. Cet examen a tenu compte des permis visant la qualité de l'air et les déchets solides afférents aux systèmes de collecte de gaz et de production d'électricité. SCS en a conclu que les permis d'environnement des installations et leurs registres de conformité à l'environnement étaient en mesure d'assurer la poursuite de l'activité des exploitations de biogaz.

Pour l'exposé complet des estimations, des hypothèses et des observations de SCS sur lesquelles ces avis sont fondés, le lecteur est prié de consulter la version intégrale du rapport SCS. (Voir « Contrats importants ».)

Platts Research & Consulting — Rapport sur les prévisions de prix

USEB a fait appel à PR&C pour faire examiner les principaux éléments des projections de revenus des exploitations de biogaz. En particulier, USEB a demandé l'examen de ses projections de prix de gros de l'électricité dans l'Illinois, des conditions régionales liées aux primes que pourraient toucher les exploitations de biogaz et de la stabilité des tarifs de détail dans l'Illinois. USEB a aussi demandé l'examen des hypothèses actuelles et futures des coûts évités dans les tarifs existants appliqués à chaque exploitation de biogaz. Chacun de ces facteurs est pris en considération de façon implicite ou explicite dans les projections de revenus, et fait donc l'objet d'un examen indépendant et d'une corroboration quant à sa vraisemblance et, le cas échéant, à son caractère prudent.

PR&C est une division de The McGraw-Hill Companies et un fournisseur de services d'information et de commercialisation sur l'énergie. PR&C est souvent sollicitée par l'industrie de l'énergie comme source de recherche indépendante, de nouvelles et de prix de référence sur le secteur. PR&C suit les marchés du pétrole, du gaz naturel, de l'électricité, de l'énergie nucléaire, du charbon, des produits pétrochimiques et des métaux.

Dans la mise à jour de son rapport, datée du 9 décembre 2003, PR&C a conclu que les hypothèses d'USEB concernant les coûts évités, les incitations tarifaires et la prime à l'énergie verte sont raisonnables et que la probabilité que ces tarifs se concrétisent sur le marché est élevée. Voici les principales conclusions de l'examen de PR&C :

- Le point d'origine le plus élevé des projections de coût évité d'USEB est conforme à la vision actuelle que PR&C a du marché de l'Illinois et se situe à l'intérieur d'une marge raisonnable. L'application par USEB d'une augmentation annuelle à long terme de 2,5 % du coût évité est prudente. Bien la hausse prévue par PR&C pour les prix de gros dans l'Illinois soit faible de 2004 à 2006, les prix sont augmentés après cette période. Deux facteurs expliquent les prévisions d'augmentation de prix à long terme de PR&C dans l'Illinois : (i) la diminution des marges de réserve et (ii) la dépendance accrue envers le gaz naturel.
- L'indexation au taux de 2,5 % du tarif de détail des exploitations de biogaz qu'USEB propose est raisonnable. Les projections de revenus d'USEB font état d'augmentations annuelles des tarifs de détail dans l'Illinois et des tarifs du coût évité sur toute la période. La base initiale des tarifs de détail employée pour la projection des revenus est le coût moyen du kilowattheure payé par la municipalité locale où sont situées les exploitations de biogaz. Le tarif payé par la municipalité comprend le prix de gros de l'énergie

et le recouvrement des frais de transmission et de distribution de services de livraison. Il est raisonnable de conclure, et c'est ce qu'USEB fait, que le prix de gros annuel de l'énergie que les municipalités paieront correspondra environ aux tarifs annuels du coût évité des entreprises d'utilité publique.

- La projection par USEB d'un prix de gros qui prévoit une prime liée aux nouvelles formes d'énergie respectueuses de l'environnement est raisonnable pour la période étudiée. PR&C estime que la baisse du coût des technologies des énergies renouvelables, principalement l'énergie éolienne, limitera la hausse des prix. Cependant, ce facteur est annulé par le manque relatif de ressources renouvelables de grande qualité répondant aux normes proposées par l'Illinois pour l'énergie verte.

Pour comprendre à fond le rapport de PR&C sur les prévisions de prix et ses conclusions, le lecteur est prié d'examiner la version intégrale du rapport PR&C. (Voir « Contrats importants ».)

Stone & Webster Management Consultants

Les services de Stone & Webster Management Consultants, Inc. (« SWMCI ») ont été retenus par USEY pour examiner les systèmes d'énergie centralisés et rédiger un rapport technique sur le sujet.

SWMCI est une société du groupe Shaw et l'une des plus importantes sociétés de génie et de construction du monde. SWMCI a été fondée à Boston en 1889 comme laboratoire d'essais électriques et société de conseil pour ensuite se transformer en une entreprise internationale qui emploie plus de 5 000 personnes dans le monde. Les services dispensés par SWMCI comprennent l'ingénierie, la conception, les achats, la gestion de projet, la construction et la gestion de la construction, les services de conseil en environnement, les services de conseil en gestion, l'assurance de la qualité et le contrôle de la qualité, la gestion de l'information, l'exploitation et l'entretien, l'élaboration de technologies des procédés.

L'examen de SWMCI comprenait l'évaluation des éléments suivants :

- l'état et la durée de vie utile restante des systèmes d'énergie centralisés;
- les projections de dépenses en immobilisations et de charges d'exploitation et d'entretien et les enjeux environnementaux liés à l'exploitation et à l'entretien de systèmes d'énergie centralisés;
- les permis d'environnement délivrés pour les systèmes d'énergie centralisés;
- les résultats d'exploitation prévus, ce qui comprenait une validation du modèle financier (élaboré par USE Canada) et la vérification des résultats du modèle (les « projections financières »).

SWMCI a examiné les principaux contrats et les principales conventions de systèmes d'énergie centralisés du point de vue technique et économique pour évaluer la pertinence, la compatibilité et la vraisemblance de leurs modalités.

SWMCI a aussi visité des établissements de systèmes d'énergie centralisés et observé leurs activités. SWMCI a recueilli des données pertinentes sur les systèmes d'énergie centralisés comprenant : (i) des rapports d'évaluation et d'inspection de l'état des lieux; (ii) des permis; (iii) des rapports sur les tests d'émission; (iv) des rapports sur les tests de performance; (v) des données sur la performance; (vi) des données sur les clients; (vii) d'importants contrats; et (viii) les frais d'exploitation et d'entretien. SWMCI a aussi évalué l'état général du matériel de production d'énergie et les réseaux de distribution, examiné les plans et les budgets d'amélioration des exploitations et des immobilisations, et discuté de ces questions avec les membres clés du personnel d'exploitation. Au cours de la visite des lieux par SWMCI, plusieurs des améliorations énergétiques à l'exploitation du système de l'Î.-P.-É. avaient été faites et les installations étaient en service.

Les principales conclusions du rapport de SWMCI daté du 6 février 2004 concernant les systèmes d'énergie centralisés sont présentées ci-après.

- Le dédoublement et la disponibilité du matériel des systèmes d'énergie centralisés sont suffisants pour assurer à USE Canada des revenus conformes aux projections financières et suffisants pour remplir ses obligations contractuelles.
- Le matériel est en bon état et fonctionne conformément aux paramètres théoriques pertinents.
- Les dépenses en immobilisations à des fins d'entretien et d'exploitation prévues dans les projections financières devraient suffire à assurer le fonctionnement du matériel.

- Si l'exploitation et l'entretien sont maintenus et que les remplacements appropriés d'immobilisations sont faits, les principaux systèmes d'énergie centralisés devraient avoir une durée de vie supérieure à 30 ans à partir d'aujourd'hui (2004).
- Presque tout le matériel fonctionne comme prévu, à l'exception de quelques pièces qui fonctionnent légèrement au-dessous de la cadence souhaitée mais à l'intérieur des limites établies dans les projections financières. S'il est sollicité et entretenu comme il se doit, le matériel devait continuer de fonctionner d'une manière conforme ou supérieure à son niveau passé au moins jusqu'à la fin des 30 années.
- La direction actuelle d'USE Canada et des systèmes d'énergie centralisés possède de l'expérience dans la gestion des systèmes énergétiques et a géré des systèmes d'énergie centralisés d'une façon professionnelle et compétente. Sur la période de 30 ans des projections financières, SWMCI suppose qu'USE Canada et les systèmes énergétiques centralisés continueront de disposer d'un personnel de direction professionnel et compétent.
- Les prévisions annuelles et mensuelles concernant la consommation de combustible et la gamme de combustibles consommés par le système de l'Î.-P.-É. sont conformes aux ventes d'énergie de celui-ci qui figurent dans les projections financières. Par suite des récentes modifications apportées au système de l'Î.-P.-É., les prévisions concernant la consommation d'énergie et la gamme des combustibles devant être consommés par le système de l'Î.-P.-É. diffèrent quelque peu des données passées. À la suite des améliorations dont il a bénéficié, le système de l'Î.-P.-É. devrait pouvoir enregistrer les ventes d'énergie prévues au regard des prévisions de consommation d'énergie et de la gamme de combustibles devant être consommés.
- Les prévisions mensuelles et annuelles de consommation d'énergie sont conformes aux ventes d'énergie prévues pour le système de London. Ces dernières années, le système de London a observé plusieurs importants changements dans sa clientèle, son efficacité opérationnelle et son mode d'exploitation. L'ajout de nouveaux clients suscitant une importante demande de vapeur et d'eau réfrigérée en a accru les ventes et a modifié la répartition de ces ventes sur l'année. Grâce à des charges d'alimentation supplémentaires, le système de London a pu accroître l'efficacité opérationnelle de ses chaudières, réduisant ainsi la quantité de combustible nécessaire pour produire une quantité donnée de vapeur. Le système de London a aussi transféré la majeure partie de sa production d'eau réfrigérée vers des refroidisseurs centrifuges alimentés à l'électricité, qui consomment moins d'énergie que les refroidisseurs par absorption. Finalement, depuis la déréglementation du marché de la production d'électricité de l'Ontario, le système de London a décidé de faire tourner ses turbines à gaz seulement quand le prix obtenu pour son électricité sur le marché lui rapporte assez pour en justifier le fonctionnement. La production d'électricité de même que la consommation de combustible du système de London ont ainsi diminué. La consommation prévue de combustible suppose l'abandon de l'exploitation de turbines à gaz.
- Les prévisions de ventes mensuelles et annuelles d'énergie de systèmes d'énergie centralisés sont jugées raisonnables par rapport à la clientèle qu'ils possèdent et pour des conditions météorologiques normales. L'ajout ou la perte de clients ou des conditions météo inusitées modifieront les ventes d'énergie. Les deux systèmes d'énergie centralisés ont réalisé des ventes d'énergie mensuelles comparables à celles qui étaient prévues. Par conséquent, l'équipement et l'infrastructure de distribution des deux systèmes d'énergie centralisés ont démontré qu'ils étaient en mesure d'assurer les ventes d'énergie prévues.
- Tous les permis d'exploitation des systèmes d'énergie centralisés ont été obtenus.
- Les systèmes d'énergie centralisés sont exploités en conformité avec les conditions prescrites dans leurs permis respectifs. Un permis révisé relatif à la qualité de l'air a été délivré pour le système de l'Î.-P.-É. à la fin de 2003. Ce permis exige le contrôle des émissions de mercure et de dioxines des incinérateurs de déchets municipaux du système de l'Î.-P.-É. Le coût des modifications nécessaires est directement transféré à la province de l'Î.-P.-É. Le système de l'Î.-P.-É. élabore actuellement un plan pour répondre aux exigences du permis révisé.
- Les principales conventions du système de l'Î.-P.-É. sont des conventions à long terme qui prévoient des redevances sur le combustible pour le traitement des déchets solides municipaux et la vente d'eau chaude, de vapeur et d'eau réfrigérée. Les modalités des conventions (et de leur prolongation) sont suffisantes pour permettre l'exploitation continue pendant les 30 ans sur lesquels portent les projections financières.

- Les principales conventions du système de London portent sur la vente de vapeur, d'eau réfrigérée et d'électricité. Il est actuellement prévu que ces conventions se termineront avant les 30 ans sur lesquels portent les projections financières. Le système de London a réussi à augmenter la clientèle du système d'énergie centralisé initial et à renouveler les conventions des clients existants. Le système de London est en mesure de tirer parti de l'importance de son réseau pour offrir à ses clients des produits énergétiques à des prix concurrentiels. SWMCI juge très improbable qu'avec la technologie existante un client puisse obtenir les mêmes produits énergétiques à un prix inférieur pour le même degré de fiabilité. À condition qu'on puisse assurer les quantités d'énergie nécessaires pour desservir London, SWMCI juge raisonnable de penser que les conventions existantes seront reconduites ou que de nouveaux contrats seront établis aux mêmes modalités que celles qui ont cours.
- Les hypothèses appliquées aux projections financières semblent raisonnables.
- Les revenus projetés sont amplement suffisants pour couvrir les charges d'exploitation et d'entretien (y compris les améliorations à apporter aux immobilisations et les principaux travaux d'entretien) selon les études et les analyses par SWMCI des systèmes d'énergie centralisés et les hypothèses exposées dans son rapport.

Pour comprendre à fond les résultats et les conclusions de SWCI, le lecteur est prié d'examiner la version intégrale du rapport SWCI. (Voir « Contrats importants ».)

FIDUCIAIRES, ADMINISTRATEURS ET LA DIRECTION

Le Fonds

Fiduciaires

Les fiduciaires initiaux du Fonds sont MM. V. James Sardo, James R. Anderson et Rudy G. Riedl. À la clôture du placement, le Fonds aura un minimum de trois et un maximum de cinq fiduciaires, qui seront tous un résident du Canada au sens de la Loi de l'impôt. Chacun des fiduciaires sera élu par les porteurs de parts et sera indépendant d'USEY, de Cinergy et d'USEB. Le mandat de chaque fiduciaire se poursuit jusqu'à l'assemblée annuelle des porteurs de parts qui suit son élection ou sa nomination ou à la date à laquelle son successeur est élu ou nommé, ou plus tôt si le fiduciaire décède, est destitué ou est frappé d'incapacité, ou si son mandat se termine pour tout autre motif énoncé dans la déclaration de fiducie. Les fiduciaires du Fonds agiront aussi à titre d'administrateurs de Countryside Canada. M. Sardo est président du conseil des fiduciaires. La biographie de chacune de ces personnes est présentée ci-après.

V. James Sardo — Fiduciaire et président du conseil

M. Sardo a été président, Activités canadiennes, de Moore Corporation Limitée, société de communications et de formulaires d'affaires (de 1999 à 2001). Il a aussi été président, chef de la direction et administrateur de SMK Speedy International Inc., société internationale de réparation de matériel automobile (de 1997 à 1999). Auparavant, M. Sardo occupait les postes de chef de la direction et d'administrateur de AMRE, Inc., société de commercialisation de produits de rénovation domiciliaire située à Dallas (de 1994 à 1995), de président et chef de la direction de SNE Enterprises, Inc., fabricant et marchand de portes et fenêtres (de 1991 à 1994), de principal administrateur de Global Data Inc. (de 2001 à 2003). Il est aujourd'hui fiduciaire de CDI Income Fonds (depuis 2003), administrateur de Hydrogenics Corporation (depuis 2003), fiduciaire et administrateur de UE Waterheater Operating Trust (depuis 2003), administrateur de Royal Group Technologies Ltd. (depuis 2003), membre du conseil consultatif de la PSAC (depuis 2003) et membre de l'Institut des administrateurs des corporations (depuis 2001).

James R. Anderson — Fiduciaire

M. Anderson est actuellement directeur général d'Exel Energy Group, Inc. (depuis 2003). Il occupait auparavant le poste de vice-président principal et chef des finances de Rogers Cable (de 2000 à 2002). M. Anderson a aussi été vice-président principal, Expansion de l'électricité en Ontario, et vice-président principal, Expansion stratégique, de Westcoast Energy Inc. (de 1998 à 2000). M. Anderson a occupé divers postes dans les services de la commercialisation, de l'expansion, de la comptabilité et des finances de Union Gas

Limited, filiale de Westcoast Energy, Inc. (de 1981 à 1997). Au moment de quitter Union Gas en 1997, M. Anderson était vice-président directeur et chef de l'exploitation. Avant 1981, il a travaillé pendant dix ans pour le cabinet d'expertise comptable Clarkson Gordon (maintenant Ernst & Young s.r.l.). M. Anderson a siégé au conseil d'administration de Union Gas Limited, de Centra Gas (Manitoba) Inc., de l'Association Canadienne du Gaz et de la Ontario Natural Gas Association. Il est comptable agréé (depuis 1974).

Rudy G. Riedl — Fiduciaire

M. Riedl est président de R.G. Riedl Consulting Inc., société de services consultatifs dans le domaine de l'énergie, qui offre des services consultatifs en matière d'élaboration de politique, d'expansion de l'entreprise, d'intégration des systèmes et de stratégie de réglementation. Avant de fonder sa propre société d'experts-conseils en 2001, il était président d'Enbridge Consumers Gas (de 1997 à 2001). Auparavant, il a été vice-président principal, Services de l'énergie et de détail (de 1996 à 1997) et vice-président, Approvisionnement en gaz (de 1986 à 1996). M. Riedl est actuellement fiduciaire de UE Waterheater Operating Trust (depuis 2003), administrateur de Macquarie Canadian Infrastructure Management Limited (depuis 2003) et administrateur de MacViro Consulting (depuis 2001). Il est vice-président du conseil d'administration et président du comité des ressources de gestion du conseil de la Technical Standards and Safety Authority (depuis 1997). M. Riedl est aussi membre du conseil consultatif d'Accenture Business Services (depuis 2003).

Régie du Fonds

Conformément à la déclaration de fiducie, les fiduciaires nommeront un comité de régie et un comité de vérification pour le Fonds et chacun d'eux aura un minimum de trois fiduciaires.

Comité de régie

Le comité de régie sera responsable d'élaborer l'approche du Fonds quant aux questions de régie, de combler les vacances parmi les fiduciaires dans certains cas et d'examiner périodiquement la composition et l'efficacité des fiduciaires, de même que leur contribution personnelle. Le comité de régie sera aussi chargé d'adopter, de passer en revue et de mettre à jour régulièrement la politique d'information écrite du Fonds. Cette politique doit, notamment :

- établir clairement les obligations légales du Fonds et des membres de son groupe ainsi que de leurs fiduciaires, administrateurs, directeurs, membres de la direction et employés respectifs en ce qui a trait aux renseignements internes confidentiels;
- désigner les porte-parole du Fonds qui sont les seules personnes autorisées à communiquer avec des tiers comme les analystes, les médias et les épargnants;
- fournir des lignes directrices en ce qui concerne la présentation de déclarations prospectives;
- exiger l'analyse préalable par des cadres supérieurs de toute publication de renseignements financiers;
- établir des périodes d'« interdiction » immédiatement avant et après la publication des résultats financiers trimestriels et annuels et immédiatement avant la publication de certains changements importants durant lesquelles le Fonds et les membres de son groupe ainsi que leurs fiduciaires, directeurs, administrateurs, membres de la direction, employés et consultants ne peuvent pas acheter ou vendre des parts.

Comité de vérification

Le comité de vérification contrôlera et surveillera les pratiques et procédures de présentation des rapports comptables et financiers du Fonds, les contrôles et procédures de comptabilité interne ainsi que la qualité et l'intégrité de ses états financiers. De plus, le comité de vérification sera responsable de la sélection des vérificateurs indépendants potentiels, qui seront désignés à la suite d'un vote tenu par les porteurs de parts. Le mandat du comité de vérification qui doit être adopté par le Fonds après la clôture du placement et la composition du comité de vérification seront conformes aux dispositions de la norme multilatérale 52-110 sur les comités de vérification.

Rémunération des fiduciaires

La rémunération initiale de chaque fiduciaire sera de 20 000 \$ par année, de 1 000 \$ par réunion et de 500 \$ par réunion de comité (maximum de 2 000 \$ par jour). Le président du conseil recevra un montant supplémentaire de 10 000 \$ par année. Le Fonds remboursera aussi les fiduciaires des débours qu'ils auront engagés pour assister aux réunions des fiduciaires. Les fiduciaires participeront aux arrangements d'assurance et d'indemnisation décrits plus loin à la rubrique « Garantie d'assurance pour le Fonds et les entités reliées et indemnisation ». (Voir la rubrique « Description du Fonds — Fiduciaires ».)

Conflits d'intérêt

La déclaration de fiducie renferme des dispositions concernant les conflits d'intérêts dont le but est de protéger les porteurs de parts sans créer de restrictions excessives à l'égard du Fonds. La déclaration de fiducie renferme des dispositions, semblables à celles contenues dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, qui exigent que chaque fiduciaire divulgue au Fonds, selon le cas, tout intérêt qu'il pourrait avoir dans un contrat important ou une opération importante ou dans un contrat important ou une opération importante projeté avec le Fonds ou avec une filiale, selon le cas, ou le fait que cette personne est un administrateur ou un dirigeant, ou détient autrement un intérêt important dans toute personne qui est partie à un contrat important ou à une opération importante ou à un contrat important ou à une opération importante projeté avec le Fonds. Cette divulgation doit être faite à la réunion à laquelle le contrat ou l'opération projeté est étudié pour la première fois. Si un contrat important ou une opération importante ou un contrat important ou une opération importante projeté n'est pas un contrat ou une opération dans le cours normal des affaires qui nécessiterait l'approbation des fiduciaires ou des porteurs de parts, un fiduciaire doit alors en aviser le Fonds par écrit ou demander que la nature et la portée de son intérêt dans ce contrat ou cette opération soient inscrites au procès-verbal de la réunion immédiatement après que le fiduciaire prend connaissance du contrat ou de l'opération ou du contrat ou de l'opération projeté. Quoiqu'il en soit, un fiduciaire qui divulgue un tel intérêt de la façon précitée n'a pas le droit de voter à l'égard d'une résolution visant à approuver le contrat ou l'opération, à moins que le contrat ou l'opération concerne principalement (i) sa rémunération en tant que fiduciaire, administrateur, membre de la direction, employé ou mandataire du Fonds, (ii) son indemnisation aux termes des dispositions de la déclaration de fiducie, ou (iii) l'achat d'un contrat d'assurance responsabilité. Malgré de tels conflits d'intérêts, les fiduciaires sont toujours assujettis à leurs devoirs fiduciaires d'agir dans le meilleur intérêt du Fonds.

Countryside Canada et ses filiales

Administrateurs et membres de la direction

Countryside Canada aura cinq administrateurs, qui seront tous nommés par les fiduciaires agissant au nom du Fonds. Initialement, les administrateurs de Countryside Canada seront les fiduciaires, Stephen Harkness et Göran Mörnhed. M. Sardo sera président du conseil d'administration de Countryside Canada. Le conseil d'administration de chaque filiale canadienne de Countryside Canada sera formé des mêmes personnes que celles qui composent le conseil d'administration de Countryside Canada. Le tableau suivant présente le nom, la municipalité de résidence, la fonction et le poste principal de chacune des personnes qui sera administrateur de Countryside Canada et membre de la direction de Countryside U.S. et d'USE Canada.

Nom et municipalité de résidence	Fonction	Poste principal
V. JAMES SARDO Mississauga (Ontario)	Président du conseil et administrateur de Countryside Canada	Administrateur d'entreprise et fiduciaire, notamment UE Waterheater Operating Trust et CDI Income Fund
JAMES R. ANDERSON Mississauga (Ontario)	Administrateur de Countryside Canada	Directeur général d'Exel Energy Group, Inc.
RUDY G. RIEDL Apsley (ontario)	Administrateur de Countryside Canada	Président de R.G. Riedl Consulting Inc.
M. STEPHEN HARKNESS Cincinnati (Ohio)	Administrateur de Countryside Canada	Vice président de Cinergy

Nom et municipalité de résidence	Fonction	Poste principal
GÖRAN MÖRNHED Cortland (New York)	Administrateur de Countryside Canada et président et chef de la direction de Countryside U.S.	Président et chef de la direction d'USEY
EDWARD M. CAMPANA Pelham Manor (New York)	Vice-président directeur et chef des finances de Countryside U.S.	Vice-président principal d'USEY, directeur du service de financement d'entreprise et de planification stratégique
ALLEN J. ROTHMAN Brooklyn (New York)	Vice-président principal de Countryside U.S.	Vice-président et avocat général d'USEY
DAVID GODKIN Charlottetown (Î.-P.-É.)	Président d'USE Canada et directeur général du système de l'Î.-P.-É.	Président de USE Canada et directeur général du système de l'Î.-P.-É.
DEREK L. MACARTNEY London (Ontario)	Vice-président d'USE Canada et directeur général du système de London	Vice-président de USE Canada et directeur général du système de London

Les biographies des fiduciaires est présentée plus haut à la rubrique « Fiduciaires ». Les biographies des autres personnes mentionnées immédiatement ci-dessus sont présentées ci-après.

Stephen Harkness — Administrateur

M. Harkness est actuellement vice-président de Cinergy de même que président du groupe des services énergétiques de l'unité administrative commerciale. De 2001 à 2003, M. Harkness a été chef de l'exploitation et chef des finances de cette unité administrative. Il est président et chef de l'exploitation, depuis 1998, de Trigen-Cinergy Solutions, LLC (« Trigen-Cinergy »), membre du groupe de Cinergy, qui construit, possède et exploite des installations de cogénération et en fait l'entretien et qui fournit aussi des services publics industriels. À ce jour, Trigen-Cinergy a réalisé 19 projets faisant l'objet de contrats de 10 G\$. En 1994, il a été directeur général, Expansion de l'entreprise et services financiers, responsable des fusions et acquisitions, de l'expansion de l'entreprise, des analyses de faisabilité, du financement non réglementé et international. M. Harkness siège au conseil d'administration d'USEY depuis 2000. Il est titulaire d'un baccalauréat en sciences, spécialisé en finance, de l'université d'Evansville et d'une maîtrise en administration des affaires de l'université de l'Indiana.

Göran Mörnhed — Administrateur de Countryside Canada et président et chef de la direction de Countryside U.S.

M. Mörnhed a été nommé au conseil d'USEY en septembre 2000. Il est président d'USEY depuis mai 2000 et chef de la direction d'USEY depuis juillet 2002. De 1996 à 2000, il a été le premier président et chef de la direction de Trigen-Cinergy, coentreprise appartenant à Trigen Energy Corp. et à Cinergy Solutions, Inc., qui réalisent des projets énergétiques. Au cours de son mandat chez Trigen-Cinergy, cette société a mis en oeuvre des projets avec des clients, dont General Motors Corporation et Eastman Kodak Company. Avant d'entrer au service de Trigen Cinergy, il était directeur de l'expansion de l'entreprise de Trigen Energy Corporation, responsable de la mise en oeuvre de plusieurs projets énergétiques importants. M. Mörnhed est titulaire d'une maîtrise en génie de l'université de Lund, Institut royal de technologie de Suède, et d'une maîtrise en administration des affaires de la Stern School of Business, université de New York.

Edward M. Campana — Vice-président directeur et chef des finances de Countryside U.S.

Le 2 janvier 2002, M. Campana est devenu vice-président principal, responsable du financement de l'entreprise, des relations avec les investisseurs et de la planification stratégique d'USEY. M. Campana est entré au service d'USEY après avoir travaillé pour CIBC World Markets Corp. à titre de directeur administratif du groupe des services bancaires d'investissement pour les services publics et l'électricité, poste qu'il a occupé pendant six ans. Au cours de sa carrière dans le domaine bancaire, M. Campana a participé activement à la fourniture de services et produits liés aux montages financiers, aux marchés des capitaux, aux fusions et acquisitions et à la prestation de conseils financiers aux industries de la technologie de l'électricité, de l'énergie

marchande, de l'électricité indépendante et des services publics. Il possède 18 années d'expérience dans l'industrie de l'électricité et des banques. M. Campana est titulaire d'un baccalauréat en économie et en finance obtenu en 1985 à l'université du Texas.

Allen J. Rothman — Vice-président principal de Countryside U.S.

M. Rothman est vice-président et avocat général d'USEY depuis septembre 2001. M. Rothman est devenu secrétaire d'USEY en mars 2003 et a été administrateur d'USEY de janvier 1997 à mars 2003. Il est conseiller juridique pour le cabinet d'avocats Robinson Brog Leinwand Greene Genovese & Gluck P.C. (« Robinson Brog ») de New York depuis janvier 1996. Ce cabinet d'avocats agit à titre de conseillers externes pour USEY. Au cours de son emploi chez Robinson Brog, M. Rothman a prodigué des conseils à USEY au sujet de l'acquisition des systèmes énergétiques centralisés et d'USEB. Il est titulaire d'un baccalauréat en philosophie et économie de l'université Columbia et d'un doctorat en sciences juridiques de l'université Harvard obtenu en 1981.

David Godkin — Président d'USE Canada et directeur général du système de l'Î.-P.-É.

M. Godkin travaille dans l'industrie de la biomasse et s'occupe du développement du système de l'Î.-P.-É. depuis la création de ce système. Il est entré au service de PEI Energy Corporation, le propriétaire initial du système de l'Î.-P.-É., en 1986, et a occupé au sein de ce système divers postes de gestionnaire depuis cette date. Il est président d'USE Canada, responsable des relations avec la clientèle, de la gestion des activités et de l'expansion des affaires pour les systèmes de London et de l'Î.-P.-É. M. Godkin est titulaire d'un baccalauréat en génie mécanique obtenu en 1985 à la Technical University de la Nouvelle-Écosse.

Derek L. Macartney — Vice-président d'USE Canada et directeur général du système de London

M. Macartney est entré au service du système de London à titre de directeur de l'ingénierie en 1990, est devenu vice-président, Ingénierie, de Trigen Energy Canada, Inc. en 1992, puis directeur général de Trigen-London en 1996. Il est demeuré directeur général du système de London après l'acquisition de ce système par USEY en 2001. À titre de directeur général du système de London, M. Macartney est responsable des relations avec la clientèle, de la gestion des activités et de l'expansion des affaires. M. Macartney possède 27 années d'expérience dans le domaine du génie et de la gestion de systèmes énergétiques centralisés.

Comités du conseil

Le conseil d'administration de Countryside Canada désignera un comité de rémunération et de régie d'entreprise ainsi qu'un comité de vérification. Initialement, les fiduciaires seront membres de chacun de ces comités. En général, ces comités seront formés exclusivement de personnes indépendantes de la direction de Countryside Canada et de ses filiales.

Comité de rémunération et de régie d'entreprise

Le comité de rémunération et de régie d'entreprise examinera la nomination des membres de la direction de Countryside Canada et de ses filiales, ainsi que l'engagement, la rémunération, les avantages et la cession d'emploi des membres de la direction de Countryside Canada ou de ses filiales, ou des deux, et il formulera des recommandations aux administrateurs à cet égard. Le comité examinera chaque année les objectifs des membres de la direction pour le prochain exercice et procédera à une évaluation de leur rendement. Le comité fera également des recommandations au sujet du fonctionnement du régime incitatif à long terme (le « RILT ») et des régimes de primes à l'intention du personnel. Le comité sera responsable d'élaborer l'approche de Countryside Canada quant aux questions de régie, d'aider le conseil à combler les postes vacants au sein de ses rangs et d'examiner périodiquement la composition et l'efficacité du conseil ainsi que la contribution de chaque administrateur.

Comité de vérification

Le comité de vérification contrôlera et surveillera les pratiques et procédures de communication de l'information comptable et financière de Countryside Canada, les contrôles et procédures en matière de

comptabilité interne ainsi que la qualité et l'intégrité de ses états financiers. Le comité de vérification passera en revue notamment : (i) le mandat des vérificateurs de Countryside Canada; (ii) les politiques et procédures financières de Countryside Canada; (iii) les états financiers de Countryside Canada; et (iv) les budgets de Countryside Canada.

Rémunération des administrateurs de Countryside Canada ne faisant pas partie de sa direction et qui ne sont pas des fiduciaires

Seuls les administrateurs ne faisant pas partie de la direction et qui ne sont pas des fiduciaires de Countryside Canada seront rémunérés pour leurs services à titre d'administrateur de Countryside Canada. La rémunération initiale de chaque administrateur sera de 20 000 \$ par année et de 1 000 \$ par réunion. Les administrateurs recevront également le remboursement des débours qu'ils auront engagés pour assister aux réunions. Les administrateurs participeront aux arrangements d'assurance et d'indemnisation décrits plus loin à la rubrique « Garantie d'assurance pour le Fonds et les entités reliées et indemnisation ».

Rémunération de la direction et ententes concernant la direction

MM. Göran Mörnhed, Edward M. Campana et Allen J. Rothman seront engagés par Countryside U.S. pour surveiller les placements indirects du Fonds dans les systèmes énergétiques centralisés et les investissements d'USEB et pour évaluer les occasions de placement découlant de la convention d'expansion et de la convention d'amélioration. La direction sera établie aux États-Unis et sera responsable (i) de surveiller les investissements de Countryside Canada et de présenter des rapports aux fiduciaires à ce sujet; (ii) d'élaborer et de mettre en application le plan d'investissement stratégique du Fonds et de le surveiller; (iii) d'élaborer des stratégies d'acquisition et de chercher et d'analyser les acquisitions potentielles; (iv) de réaliser les acquisitions ou les aliénations et le financement connexe; (v) de préparer les budgets annuels et les faire approuver par les fiduciaires; (vi) de négocier tout financement; et (vii) de planifier et de coordonner les réunions des fiduciaires. Il est prévu que Göran Mörnhed et Edward M. Campana, respectivement chef de la direction et chef des finances de Countryside U.S., fourniront les attestations exigées par la norme multilatérale 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs lorsque cette norme entrera en vigueur.

La rémunération directe totale de la direction comprendra un salaire de base et des primes en vertu du régime d'intéressement à long terme et sera passée en revue périodiquement et rajustée par les fiduciaires, s'il y a lieu, en tenant compte du rendement personnel, des compétences, des responsabilités et des données concernant les concurrents sur le marché.

Le tableau suivant présente un sommaire de la rémunération annuelle de chacun des membres de la direction de Countryside U.S pour l'exercice 2004.

Nom et poste au sein de Countryside U.S.	Salaire annuel¹⁾	Autre rémunération annuelle²⁾
GÖRAN MÖRNHED Président et chef de la direction	160 000 \$	—
EDWARD M. CAMPANA Vice-président directeur et chef des finances	140 000 \$	—
ALLEN J. ROTHMAN Vice-président principal	140 000 \$	—

1) Prend effet à la clôture du placement.

2) Les avantages indirects ne dépasseront pas 10 % du total du salaire.

Si l'emploi d'un membre de la direction de Countryside U.S. prend fin à tout moment pour une raison autre que suivant un motif valable, une incapacité, le décès ou la retraite, Countryside U.S. lui versera une somme équivalant au total de 24 mois de son salaire de base et de certains avantages au titre d'indemnité de départ.

La direction devrait participer au régime de retraite. Les fiduciaires détermineront les particularités du régime de retraite après la clôture du présent placement en collaboration avec des consultants spécialisés en rémunération de dirigeants à qui l'on demandera de faire des recommandations en vue de structurer un régime approprié qui soit compatible avec les régimes d'autres entités commerciales dont la taille et l'étendue des activités sont semblables.

Régime incitatif à long terme

La direction de Countryside Canada ou de ses filiales sera admissible à participer au RILT. L'objectif du RILT est de donner aux participants admissibles des occasions de rémunération qui encouragent la propriété des parts, augmentent la capacité de Countryside Canada et de ses filiales d'attirer, de fidéliser et de motiver le personnel clé et de récompenser les membres de la direction et les employés pour leur rendement significatif et l'augmentation du montant au comptant réel distribué relativement aux parts découlant de ce rendement.

Conformément aux pratiques d'encouragement d'organisations comparables, les primes au titre du RILT seront mesurées par rapport au montant au comptant réel distribué aux porteurs de parts en excédent de la distribution de base par part établie à la clôture du placement, soit 1,025 \$ par part. Un fonds d'encouragement sera constitué et réparti entre les participants admissibles, correspondant à 25 % des distributions au comptant excédentaires.

Le montant au comptant sera converti en parts nominales à la date d'attribution et demeurera dans le RILT sous forme de parts nominales jusqu'à ce que le participant décide de faire racheter la totalité ou une partie de ses parts nominales (une « date de paiement »). À la date de paiement, le participant aura droit à un montant au comptant égal à la valeur d'une part en plus de toutes les distributions effectuées entre la date d'attribution et la date de paiement, à l'égard de chaque part nominale détenue. Chaque attribution sera faite sur une période de trois ans et acquise à raison d'un tiers par année. Ou encore, le montant au comptant peut être utilisé pour acheter des parts sur le marché pour le compte du participant, lesquelles seront généralement acquises et détenues pour le participant au RILT comme il est décrit précédemment.

Le comité de rémunération et de régie d'entreprise aura le pouvoir d'interpréter, de mettre en application, de modifier et de résilier le RILT. À ce jour, aucun régime n'a été officiellement adopté et aucune prime n'a été ni ne devrait être versée.

Conflits d'intérêt

Pour veiller à la bonne régie de l'entreprise, toutes les conventions et ententes financières conclues entre le Fonds ou ses filiales, d'une part, et USEY, USEB et(ou) Cinergy ou leurs filiales, d'autre part, et toute décision visant à faire exécuter ou à s'abstenir de faire exécuter des droits à l'égard de telles conventions et ententes, doivent être approuvées par les fiduciaires du Fonds au nom du Fonds ou de ses filiales, et aucune personne qui est simultanément membre de la direction ou administrateur du Fonds ou de ses filiales, et d'USEY, d'USEB et(ou) de Cinergy ou de leurs filiales n'a le droit de voter à l'égard de telles questions. De même, toutes les décisions concernant l'application ou la modification d'une disposition de ces conventions, la renonciation à une telle disposition ou toute autre question qui est incompatible avec les intérêts du Fonds ou de ses filiales, et d'USEY, d'USEB et(ou) de Cinergy ou de leurs filiales seront également assujetties à cette procédure. À cet égard, le Fonds, USEY et Cinergy prévoient acquérir ou rechercher individuellement des investissements dans des entreprises et des projets énergétiques à l'avenir. Leurs droits et obligations respectifs relativement à ces occasions sont énoncés dans la convention d'expansion et dans la convention d'amélioration. Les décisions d'USEY concernant sa participation éventuelle à une occasion aux termes de la convention d'expansion ou de toute offre faite par USEY et(ou) Cinergy ou leurs filiales au Fonds relativement à une occasion d'investir dans un projet énergétique ou d'acquérir un tel projet aux termes de la convention d'expansion seront prises par son conseil d'administration, et les décisions du Fonds concernant sa participation éventuelle seront prises par les fiduciaires, sous réserve des procédures en matière de conflits décrites précédemment. (Voir la rubrique « Les conventions d'expansion et d'amélioration ».)

Garantie d'assurance pour le Fonds et les entités reliées et indemnisation

Un contrat d'assurance sera souscrit pour les fiduciaires ainsi que pour les administrateurs et membres de la direction de Countryside Canada et de ses filiales. La limite de responsabilité globale applicable aux administrateurs, aux directeurs et aux membres de la direction assurés et aux fiduciaires aux termes du contrat sera de 20 M\$, y compris les frais de défense. Aux termes du contrat, chaque entité aura droit à une indemnité de remboursement dans la mesure où elle a indemnisé les administrateurs, directeurs et membres de la direction et fiduciaires au-delà d'une franchise de 100 000 \$ par sinistre (250 000 \$ pour les sinistres concernant des valeurs mobilières). Le contrat contiendra une garantie à l'égard des réclamations concernant des valeurs mobilières, fournissant une protection contre toute obligation légale de verser un paiement par suite de toute réclamation concernant des valeurs mobilières faites contre le Fonds et(ou) Countryside Canada. La limite globale de responsabilité sera répartie entre les administrateurs, gestionnaires, membres de la direction et fiduciaires du Fonds, de Countryside Canada et de ses filiales, de sorte que la limite des responsabilités ne soit pas exclusive à l'un quelconque des administrateurs, gestionnaires, membres de la direction ou fiduciaires respectifs.

Les règlements généraux de Countryside Canada et de ses filiales prévoient également l'indemnisation de leurs administrateurs et membres de la direction respectifs à l'égard de toute responsabilité et de tout coût relativement à toute action ou poursuite intentée contre eux dans le cadre de l'exécution de leurs fonctions, sous réserve de certaines restrictions. La déclaration de fiducie du Fonds prévoit en outre l'indemnisation des fiduciaires à l'égard de certaines responsabilités et de certains coûts relativement à une action ou une poursuite contre ces derniers portant sur l'exécution de leurs fonctions à titre de fiduciaires, sous réserve de certaines restrictions.

EMPLOI DU PRODUIT

Le produit net en espèces revenant au Fonds tiré de la vente des parts aux termes du placement est évalué à environ 136 M\$, après la déduction de la rémunération des preneurs fermes et des frais estimatifs du placement moins le remboursement des frais d'USEB. Le produit net en espèces du placement sera affecté de la façon suivante : (i) une tranche d'environ 107 M\$ servira à acquérir indirectement les emprunts existants et à financer les avances supplémentaires; (ii) une tranche d'environ 8 M\$ servira à acquérir indirectement le droit à redevance d'USEB; (iii) une tranche d'environ 20 M\$, doit être mise à la disposition de Countryside Acquisition pour acquérir, avec une tranche de 30 M\$ qui sera prélevée sur la nouvelle facilité de crédit, indirectement USE Canada Holdings à USEY et rembourser la facilité de crédit existante d'USE Canada; et (iv) une tranche d'environ 2,4 M\$ sera déposée par Countryside Canada dans le compte de retenue de garantie. Relativement à la clôture du placement, les emprunts existants seront modifiés pour tenir compte des avances supplémentaires et donner effet par ailleurs aux modalités décrites aux présentes. USEB utilisera le produit qu'elle reçoit des avances supplémentaires et de la vente du droit à redevance d'USEB pour acquitter les frais qu'elle a engagés dans le cadre des emprunts d'USEB et du droit à redevance d'USEB, consentir des apports de capitaux à ses filiales indirectes qui sont propriétaires des exploitations de biogaz de l'Illinois; financer le dépôt initial de 2 M\$ dans la réserve d'USEB et financer les dépenses en immobilisations et le fonds de roulement d'USEB. Les exploitations de biogaz de l'Illinois utiliseront les produits des apports de capitaux d'USEB pour contribuer à leurs comptes remboursement ICC respectifs pour financer les améliorations apportées aux immobilisations et pour payer des frais engagés dans le cadre du placement. (Voir la rubrique « Financement, acquisition et opérations connexes ».)

NOTATION DES PARTS

DBRS a accordé aux parts une cote de stabilité provisoire de STA-4(haut). Cette cote de stabilité est fonction d'une échelle de notations élaborée par DBRS qui fournit une indication de la stabilité et de la durabilité d'un fonds de revenu au titre des distributions par part. Les catégories de notation varient de STA-1 à STA-7, la cote STA-1 étant la plus élevée. En outre, DBRS divise les notations en trois catégories : haut, médiane et bas. Les cotes tiennent compte des sept principaux critères suivants : (i) les caractéristiques de l'industrie et des activités, (ii) la qualité de l'actif, (iii) la souplesse financière, (iv) la diversification, (v) la taille et la position sur le marché, (vi) le parrainage ou la régie et (vii) la croissance. De plus, des éléments contractuels ou

structurels particuliers susceptibles d'éliminer ou de diminuer les risques ou d'autres facteurs potentiellement défavorables sont pris en considération.

La cote de stabilité provisoire accordée par DBRS ne constitue pas une recommandation d'acheter, de vendre ou détenir des parts. Les cotes de stabilité de DBRS ne tiennent pas compte de facteurs tels que le prix ou le risque lié au marché.

NOUVELLE FACILITÉ DE CRÉDIT

Countryside Acquisition prévoit établir une nouvelle facilité de crédit de premier rang auprès d'institutions financières canadiennes sous forme d'une facilité de crédit à terme renouvelable de 35 M\$, dont 30 M\$ doivent être tirés à la clôture du placement. La nouvelle facilité de crédit sera garantie par un privilège de premier rang sur l'actif de Countryside Acquisition. De plus, la nouvelle facilité de crédit sera garantie par Countryside Canada, USE Canada Holdings et USE Canada, lesquelles garanties seront assurées par un privilège de premier rang sur l'ensemble des actifs de Countryside Canada, d'USE Canada Holdings et d'USE Canada y compris la participation de Countryside Canada dans les emprunts d'USEB et toutes les sûretés à l'égard des emprunts d'USEB et du droit à redevance d'USEB. La mise en place de la nouvelle facilité de crédit est une condition de la clôture du placement.

La nouvelle facilité de crédit aura une durée de trois ans à partir de la clôture du placement. Countryside Acquisition peut, après le premier anniversaire de la clôture du placement et avant le deuxième anniversaire de cette clôture, demander une prolongation de la durée de la nouvelle facilité de crédit pour une durée de un an. Une telle prolongation est assujettie à l'approbation des créanciers qui ont accordé la nouvelle facilité de crédit. À l'échéance de la nouvelle facilité de crédit, Countryside Acquisition compte renouveler ou refinancer la nouvelle facilité de crédit aux taux ayant alors cours sur le marché. Si Countryside Acquisition n'est pas en mesure de refinancer ou de renouveler la nouvelle facilité de crédit à des conditions comparables sinon meilleures, cela pourrait avoir une incidence négative sur les distributions d'encaisse aux porteurs de parts.

Les avances au titre de la nouvelle facilité de crédit seront disponibles : (i) en dollars canadiens, basées sur le taux préférentiel canadien; (ii) en dollars canadiens, sous forme d'acceptations bancaires en dollars canadiens; (iii) en dollars US, basées sur le taux préférentiel américain; ou (iv) en dollars US, basées sur le taux LIBOR. Le taux d'intérêt des avances tirées sur la nouvelle facilité de crédit est basé sur le ratio de la dette totale au bénéfice avant intérêt, impôt et amortissement (« BAIIA ») de Countryside Acquisition et varie du taux préférentiel canadien au taux de base américain majoré de 75 points (ou aux acceptations bancaires ou au taux LIBOR majoré de 175 points de base) si le rapport de la dette totale de Countryside Acquisition à son BAIIA est inférieur ou égal à 1,00 au taux préférentiel canadien ou au taux de base américain majoré de 137,5 points de base (ou aux acceptations bancaires ou au taux LIBOR plus 237,5 points de base) si le ratio de la dette totale au BAIIA de Countryside Acquisition est supérieur à 1,75 mais inférieur ou égal à 2,50. Countryside Acquisition compte effectuer un premier tirage de 30 M\$ sur la nouvelle facilité de crédit sous forme d'acceptations bancaires à court terme et pourra conclure des contrats de swap de taux d'intérêt pour la durée de la nouvelle facilité de crédit afin de fixer le taux d'intérêt sur ces avances entre 4,75 % et 5,75 %.

La nouvelle facilité de crédit renfermera les déclarations, garanties, engagements (y compris des restrictions sur les dettes supplémentaires pouvant être contractées), conditions d'usage à l'égard du financement et des cas de défaut. Entre autres, ni Countryside Canada ni le Fonds ne pourra pas faire de distributions au comptant s'il existe un cas de défaut ou si un manquement résulte de telles distributions. Tout changement de contrôle des parts en circulation dépassant 50 % constitue un cas de défaut aux termes de la nouvelle facilité de crédit. La nouvelle facilité de crédit contiendra des engagements restrictifs qui limiteront le pouvoir que la direction peut exercer à l'égard de certaines questions d'ordre commercial. La nouvelle facilité de crédit sera également assujettie au maintien des ratios suivants : total des dettes-taux de capitalisation (ne devant pas excéder 0,25:1 en tout temps); total des dettes-bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (ne devant pas excéder 2,5:1 en tout temps); et un ratio de couverture des charges fixes (ne devant pas excéder 1:1 en tout temps).

La nouvelle facilité de crédit est établie avec des entités desquelles le Fonds reçoit ses distributions au comptant et est garantie par ces entités. En conséquence, les montants exigibles aux termes de la nouvelle facilité de crédit et tout intérêt sur ceux-ci seront payables avant que des distributions au comptant soient versées aux porteurs de parts.

PRÉVISIONS FINANCIÈRES DU FONDS

L'état consolidé prévisionnel des résultats nets du Fonds pour l'exercice de douze mois se terminant le 31 décembre 2004 ainsi que les principales hypothèses formulées dans le cadre de la préparation des prévisions financières ont été dressés par la direction en date du 23 mars 2004.

Les prévisions financières ont été établies selon les PCGR du Canada et les exigences réglementaires liées à l'évaluation, à la présentation et à la publication des prévisions financières. Les prévisions financières ont été préparées selon des hypothèses qui reflètent le plan d'action que la direction a adopté à l'égard du Fonds pour la période couverte, en tenant compte des données sur la situation du secteur et la conjoncture économique qui, de l'avis de la direction, étaient les plus probables au 23 mars 2004. Conformément aux dispositions pertinentes de la législation sur les valeurs mobilières, le Fonds sera tenu de mettre à jour les prévisions financières au cours de la période prévisionnel visée en recensant tous les changements importants découlant des événements qui seront survenus pendant la période prévisionnelle ou en indiquant qu'aucune modification importante n'est nécessaire et en comparant les prévisions financières aux résultats annuels réels.

Il est inévitable que certaines hypothèses énoncées dans le cadre de la préparation des prévisions financières, bien qu'elles aient été considérées comme raisonnables par la direction au moment de la préparation, ne se matérialiseront pas comme prévu, étant donné que des faits imprévus surviendront après la date des prévisions financières. Par conséquent, les résultats réels obtenus pendant la période prévisionnelle différeront des résultats prévus et les variations peuvent être importantes. Aucune assurance ne peut être donnée quant à la réalisation totale ou partielle des prévisions financières. Les facteurs importants pouvant faire en sorte que les résultats diffèrent de façon marquée des présentes prévisions sont présentés à la rubrique « Facteurs de risque ».

Les prévisions financières doivent être lues avec les états financiers consolidés *pro forma* non vérifiés du Fonds et les états financiers cumulés des actifs d'exploitation d'USEB et les états financiers consolidés d'USE Canada Holdings, qui figurent ailleurs dans le présent prospectus.

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS SUR LES PRÉVISIONS FINANCIÈRES

Aux fiduciaires de
Countryside Power Income Fund

Les prévisions financières ci-jointes de Countryside Power Income Fund (le « Fonds »), qui comprennent l'état consolidé prévisionnel des résultats nets pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2004 (la « période prévisionnelle »), ont été dressées par la direction de Countryside Canada Power Inc. (collectivement, la « direction ») à partir d'hypothèses datées du 23 mars 2004. Nous avons procédé à un contrôle des éléments fournis par la direction à l'appui des hypothèses, ainsi qu'à l'établissement et à la présentation des prévisions financières. Notre examen a été effectué conformément à la note d'orientation pertinente concernant la comptabilité publiée par l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre le présent rapport à jour pour tenir compte des faits et circonstances postérieurs à la date de notre rapport. À notre avis :

1. à la date du rapport, les hypothèses élaborées par la direction sont convenablement justifiées, cadrent avec les plans de la Société et constituent une base raisonnable pour les prévisions financières;
2. les prévisions financières reflètent ces hypothèses;
3. les prévisions financières sont conformes aux normes de l'Institut Canadien des Comptables Agréés en matière d'informations à fournir et de présentation des prévisions financières.

Étant donné que ces prévisions sont fondées sur des hypothèses relatives à des événements futurs, les résultats réels seront différents des informations présentées, et les écarts pourraient être importants. Nous n'exprimons donc aucune opinion quant à la probabilité que ces prévisions financières se réalisent.

Toronto, Canada,
Le 25 mars 2004

ERNST & YOUNG S.R.L.
Comptables agréés

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
ÉTAT CONSOLIDÉ PRÉVISIONNEL DES RÉSULTATS NETS
(en milliers de dollars canadiens)
Exercice se terminant le 31 décembre 2004

	<u>\$</u>
Produits	
Ventes d'énergie	15 311
Combustible et autres frais	1 762
Intérêts créditeurs découlant des prêts consentis à U.S. Energy Biogas Corporation	11 674
Revenu de placement tiré des droits à redevances	948
Autres revenus de placement	116
	<u>29 811</u>
Charges	
Exploitation et entretien	11 016
Amortissement	2 036
Charges de gestion et d'administration	2 211
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	<u>14 548</u>
Intérêts débiteurs	
Intérêts sur la dette à long terme	1 725
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	<u>12 823</u>
Provision pour (recouvrement des) impôts sur les bénéfices	
Exigibles	30
Futurs	(466)
Résultats nets	<u><u>13 259</u></u>

Voir les notes ainsi que les hypothèses afférentes aux prévisions financières consolidées.

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX PRÉVISIONS FINANCIÈRES
(tous les montants en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)
Exercice se terminant le 31 décembre 2004

1. MODE DE PRÉSENTATION

L'état consolidé prévisionnel des résultats nets pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2004 de Countryside Power Income Fund (le « Fonds ») a été préparé par la direction (la « direction ») de Countryside Canada Power Inc. (« Countryside Canada »). Les prévisions financières ont été approuvées par les fiduciaires du Fonds le 23 mars 2004.

Les prévisions financières ont été dressées à partir d'hypothèses qui reflètent le plan d'action prévu par le Fonds pour la période prévisionnelle. Ces hypothèses sont fondées sur l'évolution de la conjoncture économique jugée la plus probable par la direction. Elles tiennent également compte des opérations antérieures à la période prévisionnelle énumérées ci-après :

- a) le premier appel public à l'épargne du Fonds au moyen de l'émission de parts de fiducie du Fonds (les « parts ») au prix de 10,00 \$ la part pour un produit net de 135 755 \$, déduction du recouvrement auprès d'USEB (le « placement »);
- b) l'acquisition indirecte par Countryside Canada de la totalité des actions ordinaires d'USE Canada Holdings Corp. (« USE Canada Holdings ») auprès de U.S. Energy Systems, Inc. (« USEY »);
- c) l'acquisition et la modification par Countryside Canada des prêts existants consentis à U.S. Energy Biogas Corporation (« USEB ») et le financement d'avances additionnelles à USEB pour un total combiné de 107 000 \$ (les « emprunts d'USEB »);
- d) l'acquisition par Countryside Canada de droits convertibles sur les redevances d'USEB (« les droits à redevances d'USEB ») en contrepartie de 6 000 \$ US (8 000 \$).

Les prévisions financières ont été dressées en vue d'être intégrées dans le prospectus visant le placement de parts. Elles ne sont présentées que dans le but de fournir de l'information aux éventuels acquéreurs de parts et ne peuvent être utiles ou pertinentes à aucune autre fin.

Les prévisions financières sont établies à partir d'hypothèses relatives à des événements futurs. En conséquence, les résultats réels obtenus au cours de la période prévisionnelle différeront de l'information présentée et les variations qui en découleront peuvent être importantes. Au cours de la période prévisionnelle, des rapports financiers seront fournis aux porteurs de parts (les « porteurs de parts ») afin de mettre les prévisions financières à jour lorsqu'un changement surviendra relativement aux événements ou aux hypothèses utilisées pour les préparer et que ce changement aura une incidence importante sur celles-ci. Certains des facteurs importants qui peuvent entraîner des variations marquées des résultats réels par rapport aux prévisions financières sont décrits à la rubrique « Facteurs de risque » qui figure ailleurs dans le présent prospectus.

2. NATURE ET DESCRIPTION DU FONDS

Le Fonds est une fiducie à capital variable sans personnalité morale, à vocation restreinte, créée en vertu des lois de la province d'Ontario, en vertu d'un acte de fiducie. Le Fonds a été constitué afin d'investir indirectement dans 22 projets de biogaz (les « projets de biogaz ») et deux systèmes énergétiques centralisés (les « systèmes énergétiques centralisés »). Les systèmes énergétiques centralisés sont situés au Canada, l'un à Charlottetown à l'Île-du-Prince-Édouard (le « système de l'Î.-P.-É. ») et l'autre à London en Ontario (le « système de London »). Les placements indirects du Fonds se composeront des emprunts d'USEB et des droits à redevances d'USEB ainsi que de la propriété indirecte des systèmes énergétiques centralisés.

Le Fonds entend verser mensuellement des distributions au comptant jusqu'à concurrence du maximum possible. Les distributions mensuelles seront versées aux porteurs de parts inscrits le dernier jour ouvrable de chaque mois et devraient leur être versées aux environs du 30^e jour du mois suivant. La première distribution aux porteurs de parts inscrits le 30 avril 2004 devrait leur être versée aux environs du 31 mai 2004, pour la période allant de la clôture du placement jusqu'au 30 avril 2004.

3. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

L'information financière comprise dans les prévisions financières ci-jointes a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Les prévisions financières sont conformes aux normes de l'Institut Canadien des Comptables Agréés en matière de présentation et d'informations à fournir. Les principales conventions comptables sont décrites ci-dessous et représentent les conventions comptables que le Fonds prévoit utiliser dans le cadre de la préparation de son état financier historique.

a) Périmètre de consolidation

L'état consolidé prévisionnel des résultats nets comprend les comptes du Fonds et ceux de l'ensemble de ses filiales. Les opérations intersociétés et les soldes réciproques importants ont été éliminés.

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX PRÉVISIONS FINANCIÈRES (suite)
(tous les montants en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)
Exercice se terminant le 31 décembre 2004

3. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

b) Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont constatées au coût et amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile variant de trois à 50 ans, et de 15 à 30 ans pour les centrales de production énergétique.

c) Frais d'émission de titres d'emprunt

Les frais d'émission de titres d'emprunt sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du financement correspondant.

d) Constatation des produits

Les produits tirés de la vente d'énergie sous forme de vapeur, d'eau chaude et d'eau réfrigérée sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice au moment de la livraison, aux tarifs prévus dans les contrats de services énergétiques (« CSÉ ») pertinents conclus avec les clients acheteurs. En plus de la vente d'énergie en vertu des CSÉ, le Fonds reçoit mensuellement de la part des clients acheteurs des crédits de capacité, montants fixes qui ne dépendent pas du volume d'énergie livrée aux clients. Ces produits sont constatés à mesure qu'ils sont obtenus mensuellement. Les produits tirés de la réception des combustibles résiduels destinés au système de l'I.-P.-É. sont fondés sur un contrat à long terme et constatés au moment de la réception de ces combustibles résiduels par le système de l'I.-P.-É.. Les produits tirés des emprunts d'USEB et des droits à redevances d'USEB sont constatés à mesure qu'ils sont gagnés.

e) Impôts sur les bénéfices

En vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada, le Fonds n'est pas assujéti à l'impôt sur les bénéfices dans la mesure où son revenu et ses gains en capital imposables sont payés ou payables à un porteur de parts. Or le Fonds s'est engagé par contrat à distribuer à ses porteurs de parts la totalité ou la quasi-totalité de son revenu imposable et de ses gains en capital imposables. Le Fonds entend maintenir cette situation et en conséquence, ne constitue aucune provision pour impôts sur les bénéfices exigibles. Le Fonds n'est pas assujéti aux recommandations du chapitre 3465 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). Les distributions peuvent cependant être imposables entre les mains des porteurs de parts.

Toutes les filiales du Fonds sont assujéties à l'impôt sur les bénéfices des sociétés et à l'impôt sur le capital calculés selon la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada et la législation fiscale provinciale pertinente, ainsi qu'au chapitre 3465 du Manuel de l'ICCA. Les impôts sur les bénéfices et les passifs d'impôts futurs sont constatés en tenant compte de l'incidence fiscale future attribuable aux écarts entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, de même que de l'économie qui sera vraisemblablement réalisée en raison du report en avant possible des pertes fiscales sur les exercices futurs. Une provision pour moins-value est constituée dans la mesure où il est plus probable qu'improbable que les actifs d'impôts futurs ne soient pas réalisés.

f) Capitalisation

Le Fonds possède un portefeuille important d'immobilisations corporelles génératrices de revenus et il est essentiel de maintenir un calendrier d'entretien et de révision pour conserver l'équipement en bon état. Aux fins comptables, les charges liées à un entretien non planifié qui ne prolonge pas la vie utile de l'actif ou n'améliore pas la production sont constatées au titre des charges d'exploitation et d'entretien au cours de la période où elles sont engagées. Les révisions et réparations importantes prévues qui prolongent la vie utile de l'actif ou améliorent la production sont normalement capitalisées et amorties sur la période s'étendant jusqu'à la prochaine révision prévue.

g) Conversion des devises

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Les produits et charges libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux en vigueur au moment des opérations. Les gains et pertes de change sont compris dans l'état consolidé prévisionnel des résultats nets.

h) Montants unitaires

Les résultats nets et l'encaisse distribuable par part sont calculés en divisant les résultats nets et les l'encaisse distribuable (note 7) par le nombre moyen pondéré de parts en circulation au cours de la période.

4. HYPOTHÈSES IMPORTANTES

Les hypothèses suivantes sont partie intégrante des présentes prévisions financières.

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX PRÉVISIONS FINANCIÈRES (suite)
(tous les montants en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)
Exercice se terminant le 31 décembre 2004

4. HYPOTHÈSES IMPORTANTES (suite)

a) Emploi du produit

Le produit net tiré de l'émission des parts, déduction faite des charges liées au placement, ainsi que le produit tiré d'une nouvelle facilité de crédit (la « nouvelle facilité de crédit ») de 35 000 \$ seront utilisés indirectement par le Fonds comme suit :

	<u>Montant</u>
a) Acquisition et modification des prêts existants consentis à USEB et financement d'avances additionnelles versées à USEB	107 000 \$
b) Acquisition d'USE Canada Holdings	20 225
c) Remboursement de la dette d'une filiale d'USE Canada Holdings et du swap de taux d'intérêt correspondant	26 525
d) Acquisition des droits à redevances d'USEB (6 000 \$ US)	8 000
e) Compte de retenues de garantie	2 400
f) Commissions, honoraires et charges liés au placement, déduction faite du recouvrement auprès d'USEB (note 4 e) iv)	13 298
g) Financement du fonds de roulement	1 000
	<u>178 448</u>
Produit net du placement	149 054 \$
Produit net tiré de la nouvelle facilité de crédit	29 394 \$
	<u>178 448 \$</u>

b) Répartition du prix d'acquisition d'USE Canada Holdings

L'acquisition d'USE Canada Holdings sera comptabilisée au moyen de la méthode de l'acquisition. Le prix d'acquisition devrait être réparti comme suit :

	<u>Montant</u>
Fonds de roulement, y compris une encaisse de 1 892 \$	3 367 \$
Autres actifs à long terme	65
Immobilisations corporelles	29 634
Relations avec les clients	13 632
Actif d'impôts futur	52
Autres passifs à long terme	2 565
Dette à long terme assumée	23 960
	<u>20 225 \$</u>

c) Impôts sur les bénéfices

Le Fonds imputera aux résultats à titre de produits les paiements d'intérêts et les distributions de revenu reçus de Countryside Canada et Countryside Canada inscrira aux résultats les paiements d'intérêts et les redevances reçus d'USEB, ainsi que les dividendes découlant de Countryside Canada Acquisition Inc., une filiale en propriété exclusive du Fonds, à titre de produits. Le Fonds sera en mesure de déduire ses charges de gestion et d'administration, les frais d'émission de la façon prescrite et les distributions de son revenu imposable aux porteurs de parts, selon les règlements détaillés de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada. Le Fonds prévoit distribuer des montants aux porteurs de parts de façon à ne pas être pas imposable en vertu de la Partie I de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada. C'est pourquoi, aucune provision pour impôts sur les bénéfices n'a été incluse dans les présentes prévisions financières à l'égard du Fonds. Les distributions de revenu soustraites du revenu imposable du Fonds constitueront un revenu pour les porteurs de parts. Toutes les autres distributions versées par le Fonds, sauf les distributions de la tranche exonérée de gains en capital dont la partie imposable sera distribuée aux porteurs de parts, réduiront, de manière générale, le prix de base rajusté d'une part détenue à titre d'avoir par le porteur de parts.

Chaque filiale du fond sera tenue d'inscrire aux résultats toutes les ventes d'énergie, les revenus de placements et les autres revenus accumulés ou reçus et aura la possibilité de déduire de ses produits les charges d'exploitation et d'entretien, les frais de gestion et

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX PRÉVISIONS FINANCIÈRES (suite)
(tous les montants en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)
Exercice se terminant le 31 décembre 2004

4. HYPOTHÈSES IMPORTANTES (suite)

d'administration, l'amortissement fiscal à l'égard des systèmes énergétiques centralisés et les intérêts débiteurs, selon les règlements détaillés de la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada et les lois fiscales provinciales pertinentes.

d) Hypothèses générales

- i) Les éléments libellés en dollars américains qui font partie des prévisions financières ont été convertis en dollars canadiens au taux de 1,00 \$ US pour 1,33 \$ CA pour toute la période prévisionnelle.
- ii) Pour les besoins des prévisions financières, il est présumé que le solde du fonds de roulement net sera le même à l'ouverture et à la clôture de la période prévisionnelle.
- iii) Les prévisions financières concernant les systèmes énergétiques centralisés sont fondées sur l'hypothèse que les CSÉ seront maintenus et qu'aucune interruption importante des activités d'exploitation régulières ne se produira pendant la période prévisionnelle.

e) Hypothèses spécifiques — Le Fonds et Countryside Canada

i) Autre revenu de placement/compte de retenues de garantie

Un montant de 2 400 \$ tiré du produit net découlant de l'émission des parts servira à financer le compte de retenues de garantie établi dans le but d'équilibrer les distributions versées aux porteurs de parts (le « compte de retenues de garantie »). Le compte de retenues de garantie sera investi dans des titres négociables qui rapportent des distributions périodiques et dans des placements financiers à court terme portant intérêt. Pendant la période prévisionnelle, on suppose qu'un montant additionnel de 1 000 \$ sera déposé dans le compte de retenues de garantie et que ce compte dégagera un rendement moyen pondéré de 4 % au cours de l'exercice se terminant le 31 décembre 2004.

Les autres revenus de placement correspondent essentiellement aux produits tirés des placements détenus dans le compte de retenues de garantie.

ii) Charges de gestion et d'administration

Les charges de gestion et d'administration comprennent la rémunération des administrateurs, les salaires de la direction, les charges liées à l'administration du Fonds, tous les coûts requis pour rendre compte aux fiduciaires du Fonds, les honoraires de vérification, les frais juridiques, les honoraires des agents des transferts, les frais des communications aux porteurs de parts et tous les frais réglementaires relatifs aux dépôts.

iii) Intérêts sur le prêt à terme

D'après une feuille de modalités de prêt consentie offerte par des banques à charte canadiennes, le Fonds établira une facilité de prêt à terme maximale de 35 000 \$ pour trois ans. Les avances en vertu de la nouvelle facilité de prêt à terme pourront être prélevées en dollars canadiens ou américains. Le taux d'intérêt sur les avances en dollars canadiens sera fondé sur le taux préférentiel canadien ou le taux des acceptations bancaires et le taux sur les avances en dollars américains sera fondé sur le taux préférentiel américain ou sur le TIOL. Une prime sur le taux préférentiel respectif sera appliquée selon le taux de couverture de certaines charges financières atteint par Countryside Canada Acquisition Inc., filiale indirecte en propriété exclusive du Fonds. Pendant la période prévisionnelle, on suppose qu'un montant de 30 000 \$ sera prélevé et que le Fonds conclura un swap de taux d'intérêt pour fixer le taux d'intérêt sur les avances à 5,75 %.

iv) Recouvrement des frais liés au placement

Dans le cadre des placements effectués par le Fonds dans les emprunts d'USEB et dans les droits à redevances d'USEB, USEB a convenu de rembourser 8 391 \$ au Fonds au titre des frais engagés à l'occasion du placement. Le Fonds sera remboursé au moment de la clôture de ses placements dans les emprunts d'USEB et dans les droits à redevances d'USEB.

f) Hypothèses spécifiques — Les systèmes énergétiques centralisés

i) Produits d'exploitation

Les produits tirés de la vente d'énergie sous forme de vapeur, d'eau chaude et d'eau réfrigérée sont fondés sur les modalités des CSÉ pertinents conclus avec les clients acheteurs. Selon les prévisions financières, le volume d'énergie livrée pendant la période prévisionnelle sera de 224 965 MWh, ce qui représente le volume médian de l'énergie livrée aux clients des systèmes énergétiques centralisés au cours des cinq derniers exercices, rajusté en fonction de la croissance de la clientèle. Une tranche

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX PRÉVISIONS FINANCIÈRES (suite)
(tous les montants en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)
Exercice se terminant le 31 décembre 2004

4. HYPOTHÈSES IMPORTANTES (suite)

d'environ 55 % des produits tirés de la vente d'énergie pendant la période prévisionnelle est établie à partir du volume d'énergie livrée, le solde de 45 % des produits étant fondé sur les crédits de capacité aux termes des CSÉ. Lorsqu'une hausse de l'inflation est requise en vertu des CSÉ, le taux d'inflation présumé est de 3 %.

Les produits tirés de la réception de combustibles résiduels sont fondés sur les modalités du contrat à long terme conclu avec Island Waste Management Corp. Selon les prévisions financières, 31 469 tonnes de combustibles résiduels seront reçus pendant la période prévisionnelle, ce qui correspond à une augmentation d'environ 852 tonnes par rapport au volume minimal prévu au contrat et à une baisse de 422 tonnes par rapport à la moyenne des quatre derniers exercices.

ii) Charges d'exploitation et d'entretien

Pour la période prévisionnelle, les charges d'exploitation et d'entretien des systèmes énergétiques centralisés comprennent : i) les coûts du combustible estimés à 7 219 \$ selon les coûts estimatifs du gaz naturel, du mazout, du bois, des produits chimiques, de l'eau et des cendres récupérées; ii) les traitements, salaires, avantages sociaux et primes des employés estimés à 2 213 \$; et iii) d'autres charges d'exploitation et d'entretien estimatives de 1 584 \$.

iii) Relations avec les clients

La juste valeur des relations avec les clients pour les systèmes énergétiques centralisés sera amortie sur 21 ans.

g) Hypothèses spécifiques — Placements dans USEB

i) Emprunts d'USEB

Countryside Canada a accepté d'acquiescer certains emprunts d'USEB auprès des prêteurs existants. Immédiatement après l'acquisition de ces emprunts existants, Countryside Canada et USEB modifieront les emprunts existants pour les libeller en dollars canadiens, inclure le financement d'avances supplémentaires à USEB et autrement, respecter les modalités décrites ci-dessous. Excepté les filiales directes et indirectes qui détiennent certaines exploitations et filiales inactives d'USEB, les filiales d'USEB garantissent les emprunts d'USEB et ces garanties seront couvertes par des privilèges de premier rang sur la totalité des actifs de chaque filiale. Les emprunts d'USEB comporteront les modalités courantes pour ce type de financement.

Les emprunts d'USEB porteront intérêt au taux annuel de 11,0 % et viendront à échéance 15 ans après la date de clôture du placement, et seront assujettis à la constitution de provisions obligatoires pour paiements anticipés, ainsi qu'à des paiements anticipés, au gré du prêteur après 10 ans. Une tranche d'environ 56 % du capital global des emprunts d'USEB sera amortie pendant leur durée, à un taux croissant graduellement de 1,6 % du montant global de capital au cours de la première année jusqu'à 7,1 % au cours de la quinzième année. L'intérêt sur les emprunts d'USEB s'accumulera et le capital et l'intérêt seront exigibles mensuellement.

Selon les modalités des emprunts d'USEB, USEB sera tenue d'établir un compte de réserve pour le service de la dette (la « réserve d'USEB »). À la clôture du placement, la réserve d'USEB sera provisionnée à hauteur de 2 000 \$ US. Par la suite, à compter de 2004, USEB devra y ajouter au moins 250 \$ US trimestriellement majorés d'un taux de 2,5 % par année (la « provision trimestrielle minimale projetée ») tiré des flux de trésorerie liés à l'exploitation après le paiement de tous les montants dus à l'égard des emprunts d'USEB, des charges d'exploitation et des dépôts liés au remboursement de l'Illinois Commerce Commission (« ICC »), mais avant les charges liées au capital de croissance les dividendes versés aux actionnaires d'USEB et le versement des redevances à Countryside Canada en vertu des droits à redevances d'USEB. Si les fonds sont insuffisants pour verser la provision trimestrielle minimale projetée pour chaque trimestre à partir de 2004 et jusqu'à l'échéance des emprunts d'USEB, les flux de trésorerie excédentaires (après le paiement des charges d'exploitation, des montants dus en vertu des emprunts d'USEB, des dépenses en immobilisations liées à l'exploitation, des dépôts liés au remboursement d'ICC et de la provision trimestrielle minimale projetée) des trimestres ultérieurs seront déposés dans la réserve d'USEB jusqu'à ce qu'un montant équivalent à la provision trimestrielle minimale projetée, multiplié par le nombre de trimestres écoulés depuis la date d'émission des emprunts d'USEB, soit financé. Des dividendes ne pourront être versés aux actionnaires d'USEB qu'après que le montant de la provision trimestrielle minimale aura été rétabli et que certaines conditions auront été respectées.

ii) Droits à redevances d'USEB

Le Fonds, par l'intermédiaire de Countryside Canada, acquerra les droits à redevances d'USEB en contrepartie de 6 000 \$ US (8 000 \$) à la clôture du placement. Pour chaque trimestre antérieur à celui au cours duquel les droits à redevances d'USEB deviennent convertibles, le montant des redevances à verser à Countryside Canada sera égal à 7 % des flux de trésorerie

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX PRÉVISIONS FINANCIÈRES (suite)
(tous les montants en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)
Exercice se terminant le 31 décembre 2004

4. HYPOTHÈSES IMPORTANTES (suite)

distribuables d'USEB (définis ci-dessous), majorés d'un pourcentage représentant 1,8 % du produit d'USEB tel qu'il a été défini. Toutefois, le versement de redevances ne devra en aucun cas dépasser un plafond établi de façon à ce qu'aucune redevance (ou remboursement d'impôts majoré lié aux redevances) ne soit versée à moins que, au moment d'un tel versement, 104,09 % du montant visé ne soit versé à USEY et à Cinergy à l'égard des actions ordinaires d'USEB qu'elles possèdent. Lorsque les droits à redevances d'USEB deviendront convertibles, mais avant qu'ils ne soient convertis, Countryside Canada pourra recevoir des redevances correspondant à 49 % des flux de trésorerie distribuables d'USEB (sous réserve du plafond des distributions). Par « flux de trésorerie distribuables d'USEB », on entend tout excédent des flux de trésorerie liés à l'exploitation d'USEB (à l'exclusion des dépôts liés au remboursement d'ICC, des flux de trésorerie provenant de certains projets de biogaz et des sommes retirées de la réserve d'USEB) après le paiement de toutes les obligations et le versement de fonds dans la réserve, mais avant les dépenses liées au capital de croissance, selon les dispositions de versement échelonné de la convention de prêt d'USEB. Les « produits d'USEB » désignent pour une période particulière, le total des produits des actifs d'exploitation d'USEB (tel qu'il est défini dans la convention créant les droits à redevances d'USEB) plus les dépôts exigés au compte de remboursement de l'ICC et les montants du capital reçus par USEB en vertu de certains billets émis relativement à la vente des récupérateurs. Les droits à redevances d'USEB sont convertibles en tout temps à compter du vingtième anniversaire de la clôture du placement (ou plus tôt si les emprunts d'USEB sont remboursés à l'avance) en actions ordinaires sans droit de vote d'USEB (les « titres participatifs »), représentant 49 % du nombre d'actions ordinaires en circulation d'USEB à la clôture du placement, pour autant que les titres participatifs ne représentent en aucun cas plus de 49 % des actions ordinaires en circulation d'USEB immédiatement après la conversion. À la conversion des droits à redevances d'USEB, les droits de Countryside Canada de recevoir des redevances sont éteints.

h) Production d'électricité du système de London

Le système de London possède et gère une centrale de cogénération de 3,6 MW. Le système de London a conclu une entente avec une société de service public locale pour qu'elle acquiert toute l'électricité produite par le système de London qui n'est pas utilisée pour satisfaire ses besoins internes. Le système de London a enregistré des produits bruts tirés de la vente d'électricité de 791 \$, 790 \$ et 1 103 \$ respectivement, pour les exercices terminés les 31 décembre 2002, 2001 et 2000, tout en produisant une quantité importante d'électricité pour ses besoins internes. Étant donné la forte intégration de la centrale de cogénération avec les autres activités d'exploitation du système de London, la direction n'a pas calculé l'apport à l'encaisse distribuable du Fonds correspondant à ces produits bruts.

Le prix reçu pour un MWh d'électricité vendue est fonction du prix du marché pour l'électricité dans la région de London et, de ce fait, varie selon la conjoncture. En outre, le coût le plus important associé à la génération de l'électricité à London est celui du gaz naturel dont le prix fixé dépend également de la conjoncture du marché. La direction du système de London ne produit de l'électricité aux fins de vente à la société de service public locale que dans la mesure où elle croit que des rentrées de Fonds peuvent être dégagées. Étant donné l'instabilité des marchés de l'électricité et du gaz naturel il n'est tenu compte d'aucune production d'électricité du système de London pour la vente à la société de service public locale pendant la période prévisionnelle.

5. SENSIBILITÉ DES HYPOTHÈSES CLÉS

Comme il est décrit plus haut, les prévisions financières ont été préparées à partir d'hypothèses qui reflètent le jugement de la direction à l'égard de la conjoncture économique la plus probable. Le volume d'énergie que l'on suppose qui sera livrée par les systèmes énergétiques centralisés à leurs clients au cours de la période prévisionnelle est d'environ 224 965 MWh et le coût de production de cette énergie a été établi selon les montants fixés par contrat et les hypothèses formulées par la direction à l'égard de la conjoncture du marché pendant la période prévisionnelle. Bien que la direction estime que ces hypothèses représentent avec exactitude les activités d'exploitation des systèmes énergétiques centralisés, de même que le rendement prévu des placements indirects du Fonds dans USEB, les facteurs de sensibilité suivants sont indiqués afin de souligner l'incidence de ces hypothèses sur l'encaisse distribuable du Fonds pendant la période prévisionnelle, étant donné qu'on suppose que le financement du compte de retenues de garanties reste inchangé à 1 000 \$ au cours de la période prévisionnelle.

a) Sensibilité de l'encaisse distribuable au prix du marché du gaz naturel et du mazout

Les prix du gaz naturel et du mazout ont une incidence directe sur le coût d'exploitation du système de London pour lequel le gaz naturel sert de combustible principal, et le mazout, de combustible de remplacement. Le système de l'Î.-P.-É. utilise trois combustibles dans le cadre de ses activités d'exploitation : les combustibles résiduels, les déchets de bois et le mazout. Le coût par MWh d'énergie produite par chacun de ces combustibles varie, le moins élevé étant celui des combustibles résiduels et le plus élevé, celui du mazout. Le système de l'Î.-P.-É. perçoit des droits à la réception des combustibles résiduels et achète des déchets de bois en vertu de contrats d'approvisionnement à long terme. Par conséquent, la seule variabilité importante au titre du prix du

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX PRÉVISIONS FINANCIÈRES (suite)
(tous les montants en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)
Exercice se terminant le 31 décembre 2004

5. SENSIBILITÉ DES HYPOTHÈSES CLÉS (suite)

combustible provient du mazout, qui n'est utilisé qu'en période de pointe ou à des fins de sécurité par le système de l'Î.-P.-É. Au cours de 2003, le système de l'Î.-P.-É. a apporté certaines améliorations à ses installations, de façon à produire plus d'énergie à partir des combustibles résiduels et des déchets de bois, et ainsi, d'utiliser moins de mazout pour arriver aux mêmes fins. Ces améliorations auront pour effet de diminuer le coût de la production d'un volume équivalent d'énergie à livrer aux clients. Les hypothèses relatives à la combinaison des combustibles formulées dans les prévisions financières reflètent l'incidence de ces améliorations et ont été révisées par Stone & Webster Management Consultants, Inc. (« Stone & Webster »), société d'ingénierie indépendante qui a préparé un rapport d'expertise sur les systèmes énergétiques centralisés.

Comme le prix du combustible représente le coût unique le plus important pour le système de London, le prix de l'énergie payé par les clients de London correspond, de manière générale, au prix du gaz naturel et est normalement rajusté pour compenser les variations du prix du gaz naturel. En ce qui concerne le système de l'Î.-P.-É., le prix de l'énergie payé par les clients les plus importants indique de manière générale le coût des combustibles et de leur combinaison et est normalement rajusté afin de contrebalancer les variations du prix des combustibles. Le tarif imputé aux plus petits clients du système de l'Î.-P.-É. est établi selon le prix local du mazout. Les variations du prix local des combustibles auront une incidence plus grande sur les produits du système de l'Î.-P.-É. qu'elles n'en auront sur le coût d'exploitation de ce système.

Les prix du gaz naturel et du mazout pendant la période prévisionnelle sont respectivement d'environ 10,88 \$ /MMBtu et 0,46 \$ /litre. Même si la direction estime que ces estimations sont raisonnables compte tenu des prix antérieurs, ces prix peuvent être considérablement plus élevés ou plus faibles que les prix estimatifs.

Le tableau suivant donne un aperçu de l'incidence qu'auraient les hypothèses formulées dans le cadre des prévisions financières sur l'encaisse distribuable du Fonds pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2004, si les prix du gaz naturel et du mazout faisaient l'objet d'un rajustement à la hausse de 10 % et à la baisse de 10 %.

	Prix du gaz naturel et du mazout (\$/MMBtu; \$/litre)	Incidence Augmentation (diminution) Encaisse distribuable \$
Prix prévus		
Augmentation de 10 %	11,96/0,506	315
Diminution de 10 %	9,79/0,414	(316)

b) Sensibilité de l'encaisse distribuable à la quantité d'énergie livrée

Les systèmes énergétiques centralisés ont conclu des CSÉ à long terme avec leurs clients. Une tranche d'environ 45 % des produits tirés de ces contrats est versée sous forme de crédits de capacité. Ces crédits de capacité sont fixes, sous réserve de rajustements annuels en fonction de l'inflation. Par conséquent, une tranche d'environ de 55 % des produits de la période prévisionnelle tirés de la vente d'énergie est soumise à des variations découlant de la fluctuation de la demande de la part des clients.

Le volume d'énergie qui sera livrée par les systèmes énergétiques centralisés pendant la période prévisionnelle est estimé à environ 224 965 MWh. Bien que la direction croit que ces estimations correspondent avec exactitude au volume d'énergie qui sera livrée annuellement sur une longue période, le volume d'énergie livrée au cours d'un exercice particulier peut être considérablement plus élevé ou plus faible que la quantité estimative et dépend grandement des variations climatiques des régions où les systèmes énergétiques centralisés exercent leurs activités.

Le tableau suivant donne un aperçu de l'incidence qu'auraient les hypothèses formulées dans le cadre des prévisions financières sur l'encaisse distribuable du Fonds pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2004, si le volume d'énergie livrée à partir des systèmes énergétiques centralisés faisait l'objet d'un rajustement à la hausse de 10 % et à la baisse de 10 %. La fourchette du

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX PRÉVISIONS FINANCIÈRES (suite)
(tous les montants en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)
Exercice se terminant le 31 décembre 2004

5. SENSIBILITÉ DES HYPOTHÈSES CLÉS (suite)

volume d'énergie livrée a été évaluée en tenant compte de 90 % des variations de température qu'ont connu London (Ontario) et Charlottetown (l'Î-P-E) au cours des dix dernières années.

	Énergie livrée à partir des centrales énergétiques centralisées (MWh)	Incidence Augmentation (diminution) Encaisse distribuable \$
Énergie prévue		
Augmentation de 10 %	247 462	276
Diminution de 10 %	202 469	(324)

6. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

USEB est la propriété d'USEY et une filiale indirecte de Cinergy. Le chef de la direction d'USEY sera également administrateur et dirigeant de Countryside U.S. Power Inc., une filiale de Countryside Canada. Un dirigeant de Cinergy agira à titre d'administrateur de Countryside Canada.

7. RAPPROCHEMENT DES RÉSULTATS NETS ET DE L'ENCAISSE DISTRIBUABLE

Le tableau suivant présente le rapprochement entre les résultats nets du Fonds de la période prévisionnelle et l'encaisse distribuable établi par les fiduciaires.

	Exercice se terminant le 31 décembre 2004
	\$
Résultats nets	13 259
Ajouter :	
Encaissement du capital des emprunts d'USEB	1 749
Amortissement	2 036
Déduire :	
Recouvrement des impôts sur les bénéfices futurs	(466)
Acquisitions d'immobilisations	(300)
Financement des retenues de garantie	(1 000)
Encaisse distribuable pour l'exercice	<u>15 278</u>

L'encaisse distribuable mensuellement aux porteurs de parts du Fonds est calculé en fonction du total des résultats nets du Fonds rajusté pour tenir compte des opérations hors caisse comme l'amortissement, les encaissements du capital des emprunts d'USEB, les variations du Fonds de roulement, et après déduction des acquisitions d'immobilisations corporelles, des remboursements du capital de la dette à long terme, du rachat de parts, et compte tenu de toute provision que la direction juge nécessaire d'établir en prévision du paiement de frais ou de charges liés à l'exploitation du Fonds notamment une dotation pour entretien important et le financement du compte des retenus de garanties. Les hypothèses relatives aux acquisitions d'immobilisations corporelles pour la période prévisionnelle ont été examinées par Stone & Webster et représentent la moyenne des acquisitions d'immobilisations prévues sur une période de trente ans pour les systèmes énergétiques centralisés.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES

Les tableaux suivants présentent les principales informations financières historiques des actifs d'exploitation d'USEB et d'USE Canada Holdings pour les périodes indiquées respectivement préparés conformément aux PCGR des États-Unis et du Canada. Ces informations doivent être lues avec les états financiers cumulés non vérifiés des actifs d'exploitation d'USEB, avec les états financiers consolidés non vérifiés d'USE Canada Holdings pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2003 et 2002, avec les états financiers cumulés vérifiés des actifs d'exploitation d'USEB pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour les périodes du 1^{er} mai 2001 au 31 décembre 2001 et du 1^{er} janvier 2001 au 30 avril 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000 et les notes y afférentes et avec les états financiers consolidés vérifiés d'USE Canada Holdings pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période du 11 juin 2001 au 31 décembre 2001 et de sa société remplacée pour la période du 1^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000 et les notes y afférentes, ainsi qu'avec le rapport de gestion. Tous ces états et le rapport de gestion sont inclus ailleurs dans le présent prospectus.

Principales informations financières cumulées des actifs d'exploitation d'USEB

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		Exercice terminé le 31 décembre 2002	1 ^{er} mai 2001 au 31 décembre 2001 ¹⁾	1 ^{er} janvier 2001 au 30 avril 2001	Exercice terminé le 31 décembre 2000
	2003	2002				
	(en milliers de dollars US)					
Production d'énergie et ventes de gaz	14 964	14 389	19 786	11 915	4 650	11 508
Total des produits	18 605	17 338	23 104	17 484	6 302	18 175
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et taxes et amortissement	9 241	8 510	10 505	12 444	2 263	8 683
Flux de trésorerie provenant des billets remboursables par versements des récupérateurs	1 891	1 634	2 223	1 461	338	2 899
Acquisitions d'immobilisations (exploitation seulement) . . .	1 334	1 640	1 499	1 385	138	
Total de l'actif	121 029		118 739	125 787		
Obligations financières à long terme ²⁾	82 894		85 018	83 397		

1) L'exercice 2001 comprend les gains et honoraires non récurrents. Se reporter à la note 15 afférente aux états financiers cumulés vérifiés des actifs d'exploitation d'USEB.

2) Comprend la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

Principales informations financières consolidées d'USE Canada Holdings et de sa société remplacée

	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre		Exercice terminé le 31 décembre 2002	11 juin 2001 au 31 décembre 2001	1 ^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001	Exercice terminé le 31 décembre 2000
	2003	2002				
	(en milliers de dollars CA)					
Ventes d'énergie	12 272	9 915	14 052	6 369	6 514	11 712
Total des produits	13 546	11 223	15 797	7 452	7 391	13 540
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts et taxes	2 594	2 413	3 377	2 584	(503)	1 113
Total de l'actif	35 617		35 393	31 741		
Obligations financières à long terme ¹⁾	25 966		25 392	25 276		

1) Comprend la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

RAPPORT DE GESTION

Résultats d'exploitation des actifs d'exploitation d'USEB

Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 par rapport à la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002

Les produits tirés de la production d'énergie pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 ont augmenté de 575 000 \$ US pour s'établir à 14 964 000 \$ US en regard de 14 389 000 \$ US pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002. L'augmentation des produits des projets Countryside, Brickyard, Dixon Lee et Cape May a contrebalancé la diminution des produits des autres projets.

Le bénéfice tiré de l'exploitation et de la construction pour les périodes correspondantes a progressé de 931 000 \$ US pour atteindre 2 170 000 \$ US en 2003 comparativement à 1 239 000 \$ US en 2002. L'accroissement découle de la hausse du bénéfice et de l'imputation de charges relativement aux travaux effectués pour le compte des propriétaires de divers récupérateurs.

Les intérêts créditeurs pour la période correspondante ont reculé de 299 000 \$ US. Une part d'environ 230 000 \$ US du recul tient à la réduction des intérêts créditeurs liés aux billets conditionnels. Le reste s'explique par le fléchissement du revenu de placement réalisé sur les fonds investis par suite des bas taux d'intérêt.

Les charges d'exploitation ont grimpé de 1 300 000 \$ US pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 par rapport à la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002.

Les charges de vente et les charges générales et administratives ont baissé de 728 000 \$ US pour s'établir à 1 155 000 \$ US pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 en regard de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002. Cette baisse découle d'une réduction du personnel administratif et de la cessation des coûts liés à la compression de personnel en 2002 et de l'affectation accrue de coûts directement liés aux projets aux charges d'exploitation.

Les intérêts débiteurs pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 se sont accrus de 674 000 \$ US en regard de la période correspondante de 2002. Cet accroissement net découle d'une hausse de l'amortissement des intérêts débiteurs comptabilisés au titre de la charge relative au programme d'incitation tarifaire de l'État de l'Illinois et de l'augmentation de l'intérêt dû aux actionnaires d'USEB sur la facilité de fonds de roulement. Les intérêts versés aux prêteurs externes ont baissé d'environ 320 000 \$ US.

Exercice terminé le 31 décembre 2002 par rapport à l'exercice terminé le 31 décembre 2001

Les produits tirés de la production d'énergie se sont accrus de 3 221 000 \$ US pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 en regard de l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Une part de 1 600 000 \$ US de cette

augmentation se rapportait au bénéfice lié à la production sur un exercice complet des projets Countryside, Morris et Brookhaven en 2002, étant donné que ces derniers ont été acquis à la fin du printemps de 2001, une part de 500 000 \$ US découlait de l'exploitation sur un exercice complet du transporteur SPSA/CIBA, qui a amorcé ses activités commerciales en août 2001, et une autre part de 500 000 \$ US tenait à la production sur un exercice complet de l'installation reconfigurée de Dolton, qui a repris ses activités commerciales en avril 2001. Le reste de l'augmentation était attribuable à la hausse de la production des projets découlant de l'offre accrue de biogaz.

Les honoraires et le revenu de redevances ont reculé de 1 212 000 \$ en 2001 à 132 000 \$ US pour 2002. En 2001, les actifs d'exploitation d'USEB avaient réalisé des honoraires de 600 000 \$ US provenant de AJG.

Le gain sur la vente des participations est passé de 1 383 000 \$ US en 2001 à 380 000 \$ US en 2002, soit une réduction de 1 003 000 \$ US, en raison d'un gain non récurrent constaté en 2001 résultant de la vente de divers actifs. Le gain se rapportant aux paiements reçus à l'égard de la partie sous forme de billet conditionnel remboursable par versements de la contrepartie est comptabilisé lorsque le paiement est reçu et correspond à une tranche du remboursement de capital reçu.

Les intérêts créditeurs ont diminué à 1 561 000 \$ US en 2002, contre 2 073 000 \$ US en 2001. La diminution de 512 000 \$ US était liée aux billets conditionnels relatifs à la vente des participations dans des récupérateurs à Cinergy et AJG. Cette diminution découlait des remboursements de capital périodiques sur les billets. Le solde de la baisse, soit 402 000 \$ US, correspondait à une réduction du revenu de placement réalisé sur les fonds investis par suite des bas taux d'intérêt.

Les autres produits de l'exercice 2001 ont atteint 1 044 000 \$ US, montant supérieur à celui de 2002, en raison de deux gains uniques enregistrés en 2001. En 2001, les actifs d'exploitation d'USEB ont constaté un bénéfice non récurrent d'environ 935 000 \$ US dans le cadre d'une opération de vente ainsi que de la remise d'une certaine dette découlant de la fusion avec USEY.

Les charges d'exploitation ont grimpé à 10 360 000 \$ US en 2002, contre 7 669 000 \$ US en 2001, soit un accroissement de 2 691 000 \$ US. Sur ce montant, 1 725 000 \$ US se rapportaient au bénéfice lié à la production sur un exercice complet des projets Countryside, Morris, Brookhaven, Dolton et SPSA/CIBA. Ces projets ont tous débuté leurs activités commerciales en 2001 et n'ont par conséquent été exploités que pendant une partie de cet exercice. Le reste de l'accroissement tenait à une modification de la comptabilisation des contrats d'exploitation et d'entretien pour les projets de l'État de l'Illinois qui a entraîné la passation en charges des dépenses d'entretien précédemment capitalisées.

Les charges de vente et les charges générales et administratives se sont établies à 2 195 000 \$ US en 2002 et à 1 272 000 \$ US en 2001, soit un bond de 923 000 \$ US. Sur cette augmentation, environ 153 000 \$ US étaient dus à la passation en charges des débiteurs de Manchester en raison de la faillite de l'acheteur d'énergie. Le reste de l'accroissement s'expliquait par les charges relatives à la restructuration des actifs d'exploitation d'USEB par suite de la fusion avec USEY et une filiale de Cinergy. Ces charges comprenaient des indemnités de départ, des rachats de contrats et des charges liées aux actionnaires faisant suite à la rationalisation des actifs non essentiels faisant partie du portefeuille d'USEB avant la fusion.

Les intérêts débiteurs ont progressé de 6 339 000 \$ US en 2001 à 8 049 000 \$ US en 2002, soit une hausse de 1 710 000 \$ US. Environ 250 000 \$ US de l'accroissement tenaient aux intérêts versés à des prêteurs tiers découlant du financement de l'acquisition des projets Countryside, Morris et Brookhaven, 670 000 \$ US découlaient d'une facilité de fonds de roulement établie par les actionnaires d'USEB et environ 790 000 \$ US étaient liés à la hausse de l'amortissement des intérêts débiteurs attribuable au traitement comptable de la charge relative au programme d'incitation tarifaire de l'État de l'Illinois, comptabilisée dans les intérêts débiteurs.

L'amortissement a augmenté de 1 997 000 \$ US pour s'établir à 5 607 000 \$ US en 2002 contre 3 610 000 \$ US en 2001. Une part de 1 100 000 \$ US de cette augmentation se rapportait à l'amortissement additionnel des actifs mis en service au cours de 2001 (installations de Countryside, Morris et Brookhaven). Ces derniers n'ont donc été amortis que sur une partie de 2001. Le reste de l'accroissement était attribuable à une hausse de l'amortissement d'autres actifs mis en service pendant 2001.

Exercice terminé le 31 décembre 2001 par rapport à l'exercice terminé le 31 décembre 2000

Les produits tirés de la production d'énergie ont progressé de 5 056 000 \$ US en 2001 en regard de 2000. Une part de 3 200 000 \$ US de cet accroissement provenait des produits générés par les projets Countryside, Morris et Brookhaven acquis en 2001 et une part de 150 000 \$ US provenait du transporteur SPSA/CIBA entré en activité en avril 2001. Le reste de l'augmentation s'expliquait par le bénéfice tiré de la production sur un exercice complet des projets Streater et Upper Rock, lesquels avaient amorcé leurs activités commerciales en 2000, et par la hausse de la production des projets dont l'exploitation a débuté en 1999.

Les honoraires et le revenu de redevances ont atteint 1 212 000 \$ US en 2001 contre 316 000 \$ US en 2000. En 2001, des honoraires de 600 000 \$ US ont été reçus provenant de AJG. En outre, les frais de traitement des boues des projets de séchage des boues de Garland ont augmenté d'environ 250 000 \$ US en 2001 en regard de 2000.

Le gain sur la vente des participations s'est établi à 1 383 000 \$ US en 2001, contre 1 027 000 \$ US en 2000, soit une progression de 356 000 \$ US attribuable à la comptabilisation de gains non récurrents en 2001 tiré de la vente de divers actifs.

Les intérêts créditeurs ont atteint 2 072 000 \$ US en 2001, soit un recul de 46 000 \$ US par rapport à 2000. Cette diminution reflète, en général, la conjoncture du marché qui a engendré une chute des rendements des placements et des intérêts créditeurs relatifs aux intérêts versés aux propriétaires des récupérateurs.

Les autres produits pour 2001 ont augmenté de 1 044 000 \$ US par rapport à 2000 en raison des gains sur des opérations précises enregistrées en 2001. En 2001, les actifs d'exploitation d'USEB ont constaté un bénéfice non récurrent d'environ 930 000 \$ US dans le cadre d'une opération de vente ainsi que de la remise d'une certaine dette découlant de la fusion avec USEY.

Les charges d'exploitation ont progressé en 2001 pour s'établir à 7 669 000 \$ US, contre 6 805 000 \$ US en 2000, soit une hausse de 864 000 \$ US. Cette progression tenait aux charges relatives à l'exploitation des projets Countryside, Morris et Brookhaven acquis en 2001, au projet SPSA/CIBA qui a débuté ses activités commerciales en août 2001 et aux charges liées aux projets qui ont entrepris leurs activités en 2000.

Les charges de vente et les charges générales et administratives se sont établies à 1 272 000 \$ US en 2001 et à 1 206 000 \$ US en 2000, soit une montée de 66 000 \$ US.

Les intérêts débiteurs sont passés à 6 339 000 \$ US en 2001 en regard de 4 637 000 \$ US en 2000. L'accroissement de 1 702 000 \$ US découlait des coûts du service de la dette additionnelle attribuable au financement de l'acquisition des projets Countryside, Morris et Brookhaven ainsi que d'une autre dette relative à l'achèvement du projet SPSA/CIBA et à la reconfiguration de la génératrice de Dolton.

L'amortissement a augmenté de 358 000 \$ US à 3 610 000 \$ US en 2001, contre 3 252 000 \$ US pour 2000. L'augmentation était liée à l'amortissement additionnel découlant des nouveaux actifs mis en service en 2000 et 2001.

La perte de 3 716 000 \$ US sur la vente du matériel en 2000 tenait à la radiation du matériel mis hors service pendant la reconfiguration de l'installation de production de Dolton. L'ancien matériel de Dolton a été remplacé par du nouveau matériel GE/Jenbacher plus efficace.

Situation de trésorerie et sources de financement des actifs d'exploitation d'USEB

Au 30 septembre 2003 et aux 31 décembre 2002 et 2001, l'encaisse et l'encaisse affectée totalisaient respectivement environ 15 941 000 \$ US, 11 910 000 \$ US et 13 220 000 \$ US. La composition de ces soldes est résumée ci-après :

	30 septembre 2003	31 décembre 2002	31 décembre 2001
	(en milliers de dollars US)		
Encaisse non affectée	1 794 \$	996 \$	53 \$
Compte de remboursement d'ICC — encaisse affectée	11 120	9 507	5 759
Compte des produits des prêteurs — encaisse affectée	2 107	1 269	5 335
Réserves au titre de contrats de services publics — encaisse affectée . .	138	138	138
Réserves pour l'exploitation/ la construction des prêteurs — encaisse affectée	0	0	0
Réserve pour l'amélioration du projet Countryside — encaisse affectée	782	0	1 935
Total de l'encaisse et de l'encaisse affectée	15 941 \$	11 910 \$	13 220 \$

Dans le cadre des billets à payer par les actifs d'exploitation d'USEB et ses filiales, les prêteurs exigent le maintien de divers comptes d'encaisse affectée. Ces comptes totalisaient environ 14 147 000 \$ US au 30 septembre 2003, 10 914 000 \$ US au 31 décembre 2002 et 13 167 000 \$ US au 31 décembre 2001.

Voici une description de chaque compte de réserve :

- Compte de remboursement d'ICC — utilisé pour accumuler des fonds en vue du paiement de la charge découlant du programme d'incitation tarifaire de l'État de l'Illinois.
- Compte des produits des prêteurs — encaisse affectée par les prêteurs en attendant que les montants soient distribués aux actionnaires d'USEB selon le calendrier régulier établi.
- Réserve au titre de contrats de services publics — encaisse détenue par certaines sociétés de service public comme garantie du respect des engagements d'USEB en vertu des contrats d'achat d'énergie.
- Réserves pour l'exploitation/la construction des prêteurs — Avant 2003, encaisse affectée par les prêteurs pour l'achèvement de la construction des projets SPSA/CIBA et Dolton ainsi que pour les charges d'exploitation trimestrielles des projets. Une restructuration des contrats d'emprunt en 2002 a donné lieu à une libération de ces fonds et à la fermeture des comptes d'encaisse affectée.
- Réserve pour l'amélioration du projet Countryside — encaisse affectée par un prêteur pour financer l'amélioration prévue de la route pour le projet Countryside. Le projet devrait être achevé au début de 2004.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation ont atteint 5 656 000 \$ US pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003, soit une hausse de 677 000 \$ US par rapport aux 4 979 000 \$ US enregistrés pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002. Ils se sont établis à 1 929 000 \$ US pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, en regard de (149 000 \$ US) au cours de l'exercice 2001.

Sur les flux de trésorerie enregistrés au cours des neuf premiers mois de 2003, 4 452 000 \$ US ont été affectés à des placements, y compris des acquisitions d'immobilisations et des ajouts aux encaisses affectées, et 406 000 \$ US ont été tirés des activités de financement. Au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002, 3 380 000 \$ US ont été affectés à des activités d'investissement et 1 097 000 \$ US, à des activités de financement.

Perspectives

Après la clôture du placement, la principale différence pour les actifs d'exploitation d'USEB résidera dans le fait que les paiements d'intérêts sur les emprunts existants seront remplacés par des paiements d'intérêts à Countryside Canada dans le cadre des emprunts d'USEB. La direction continue d'évaluer les flux de trésorerie

actuels et prévus afin de déterminer les montants nécessaires pour financer les besoins d'exploitation et les dépenses en capital. La direction est d'avis qu'il y aura suffisamment de liquidités provenant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et du fonds de roulement pour respecter toutes les obligations dans le cadre des emprunts d'USEB, pour assurer le service de toutes les autres dettes en cours, pour financer les dépenses en capital anticipées et pour combler les besoins du fonds de roulement pour les douze prochains mois.

Cependant, il n'existe aucune assurance à cet égard. Si les actifs d'exploitation d'USEB ne peuvent pas obtenir ou générer les flux de trésorerie liés à l'exploitation nécessaires pour combler leurs besoins, ils devront rechercher du financement additionnel par capitaux propres ou par emprunts afin de continuer à exercer leurs activités. Rien ne garantit que les actifs d'exploitation d'USEB pourront se procurer ces capitaux ou, le cas échéant, qu'ils pourront les obtenir à des conditions acceptables. Si les actifs d'exploitation d'USEB ne peuvent obtenir ce financement additionnel à des conditions acceptables, ils pourraient se voir obligés de reporter ou d'annuler les nouveaux projets. Toute incapacité de leur part à obtenir du financement additionnel pour combler leurs besoins en liquidités ou en capitaux pourrait avoir un effet néfaste important sur leurs activités. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque — Risques liés au secteur d'activité » pour une analyse des risques, des événements et des incertitudes qui pourraient entraîner que l'information financière présentée ne soit pas nécessairement représentative des résultats d'exploitation futurs.

Résultats d'exploitation d'USE Canada Holdings

USEY a acheté USE Canada Holdings le 11 juin 2001. Ainsi, les états financiers consolidés d'USE Canada Holdings et de sa société remplacée pour les trois exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2002 reflètent le changement de propriété le 11 juin 2001. Les périodes antérieures au 11 juin 2001 ne tiennent pas compte de l'incidence de la comptabilisation de l'acquisition d'USE Canada Holdings par USEY selon la méthode de l'acquisition.

Cependant, en raison du caractère saisonnier des activités des systèmes énergétiques centralisés, la direction estime que l'analyse la plus significative de leurs résultats d'exploitation doit porter sur douze mois. C'est pourquoi, les résultats d'exploitation des trois exercices compris dans la période de trois ans seront analysés de façon distincte dans le Rapport de gestion qui suit, compte non tenu du changement de propriété. La seule incidence notable de la comptabilisation de l'acquisition des systèmes énergétiques centralisés par USEY selon la méthode de l'acquisition consiste en une réduction de la valeur comptable des immobilisations corporelles. L'effet de ce rajustement sera souligné dans l'analyse des variations de la dotation aux amortissements d'un exercice à l'autre.

Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 par rapport à la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002

Les produits d'USE Canada Holdings pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 ont totalisé 13 546 000 \$, en hausse de 2 324 000 \$ ou 20,7 % en regard des neuf premiers mois de 2002. L'accroissement des volumes de vente d'énergie et les prix du combustible ont donné lieu à une hausse des ventes d'énergie de chauffage. Les prix plus élevés du combustible au cours du premier semestre de 2003 ont entraîné une augmentation des produits tirés de l'énergie thermique pour les systèmes de London et de l'Î.-P.-É. Cette augmentation a été contrebalancée par un recul des produits tirés de la vente d'électricité de 617 000 \$ au cours des neuf premiers mois de 2003 en regard de la période correspondante en raison des prix défavorables de l'électricité sur le marché de gros en Ontario et de la montée des prix du gaz naturel.

La hausse des charges d'exploitation et d'entretien est attribuable à la progression des coûts du mazout et des autres combustibles de 2 011 000 \$ ou 45,3 % pour les neuf premiers mois de 2003 par rapport à la période correspondante, surtout par suite de la montée des coûts moyens du mazout des systèmes de London et de l'Î.P.É. Les coûts du gaz naturel du système de London ont grimpé de 930 000 \$ et les coûts combinés du mazout du système de l'Î.-P.-É. ont fait un bond de 885 000 \$, principalement en raison de la montée des prix du pétrole et, dans une moindre mesure, de l'accroissement des ventes d'énergie thermique. Les charges liées aux autres combustibles ont légèrement augmenté par suite de l'achat d'électricité additionnelle. En outre, les coûts d'exploitation et de production pour les neuf premiers mois de 2003 ont été de 3 110 000 \$, soit un

accroissement de 13,2 % comparativement à la période correspondante. Les coûts d'exploitation et de production reflètent la baisse des coûts capitalisés de la main-d'œuvre découlant de la réduction des dépenses en immobilisations ainsi que de la hausse des coûts d'entretien des installations et des systèmes de distribution en regard de la même période en 2003.

Les charges de gestion et d'administration pour les neuf premiers mois de 2003 se sont établies à 586 000 \$, en baisse de 223 000 \$ ou 27,6 % comparativement aux neuf premiers mois de 2002. Cette baisse est essentiellement attribuable à l'encaissement d'un solde de débiteurs au cours de l'exercice qui avait précédemment été radié.

Les intérêts débiteurs pour les neuf premiers mois de 2003 se sont élevés à 1 374 000 \$, en hausse de 181 000 \$ ou 15,2 % en regard des neuf premiers mois de 2002, en raison d'une augmentation de la dette à long terme affectée au financement de l'amélioration des installations du système de l'Î.-P.-É. ainsi que du raccordement de nouveaux clients au système de London.

Un actif d'impôts futurs lié à une tranche des reports prospectifs de pertes fiscales a été comptabilisé au moment de l'acquisition par USEY. Le recouvrement d'impôts futurs en 2003 et 2002 représente les pertes additionnelles comptabilisées au cours des périodes respectives selon les estimations, par la direction, des bénéfices imposables des trois prochains exercices.

Exercice terminé le 31 décembre 2002 par rapport à l'exercice terminé le 31 décembre 2001

Les produits pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 ont totalisé 15 797 000 \$, en hausse de 6,4 % en regard de 2001. Cette augmentation découlait de l'accroissement des volumes de vente d'énergie.

La progression des charges d'exploitation et d'entretien découlait de l'augmentation des coûts du mazout et des autres combustibles de 753 000 \$ en 2002 en regard de 2001, par suite de l'accroissement des volumes de vente d'énergie des systèmes de l'Î.-P.-É. et de London. Les autres coûts d'exploitation et de production ont grimpé d'environ 146 000 \$ en 2002 par rapport à la même période de 2001, en raison du fléchissement des coûts capitalisés de la main-d'œuvre au cours de 2002 comparativement à 2001, attribuable au quasi-achèvement de projets importants ainsi qu'à la progression marquée des coûts d'assurance en 2002.

Les charges de gestion et d'administration pour 2002 se sont élevées à 1 023 000 \$, soit un recul de 365 000 \$ ou 26,3 % en regard de 2001. Le recul des charges générales et administratives était directement lié à la réduction des frais indirects par suite de l'achat d'USE Canada Holdings par USEY.

La dotation aux amortissements pour 2002 a atteint 1 088 000 \$, soit une régression de 866 000 \$ ou 45,0 % principalement attribuable à la baisse de la valeur comptable des actifs découlant de l'achat d'USE Canada Holdings par USEY.

Les intérêts débiteurs ont peu varié d'un exercice à l'autre, car la société remplacée avait un niveau d'endettement comparable avant la vente.

Le bénéfice net de l'exercice a augmenté surtout en raison de la diminution de l'amortissement et de la baisse des charges de gestion et d'administration. Le recouvrement d'impôts futurs en 2002 représente des pertes additionnelles comptabilisées au cours de l'exercice selon les estimations, par la direction, des bénéfices imposables des trois prochains exercices.

Exercice terminé le 31 décembre 2001 par rapport à l'exercice terminé le 31 décembre 2000

Le total des produits pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 s'est établi à 14 843 000 \$, en hausse de 9,6 % comparativement à 2000. Cet accroissement tenait aux nouveaux clients obtenus en 2000. L'augmentation des volumes de vente d'énergie et des prix du combustible a entraîné une hausse des ventes d'énergie de chauffage.

Les charges d'exploitation et d'entretien ont augmenté par suite de l'accroissement des coûts du mazout et des autres combustibles de 693 000 \$ ou 13,4 % en regard de 2000 surtout en raison des volumes de vente accrus et des coûts moyens plus élevés du mazout pour les deux exploitations. Les coûts du gaz naturel pour le système de London ont augmenté de 172 000 \$ et les coûts combinés du mazout pour le système de l'Î.-P.-É. ont

progressé de 521 000 \$, principalement à cause de la hausse des ventes d'énergie thermique comparativement à la période précédente. Cette progression a été contrebalancée quelque peu par une régression des autres coûts de production et d'exploitation de 101 000 \$.

Les charges de gestion et d'administration ont diminué par suite de la réduction des frais indirects découlant de l'achat d'USE Canada Holdings par USEY.

La dotation aux amortissements pour 2001 s'est établie à 1 953 000 \$, soit un accroissement de 125 000 \$ comparativement à 2000. Cette hausse était surtout attribuable à la radiation des frais de financement reportés liés à une facilité d'emprunt à long terme, remboursée avant le 11 juin 2001, contrebalancée par une baisse de la dotation aux amortissements enregistrée au cours de la période suivant l'acquisition d'USE Canada Holdings par USEY.

Les intérêts débiteurs ont peu varié d'un exercice à l'autre, car la société remplacée avait un niveau d'endettement comparable avant la vente.

Le bénéfice net de l'exercice a augmenté à 664 515 \$ en 2001 par rapport à une perte nette de 617 000 \$ en 2000. L'augmentation tient à l'amélioration du rendement de l'exploitation des systèmes énergétiques centralisés, à la baisse des charges de gestion et d'administration et à un recouvrement net d'impôts sur les bénéfices futurs. Le recouvrement d'impôts sur les bénéfices futurs en 2001 représente des pertes additionnelles comptabilisées au cours de l'exercice selon les estimations, par la direction, des bénéfices imposables des trois prochains exercices.

Situation de trésorerie et sources de financement d'USE Canada Holdings

Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2003 par rapport à la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2002

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2003 ont diminué à 1 610 000 \$, contre 2 092 000 \$ pour la même période de 2002, par suite de l'augmentation du fonds de roulement au cours de la période.

Le fonds de roulement consolidé a augmenté à 384 000 \$ au 30 septembre 2003, contre 77 233 \$ au 31 décembre 2002, par suite d'une baisse des créiteurs découlant de la diminution des dépenses en immobilisations, en partie contrebalancée par le fléchissement des soldes de débiteurs lié aux ventes d'énergie moins élevées au cours de la période antérieure au 30 septembre 2003, comparativement à la période antérieure au 31 décembre 2002.

Activités d'investissement

Les acquisitions d'immobilisations pour les neuf premiers mois de 2003 se sont élevées à 1 882 000 \$ et ont été financées par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et par l'accroissement de la dette à long terme d'environ 1 062 000 \$. L'encaisse affectée d'environ 1 317 000 \$ est requise en vertu des facilités de crédit bancaire et comprend 1 000 000 \$ pour le financement des dépenses en immobilisations relatives aux améliorations en cours du système de l'Î.-P.-É. et 317 000 \$ pour le financement des charges d'entretien. Les soldes des encaisses affectées peuvent être libérés afin de financer les dépenses en immobilisations ou les charges d'entretien, au besoin, à condition que la banque donne son approbation.

La direction continue d'évaluer les flux de trésorerie actuels et futurs afin d'établir le financement requis pour l'exploitation et les dépenses en immobilisations. Elle estime qu'elle a suffisamment de liquidités tirées des flux de trésorerie liés à l'exploitation et de fonds de roulement pour nous acquitter de toutes nos obligations relatives à la dette impayée et financer les dépenses en immobilisations prévues ainsi que les exigences de fonds de roulement au cours des douze prochains mois.

Exercices terminés les 31 décembre 2002, 2001 et 2000

Activités d'exploitation

L'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les trois exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2002 est principalement attribuable à la hausse du bénéfice net au cours de la période. Cet accroissement a été en partie contrebalancé par une baisse de l'amortissement en 2002 découlant de l'acquisition par USEY et de la radiation des frais de financement reportés en 2001.

Activités d'investissement

Les acquisitions d'immobilisations corporelles en 2002 se rapportaient aux raccordements de clients aux deux emplacements et au début des travaux d'amélioration du système de l'Î.-P.-É. Elles ont été financées essentiellement par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. En 2001, les acquisitions d'immobilisations corporelles étaient liées aux raccordements de clients aux systèmes de London et de l'Î.-P.-É. En 2000, les acquisitions ont été réparties entre les coûts associés à l'accroissement de la capacité des installations aux deux emplacements et aux raccordements de clients, surtout à London.

En 2002, l'encaisse affectée a grimpé de 1 000 000 \$ en raison des montants empruntés en vertu d'une facilité de crédit bancaire afin de financer les améliorations du système de l'Î.-P.-É. Les soldes des encaisses affectées peuvent être libérés afin de financer les dépenses en immobilisations ou les charges d'entretien, au besoin, à condition que la banque donne son approbation.

En 2001, USEY a versé un montant au comptant de 4 075 000 \$ au titre d'USE Canada Holdings. Le reste du prix d'acquisition, versé sous forme d'un billet, a été remboursé plus tard en 2001 au moyen du produit d'une facilité de crédit bancaire.

Activités de financement

Au cours des périodes antérieures au 11 juin 2001, les systèmes énergétiques centralisés étaient financés essentiellement au moyen de la dette bancaire. Cependant, aux fins de la vente à USEY, la société remplacée a fait l'objet d'une restructuration de son capital et la dette bancaire a été remboursée. Après le financement de l'acquisition d'USE Canada Holdings, la facilité de crédit bancaire a servi à financer les dépenses en immobilisations et, dans la mesure du possible, à rembourser les montants dus à USEY.

Perspectives

Par suite des opérations envisagées dans le présent prospectus, le changement principal pour USE Canada Holdings sera le remplacement des facilités de crédit actuelles d'USE Canada par la nouvelle facilité de crédit et l'élimination des montants à payer à USEY. En vertu de la nouvelle facilité de crédit, les intérêts débiteurs devraient être d'environ 1,7 million de dollars en 2004. Un retrait de 30 millions de dollars sera effectué sur la nouvelle facilité de crédit à la clôture du placement et 5,0 millions de dollars seront disponibles pour des emprunts additionnels. La direction est d'avis que les montants disponibles en vertu de la nouvelle facilité de crédit et du compte de retenue de garantie, ajoutés aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, permettront de répondre aux besoins prévus relativement aux dépenses en capital, au fonds de roulement et aux distributions. Toutefois, les besoins de capitaux d'USE Canada Holdings peuvent changer, particulièrement si des acquisitions importantes ont lieu. La capacité d'USE Canada Holdings de répondre à ses besoins en capitaux dépendra de son rendement financier futur, qui dépendra à son tour de la conjoncture économique générale et de facteurs d'ordre financier, fiscal, commercial et autres, dont des facteurs échappant au contrôle d'USE Canada Holdings. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque — Risques liés au secteur d'activité » pour une analyse des risques, des événements et des incertitudes qui pourraient entraîner que l'information financière présentée ne soit pas nécessairement représentative des résultats d'exploitation futurs.

FINANCEMENT, ACQUISITION ET OPÉRATIONS CONNEXES

Opérations avant la clôture

USE Canada est propriétaire et exploitant des systèmes énergétiques centralisés. USE Canada est une filiale en propriété exclusive d'USE Canada Holdings qui, pour sa part, est une filiale en propriété exclusive d'USEY. Par l'entremise de diverses sociétés par actions, sociétés à responsabilité limitée et sociétés en commandite, qui sont directement propriétaires des exploitations de biogaz (« les entités USEB »), USEB est indirectement propriétaire de la totalité des exploitations de biogaz situées à l'extérieur de l'Illinois et de 50 % de celles situées dans cet État. USEY et une filiale en propriété indirecte de Cinergy détiennent un intérêt financier de 54,3 % et de 45,7 %, respectivement, et des droits de vote de 80 % et de 20 %, respectivement, dans USEB. (Voir la rubrique « — Structure après la clôture ».)

Emprunts d'USEB

À la clôture du placement, Countryside Canada achètera les emprunts existants aux prêteurs actuels d'USEB et de divers membres du groupe d'USEB, notamment John Hancock Financial Services, Inc. et certains membres de son groupe, GESF Energy Capital LLC et AJG, pour un prix d'achat au comptant correspondant à la totalité du capital impayé aux termes des emprunts existants à la date de clôture du placement. Ces achats seront faits aux termes de conventions d'achat et de restructuration de prêt qui seront conclues entre Countryside Canada et les prêteurs actuels. USEB paiera tous les intérêts impayés courus sur les emprunts existants et versera une prime à John Hancock Financial Services, Inc. et aux membres de son groupe ainsi qu'à GESF Energy Capital LLC dans le cadre de cet achat.

À l'acquisition des emprunts existants, Countryside Canada consentira les avances supplémentaires à USEB, et Countryside Canada et USEB modifieront les emprunts existants pour y inclure les avances supplémentaires et donner effet par ailleurs aux modalités énoncées dans la modification de la convention d'achat de billet régissant les emprunts d'USEB (la « convention relative aux emprunts d'USEB »). Avec les avances supplémentaires, les emprunts d'USEB mentionnés aux présentes ont un capital de 107 M\$.

Il est prévu que les emprunts d'USEB consisteront en deux emprunts, l'un pour un capital approximatif de 89,8 M\$ (l'« emprunt A d'USEB ») et l'autre pour un capital d'environ 17,2 M\$ (l'« emprunt B d'USEB »). USEB contractera les deux emprunts d'USEB. Les entités USEB qui sont propriétaires des actifs d'exploitation d'USEB garantiront les deux emprunts d'USEB.

À titre de sûreté des emprunts d'USEB, Countryside Canada détiendra un privilège de premier rang sur tous les actifs d'USEB à l'exception des actifs exclus, et essentiellement tous les actifs d'exploitation d'USEB non détenus directement par USEB nantiront les garanties.

Yankee Energy Services Company (« YESCO ») détiendra un privilège de deuxième rang sur les participations dans les entités d'USEB et les actifs des entités USEB qui détiennent les actifs des exploitations Countryside, Morris et Brookhaven et des participations dans ces exploitations en garantie du billet de fournisseur de 4,7 M\$ US (le « billet YESCO ») qui sera subordonné aux garanties de ces exploitations de l'emprunt B d'USEB mais sera prioritaire sur les garanties sans sûreté des garants de l'emprunt A d'USEB. USEB fournira une garantie sans nantissement du billet YESCO.

AJG continuera de détenir un billet non garanti au capital d'environ 5,7 M\$ US au 31 décembre 2003 qui sera subordonné aux emprunts d'USEB.

L'intérêt sur les emprunts d'USEB s'accumulera au taux annuel de 11,0 % et le capital et l'intérêt seront payables mensuellement. Les emprunts d'USEB viendront à échéance 15 ans après la date de clôture du placement, sous réserve des dispositions obligatoires pour paiements anticipés et de paiements anticipés au gré du prêteur après dix ans. Une tranche d'environ 56 % du capital global des emprunts d'USEB sera amortie pendant leur durée, augmentant progressivement pour passer de 1,6 % du montant en capital global au cours de la première année à 7,1 % au cours de la quinzième année.

Sauf dans le cas d'un changement de contrôle d'USEB, les emprunts d'USEB sont rachetables ou remboursables cinq ans après leur date d'émission. Par la suite, USEB peut, si elle a les liquidités nécessaires, rembourser par anticipation la totalité ou une partie des emprunts d'USEB sous réserve d'une disposition de

maintien de rendement qui obligera USEB à compenser Countryside Canada des rendements manqués à compter de la date de remboursement des emprunts d'USEB à la date d'échéance. Si un changement de contrôle d'USEB survient en tout temps avant le cinquième anniversaire de la date d'émission, USEB aura le droit de racheter les emprunts suivant les mêmes conditions. USEB est tenue de faire des remboursements par anticipation obligatoires aux termes des emprunts d'USEB dans certaines circonstances, avec et sans prime.

Suivant les modalités des emprunts d'USEB, USEB sera tenue d'établir la réserve d'USEB. À la clôture du placement, 2 M\$ US seront versés dans la réserve d'USEB. Par la suite, à compter de 2004, USEB financera la réserve d'USEB en y versant un montant minimal annuel de 250 000 \$ US par trimestre, lequel augmentera de 2,5 % par année (le « montant trimestriel minimum de financement »), provenant des flux de trésorerie liés à l'exploitation après avoir payé toutes les sommes exigibles à l'égard des emprunts d'USEB et toutes les charges d'exploitation et effectué les dépôts au compte de remboursement ICC, compte non tenu des dépenses au titre du capital de croissance, des dividendes versés aux actionnaires d'USEB et des paiements de redevances à Countryside Canada aux termes du droit à redevance d'USEB. Dans la mesure où les fonds sont insuffisants pour réunir le montant trimestriel minimum de financement prévu chaque trimestre, à compter de 2004, et jusqu'à l'échéance des emprunts d'USEB, les flux de trésorerie excédentaires d'USEB (après le paiement des charges d'exploitation, des sommes exigibles à l'égard des emprunts d'USEB, des dépenses en immobilisations, des dépôts au titre du remboursement ICC et le versement du montant trimestriel minimum de financement prévu) obtenus au cours des trimestres ultérieurs seront déposés dans la réserve d'USEB jusqu'à ce que l'équivalent du montant trimestriel minimum de financement multiplié par le nombre de trimestres écoulés depuis la date d'émission des emprunts d'USEB ait été réuni. Dès que les montants requis auront été réunis pour assurer le montant trimestriel minimum de financement prévu pour chaque trimestre depuis l'émission des emprunts d'USEB et remplir certaines autres conditions, des dividendes pourront être versés aux actionnaires d'USEB.

Les éléments suivants constituent des cas de défaut aux termes des emprunts d'USEB : (i) le non-remboursement du capital ou le non-paiement de l'intérêt après le délai de grâce applicable, en l'absence de renonciation; (ii) le non-respect aux termes d'un engagement après le délai de grâce applicable; (iii) un manquement aux termes d'un permis réglementaire important ou la révocation d'un tel permis; (iv) un manquement réciproque aux termes d'un autre emprunt d'USEB; (v) un manquement réciproque à effectuer le paiement d'une autre dette garantie de plus de 4 M\$; (vi) la faillite ou l'insolvabilité d'USEB ou d'une de ses filiales; (vii) un jugement rendu à l'encontre d'USEB ou de ses filiales de plus de 2 M\$, qui n'a pas fait l'objet d'un sursis ou d'un cautionnement; (viii) le non-respect appréciable aux termes d'un contrat important d'USEB ou des entités d'USEB; (ix) les manquements aux termes de documents d'emprunt connexes; (x) la déchéance de la sûreté dans des biens affectés en garantie; (xi) une fausseté importante dans une déclaration ou une garantie faite par USEB ou une entité d'USEB; (xii) le devancement de l'échéance de certaines autres dettes dépassant 8 M\$ et (xiii) tout manquement à l'égard de certains contrats se rapportant à certains projets ou toute annulation de ce contrat.

La convention régissant les emprunts d'USEB renfermera les engagements, déclarations et garanties d'usage pour des opérations de cette nature entre parties sans lien de dépendance.

Si Countryside Canada est tenue de payer ou de verser une retenue d'impôt ou est assujettie à un montant au titre de retenues d'impôt relativement au fait qu'elle a acquis, qu'elle accorde ou qu'elle détient les emprunts d'USEB (y compris les intérêts reçus sur ceux-ci), autre qu'un impôt ou une retenue d'impôt découlant d'une disposition des emprunts d'USEB, USEB sera tenue, aux termes de la convention relative aux emprunts d'USEB, de fournir des fonds ou de faire des paiements additionnels à Countryside Canada au titre des emprunts d'USEB pour qu'elle puisse payer ou remettre les retenues d'impôt (sans réduire aucun paiement qui serait effectué à Countryside Canada en l'absence de cette retenue d'impôt) ou sans indemniser entièrement autrement Countryside Canada à l'égard de cette responsabilité, sauf dans la mesure où cette retenue d'impôt est majorée parce que Countryside Canada n'a pas fourni des formulaires et des documents qu'USEB peut exiger pour éliminer ou réduire cette retenue d'impôt. Aux termes des emprunts d'USEB, USEB est tenue de couvrir son risque de change auquel l'exposent ces emprunts. À la clôture du placement, USEB aura mis en place des opérations de couverture de ses risques de change sur les paiements du service de la dette pour les trois premières années de la durée des emprunts d'USEB. Aux termes de ces ententes, environ 2 M\$ US des sommes déposées dans les comptes de remboursement ICC seront affectés en garantie des obligations d'USEB

envers les fournisseurs de la couverture. Par la suite, 75 % des paiements du service de la dette seront couverts à divers intervalles jusqu'à l'échéance.

Droit à redevance d'USEB

Le Fonds, par l'intermédiaire de Countryside Canada, acquerra le droit à redevance d'USEB en contrepartie de 6 000 000 \$ US à la clôture du placement. Le droit à redevance d'USEB permettra à Countryside Canada de recevoir d'USEB tous les ans une somme (la « redevance ») qui est déterminée en fonction des flux de trésorerie distribuables d'USEB (définis ci-après) et limitée par ces flux. Le droit à redevance d'USEB est convertible en tout temps, sous réserve de certaines conditions réglementaires, à compter du vingtième anniversaire de la clôture du placement, ou dans le cas du remboursement par anticipation intégral des emprunts d'USEB, à ou après la date d'un tel remboursement par anticipation, en actions ordinaires sans droit de vote d'USEB (les « titres participatifs »), représentant 49 % des actions ordinaires d'USEB en circulation au moment de la conversion. À la conversion du droit à redevance d'USEB, le droit de Countryside Canada de recevoir la redevance sera éteint. Le montant de la redevance payable à Countryside Canada dépend de la convertibilité du droit à redevance d'USEB. Pour chaque trimestre antérieur à celui au cours duquel le droit à redevance d'USEB devient convertible, le montant de la redevance payable à Countryside Canada correspondra à 7 % des flux de trésorerie distribuables d'USEB, majoré d'un pourcentage additionnel de flux de trésorerie distribuables d'USEB égal à 1,8 % du produit net d'USEB (défini ci-après). Toutefois, le paiement au titre des redevances ne doit en aucun cas dépasser le plafond de distribution (décrit ci-après). Lorsque le droit à redevance d'USEB devient convertible, mais avant qu'il ne soit converti, la redevance sera égale à 49 % des flux de trésorerie distribuables d'USEB, sous réserve du plafond de distribution.

Par « flux de trésorerie distribuable d'USEB », on entend, à l'égard de toute période, les produits d'USEB moins : (i) les dépôts dans le compte de remboursement ICC pendant cette période; (ii) les paiements au comptant réels et les distributions de toute nature effectuées par les actifs d'exploitation d'USEB pendant cette période (autres que les paiements ou distributions à d'autres actifs d'exploitation d'USEB ou les actifs exclus), ces paiements devant inclure notamment les frais, les salaires, les honoraires, les loyers, les frais généraux à concurrence de 1,8 M\$ (1,4 M\$ US) par année, les impôts, les frais d'immobilisations et, si 100 % des revenus liés d'IEGP II sont inclus dans les revenus d'USEB, les distributions à AJG à l'égard de sa participation dans IEGP II, mais à l'exclusion de paiements aux actionnaires d'USEB à l'égard de services rendus et (iii) le paiement de capital et d'intérêt, le financement de réserves obligatoires, y compris mais sans y être limité la réserve d'USEB et les autres paiements et remboursements pendant cette période exigés par la convention d'emprunt d'USEB et le billet YESCO; étant entendu que les flux de trésorerie distribuables d'USEB ne seront pas réduits des montants investis pour augmenter la capacité de la production des actifs d'exploitation d'USEB pendant cette période.

Par « produits d'USEB », on entend à l'égard de toute période, le produit consolidé brut total reçu par les actifs d'exploitation d'USEB pendant cette période, y compris, mais sans y être limité : (i) les intérêts et les autres revenus provenant des placements des comptes de remboursement ICC à l'occasion, dans la mesure où ces intérêts et revenus ne doivent pas être réinvestis, aux termes de la convention d'emprunt USEB, dans les comptes de placement ICC et où USEB peut déterminer avec raison qu'ils dépassent les montants nécessaires pour assurer le remboursement à l'État de l'Illinois; (ii) les intérêts et les autres revenus de placements de la réserve d'USEB; (iii) les remboursements de capital et les paiements d'intérêts effectivement reçus pendant cette période aux termes de tout billet de récupérateur; (iv) les honoraires et autres paiements reçus pour les services rendus et les ventes effectuées à des personnes ou à des entités autres que les actifs d'exploitation d'USEB; (v) les remboursements de capital ou les paiements d'intérêts qui sont effectivement reçus par USEB pendant cette période aux termes du billet d'AJG et (vi) les dépôts exigés dans le compte de remboursement ICC, étant entendu que les fonds ou autres produits réunis en raison d'un cas de capital (défini ci-dessous) ne doivent pas être pris en compte pour déterminer les produits d'USEB. Pour les besoins de cette définition, afin d'éliminer le comptage multiple des produits, les produits en espèces brut totaux doivent être déterminés d'une manière qui ne tient pas compte des montants d'aucune nature transférés entre les actifs d'exploitation d'USEB.

Le droit à redevance d'USEB sera éteint à la liquidation des actifs d'exploitation d'USEB ou à la vente de la quasi-totalité des actifs d'exploitation d'USEB (appelé, avec le refinancement des emprunts d'USEB, un « cas de capital »). À la survenance d'un cas de capital, Countryside Canada aura le droit de recevoir, sous réserve du

plafond de distribution, 6 M\$US (le « montant de remboursement ») et 49 % du produit résiduel net. Par « produit résiduel net » on entend la somme des montants bruts et autres produits réunis en raison d'un cas de capital et les montants détenus dans le compte de remboursement ICC en date d'un cas de capital moins : (i) tous les frais des actifs d'exploitation d'USEB ou imputables à ces actifs engagés en marge du cas de capital, y compris mais sans s'y limiter les honoraires et débours juridiques et comptables, les frais bancaires et de placement, les frais de courtage et les autres frais et coûts internes et de tiers se rapportant au cas de capital et aux actifs d'exploitation d'USEB ou lui étant imputables; (ii) tous les montants nécessaires pour payer intégralement les emprunts d'USEB; (iii) les montants de remboursement d'incitation tarifaire payables aux termes du programme d'incitation tarifaire et tous les autres montants exigibles ou mis de côté pour les paiements futurs à l'État de l'Illinois à l'égard des exploitations de biogaz de l'Illinois; (iv) tous les montants nécessaires pour payer le billet YESCO et un billet subordonné modifié et reformulé émis par USEB à AJG intégralement; (v) les impôts fédéraux, d'État et locaux exigibles et un montant qui de manière raisonnable doit être mis de côté pour payer tous les impôts qui deviendront exigibles sur les actifs d'exploitation d'USEB; (vi) tous les montants nécessaires pour liquider toutes les autres obligations financières et contractuelles et liquider les affaires des actifs d'exploitation d'USEB; (vii) tous les dividendes d'USEB et les redevances qui sont déclarés et non payés à la date du cas de capital; (viii) un montant stipulé de 30 M\$ US représentant la valeur comptable du placement des actionnaires d'USEB dans les actifs d'exploitation d'USEB, y compris des participations minoritaires, mais excluant le droit de redevance d'USEB, déterminé conformément aux PCGR à la date du placement; (ix) un montant stipulé de 6 M\$ US représentant la valeur comptable nette du droit à redevance d'USEB déterminé conformément aux PCGR en date du placement, étant entendu que ni la réserve d'USEB ni les distributions sur cette réserve ne doivent être pris en compte pour déterminer les produits résiduels nets et étant entendu en outre que pour les fins de cette définition, le produit résiduel net ne doit pas être inférieur à zéro. Pour les fins du calcul du produit résiduel net, les produits hors trésorerie seront évalués comme suit : (i) les valeurs mobilières négociées publiquement seront évaluées à la moyenne de leurs cours de clôture (d'après la Bourse à laquelle ces valeurs ont enregistré le volume quotidien le plus élevé) pendant cinq séances avant la clôture du cas de capital et (ii) tout autre produit hors trésorerie devra être évalué à la juste valeur marchande déterminé de manière raisonnable et de bonne foi par USEB et Countryside Canada sous réserve que, s'ils ne parviennent pas à un accord, la détermination sera confiée à un cabinet de comptables ou d'évaluation financière indépendant acceptable, dans les limites raisonnables, pour Countryside Canada et USEB.

Malgré le texte qui précède, aucun montant ne sera payable à Countryside Canada conformément au droit à redevance d'USEB (dans le cours normal des affaires, relativement à un cas de capital ou autrement), à moins que, dans le cas du montant de remboursement, 500 % de ce montant soient distribués simultanément aux actionnaires d'USEB à l'égard de leurs actions ordinaires et, dans tous les autres cas, qu'au moins 104,09 % de ce montant soient versés simultanément aux actionnaires d'USEB relativement à leurs actions ordinaires dans USEB (le « plafond de distribution »).

Il est prévu que les versements de redevances seront généralement assujettis à une retenue d'impôt aux États-Unis. Sous réserve du plafond de distribution, USEB s'est engagée à majorer le montant versé au titre du droit à redevance de sorte que, après déduction de cette retenue d'impôt, Countryside Canada aura reçu le même montant que celui qu'elle aurait reçu sans cette retenue d'impôt, sauf dans la mesure où cette retenue d'impôt est majorée parce que Countryside Canada n'a pas fourni des formulaires et des documents qu'USEB peut exiger pour éliminer ou réduire ces retenues d'impôt. Voir la rubrique « Certaines incidences fiscales fédérales américaines — Imposition de Countryside Canada — Redevances reçues sur les droits à redevance d'USEB ».

Convention d'acquisition

Le Fonds, Countryside Canada et USEY concluront la convention d'acquisition suivant laquelle Countryside Acquisition utilisera 30 M\$ du produit provenant de la nouvelle facilité de crédit et environ 20 M\$ provenant de l'émission des parts aux termes du placement pour acheter la totalité des actions émises et en circulation d'USE Canada Holdings auprès d'USEY.

La convention d'acquisition renfermera les déclarations et garanties d'usage pour des opérations de cette nature entre parties sans lien de dépendance. Relativement à USE Canada Holdings et à USE Canada, USEY

déclarera et garantira ce qui suit : a) la constitution et le statut; b) les pouvoirs et autorités; c) la structure du capital; d) l'absence d'obligation d'émettre des titres; e) les approbations; f) l'absence d'infraction; g) les états financiers; h) les questions touchant l'environnement ainsi que l'hygiène et la sécurité du travail; i) le droit de propriété des actifs et les biens immobiliers détenus en propriété; j) la conduite de leur entreprise; k) les litiges; l) le respect des lois; l'absence de manquements; m) les questions touchant l'embauche et la main d'œuvre; n) la rémunération du personnel, les avantages sociaux et les régimes de retraite; o) le lieu de résidence; p) la responsabilité des honoraires et frais; q) les conventions non exécutoires; r) les dettes impayées et autres obligations non exécutées; s) les privilèges; t) les contrats importants; u) l'état de l'actif; v) l'assurance; w) l'absence de changement défavorable important; x) la propriété intellectuelle; y) l'absence de désaccords avec les vérifications devant être divulgués; z) les intérêts des personnes ayant des liens avec elle et des sociétés de son groupe; et aa) les questions de fiscalité.

Les déclarations et garanties demeureront en vigueur pendant deux ans après la clôture, les déclarations figurant aux alinéas a), b), c) et d) demeureront en vigueur indéfiniment, et la déclaration figurant à l'alinéa aa) demeurera en vigueur jusqu'à l'expiration des périodes de restriction prévues par les lois de l'impôt applicables.

De plus, USEY fera une déclaration et donnera une garantie à Countryside Acquisition et au Fonds suivant lesquelles, à sa connaissance, le présent prospectus constitue un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants se rapportant à l'entreprise qui est vendue aux filiales du Fonds ou qui est financée par celles-ci et qu'il a) ne contient aucune information fausse ou trompeuse concernant un fait important, or b) n'omet aucun fait important qui doit être déclaré ou qui est nécessaire pour rendre une déclaration non trompeuse à la lumière des circonstances dans lesquelles elle a été faite (la « garantie relative au prospectus d'USEY »). La garantie relative au prospectus d'USEY demeurera en vigueur après la clôture du présent placement pendant trois ans.

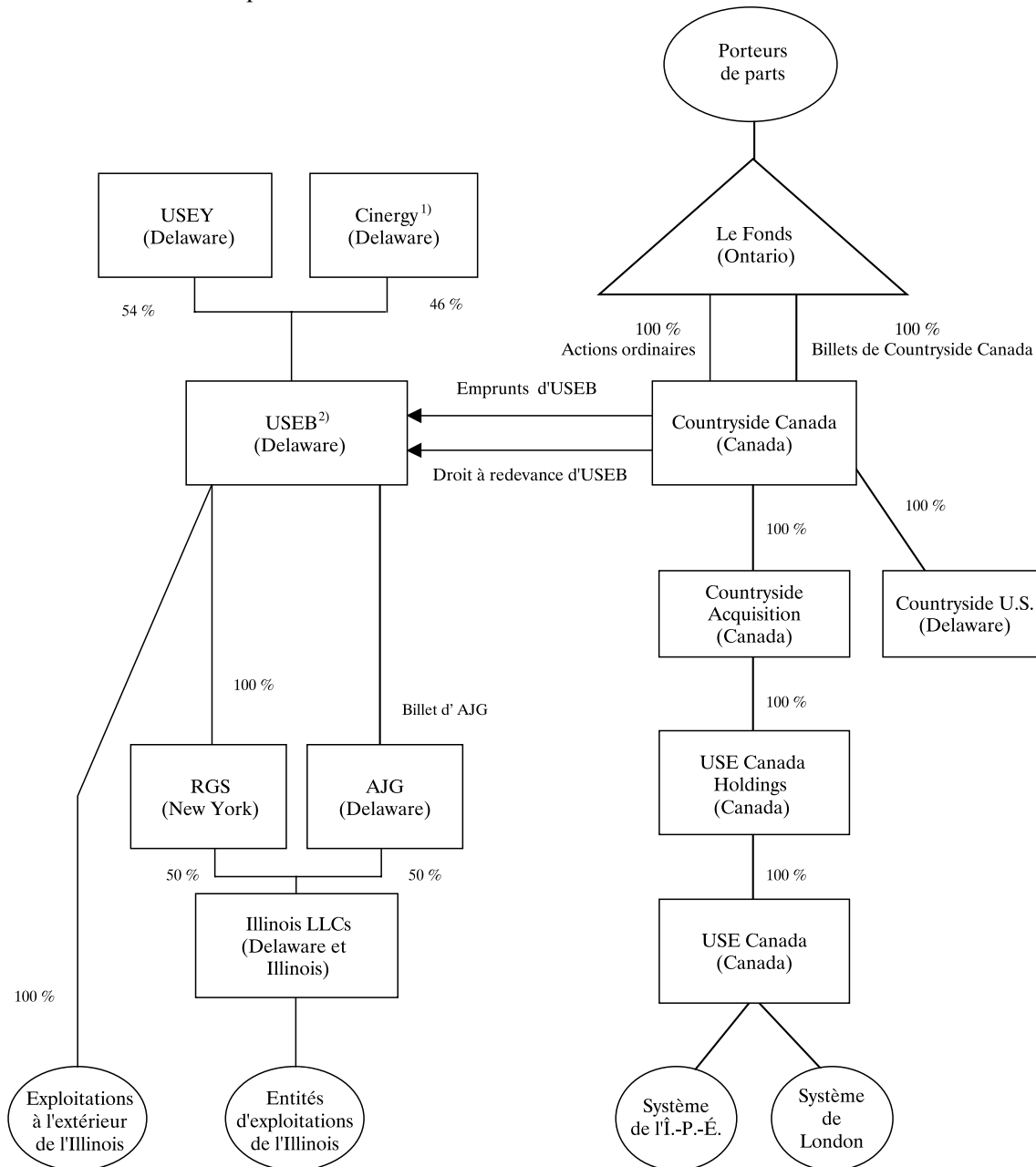
USEY sera également partie à une convention de prise ferme (la « convention de prise ferme ») et fera des déclarations et donnera des garanties aux preneurs fermes comme celles qu'elles a faites et données au Fonds aux termes de la convention d'acquisition, y compris la garantie relative au prospectus d'USEY. Ces déclarations et garanties subsisteront pendant trois ans après la clôture du placement.

USEY accordera une indemnisation pour compenser les pertes que pourraient subir Countryside Acquisition et le Fonds si elle ne respecte pas ses déclarations et garanties aux termes de la convention d'acquisition (sauf la garantie relative au prospectus d'USEY) correspondant à 30 % du prix d'achat total payé par Countryside Acquisition pour les actions d'USE Canada Holdings. Les obligations en matière d'indemnisation ne prendront effet que si le total des réclamations aux termes de la convention d'acquisition est supérieur à 750 000 \$ et que le montant de la réclamation dépasse 25 000 \$.

USEY accordera une indemnisation pour compenser les pertes subies par le Fonds et les preneurs fermes si elle ne respecte pas sa garantie relative au prospectus d'USEY ou ses déclarations ou garanties aux termes de la convention de prise ferme, respectivement, correspondant au produit brut du placement. Cette indemnisation représente le montant maximal payable aux termes de la convention d'acquisition et de la convention de prise ferme prises dans leur ensemble. Le produit que recevra Countryside Canada par suite d'un remboursement anticipé, d'une forclusion ou de la vente des emprunts d'USEY, déduction faite des frais s'y rapportant, sera déduit des obligations en matière d'indemnisation aux termes de la convention d'acquisition et de la convention de prise ferme concernant USEY.

Structure après la clôture

Le tableau suivant illustre la structure du Fonds (y compris le territoire d'établissement ou de constitution des diverses entités) après la clôture du placement, l'acquisition d'USE Canada Holdings, l'investissement effectué dans USEB et les opérations connexes.



1) Cinergy Corp. est propriétaire de sa participation dans USEB par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive détenue indirectement.

2) USEB est propriétaire indirect d'une participation de 50 % dans les exploitations de biogaz de l'Illinois et d'une participation de 100 % dans les exploitations de biogaz situées à l'extérieur de cet État. À la clôture du placement, USEB consentira des apports de capitaux à ses filiales indirectes qui sont propriétaires des exploitations de biogaz de l'Illinois. De plus, à la clôture du placement, AJG fera un paiement au comptant et émettra le billet AJG à USEB par lequel AJG honorera son obligation de payer sa participation de 50 % dans certaines exploitations de biogaz de l'Illinois. Les paiements au titre du service de la dette sur le billet d'AJG représentent une source de fonds pour les paiements au titre du service de la dette sur les emprunts d'USEB et les paiements au titre de redevance sur le droit à redevance d'USEB. (Voir la rubrique « Les exploitations de biogaz — Structure commerciale des exploitations de biogaz — Producteur ».)

DESCRIPTION DU FONDS

Déclaration de fiducie

Le Fonds est une fiducie non constituée en personne morale à capital variable et à but restreint établie en vertu des lois de la province d'Ontario conformément à la déclaration de fiducie. Il est prévu que le Fonds sera admissible en tant que « fiducie de fonds commun de placement » aux fins de la Loi de l'impôt. Le texte qui suit est un sommaire des principales caractéristiques des parts et de certaines dispositions de la déclaration de fiducie, lequel n'est pas censé être complet. Il y a lieu de consulter la déclaration de fiducie pour une description complète des parts et le texte intégral de ses dispositions.

Activités du Fonds

La déclaration de fiducie prévoit que le Fonds doit restreindre son activité aux opérations suivantes :

- (i) l'acquisition, le placement, la cession, l'aliénation et toute autre opération portant sur les titres de Countryside Canada ou d'autres sociétés par actions, sociétés de personnes, fiducies ou personnes qui exercent leurs activités, directement ou indirectement, dans le secteur de la production d'énergie, ainsi que des activités connexes, et les autres placements que les fiduciaires déterminent;
- (ii) la détention temporaire de sommes en espèces dans des comptes portant intérêt, d'instruments à court terme de la dette publique ou de titres d'emprunt à court terme de bonne qualité émis par des sociétés, pour régler les dépenses du Fonds, acquitter les sommes que le Fonds doit payer dans le cadre du rachat de parts ou d'autres titres du Fonds et faire des distributions aux porteurs de parts;
- (iii) l'émission de parts et d'autres titres du Fonds (y compris des titres convertibles en parts ou échangeables contre des parts, ou des bons de souscription, des options ou d'autres droits permettant d'acquérir des parts ou d'autres titres du Fonds) a) pour le financement des activités du Fonds, notamment le financement d'acquisitions et du développement; b) en règlement de distributions autres qu'en espèces; c) dans le cadre d'un régime de réinvestissement des distributions, d'un régime incitatif à long terme ou d'un autre régime de rémunération, le cas échéant, établi par le Fonds, Countryside Canada ou leurs filiales respectives; ou d) aux termes de la convention d'échange;
- (iv) l'émission de titres d'emprunt (y compris des titres d'emprunt convertibles en parts ou en d'autres titres du Fonds ou échangeables contre des parts ou de tels titres) ou la création de toute autre dette et le grèvement de toute partie de son actif au moyen d'une hypothèque, d'un nantissement, d'une charge ou de toute autre sûreté;
- (v) la garantie du paiement d'une dette ou d'une obligation du Fonds, de Countryside Canada ou de l'une de leurs filiales respectives ou l'exécution de toute obligation de l'une ou l'autre d'entre elles, et le grèvement de la totalité ou d'une partie de son actif au moyen d'une hypothèque, d'un nantissement, d'une charge ou de toute autre forme de sûreté, pour cette garantie, et la subordination de ses droits aux termes des billets de Countryside Canada à l'égard de toute autre dette;
- (vi) l'aliénation de toute partie de l'actif du Fonds;
- (vii) l'émission ou le rachat de droits et de parts aux termes d'un régime de droits des porteurs de parts adopté par le Fonds;
- (viii) le rachat de titres émis par le Fonds, sous réserve des dispositions de la déclaration de fiducie et des lois applicables;
- (ix) l'exécution des obligations du Fonds ou le règlement de ses dettes;
- (x) la prise de toutes les autres mesures usuelles et habituelles qui sont nécessaires pour l'exercice des activités du Fonds dans le cours normal des affaires, qui sont approuvées par les fiduciaires de temps à autre ou qui sont prévues dans la déclaration de fiducie;

toutefois, le Fonds ne doit entreprendre aucune activité, prendre aucune mesure, n'omettre de prendre aucune mesure ni effectuer aucun placement si, en conséquence, le Fonds n'était plus considéré comme une « fiducie de

fonds commun de placement » pour l'application de la Loi de l'impôt, ou si les parts constituaient des « biens étrangers » pour l'application de la Loi de l'impôt.

Parts

Un nombre illimité de parts d'une seule catégorie peuvent être émises en vertu de la déclaration de fiducie. Chaque part est cessible, sous réserve de certaines restrictions indiquées à la rubrique « — Restriction applicable à la propriété par des non-résidents », et correspond à un intérêt bénéficiaire réel indivis égal dans le Fonds et dans toute distribution faite par le Fonds, qu'il s'agisse du revenu net, des gains en capital net réalisés ou d'autres montants, ainsi que dans l'actif net du Fonds dans l'éventualité de sa dissolution ou de la liquidation de ses activités. Toutes les parts appartiennent à la même catégorie et comportent des droits et privilèges égaux. Les parts ne sont pas assujetties à des appels ou à des cotisations futures et confèrent à leur porteur une voix, pour chaque part entière détenue, à toutes les assemblées des porteurs de parts. Les parts sont rachetables sur demande, tel qu'il est indiqué à la rubrique « — Droit de rachat », mais, sauf pour ce qui est de ce droit, elles ne comportent aucun droit de conversion, de rachat au gré du porteur, de rachat au gré de l'émetteur ou de préemption.

Émission des parts

La déclaration de fiducie prévoit que les parts peuvent être émises au moment, aux personnes, moyennant la contrepartie et suivant les modalités et conditions que les fiduciaires établissent. Les parts peuvent être émises en règlement de toute distribution autre qu'en espèces du Fonds aux porteurs de parts au prorata. La déclaration de fiducie prévoit également qu'immédiatement après toute distribution au prorata de parts à tous les porteurs de parts en règlement de toute distribution autre qu'en espèces, le nombre de parts en circulation sera regroupé de façon à ce que chaque porteur de parts détienne, après le regroupement, le même nombre de parts qu'il détenait avant la distribution autre qu'en espèces. En pareil cas, chaque certificat attestant un nombre de parts avant la distribution autre qu'en espèces est réputé représenter le même nombre de parts après la distribution autre qu'en espèces et le regroupement. Lorsque les montants ainsi distribués correspondent à du revenu, les porteurs non-résidents seront assujettis à une retenue d'impôt sur ceux-ci et le regroupement ne fera pas en sorte que ces porteurs de parts non-résidents détiennent le même nombre de parts. Ces porteurs de parts non-résidents seront tenus, le cas échéant, de remettre les certificats attestant leurs parts initiales en échange d'un certificat attestant leurs parts après le regroupement.

Les fiduciaires peuvent refuser de permettre l'émission de parts ou l'inscription du transfert de parts lorsque cette émission ou ce transfert aurait, à leur avis, des incidences défavorables sur le traitement réservé au Fonds ou aux sociétés dans lesquelles il investit en vertu des lois fiscales applicables du Canada ou des États-Unis. Voir les rubriques « Restriction applicable à la propriété par des non-résidents » et « Certaines incidences fiscales ».

Fiduciaires

Le Fonds aura au moins trois fiduciaires et au plus cinq fiduciaires qui seront tous des résidents du Canada (au sens que donne la Loi de l'impôt à cette expression). Les fiduciaires doivent superviser les activités et gérer les affaires du Fonds. Voir la rubrique « Fiduciaires, administrateurs et la direction — Fiduciaires ».

La déclaration de fiducie prévoit que, sous réserve de ses modalités et conditions, les fiduciaires auront l'autorisation, le pouvoir et le contrôle complets, absolus et exclusifs sur l'actif de la fiducie et les affaires du Fonds, dans la même mesure que s'ils étaient les propriétaires légaux et bénéficiaires exclusifs et absolus de l'actif du Fonds, et ils superviseront les placements et dirigeront les affaires du Fonds. Sous réserve de ces modalités et conditions, les fiduciaires sont notamment chargés de ce qui suit :

- agir pour le Fonds, voter en son nom et le représenter en tant qu'actionnaire et porteur de billets de Countryside Canada;
- maintenir des registres et transmettre des rapports aux porteurs de parts;
- superviser les activités du Fonds;

- effectuer le paiement des distributions au comptant du Fonds aux porteurs de parts;
- voter en faveur des candidats du Fonds devant agir en tant qu'administrateurs de Countryside Canada.

Tout fiduciaire peut démissionner moyennant un préavis écrit de 30 jours donné au Fonds, à moins que cette démission fasse en sorte que le nombre de fiduciaires restants ne constitue pas le quorum, et peut être destitué au moyen d'une résolution adoptée par une majorité des votes exprimés au cours d'une assemblée des porteurs de parts, et la vacance créée par la destitution ou la démission doit être comblée à la même assemblée, sans quoi ce poste sera comblé par vote affirmatif d'un quorum de fiduciaires.

Les fiduciaires seront nommés lors de chaque assemblée annuelle des porteurs de parts pour un mandat prenant fin à la clôture de l'assemblée annuelle suivante. Un quorum des fiduciaires, à savoir le plus élevé des nombres suivants, soit deux fiduciaires ou la majorité des fiduciaires alors en fonction, peut combler une vacance au sein des fiduciaires, sauf s'il s'agit d'une vacance résultant de l'augmentation du nombre de fiduciaires ou de l'omission, de la part des porteurs de parts, d'élire le nombre de fiduciaires requis. En l'absence d'un quorum de fiduciaires, ou si la vacance résulte de l'omission, par les porteurs de parts, d'élire le nombre requis de fiduciaires, les fiduciaires convoqueront dans les plus brefs délais une assemblée extraordinaire des porteurs de parts pour combler le poste vacant. Si les fiduciaires ne convoquent pas cette assemblée ou s'il n'y a pas de fiduciaire alors en fonction, un porteur de parts pourra convoquer l'assemblée. Les fiduciaires peuvent, entre les assemblées annuelles des porteurs de parts, nommer un ou plusieurs fiduciaires additionnels dont le mandat prend fin à l'assemblée annuelle suivante des porteurs de parts, mais le nombre de fiduciaires supplémentaires ne doit en aucun cas excéder le tiers du nombre des fiduciaires qui exerçaient leurs fonctions à la clôture de l'assemblée annuelle précédente des porteurs de parts.

La déclaration de fiducie prévoit que les fiduciaires doivent agir honnêtement et de bonne foi, dans l'intérêt du Fonds, et que, dans l'exercice de ces fonctions, ils doivent exercer le degré de soin, de diligence et de compétence qu'une personne raisonnablement prudente exercerait dans une situation semblable. La déclaration de fiducie prévoit que chaque fiduciaire aura le droit d'être indemnisé par le Fonds en ce qui a trait à l'exercice des pouvoirs du fiduciaire et à l'exécution de ses fonctions, à la condition que le fiduciaire ait agi honnêtement et de bonne foi, dans l'intérêt de tous les porteurs de parts ou, dans le cas d'une procédure ou poursuite criminelle ou administrative qui est mise à exécution au moyen d'une sanction pécuniaire, qu'il ait eu des motifs raisonnables de croire que sa conduite était légitime.

Restrictions et dispositions concernant les conflits d'intérêts

La déclaration de fiducie renferme des dispositions concernant les conflits d'intérêts dont le but est de protéger les porteurs de parts sans créer de restrictions excessives à l'égard du Fonds. La déclaration de fiducie renferme des dispositions, semblables à celles contenues dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, qui exigent que chaque fiduciaire divulgue au Fonds, selon le cas, tout intérêt qu'il pourrait avoir dans un contrat important ou une opération importante ou dans un contrat important ou une opération importante projetés avec le Fonds ou une filiale, selon le cas, ou le fait que cette personne est un administrateur ou un dirigeant d'une personne qui est partie à un contrat important ou une opération importante ou à un contrat important ou une opération importante projetés avec le Fonds, ou détient autrement un intérêt important à cet égard. Cette divulgation doit être faite à la réunion à laquelle le contrat ou l'opération projeté est étudié pour la première fois. Si un contrat important ou une opération importante ou un contrat important ou une opération importante projetés n'est pas un contrat ou une opération dans le cours ordinaire des affaires qui nécessiterait l'approbation des fiduciaires ou des porteurs de parts, alors, un fiduciaire doit en faire une divulgation par écrit au Fonds ou demander que la nature et la portée de son intérêt dans ce contrat ou cette opération soient inscrites au procès-verbal de la réunion immédiatement après que le fiduciaire prend connaissance du contrat ou de l'opération ou du contrat ou de l'opération projetés. Quoi qu'il en soit, un fiduciaire qui a fait une divulgation de la façon précitée n'a pas le droit de voter à l'égard de toute résolution en vue d'approuver le contrat ou l'opération, à moins que le contrat ou l'opération ne concerne principalement (i) sa rémunération en tant que fiduciaire, administrateur, dirigeant, employé ou mandataire du Fonds, (ii) son indemnisation en vertu des dispositions de la déclaration de fiducie ou (iii) la souscription d'une assurance de responsabilité civile. Malgré de tels conflits d'intérêts, les fiduciaires seront toujours assujettis à leurs devoirs fiduciaires d'agir dans l'intérêt du Fonds.

Distributions au comptant

Le Fonds entend effectuer des distributions en espèces par part aux porteurs de parts correspondant à la quote-part proportionnelle des intérêts et du remboursement du capital à l'égard de billets de Countryside Canada et des dividendes ou des distributions sur les actions ordinaires de Countryside Canada appartenant au Fonds, déduction faite de ce qui suit :

- les frais administratifs et autres obligations du Fonds;
- les montants qui peuvent être réglés par le Fonds relativement à tout rachat au comptant de parts;
- toute obligation fiscale du Fonds.

En vertu des modalités des billets de Countryside Canada, les intérêts courent au taux de 10,95 % et sont payables mensuellement dans les 32 jours suivant la fin de chaque mois. Le Fonds effectuera des distributions en plus des distributions mensuelles durant l'année dans la mesure des liquidités disponibles selon ce qu'établissent les fiduciaires.

Tout revenu du Fonds qui est affecté au rachat de parts au comptant ou qui, par ailleurs, n'est pas disponible pour les distributions au comptant, sera distribué aux porteurs de parts sous forme de parts supplémentaires. Ces parts supplémentaires seront émises en vertu des dispenses applicables prévues dans les lois applicables sur les valeurs mobilières, en vertu des dispenses discrétionnaires accordées par les autorités de réglementation compétentes en valeurs mobilières ou encore en vertu d'un prospectus ou d'un dépôt semblable. Voir la rubrique « — Émission des parts ».

Les distributions mensuelles seront payables aux porteurs de parts inscrits le dernier jour ouvrable de chaque mois et devraient être payées aux porteurs de parts le trentième jour du mois suivant. La distribution initiale en espèces aux porteurs de parts inscrits le 30 avril 2004 devrait être versée vers le 31 mai 2004 pour la période comprise entre la clôture du placement et le 30 avril 2004, dont la majeure partie sera considérée comme un revenu pour le porteur de parts aux fins de l'impôt au Canada. Voir la rubrique « Certaines incidences fiscales ». Dans tous les cas, tout montant en espèces, tout titre ou tout autre bien reçu par le Fonds à l'occasion de la vente, de l'échange, du rachat, de l'annulation ou de toute autre disposition de titres de Countryside Canada, sera distribué sans délai, après les déductions qui s'imposent à l'égard des frais.

Les porteurs de parts qui sont des non-résidents du Canada devront acquitter toutes les retenues d'impôt payables à l'égard de toute distribution de revenu effectuée par le Fonds, que ces distributions soient effectuées sous forme de montant en espèces ou de parts supplémentaires. Les non-résidents du Canada devraient consulter leur propres conseillers fiscaux au sujet des incidences fiscales découlant d'un placement dans les parts.

Droit de rachat

Les parts sont rachetables en tout temps à la demande de leurs porteurs. Comme les parts seront émises sous forme d'inscription en compte (voir la rubrique « Système d'inscription en compte »), un porteur de parts qui désire exercer son droit de rachat devra obtenir un formulaire d'avis de rachat auprès de son conseiller en placement ou courtier en valeurs mobilières qui devra faire parvenir le formulaire d'avis de rachat rempli au siège social du Fonds et à la CDS, qui devra à son tour l'envoyer au Fonds. Lorsque le Fonds recevra l'avis de rachat, tous les droits à l'égard et en vertu des parts qui sont remises aux fins de rachat seront abandonnés. Si le porteur a choisi un rachat en espèces, sous réserve des restrictions exposées ci-dessous, le porteur aura le droit de recevoir un prix par part (le « prix de rachat ») correspondant au moins élevé des montants suivants :

- 90 % du « cours du marché » des parts sur le marché principal où les parts sont inscrites aux fins de négociation pendant la période de dix jours de bourse se terminant à la date à laquelle les parts ont été remises aux fins de rachat (la « date de rachat »);
- 100 % du « cours de clôture du marché » sur le marché principal où les parts sont inscrites aux fins de négociation à la date de rachat.

Aux fins de ce calcul, le « cours du marché » sera un montant égal à la moyenne pondérée du cours de clôture des parts pour chaque jour de bourse où il y avait un cours de clôture; il est prévu ce qui suit :

- si la bourse ou le marché concerné n'affiche pas de cours de clôture, mais affiche seulement les cours extrêmes des parts négociées à une date particulière, le « cours du marché » sera un montant correspondant à la moyenne pondérée des cours extrêmes pour chaque jour de bourse où il y a une opération;
- s'il y a une opération à la bourse ou au marché concerné pendant au moins cinq des dix jours de bourse, le « cours du marché » sera la moyenne pondérée des cours suivants établis pour chacun des dix jours de bourse : (i) la moyenne pondérée des derniers cours acheteurs et vendeurs des parts pour chaque jour où il n'y a eu aucune opération; (ii) le cours de clôture des parts pour chaque jour où il y a eu une opération, si la bourse ou le marché affiche un cours de clôture; et (iii) la moyenne pondérée des cours extrêmes des parts pour chaque jour où il y a une opération si le marché n'affiche que les cours extrêmes des parts négociés à une date particulière.

Le « cours de clôture du marché » aux fins du calcul précité sera :

- un montant correspondant au cours de clôture des parts s'il y a une opération ce jour-là et si la bourse ou le marché affiche un cours de clôture;
- un montant égal à la moyenne pondérée des cours extrêmes des parts s'il y a eu une opération et que la bourse ou tout autre marché n'affiche que les cours extrêmes des parts négociées à une date particulière; ou
- la moyenne pondérée des derniers cours acheteurs et vendeurs des parts s'il n'y a eu aucune opération ce jour-là.

Le prix de rachat global payable par le Fonds à l'égard de toutes les parts remises aux fins de rachat au cours d'un mois civil sera réglé au moyen d'un paiement en espèces au plus tard le dernier jour du mois suivant le mois au cours duquel les parts auront été remises aux fins de rachat; il est prévu que les porteurs de parts n'ont pas le droit de recevoir une somme au comptant lors du rachat de leurs parts dans les cas suivants :

- le montant global payable par le Fonds à l'égard de ces parts et de toutes les autres parts remises aux fins de rachat au cours du même mois civil excède 50 000 \$; il est prévu que les fiduciaires peuvent, à leur appréciation entière, renoncer à cette restriction à l'égard de toutes les parts remises aux fins de rachat au cours de tout mois civil;
- au moment où les parts sont remises aux fins de rachat, les parts en circulation ne sont pas inscrites aux fins d'opération à une bourse ou ne sont pas négociées ou inscrites sur un autre marché qui, à l'appréciation entière des fiduciaires, est considéré comme affichant une juste valeur marchande représentative pour les parts; ou
- les opérations normales sur les parts sont suspendues ou interrompues à toute bourse à la cote de laquelle les parts sont inscrites (ou, si elles ne sont pas inscrites à la cote d'une bourse, alors sur tout marché où les parts sont affichées aux fins de négociations) à la date de rachat ou pendant plus de cinq jours de bourse durant les dix jours de bourse commençant immédiatement après la date de rachat.

Si un porteur de parts n'a pas le droit de recevoir un montant en espèces lors du rachat des parts en raison de l'une ou de plusieurs des restrictions précitées, alors chaque part remise aux fins de rachat, sous réserve de l'obtention de toute approbation applicable des autorités de réglementation, sera rachetée au moyen d'une distribution en nature du nombre proportionnel d'actions ordinaires de Countryside Canada et des billets de Countryside Canada détenus par le Fonds et d'une quote-part proportionnelle des espèces et des autres biens du Fonds (déduction faite de la quote-part des charges à payer du Fonds). Le Fonds aura droit à tous les intérêts versés sur les billets de Countryside Canada et à toutes les distributions effectuées sur les actions ordinaires de Countryside Canada jusqu'à la date de la distribution en nature, inclusivement. Un porteur de parts aura droit aux intérêts courus sur les billets de Countryside Canada et qui n'ont pas été versés au Fonds jusqu'à la date de la distribution en nature, inclusivement. Lorsque le Fonds effectue une distribution en nature constituée d'un nombre proportionnel d'actions ordinaires de Countryside Canada et de billets de Countryside Canada ainsi que

des espèces et d'autres biens détenus par le Fonds lors du rachat des parts d'un porteur de parts, le Fonds a actuellement l'intention d'attribuer à ce porteur de parts tout revenu ou gain en capital réalisé par le Fonds par suite de la distribution de ces biens aux porteurs de parts. Voir la rubrique « Certaines incidences fiscales ».

Il est prévu que le droit de rachat décrit ci-dessus ne constituera pas le mécanisme principal permettant aux porteurs de parts de disposer de leurs parts. Les actions ordinaires de Countryside Canada ou les billets de Countryside Canada qui peuvent être distribués en nature aux porteurs de parts dans le cadre d'un rachat ne seront inscrits à la cote d'aucune bourse, et on ne s'attend pas à ce qu'un marché se développe pour les actions ordinaires de Countryside Canada ou les billets de Countryside Canada, et ces actions ordinaires peuvent être assujetties aux restrictions sur la revente prévues dans les lois applicables sur les valeurs mobilières. Il se peut que les actions ordinaires de Countryside Canada, les billets de Countryside Canada ou d'autres biens ainsi distribués ne constituent pas des placements admissibles pour les fiducies régies par un régime, selon les circonstances alors en vigueur. Voir la rubrique « Certaines incidences fiscales — Certains incidences fiscales fédérales canadiennes ».

Assemblées des porteurs de parts

La déclaration de fiducie prévoit que les assemblées des porteurs de parts seront convoquées et tenues annuellement pour l'élection des fiduciaires et la nomination des vérificateurs du Fonds. La déclaration de fiducie prévoit que les porteurs de parts pourront adopter des résolutions qui lieront le Fonds uniquement à l'égard de ce qui suit :

- la nomination ou la destitution des fiduciaires;
- la nomination ou la destitution des candidats du Fonds aux postes d'administrateurs de Countryside Canada (sauf pour combler les vacances occasionnelles);
- la nomination ou la destitution des vérificateurs du Fonds;
- la nomination d'un inspecteur pour enquêter sur le rendement des fiduciaires en ce qui a trait à leurs obligations et à leurs fonctions respectives à l'égard du Fonds;
- l'approbation des modifications apportées à la déclaration de fiducie (mais, uniquement de la façon décrite à la rubrique « — Modifications de la déclaration de fiducie »);
- la cessation du Fonds;
- la vente de la totalité ou de la quasi-totalité de l'actif du Fonds;
- l'exercice de certains droits de vote se rattachant aux titres de Countryside Canada détenus par le Fonds (voir la rubrique « — Exercice de certains droits de votes rattachés aux titres de Countryside Canada et de Countryside Canada Acquisition »);
- la fin du système d'inscription en compte en ce qui a trait aux parts;
- la dissolution du Fonds avant la fin de sa durée;
- toute autre question prescrite par la Loi sur les valeurs mobilières, les règles boursières ou lois ou autres règlements qui seront soumis aux porteurs de parts en vue de leur approbation.

Aucune autre mesure prise par les porteurs de parts ni aucune autre résolution des porteurs de parts à une assemblée ne liera les fiduciaires de quelque façon que ce soit.

Une résolution en vue de l'élection ou de la destitution des candidats du Fonds aux postes d'administrateurs de Countryside Canada et une résolution nommant ou destituant les fiduciaires ou les vérificateurs du Fonds doivent être adoptées à la majorité simple des voix exprimées par les porteurs de parts. Une résolution portant sur une question requise par les lois sur les valeurs mobilières, les règles boursières ou d'autres lois ou règlements devra être adoptée conformément aux exigences de ces lois, de ces règles ou de ces règlements. Les autres questions précitées doivent être adoptées par une résolution extraordinaire exigeant l'approbation des deux tiers des voix exprimées (la « résolution extraordinaire »).

Une assemblée des porteurs de parts pourrait être convoquée en tout temps et à quelque fin que ce soit par les fiduciaires et devra être convoquée, sauf dans certaines circonstances, si les porteurs d'au moins 10 % des parts alors en circulation en font la demande par écrit. La demande doit contenir une description raisonnablement détaillée des questions devant être traitées à l'assemblée.

Les porteurs de parts peuvent assister à toutes les assemblées des porteurs de parts et y voter eux-mêmes ou par l'entremise d'un fondé de pouvoir qui n'est pas tenu d'être porteur de parts. Deux personnes elles-mêmes présentes ou représentées par un fondé de pouvoir et représentant au total au moins 10 % de voix rattachées à toutes les parts en circulation constitueront un quorum pour les délibérations à toutes les assemblées.

La déclaration de fiducie contient des dispositions quant à l'avis qui doit être donné ainsi qu'aux autres mesures qui doivent être respectées concernant la convocation et la tenue des assemblées des porteurs de parts.

Restrictions applicables à la propriété

Pour que le Fonds puisse maintenir son statut de « fiducie de fonds commun de placement » en vertu de la Loi de l'impôt, il ne doit pas être établi ni maintenu principalement au bénéfice de non-résidents du Canada, au sens de la Loi de l'impôt. En conséquence, la déclaration de fiducie prévoit que des non-résidents du Canada ne peuvent jamais être propriétaires véritables de plus de 49 % des parts (avant ou après dilution). De plus, pour que le Fonds soit dispensé des exigences d'inscription en tant que société de placement en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Investment Company Act of 1940*, (la « Loi de 1940 »), il ne peut jamais y avoir plus de 100 personnes des États-Unis (selon les principes de comptabilisation précisés à la disposition 3(c)(1) de la Loi de 1940) qui soient les propriétaires véritables des parts et qu'aucune personne des États-Unis ne peut être propriétaire véritable de plus de 10 % des parts. Les fiduciaires peuvent exiger des déclarations relativement aux territoires de résidence des propriétaires véritables des parts. Si les fiduciaires sont informés qu'il se peut que les restrictions précitées n'aient pas été respectées, l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres fera une annonce publique et n'acceptera aucune souscription de parts de la part d'une personne, ni ne lui émettra de parts ni n'inscrira un transfert de parts en sa faveur, à moins que la personne ne remette une déclaration indiquant qu'elle n'est pas un non-résident du Canada. Si, malgré ce qui précède, les fiduciaires établissent que plus de 49 % des parts sont détenues par des non-résidents (avant ou après dilution), que plus de 100 personnes des États-Unis sont propriétaires véritables de parts ou qu'une personne des États-Unis est propriétaire véritable de plus de 10 % des parts, les fiduciaires pourront envoyer un avis aux porteurs de parts qui sont des non-résidents ou des porteurs des États-Unis, selon le cas, choisis dans l'ordre inverse de celui de leur acquisition ou de leur inscription ou d'une manière que les fiduciaires peuvent juger équitable et pratique, leur demandant de vendre la totalité ou une partie de leurs parts dans un délai précisé d'au moins 60 jours. Si les porteurs de parts qui reçoivent l'avis n'ont pas vendu le nombre précisé de parts ou n'ont pas remis aux fiduciaires une preuve satisfaisante indiquant qu'ils ne sont pas des non-résidents dans ce délai, les fiduciaires pourront, pour le compte de ces porteurs de parts, vendre lesdites parts et, dans l'intervalle, ils suspendront les droits de vote et de distribution rattachés à ces parts. Lors d'une telle vente, les porteurs visés cesseront d'être des porteurs des parts, et leurs droits seront limités à la réception du produit net tiré de la vente.

Pour éviter que le Fonds soit assujéti aux dispositions fiduciaires et concernant les opérations interdites de la loi ERISA et de l'article 4975 du Code, la déclaration de fiducie interdit que les parts soient la propriété véritable d'un régime ERISA (qui, comme l'indique le glossaire de ce prospectus, comprend les régimes assujettis à ces dispositions légales et les entités qui, du fait du règlement, sont réputées détenir des actifs de régimes de ce genre) et stipule que tout cessionnaire de la propriété véritable des parts (que ce soit aux termes d'un achat initial ou d'une cession ultérieure) sera réputé déclarer au Fonds qu'il n'est pas un régime ERISA. Toute cession réputée (qu'elle soit ou non le résultat d'une opération conclue par l'entremise de la Bourse de Toronto) qui, si elle entrerait en vigueur, aurait pour effet qu'un régime ERISA détienne en propriété véritable des parts sera annulée à partir de la date de la cession réputée, et le régime ERISA qui, à ce titre, serait réputé être le propriétaire véritable des parts n'acquerrait aucun intérêt dans ces parts. Advenant une telle cession réputée, ces parts seront transférées à une fiducie créée par Countryside Canada et vendues. Le régime ERISA n'aura aucun intérêt véritable dans la fiducie et le seul droit du régime ERISA à l'égard des parts qui faisaient l'objet de la cession réputée au régime ERISA sera de recevoir le produit net de la vente de ces parts par la fiducie. Le Fonds peut exiger que toute personne qui essaie d'acquérir des parts ou qui est, par ailleurs, réputée

être le propriétaire véritable des parts remettre une déclaration écrite ou un affidavit au Fonds contenant les informations que le Fonds peut demander afin de déterminer si cette personne est un régime ERISA ou non.

Modifications de la déclaration de fiducie

La déclaration de fiducie peut être modifiée ou changée de temps à autre au moyen d'une résolution extraordinaire des porteurs de parts. Sans l'approbation des porteurs de parts, les fiduciaires peuvent apporter certaines modifications à la déclaration de fiducie, y compris aux fins suivantes :

- pour assurer le respect continu des lois, des règlements, des exigences ou des politiques applicables de toute autorité gouvernementale ayant compétence sur les fiduciaires ou le Fonds;
- à seule fin d'offrir une protection supplémentaire aux porteurs de parts, à condition que les fiduciaires reçoivent un avis juridique d'un cabinet d'avocats en ce sens et que cette protection supplémentaire soit l'unique objectif de cette modification;
- pour éliminer tout conflit ou toute incompatibilité dans la déclaration de fiducie ou encore pour apporter les corrections mineures qui, de l'avis des fiduciaires, sont nécessaires ou souhaitables et ne portent pas atteinte aux droits des porteurs de parts;
- qui, de l'avis des fiduciaires, sont nécessaires ou souhaitables par suite des modifications apportées aux lois fiscales fédérales ou provinciales canadiennes ou aux lois fiscales fédérales ou internes américaines;
- pour assurer que le Fonds continue d'être admissible en tant que « fiducie de fonds commun de placement » aux fins de la Loi de l'impôt et que les parts ne constituent pas des « biens étrangers » aux fins de la Loi de l'impôt.

Malgré la phrase précédente, les fiduciaires ne peuvent pas (sans une résolution extraordinaire) modifier la déclaration de fiducie d'une manière qui ferait en sorte que le Fonds ne soit plus traité en tant que « fiducie de fonds commun de placement » aux fins de la Loi de l'impôt ou qui ferait en sorte que les parts soient traitées en tant que « biens étrangers » aux fins de la Loi de l'impôt.

Durée du Fonds

Le Fonds a été établi pour une durée se terminant 21 ans après la date du décès du dernier descendant survivant de Sa Majesté la Reine Elizabeth II, en vie le 16 février 2004. À une date choisie par les fiduciaires, qui ne tombe pas plus de deux ans avant la fin de la durée du Fonds, les fiduciaires doivent commencer à liquider les affaires du Fonds de telle sorte qu'elles prennent fin à l'expiration de la durée. De plus, en tout temps avant l'expiration de la durée du Fonds, les porteurs de parts peuvent, au moyen d'une résolution extraordinaire, exiger que les fiduciaires commencent à liquider les affaires du Fonds.

La déclaration de fiducie prévoit que lorsqu'ils seront tenus de commencer à liquider les affaires du Fonds, les fiduciaires donneront aux porteurs de parts un avis indiquant la ou les dates auxquelles les porteurs de parts pourront remettre leurs parts aux fins d'annulation et la date à laquelle le registre des parts sera fermé. Après la date de fermeture du registre, les fiduciaires procéderont à la liquidation des affaires du Fonds dès qu'ils pourront raisonnablement le faire. Sous réserve de toute directive contraire concernant une résiliation autorisée au moyen d'une résolution des porteurs de parts, les fiduciaires vendront et convertiront en argent les actions ordinaires de Countryside Canada, les billets de Countryside Canada et tous les autres biens constituant le Fonds en une opération ou en une série d'opérations dans le cadre d'une vente publique ou de gré à gré, et prendront toutes les autres mesures convenables pour la liquidation du Fonds. Après avoir payé, remboursé ou acquitté toutes les dettes et obligations connues du Fonds ou avoir pris des dispositions en ce sens, et après avoir pris des mesures en vue d'une indemnisation contre toute autre dette et toute autre obligation en cours, les fiduciaires distribueront le reste du produit tiré de la vente des actions ordinaires de Countryside Canada, de billets de Countryside Canada et des autres biens constituant le Fonds aux porteurs de parts au prorata de leur participation. Si les fiduciaires ne peuvent vendre la totalité ou une partie des actions ordinaires de Countryside Canada, des billets de Countryside Canada ou des autres biens constituant le Fonds à la date fixée pour sa dissolution, ils pourront distribuer le reste des actions ordinaires de Countryside Canada et des billets de Countryside Canada ou des autres biens en nature directement aux porteurs de parts au prorata de leur

participation, sous réserve de l'obtention de toutes les approbations nécessaires des autorités de réglementation. Voir la rubrique « Certaines incidences fiscales ».

Offres publiques d'achat

La déclaration de fiducie contient des dispositions selon lesquelles, si une offre publique d'achat visant toutes les parts est faite et que l'initiateur acquiert non moins de 90 % de toutes les parts en circulation (à l'exclusion des parts détenues à la date de l'offre publique d'achat par l'initiateur, les personnes qui ont un lien avec lui ou les membres du même groupe, pour le compte de l'un d'eux), l'initiateur aura le droit d'acquérir toutes les parts détenues par les porteurs de parts n'ayant pas accepté l'offre publique d'achat aux conditions proposées par l'initiateur.

Exercice de certains droits de votes rattachés aux titres de Countryside Canada et de Countryside Acquisition

La déclaration de fiducie prévoit que le Fonds s'abstiendra a) d'exercer les votes afférents aux actions ordinaires de Countryside Canada ou aux billets de Countryside Canada détenus par le Fonds, b) de permettre (dans la mesure où il en a le pouvoir en tant qu'actionnaire et porteur de billets de Countryside Canada) à Countryside Canada d'exercer les droits de vote afférents à ses actions de Countryside Acquisition pour autoriser toute opération défavorable pour les porteurs de parts, y compris ce qui suit :

- toute vente, location ou autre aliénation de la totalité ou de la quasi-totalité de l'actif de Countryside Canada ou des membres du même groupe que celle-ci, sauf dans le cadre d'une réorganisation interne de Countryside Canada ou des membres du même groupe que celle-ci;
- toute fusion ou tout arrangement ou autre regroupement de Countryside Canada ou des membres du même groupe que celle-ci avec une autre entité, sauf dans le cadre d'une réorganisation interne de Countryside Canada ou des membres du même groupe que celle-ci;
- toute modification importante au contrat de billets de Countryside Canada autrement qu'en prévision d'une autre émission de billets de Countryside Canada;
- la liquidation ou la dissolution de Countryside Canada ou des membres du même groupe que celle-ci avant la fin de la durée du Fonds;
- toute modification importante aux statuts de Countryside Canada ou des membres du même groupe que celle-ci pour changer les actions, les parts ou les participations de société autorisées de ces entités d'une manière qui peut porter atteinte au Fonds,

sans l'autorisation des porteurs de parts au moyen d'une résolution extraordinaire.

Renseignements et rapports

Conformément aux lois applicables sur les valeurs mobilières, le Fonds remettra aux porteurs de parts tous les états financiers du Fonds (y compris les états financiers consolidés trimestriels et annuels) ainsi que tous les autres rapports pouvant être exigés à l'occasion en vertu des lois applicables, y compris les formulaires prescrits nécessaires pour remplir les déclarations de revenu des porteurs de parts en vertu de la Loi de l'impôt et des lois provinciales équivalentes.

Avant chaque assemblée des porteurs de parts, les fiduciaires feront parvenir aux porteurs de parts (en même temps qu'un avis de convocation à l'assemblée), tous les renseignements qui doivent être fournis aux porteurs de parts en vertu des lois applicables et de la déclaration de fiducie.

Les fiduciaires du Fonds et les administrateurs, les membres de la haute direction et les autres initiés de Countryside Canada et toute autre entité détenue directement ou indirectement par le Fonds seront tenus de déposer des déclarations d'initiés et de se conformer aux dispositions sur les opérations d'initiés en vertu des lois canadiennes applicables sur les valeurs mobilières à l'égard des opérations réalisées par ces personnes sur les parts du Fonds.

USEB s'est engagée à fournir au Fonds un rapport sur tout changement important qui se produit dans les affaires d'USEB ainsi que des états financiers trimestriels et annuels sur les actifs d'exploitation d'USEB accompagnés d'un commentaire et d'une analyse par la direction pour la période visée par ces états financiers, dans chaque cas, selon la forme et avec le contenu qu'USEB devrait présenter à la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario si elle était un émetteur assujéti en vertu des lois sur les valeurs mobilières de l'Ontario tant que le Fonds est un émetteur assujéti aux termes des lois canadiennes sur les valeurs mobilières et que les investissements du Fonds dans USEB produisent 50 % ou plus de l'encaisse distribuable du Fonds. L'ensemble de ces rapports et états financiers seront fournis au Fonds en temps opportun pour lui permettre de se conformer aux obligations d'information continue conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables se rapportant à la déclaration des changements importants dans ses affaires et à la déclaration et à la livraison aux porteurs de parts d'états financiers tels qu'exigés par les lois sur les valeurs mobilières applicables. De plus, USEB s'est engagée à fournir aux Fonds les renseignements qui devraient être inclus dans une notice annuelle ou dans tout autre rapport qui doit être déposé auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario comme si USEB était un émetteur assujéti aux termes des lois sur les valeurs mobilières de l'Ontario. Les états financiers trimestriels non vérifiés et annuels vérifiés des actifs d'exploitation d'USEB seront livrés par le Fonds à ses porteurs de parts parallèlement aux états financiers du Fonds pour la période correspondante.

Système d'inscription en compte

L'inscription des participations dans les parts et de leurs transferts sera effectuée uniquement par l'entremise d'un système d'inscription en compte administré par la CDS. À la date de clôture du placement, les fiduciaires feront parvenir à la CDS un ou plusieurs certificats attestant le nombre total de parts souscrites dans le cadre du placement. Les parts doivent être achetées, transférées et remises pour fins de rachat par l'entremise d'un adhérent au service de dépositaire de la CDS (un « adhérent à la CDS »). Tous les droits des porteurs de parts doivent être exercés par l'entremise de la CDS ou de l'adhérent à la CDS par l'intermédiaire duquel le porteur détient les parts, et tous les paiements ou autres biens auxquels le porteur de parts a droit seront effectués ou remis par la CDS ou par l'adhérent à la CDS. À l'occasion d'un achat de parts, le porteur de parts ne recevra qu'une confirmation de client de la part du courtier inscrit qui est un adhérent à la CDS et auquel ou par l'entremise duquel les parts sont achetées.

La capacité d'un propriétaire véritable de parts de mettre en gage ces parts ou de prendre toute autre mesure se rapportant à sa participation dans de telles parts (autrement que par l'entremise d'un adhérent à la CDS) peut être limitée en raison de l'absence d'un certificat matériel.

Le Fonds peut mettre fin à l'inscription des parts au moyen du système d'inscription en compte, auquel cas des certificats de parts entièrement nominatifs seraient émis au propriétaire véritable desdites parts ou à leur prête-nom.

STRUCTURE DU CAPITAL CONSOLIDÉ

Le tableau suivant présente la structure du capital consolidé du Fonds aux dates indiquées, compte non tenu et compte tenu du placement, du placement dans Countryside Canada et de l'acquisition indirecte d'USE Canada Holdings ainsi que des placements d'USEB.

<u>Désignation</u>	<u>Autorisé</u>	<u>Au 16 février 2004¹⁾</u>	<u>Au 29 mars 2004²⁾</u>
Dette bancaire	N/D	—	30 000 000 \$
Parts ¹⁾	Illimité	10 \$ (1 part)	135 755 365 \$ (14 905 366 parts)

1) Le Fonds a été initialement établi le 16 février 2004 avec un montant de 10 \$.

2) Compte tenu du placement, de l'acquisition d'USE Canada Holdings et des placements d'USEB.

DESCRIPTION DE COUNTRYSIDE CANADA

Capital-actions

Le capital-actions autorisé de Countryside Canada sera constitué d'un nombre illimité d'actions ordinaires. À la clôture du placement, la totalité des actions ordinaires de Countryside Canada appartiendra au Fonds.

Les porteurs d'actions ordinaires de Countryside Canada auront le droit de recevoir des dividendes que déclare le conseil d'administration et auront droit à une voix par action à l'égard de toutes les questions faisant l'objet d'un vote à toutes les assemblées des actionnaires. Lors de la liquidation, de la dissolution ou de la cessation des activités, volontaire ou forcée, de Countryside Canada, les porteurs d'actions ordinaires auront droit au partage proportionnel du reliquat des biens disponibles aux fins de partage, après le paiement des dettes et sous réserve des droits prioritaires conférés par les actions privilégiées (le cas échéant).

Politique de distribution

Countryside Canada adoptera une politique visant la distribution de la totalité de ses liquidités disponibles, sous réserve des lois applicables, au moyen de dividendes mensuels sur ses actions ordinaires ou d'autres distributions sur ses titres, après :

- avoir acquitté ses obligations relatives au service de la dette, le cas échéant, en vertu de facilités de crédit ou d'autres ententes intervenues avec des tiers;
- avoir acquitté ses obligations relatives aux intérêts et aux autres frais, y compris les intérêts courus ou payables sur les billets de Countryside Canada émis en vertu du contrat de billets de Countryside Canada décrit à la rubrique « — Billets émis par Countryside Canada », et tout montant d'impôt applicable;
- avoir effectué tout remboursement de capital à l'égard des billets de Countryside Canada;
- le dépôt de tous montants que les administrateurs de Countryside Canada jugent prudents pour doter le compte de retenue de garantie.

Countryside Canada conservera une partie de ses liquidités disponibles dans le compte de retenue de garantie. Le compte de retenue de garantie sera affecté au fonds de roulement, aux insuffisances d'exploitation ou à des distributions futures. Le compte de retenue de garantie sera initialement provisionné de 2,4 M\$.

Billets émis par Countryside Canada

Le texte qui suit est un sommaire des principales caractéristiques des billets de Countryside Canada qui seront émis par Countryside Canada aux termes du contrat de billets de Countryside Canada. Ce sommaire est précisé dans son ensemble par renvoi aux dispositions du contrat de billets de Countryside Canada, lequel contient l'énoncé complet de ces caractéristiques.

Les billets de Countryside Canada viendront à échéance 20 ans après la clôture du placement, sous réserve du paiement anticipé occasionnel selon ce que le conseil d'administration de Countryside Canada juge opportun.

Les billets de Countryside Canada porteront intérêts au taux annuel de 10,95 %. Conformément aux modalités des billets de Countryside Canada, les intérêts courent et doivent être versés mensuellement dans les 30 jours suivant la fin de chaque mois. Le premier versement d'intérêts sera payable au plus tard le 30 mai 2004. Les intérêts et le capital des billets de Countryside Canada seront payables en monnaie ayant cours légal au Canada par virement électronique ou traite bancaire à toute succursale au Canada de la banque qui sera nommée dans le contrat de billets de Countryside Canada. Les billets de Countryside Canada ne peuvent être émis que sous forme de billets entièrement nominatifs.

Le contrat de billets de Countryside Canada comportera également des clauses restrictives se rapportant, notamment, aux dettes contractées par Countryside Canada, à la disposition par Countryside Canada de la totalité ou de la quasi-totalité de ses éléments d'actif et aux distributions sur les titres de participation de Countryside Canada.

Paiement à l'échéance

À l'échéance, Countryside Canada remboursera la dette correspondant aux billets de Countryside Canada en versant au fiduciaire des billets, pour le compte des porteurs, en monnaie ayant cours légal au Canada, un montant correspondant au capital des billets de Countryside Canada en circulation, ainsi que les intérêts courus et impayés. Si le Fonds est un porteur de billets de Countryside Canada au moment de ce remboursement, ces montants, déduction faite des frais, seront distribués aux porteurs de parts par le Fonds.

Rang et cautionnement

Les billets de Countryside Canada seront des titres de créance non garantis de Countryside Canada et seront subordonnés, pour ce qui est du droit au paiement, à toutes les dettes de rang supérieur existantes et futures de Countryside Canada, le cas échéant, ainsi qu'à toutes les dettes garanties et tous les cautionnements de Countryside Canada, le cas échéant, et auront un rang égal à celui de toutes les autres dettes non garanties existantes et futures et des autres dettes de Countryside Canada.

Défaut

Le contrat de billets de Countryside Canada prévoit que n'importe lequel des événements suivants constituera un cas de défaut :

- le défaut de payer le capital des billets de Countryside Canada à l'échéance;
- le défaut de payer les intérêts sur les billets de Countryside Canada à l'échéance, s'il n'est pas remédié à ce défaut dans les 30 jours qui suivent;
- le défaut par Countryside Canada, Countryside Acquisition, USE Canada Holdings ou USE Canada de payer toute dette excédant 10 000 000 \$, ou la déchéance du terme relatif à une telle dette;
- certains cas de cessation des activités, de liquidation, de faillite, d'insolvabilité ou de mise sous séquestre de Countryside Canada, de Countryside Acquisition, d'USE Canada Holdings ou d'USE Canada;
- la prise de possession au moyen d'une sûreté grevant la totalité ou la quasi-totalité des biens de Countryside Canada, de Countryside Acquisition, d'USE Canada Holdings ou d'USE Canada;
- Countryside Canada, Countryside Acquisition, USE Canada Holdings ou USE Canada cessent d'exercer ses activités, ou une partie importante de celles-ci, dans le cours normal;
- le défaut de respecter ou d'exécuter tout autre engagement ou condition du contrat de billets de Countryside Canada, auquel défaut il n'est pas remédié dans les 30 jours après qu'un avis écrit précisant la nature du défaut et exigeant que Countryside Canada le corrige aura été remis à Countryside Canada par le fiduciaire des billets;
- Countryside Canada, Countryside Acquisition, USE Canada Holdings et USE Canada, et leurs filiales respectives, contractent des dettes pour de l'argent emprunté qui feraient en sorte que le ratio d'endettement de Countryside Canada, sur une base consolidée, excède un ratio déterminé, s'il n'est pas remédié à ce défaut dans les 30 jours qui suivent.

PRINCIPAUX PORTEURS DE PART

Il n'existe aucune personne ni société qui, à la clôture du placement, sera propriétaire inscrit ou qui, à la connaissance du Fonds, sera propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % des parts.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte qui suit présente certains facteurs de risque liés au Fonds que les investisseurs éventuels devraient examiner attentivement avant de décider d'acheter des parts. Les renseignements qui suivent ne résument que certains facteurs de risque et renvoient dans leur intégralité aux renseignements détaillés figurant ailleurs dans le présent prospectus qu'il convient de lire en parallèle. Les risques liés aux exploitations de biogaz s'appliquent au Fonds dans la mesure où ils influent sur (i) la capacité d'USEB à assurer le service de ses emprunts et de les rembourser à échéance; (ii) la capacité d'USEB à verser des redevances en vertu de son droit à redevance avant la conversion, le cas échéant, du droit à redevance d'USEB; et (iii) la capacité d'USEB à verser des dividendes à Countryside Canada après la conversion du droit à redevance d'USEB en la participation.

Risques liés au secteur d'activité

Dépendance à l'égard d'importants clients

Historiquement, l'électricité produite par les exploitations de biogaz a été achetée par d'importantes entreprises locales d'utilité publique d'électricité aux termes de CAE à long terme. Bien qu'USEB cherche à s'assurer que ces clients disposent d'une cote de solvabilité acceptable au moment de signer ces ententes contractuelles, si, pour quelque raison, ces clients ne peuvent ou ne veulent remplir les obligations contractuelles qu'ils ont aux termes des CAE en question, la situation financière d'USEB pourrait se détériorer et entraîner une baisse des distributions en espèces aux porteurs de parts.

Les systèmes énergétiques centralisés dépendent d'un nombre limité de clients. De plus, un nombre important de ces clients achètent de l'énergie à leur gré et peuvent arrêter de le faire n'importe quand. Pour le système de l'Î.-P.-É., trois clients représentant quatre contrats ont assuré environ 82 % de ses revenus en 2002. Pour le système de London, les 10 principaux clients ont assuré environ 73 % de ses revenus en 2002. Même si la majorité de ces clients jouissent de l'appui financier d'un gouvernement provincial ou du gouvernement fédéral du Canada, ou sont des entités dont la cote de solvabilité est d'une grande qualité, la perte de l'un ou de plusieurs d'entre eux pourrait peser sur la situation financière de Countryside Canada et entraîner une baisse des distributions en espèces aux porteurs de parts.

Concurrence

Sur les marchés où USEB évolue, la concurrence provient des sociétés engagées dans la production indépendante d'électricité. Certaines de ces entreprises disposent de ressources financières plus importantes qu'USEB et d'une plus grande capacité d'attirer du personnel et de le conserver que celle-ci. Bien que la direction estime qu'il existe des segments de marché où USEB ne devra pas affronter une forte concurrence, rien ne garantit qu'elle pourra pénétrer ces marchés ou qu'elle ne devra pas y affronter une concurrence. De plus, ces dernières années, cette concurrence a contribué à faire baisser le prix de l'électricité sur certains marchés.

La principale concurrence que les systèmes énergétiques centralisés doivent affronter leur est livrée par une grande variété d'entreprises qui vendent des produits ou des services aux utilisateurs finals qui choisissent d'aménager et d'exploiter leurs appareils de chauffage et de refroidissement dans leurs propres établissements. Ces entreprises comprennent des fournisseurs de chaudières et de refroidisseurs et des fournisseurs de combustible (comme les entreprises d'utilité publique de gaz et d'électricité) qui encouragent l'utilisation d'appareils qui consomment leurs produits. Certains de ces fournisseurs disposent de ressources financières supérieures à celles des systèmes énergétiques centralisés. De plus, l'intensification de la concurrence pourrait faire baisser les prix des produits et des services proposés par les systèmes énergétiques centralisés.

Prix de l'électricité

Même si la majeure partie des acheteurs auprès des exploitations de biogaz sont tenus par contrat d'acheter de l'électricité aux termes de CAE à long terme, les exploitations axées sur les prix de gros du marché seront exposées aux variations du prix de l'électricité. De plus, à la résiliation ou à l'échéance de l'un des contrats à long terme, USEB pourrait devoir négocier de nouveaux CAE ou vendre sur le marché de gros d'électricité au comptant, auquel cas le prix de l'électricité dépendra alors de l'état du marché. De même, quand les exploitations de biogaz situées dans l'Illinois n'auront plus le droit de toucher les subventions du programme d'incitation tarifaire de l'Illinois, il faudra s'attendre à ce que ces exploitations cherchent à négocier de nouveaux contrats sur le marché de l'énergie verte basés sur le tarif d'alors de cette forme d'énergie, ce qui dépendra de l'état du marché à ce moment-là. De plus, le tarif contractuel brut que les exploitations de biogaz d'USEB dans l'Illinois touchent équivaut au prix moyen du kilowattheure payé par les entités gouvernementales locales sur les territoires respectifs de ces exploitations, qui peut par conséquent changer. Même si USEB a établi pour le prix de l'électricité des prévisions fondées sur des hypothèses concernant les prix futurs de l'énergie verte sur le marché et le tarif contractuel brut, il est impossible de prédire avec exactitude les prix et les tarifs, et ceux-ci différeront inévitablement de ces prévisions et pourraient le faire de façon importante.

Industrie naissante

Bien que les marchés de l'énergie où USEB évolue existent depuis un certain nombre d'années, ils sont toujours en développement. Comme c'est généralement le cas dans une industrie naissante, le niveau de demande et d'acceptation par le marché des produits et des services comporte un degré élevé d'incertitude. C'est particulièrement vrai en ce qui concerne les marchés de l'énergie verte, qui sont soumis aux aléas de l'évolution des politiques énergétiques fédérales et étatiques et au jeu normal des forces du marché. De plus, USEB et USE Canada disposent de ressources financières, humaines et autres limitées pour entreprendre d'importantes activités de commercialisation.

Risques liés à l'élaboration de projets

La capacité d'élaborer de nouveaux projets, notamment des projets aux termes de la convention d'expansion, exige que l'on réussisse à obtenir des accords, des permis et des évaluations qui, dans certains cas, ne dépendent pas du bon vouloir de la direction, comme la signature de contrats avec des clients, la négociation d'accords portant sur l'énergie, l'obtention de permis et d'autorisations des gouvernements, la négociation de CAE, de conventions de fourniture et de transport de combustible, de conventions de transport d'électricité, de conventions locales, de contrats de construction et d'achat d'équipement. Rien ne garantit que la direction réussira à obtenir ces accords, permis, équipements et évaluations à des conditions commerciales satisfaisantes. L'élaboration de projets pose aussi d'importants risques environnementaux, techniques et de construction.

Assurance

Même si USEB et USE Canada ont souscrit une assurance pour couvrir divers risques auxquels sont exposées leurs activités respectives ainsi qu'une assurance distincte pour chaque projet, l'assurance ne pourra pas couvrir tous les risques liés à leurs activités. S'il devait se produire un événement défavorable important, dont les risques ne sont pas entièrement couverts par l'assurance, cela pourrait avoir un effet négatif important sur la situation financière et les résultats d'exploitation. De plus, rien ne garantit qu'il sera possible de maintenir une couverture suffisante à des taux raisonnables.

Risques liés à l'exploitation

L'exploitation d'installations de production d'énergie pose de nombreux risques, comprenant la défaillance ou la panne d'appareils de production d'énergie, de chauffage et de refroidissement, de lignes de transmission, de canalisations ou d'autres matériels ou procédés et l'atteinte d'un rendement inférieur au niveau de production ou d'efficacité attendu. Même si les projets qu'USEB ou USE Canada exploitent ou sont appelées à exploiter comportent une certaine redondance de moyens et des mécanismes de secours, rien ne garantit que ces redondances ou mécanismes permettront à l'installation touchée de fonctionner comme il est prévu dans les conventions existantes d'achat d'électricité et de vente d'énergie. Les projets d'énergie renouvelable dépendent de l'approvisionnement en énergie et en combustible, qui peut connaître des variations marquées. (Voir Facteurs de risques « Disponibilité et constance des ressources ».) USEB a conclu avec GE/Jenbacher et RUN Energy des conventions d'exploitation et d'entretien pour huit et deux de ses exploitations, respectivement. Par conséquent, USEB dépend de tiers exploitants et continuera d'en dépendre pour assurer la bonne marche de ces exploitations. Dans la mesure où les parties ne remplissent pas les obligations qui leur incombent en vertu de ces conventions, les activités d'USEB dans ces exploitations pourraient en souffrir. De plus, même si une assurance est souscrite pour se protéger contre certains risques, le produit de cette assurance pourrait ne pas suffire à couvrir les pertes de revenu ou les hausses de dépenses et, par conséquent, les distributions en espèces aux porteurs de parts pourraient baisser.

Statut des installations admissibles

En vertu de la loi fédérale actuelle des États-Unis, USEB n'est pas réglementée comme une société de portefeuille en vertu de la PUHCA et ne le sera pas tant (a) que la propriété directe ou indirecte ou l'exploitation des projets servant à la production, à la transmission ou à la distribution d'énergie électrique mise en vente se limiteront aux participations dans des QF et (b) qu'elle ne possédera pas une participation directe ou indirecte dans une société qui possède ou exploite des installations servant à la distribution au détail (hormis la

distribution dans des récipients portatifs fermés ou la distribution à des propriétaires ou à des employés de la société qui exploite ces installations pour leur propre usage ou pour la revente) de gaz naturel ou manufacturé pour le chauffage, l'éclairage ou la production de courant. En vertu de la PURPA, toute entreprise d'utilité publique d'électricité réglementée à intégration verticale traditionnelle doit acheter l'électricité au coût évité à une installation admissible. L'entreprise d'électricité réglementée, qui est tenue d'acheter l'électricité à une centrale, peut refuser d'acheter cette électricité quand l'installation admissible est déchue de son statut et elle peut avoir certains recours pour rupture d'une CAE existante.

Si une exploitation de biogaz devait perdre son statut d'installation admissible, celle-ci ou sa société mère ou le membre de son groupe pourrait ne plus échapper au cadre qui lui permet d'être exemptée de la Federal Power Act (« FPA »), de la FPA et des lois et règlements de l'État énumérés sous « Aperçu — industrie de production d'électricité indépendante — Réglementation de l'industrie ». USEB pourrait alors être assujettie au règlement tarifaire (et à d'autres règlements) à titre d'entreprise d'utilité publique en vertu de la FPA et de la loi de l'État et faire en sorte qu'USEB, Countryside Canada (si cette dernière a converti le droit à redevance d'USEB) et certains membres de son groupe deviennent sans le vouloir des sociétés de portefeuille d'utilité publique en possédant, contrôlant ou détenant avec le droit de vote qui leur est conféré au moins de 10 % des titres avec droit de vote en circulation d'une installation qui constituerait une entreprise d'utilité publique en application de la PUHCA ou qui, en contrôlant celle-ci autrement, serait une entité qui constituerait une entreprise d'utilité publique ou une société de portefeuille aux termes de la PUHCA. Les autres exploitations de biogaz qui sont des QF pourraient perdre leur statut par suite des restrictions de propriété imposées aux QF aux termes de la PURPA et du règlement de mise en œuvre de la FERC. La situation aurait pour effet d'accroître sensiblement le fardeau réglementaire et de créer des obstacles susceptibles d'être insurmontables pour les entités touchées dans la conduite des affaires telle qu'elle est actuellement prévue.

En outre, la perte du statut de QF pourrait provoquer un manquement aux engagements de maintenir ce statut aux termes de diverses conventions d'achat et de prêt et entraîner leur résiliation, l'imposition de pénalités ou l'accélération de l'endettement aux termes de ces conventions, intérêts en sus. Par conséquent, la capacité d'USEB à remplir les obligations de remboursement prévues par les emprunts d'USEB dépend du maintien par les exploitations de biogaz de leur statut de QF. Une installation peut perdre son statut de QF de façon rétroactive ou prospective.

Même si certaines lois visant à abroger et à modifier certains articles de la PURPA, qui est en instance devant le Sénat et la Chambre des représentants des États-Unis devaient protéger chaque contrat existant de QF contre l'abrogation de l'obligation faite aux entreprises d'utilité publique d'électricité de s'approvisionner auprès de QF en vertu des CAE existantes, rien ne garantit qu'une législation future, promulguée en une loi, contiendra des dispositions pour préserver les droits acquis dans ces CAE. La perte rétroactive du statut de QF par l'une des filiales d'USEB pourrait notamment obliger cette filiale à rembourser des sommes qu'elle a touchées aux termes des CAE, intérêts en sus.

Aux termes de la FPA, la FERC jouit d'une compétence exclusive en tarification des ventes de gros d'énergie électrique et de transmission d'énergie électrique dans le commerce interétatique. Ces tarifs peuvent être fixés d'après le coût des services fournis ou, si les normes en vigueur sont satisfaites, d'après une méthode axée sur le jeu des forces du marché. Si une exploitation de biogaz perd son statut de QF, les tarifs prévus dans la CAE en vigueur devront être déposés auprès de la FERC et faire l'objet d'un examen initial, puis d'examens ultérieurs éventuellement par celle-ci en vertu de la FPA, ce qui pourrait entraîner des réductions de ces tarifs.

La perte par l'une des exploitations de biogaz de l'Illinois du statut de QF pourrait aussi lui faire perdre son statut de QSWEF.

Crédits d'impôt au titre de l'Article 29

USEB bénéficie de l'Article 29 du code. L'Article 29 dit que le propriétaire d'une installation de biogaz qui collecte et vend du biogaz comme combustible est autorisé à réduire son passif annuel d'impôt fédéral sur les bénéfices d'un crédit d'impôt basé sur la quantité de biogaz vendue à des tiers sans lien de dépendance. Dans le passé, USEB a cédé des participations dans les récupérateurs, ce qui a permis aux investisseurs financiers d'avoir droit à ces crédits d'impôt et ces ventes ont dégagé un revenu supplémentaire pour USEB. Une partie du prix d'achat est tributaire de la production de gaz et de l'existence de crédits d'impôt. Si la production de gaz devait

baisser ou si les crédits d'impôt devaient ne plus être offerts, les revenus d'USEB pourraient diminuer. USEB a convenu d'indemniser les investisseurs financiers qui ont acquis des participations dans les récupérateurs de certaines pertes subies quand, dans certaines situations, ces investisseurs se sont vu refuser les crédits d'impôt prévus à l'Article 29.

Ce crédit d'impôt est offert pour le biogaz produit par des exploitations qui possédaient des installations de collecte de gaz mis en service avant le 1^{er} juillet 1998. Ces crédits d'impôt sont accordés aux exploitations admissibles jusqu'au 31 décembre 2007, sauf que les exploitations qui étaient en service avant 1993 n'avaient droit aux crédits d'impôt que jusqu'en 2002. Par conséquent, le nombre d'exploitations ayant droit à des crédits d'impôt est limité. Il a été proposé à quelques reprises de reconduire les crédits d'impôt prévus à l'Article 29 de la loi, mais rien ne garantit la promulgation de cette loi, ni sa teneur finale et notamment si cette loi permettra d'appliquer les crédits d'impôt prévus à l'Article 29 aux exploitations existantes ou à de nouvelles exploitations. Il pourrait être moins intéressant à l'avenir d'investir dans des exploitations de biogaz en l'absence de ces crédits d'impôt. L'expiration des crédits d'impôt dont bénéficient les exploitations existantes pourrait en rendre certaines déficitaires et réduire les revenus d'USEB.

Ni USEB, ni les récupérateurs, ni les partenaires des récupérateurs n'ont obtenu de l'IRS une décision confirmant que les installations de biogaz des récupérateurs satisfont aux exigences de l'Article 29, que la vente par USEB de ses participations dans les récupérateurs était structurée de manière à permettre aux acheteurs d'avoir droit aux crédits prévus à l'Article 29. Bien qu'une décision ne soit pas exigée, comme dans le cas de toute opération visée par l'Article 29 pour laquelle une décision n'est pas rendue, l'IRS pourrait contester le droit des récupérateurs ou de leurs partenaires aux crédits prévus par l'Article 29.

Autorisations réglementaires

La construction et le fonctionnement d'exploitations d'énergie nécessitent un grand nombre de permis délivrés par des organismes gouvernementaux fédéraux, étatiques, provinciaux et locaux ainsi que le respect de lois et de règlements de l'environnement et autres. Bien que la direction estime respecter à tous égards importants la réglementation en vigueur et que chaque exploitation possède les permis nécessaires, ces exploitations doivent se conformer à un ensemble de lois et de règlements variés et complexes que les autorités publiques et les particuliers peuvent chercher à faire appliquer. Rien ne garantit que de nouvelles lois, de nouveaux règlements ou arrêtés, des modifications aux lois, règlements ou arrêtés existants ou de nouvelles interprétations ou politiques d'exécution plus rigoureuses qui auraient un effet négatif important sur USEB ne seront pas adoptés, et rien ne garantit non plus que les permis nécessaires aux projets proposés seront obtenus ou que les projets aménagés respecteront les conditions, les statuts et les règlements en vigueur. Si une exploitation de biogaz ou un système énergétique centralisé ne parvient pas à obtenir ou à conserver l'un des permis exigés ou à se conformer à une loi, la partie de ses biens de production ainsi visée pourrait devenir inopérante et les ventes d'énergie correspondantes devoir cesser ou entraîner des frais, ce qui, dans tous les cas, pourrait avoir un effet négatif important sur le projet en question. De plus, le respect du règlement de construction d'installations est un processus long et coûteux, susceptible d'entraîner d'importantes dépenses pour l'obtention de permis, et de poser un risque élevé de retard coûteux ou de perte de valeur si une exploitation ne peut fonctionner comme prévu, par suite de nouvelles exigences ou d'une opposition locale.

Risques liés à la sécurité, à la santé et à l'environnement

Les exploitations de biogaz et les systèmes énergétiques centralisés sont réglementés par un grand nombre de lois importantes comprenant des lois, des règlements, des arrêtés, des lignes directrices, des politiques, des directives et d'autres exigences qui régissent ou concernent notamment les émissions dans l'atmosphère, les rejets dans l'eau, le stockage, la manutention, l'utilisation, le transport et la distribution de marchandises dangereuses et de matières dangereuses et résiduelles comme les produits chimiques, la prévention des rejets de contaminants, de polluants ou de matières dangereuses dans l'environnement, la présence et l'élimination et la surveillance de contaminants, de polluants et de matières dangereuses dans le sol et l'eau, laquelle comprend les eaux de surface et la nappe phréatique, sur place et ailleurs, l'occupation du sol et les questions de zonage ainsi que les questions de santé et de sécurité du travail. Comme telle, l'exploitation de projets et de systèmes comporte un risque inhérent de responsabilité dans les domaines de l'environnement, de la santé et de la sécurité (comprenant d'éventuelles poursuites au civil, des ordonnances d'exécution ou d'assainissement, des

amendes et d'autres pénalités), ce qui peut exposer les projets et les systèmes à des poursuites administratives et judiciaires en ces matières, ce qui pourrait avoir un effet négatif important sur les activités du Fonds, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Les exploitations de biogaz et les systèmes énergétiques centralisés ont obtenu les permis d'environnement nécessaires à leur fonctionnement. Le respect des lois en vigueur, ce qui comprend les changements qui leur seront apportés, est important au yeux de l'entreprise. Même si la direction estime que les installations sont actuellement exploitées conformément, à tous égards importants, aux lois, permis compris, visant l'environnement qui sont prescrites aux projets et aux systèmes, et même si les systèmes de surveillance de l'environnement et d'information à sont en place pour ces exploitations et systèmes, rien ne garantit que des lois plus rigoureuses que les existantes ne seront pas imposées, qu'il n'y aura pas un resserrement des lois en vigueur ou qu'il n'y aura pas une défaillance de ces systèmes, ce qui pourrait occasionner d'importantes dépenses. L'impossibilité pour les projets et les systèmes de respecter les prescriptions en matière de sécurité, de santé ou d'environnement ou l'augmentation du coût de cette mise en conformité, à la suite notamment de responsabilités imprévues (en raison de problèmes nouvellement découverts ou de problèmes connus qui n'ont pas été quantifiés) ou de dépenses pour des enquêtes, des évaluations, des mesures de restauration ou de surveillance pourraient entraîner des charges supplémentaires, d'autres dépenses en immobilisations, des restrictions et des retards dans les activités des projets et des systèmes, qu'il est impossible de prévoir et qui pourraient être importantes.

Disponibilité et constance des ressources

Les exploitations de biogaz comptent sur l'extraction du biogaz de décharges publiques ou privées. La décomposition des déchets entraîne le dégagement de gaz méthane, de bioxyde de carbone et d'autres gaz dans le sol et l'atmosphère. D'ordinaire, les décharges peuvent dégager des biogaz pendant plus de 30 ans. Les décharges produisent généralement du biogaz en quantité croissante les premières années d'exploitation et pendant plusieurs années après leur fermeture. Puis la quantité de biogaz diminue graduellement dans les années qui suivent. Il faut donc s'attendre à ce qu'une exploitation rapporte moins après les premières années qui suivent la fermeture de la décharge et que celle-ci puisse devenir non rentable, la quantité de biogaz produite continuant de diminuer. Souvent, il n'est donc pas rentable de maintenir l'exploitation en service passé un certain nombre d'années après la fermeture de la décharge. La quantité de biogaz qui existe dépend de nombreux facteurs comme le mode de remplissage de la décharge, la composition des déchets, leur compactage, leur teneur en eau, le temps qu'il fait et les conditions climatiques. Ce sont des facteurs sur lesquels USEB ne peut agir. De plus, ce sont des événements qu'on ne peut prédire avec certitude. Si la quantité de biogaz produite par une décharge est plus faible que prévu ou que la durée du rejet de biogaz est plus courte que prévu, la vente de biogaz par USEB, la production d'électricité par USEB ou les revenus touchés par USEB de la vente des crédits d'impôt prévus à l'Article 29 pourraient en souffrir de façon importante.

En ce qui concerne chaque exploitation de biogaz en général, (i) le droit du récupérateur d'extraire du biogaz de la décharge est assujéti à un contrat à long terme de droits d'exploitation du gaz conclu avec le propriétaire de la décharge; (ii) le droit du producteur ou du transporteur d'acheter le biogaz au récupérateur fait l'objet d'une convention d'achat de gaz à long terme avec le récupérateur; et (iii) le droit du producteur ou du transporteur d'occuper la décharge fait l'objet d'un bail à long terme avec le propriétaire de la décharge. Dans certains cas, selon les événements qui se produisent, comme un manquement par le récupérateur ou le producteur, l'autre partie au contrat peut résilier la convention ou le bail en vigueur avant son échéance normale. Même si USEB estime que les récupérateurs et les producteurs respectent à tous égards importants leurs conventions ou leurs baux respectifs, s'il est mis fin prématurément à l'une de ces conventions ou à l'un de ces baux, pour quelque raison que ce soit, l'exploitation de biogaz en question pourrait en souffrir de façon importante.

La quantité d'énergie produite par le système de l'Î.-P.-É. dépend de la biomasse. Rien ne garantit que la disponibilité d'un approvisionnement stable de déchets du bois provenant de l'exploitation de la forêt ne changera pas.

Statut des QSWEF

Les exploitations de biogaz d'USEB situées dans l'Illinois sont admissibles comme QSWEF et ont donc le droit de bénéficier du programme d'incitation tarifaire. Ce programme autorise les QSWEF à vendre l'électricité qu'elles produisent à des entreprises d'utilité publique situées sur leurs territoires à un tarif qui durant la période du programme d'incitation tarifaire (a) équivaut au départ au prix moyen du kilowattheure payé par les entités gouvernementales locales (avec certaines exceptions) sur les territoires respectifs des QSWEF et (b) dépasse en général au départ le coût évité de cette entreprise d'utilité publique. Pour avoir droit au programme d'incitation tarifaire, il faut se conformer aux exigences énoncées dans l'*Illinois Public Utility Act* et son règlement et aux arrêtés de l'ICC rendus par l'ICC à l'endroit des QSWEF. La QSWEF perd en totalité ou en partie les avantages prévus au programme d'incitation tarifaire s'il est établi qu'elle ne respecte pas ces exigences. De la même façon, elle peut perdre en totalité ou en partie ces avantages si des modifications sont apportées à l'*Illinois Public Utility Act*, au règlement de l'ICC, aux arrêtés de l'ICC ou aux politiques de l'ICC ou s'il y a expiration ou abrogation de l'*Illinois Public Utility Act*. Dans ce cas, les produits et les bénéfices des QSWEF visées pourraient en souffrir de façon importante. (Voir aussi « Autorisations réglementaires ».)

L'incitation tarifaire dont bénéficie chaque QSWEF, à rembourser à l'État de l'Illinois, correspond à l'excédent du tarif contractuel brut touché par cette QSWEF de l'entreprise d'utilité publique, déduction faite du coût évité de l'entreprise d'utilité publique. Par conséquent, l'incitation tarifaire et l'obligation de rembourser de la QSWEF dépendront notamment du niveau du coût évité, qui est indépendant de la volonté de la QSWEF. Même si USEB a fait des prévisions en se basant sur des hypothèses concernant les niveaux futurs des coûts évités qu'une importante société de conseil indépendante a jugés raisonnables, il est impossible de les prédire, ce qui signifie qu'ils différeront inévitablement de ces prévisions et peut-être de façon importante.

La perte du statut de QSWEF pourrait provoquer des manquements aux engagements de maintenir ce statut aux termes de diverses conventions d'achat et d'emprunt (y compris les emprunts d'USEB) et entraîner la résiliation des conventions, des pénalités ou l'accélération de l'endettement aux termes de ces conventions, intérêts en sus. Par conséquent, la capacité d'USEB à remplir ses obligations de remboursement en vertu des emprunts d'USEB et à payer les redevances prévues par le droit à redevance d'USEB dépend du maintien du statut de QSWEF des exploitations de biogaz situées dans l'Illinois.

Obligation de rembourser imposée par l'ICC

L'ICC dispose de vastes pouvoirs pour appliquer et interpréter les dispositions de l'*Illinois Public Utility Act*, du règlement de l'ICC et des arrêtés de l'ICC. Dans l'avenir, l'ICC pourrait édicter un nouveau règlement et établir de nouvelles politiques ou modifier le règlement existant ou les politiques existantes. Il est impossible de prédire avec certitude les mesures précises que l'ICC pourrait prendre. Ces mesures, si elles sont prises et maintenues par les tribunaux, pourraient avoir un effet négatif important sur une partie ou la totalité des exploitations situées dans l'Illinois. Sous réserve des principes de la loi constitutionnelle et administrative, les tribunaux devraient accorder beaucoup d'égards à l'ICC relativement à ces mesures. L'ICC dispose du pouvoir exécutoire d'exiger de chaque propriétaire d'une exploitation de biogaz située dans l'Illinois qu'il s'acquitte de ses obligations de remboursement, pouvoir qui peut s'étendre notamment à l'entité juridique qui est tenue de détenir le compte de remboursement ICC, à l'importance des fonds à y déposer tous les ans et à la nature des placements dont les sommes déposées font l'objet ou peuvent faire l'objet. Même si l'ICC a envisagé d'imposer et effectivement imposé ces exigences dans le passé comme une condition pour autoriser certaines opérations proposées, il est impossible de prédire avec certitude si, dans des circonstances analogues ou différentes, l'ICC tentera d'imposer ces exigences dans l'avenir. Cependant, si les QSWEF (a) se conforment de bonne foi aux actuelles versions de l'*Illinois Public Utilities Act*, du règlement et des arrêtés de l'ICC, (b) déposent dans les délais les sommes prévues dans les comptes de remboursement ICC qui, avec les bénéfices ainsi dégagés d'un portefeuille de placements raisonnable et équilibré, sont assez suffisants pour honorer les obligations de remboursement des QSWEF auprès de l'État de l'Illinois et (c) ne cherchent pas à faire approuver par l'ICC une opération qui exige l'autorisation de celle-ci ou la modification des arrêtés de l'ICC existants, le Fonds n'a aucun motif de croire que l'ICC prendra ce genre de mesure à l'endroit des QSWEF d'une manière qui pourrait leur nuire de façon importante. Environ 2 M\$ US des sommes déposées dans le compte de remboursement ICC

seront affectés par USEB en garantie de ses obligations aux termes des ententes de couverture conclues dans le cadre de l'emprunt USEB.

S'il y a manquement à la convention relative aux emprunts d'USEB et que Countryside Canada cherche à saisir en réalisation de garantie l'avoir d'une entité qui, en vertu de la loi de l'Illinois, est réputée posséder directement ou indirectement une participation dans une exploitation de biogaz située dans l'Illinois ou dans l'installation appartenant à cette exploitation, Countryside Canada pourrait être tenu de se conformer aux prescriptions de l'*Illinois Public Utility Act* et au règlement de l'ICC adopté en vertu de cette loi, notamment à l'obligation d'obtenir l'autorisation de l'ICC d'acquérir, de posséder et de vendre l'électricité produite par cette exploitation à titre de QSWEF. La capacité du Fonds ou de Countryside Canada de se conformer à ces prescriptions ou aux modalités fixées pour obtenir cette autorisation de l'ICC ne peut être assurée. Si Countryside Canada était tenue d'obtenir l'autorisation de l'ICC et n'y parvenaient pas, les exploitations de biogaz situées en Illinois conserveraient le droit de vendre leur électricité au coût évité tant que l'exploitation produit de l'électricité, qu'elle conserve son statut de QF aux termes de la FPA et qu'elle satisfait à certaines autres exigences de la loi de l'État.

L'investissement indirect du Fonds et des membres de son groupe dans les exploitations de biogaz situées dans l'Illinois se fondent, entre autres considérations, sur l'idée qu'à la suite de cet investissement ces exploitations conserveront leur statut de QSWEF aux termes de la loi de l'Illinois, ce qui leur donnera ainsi droit à des avantages comme ceux du programme d'incitation tarifaire. Le Fonds estime qu'à la suite de la constitution des emprunts d'USEB, l'acquisition du droit à redevance d'USEB, les apports de capital d'USEB à ses filiales indirectes qui détiennent des exploitations de biogaz de l'Illinois, l'émission du billet AJG et l'octroi à USEB ou à une de ses filiales par AJG d'une option pour acquérir une participation indirecte de 50 % de AJG dans les exploitations de biogaz situées dans l'Illinois (l'« option AJG »), les exploitations de biogaz situées dans l'Illinois ne perdront pas leur statut de QSWEF et qu'il n'y aura aucun changement dans la propriété de ces exploitations puisque cette propriété est actuellement interprétée par l'ICC conformément à son interprétation du règlement applicable de la FERC. Cependant, comme il est précisé ci-après, l'ICC dispose de vastes pouvoirs pour faire appliquer et interpréter la législation de l'Illinois, le règlement de l'ICC et les arrêtés de l'ICC. Il est par conséquent impossible de prédire avec un quelconque degré de certitude si, dans un cas donné, l'ICC décidera qu'un degré ou un pourcentage de propriété doit être attribué à une quelconque entité en particulier. Une telle détermination sera nécessairement dictée par les faits et les circonstances qui pourraient se présenter ou être soumis à l'ICC dans le contexte d'un règlement et d'une politique en vigueur au moment de cette détermination. Néanmoins, compte tenu des facteurs jugés pertinents par l'ICC dans la détermination du degré ou du pourcentage de propriété à attribuer à une entité et des dispositions des documents, des registres et des certificats relatifs aux opérations visées par les présentes, le Fonds estime qu'il n'y a aucune raison de croire que l'ICC pourrait attribuer un pourcentage de propriété à une entité à l'égard des exploitations de biogaz situées dans l'Illinois de manière à leur faire perdre leur statut de QSWEF ou d'opérer un changement de propriété de ces exploitations parce que le Fonds aura constitué les emprunts d'USEB (mais sans les saisir en réalisation de garantie) ou acquis le droit à redevance d'USEB (mais sans la convertir en capital-actions), effectué les apports de capital d'USEB à ses filiales indirectes qui détiennent des exploitations de biogaz de l'Illinois, émis le billet AJG (mais non la forclusion de privilèges en garantissant le paiement) ou attribué de l'option AJG (mais sans la lever). Si l'ICC devait conclure que la constitution des emprunts d'USEB ou l'acquisition du droit à redevance d'USEB par le Fonds et les membres de son groupe les apports de capital d'USEB à ses filiales indirectes qui détiennent des exploitations de biogaz de l'Illinois, ou l'émission du billet AJG ou l'attribution de l'option AJG constituait un changement de propriété de ces exploitations, celles-ci seraient tenues de demander à l'ICC d'autoriser ce changement qui devrait établir que, malgré ce changement de propriété, ces exploitations répondent toujours aux conditions d'une QSWEF. Le Fonds ne peut prédire la façon dont l'ICC pourrait exercer son autorité discrétionnaire ou exécutoire dans la circonstance.

En vertu du programme d'incitation tarifaire, chaque QSWEF doit commencer à rembourser la prime qu'elle a touchée de l'État de l'Illinois au plus tard à la première des dates suivantes, à savoir la date à laquelle la QSWEF a payé ou remboursé intégralement les coûts d'immobilisations ou la dette contractée pour aménager son installation ou la date anniversaire des 10 ans après la date du début de son exploitation commerciale, le remboursement devant être fait au plus tard 20 ans après la date du début de l'exploitation commerciale de l'installation ou à la fin de la durée de vie utile de celle-ci, selon la première éventualité. Pour honorer cette

obligation, chaque QSWEF a ouvert un compte de remboursement ICC dans lequel elle a déposé et continuera de déposer une partie de la prime qu'elle a touchée en espérant que ces dépôts, après avoir été investis avec prudence dans un portefeuille équilibré géré par des conseillers professionnels, dégagera des bénéfices suffisants avec le temps pour lui permettre de remplir ces obligations de remboursement envers l'État de l'Illinois quand ils deviendront exigibles. Cependant, si l'ICC exerce son pouvoir exécutoire d'une manière qui a pour effet de diminuer le rendement prévu des placements dans le compte de remboursement ICC ou de ne pas dégager les bénéfices prévus, la QSWEF pourrait alors ne pas disposer des fonds suffisants pour honorer l'obligation de rembourser l'État de l'Illinois quand ces obligations deviendront exigibles, ce qui pourrait avoir un effet négatif important sur cette QSWEF. (Voir « Programme d'incitation tarifaire de l'ICC et compte de remboursement ICC ».)

Paielements aux termes de la convention d'expansion

Countryside U.S. touchera des honoraires annuels de 430 000 \$ US d'une filiale indirecte de Cinergy et d'USEY aux termes de la convention d'expansion. Ces honoraires compenseront, dans une large mesure, les charges d'exploitation annuelles de Countryside U.S. S'il est mis fin à la convention d'expansion pour une raison quelconque, le Fonds ne pourra plus compenser ces charges par ces honoraires.

Relations de travail

Bien que, dans les exploitations de biogaz et les systèmes énergétiques centralisés, les relations de travail aient été stables jusqu'ici et qu'il n'y ait eu aucune perturbation de l'activité à la suite d'un conflit de travail avec les employés, on ne peut garantir le maintien d'un cadre de travail productif et efficace. S'il se produisait un conflit de travail comme une grève ou un lock-out, la capacité des exploitations de biogaz et des systèmes énergétiques centralisés à dégager des revenus, et par conséquent la capacité du Fonds à faire des distributions en espèces, pourrait être entravée.

Risques liés à la structure du Fonds

Confiance accordée à la direction de Countryside, d'USEB et d'USE Canada

Le Fonds est une fiducie à capital variable et à vocation restreinte sans personnalité morale, qui dépendra des activités et des actifs d'USEB par la voie des emprunts d'USEB et du droit à redevance d'USEB et d'USE Canada, par la propriété indirecte de toutes ses actions ordinaires en circulation. Les distributions en espèces aux porteurs de parts dépendront notamment de la capacité de Countryside Canada à payer les intérêts qu'elle doit en vertu des billets de Countryside Canada et à déclarer et verser des dividendes ou à faire d'autres distributions sur ses actions ordinaires, ce qui dépendra à son tour notamment de la capacité d'USEB à assurer le service des emprunts d'USEB et à verser des redevances sur le droit à redevance d'USEB et d'USE Canada à servir des dividendes sur ses actions ordinaires. Même si le Fonds compte distribuer les intérêts et les dividendes qu'il aura gagnés, déduction faite des charges administratives, des impôts à payer et d'autres obligations du Fonds et des montants, le cas échéant, payés par le Fonds relativement au remboursement de parts, il n'existe aucune garantie quant aux montants des produits devant être dégagés des emprunts d'USEB, du droit à redevance d'USEB et d'USE Canada qui seront versés au Fonds. Le montant à distribuer à l'égard des parts dépendra de multiples facteurs comme la rentabilité, les variations du fonds de roulement, la capacité de maintenir les marges, les dépenses en immobilisations et le respect des clauses restrictives prévues par la nouvelle facilité de crédit. Les emprunts d'USEB comportent de nombreuses clauses restrictives visant les activités d'USEB et des problèmes chez USEB pourrait peser sur sa capacité d'assurer le service de ses emprunts et de payer des redevances sur le droit à redevance d'USEB et contrevenir aux restrictions prévues dans les emprunts d'USEB. Si les conditions des emprunts d'USEB sont violées, Countryside Canada pourrait devoir tenter de matérialiser la sûreté sous-jacente aux emprunts d'USEB et rien ne garantit que l'actif d'USEB et de ses filiales suffira à rembourser les emprunts d'USEB.

Conflits d'intérêts potentiels

Il pourrait se présenter des situations où les intérêts d'USEY, d'USEB, de la filiale de Cinergy qui possède des intérêts dans USEB et ceux de la direction de Countryside U.S. seraient en conflit avec ceux du Fonds, de

ses filiales et des porteurs de parts. Countryside Canada et USEB pourraient avoir des intérêts opposés selon les termes des emprunts d'USEB et du droit à redevance d'USEB. Le Fonds, USEY et la filiale concernée de Cinergy pourraient avoir des intérêts opposés en ce qui regarde les conventions d'expansion et d'amélioration. USEY, USEB, leurs filiales et la direction de Countryside U.S. pourraient se lancer dans des activités semblables à celles du Fonds et de ses filiales, qui leur feraient concurrence. Il pourrait y avoir des situations où les porteurs de parts dépendraient de la direction de Countryside U.S. pour l'administration du Fonds, et de la direction d'USEB et d'USEY Canada pour la gestion et la bonne marche des exploitations de biogaz et des systèmes énergétiques centralisés, respectivement. La direction de Countryside U.S. assurera aussi la haute direction d'USEY et participera au recensement, à l'analyse et à la proposition de structures de placement face aux possibilités qui s'offriront aux termes de la convention d'expansion. Ces parties ont cherché à éliminer ces conflits par des procédures de vote qui excluent les personnes en situation de conflit d'intérêts et en établissant un processus concernant les possibilités qui s'offriront aux termes de la convention d'expansion.

D'autres dispositions de la déclaration de fiducie (analogues à celles qui figurent dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*) prescrivent certaines procédures à observer si ce genre de conflit d'intérêts survient et énoncent certains recours mis à la disposition du Fonds si ces procédures sont violées.

Risque de litige avec des sociétés cotées en bourse

Comme USEY et Synergy sont des sociétés cotées en bourse aux États-Unis, toute opération ou convention entre USEY ou USEB d'une part et le Fonds ou les membres de son groupe d'autre part (comprenant les opérations prévues dans le cadre de la convention d'acquisition, de la convention d'emprunt USEB ou de la convention sur le droit à redevance d'USEB) peuvent faire l'objet de réclamation par les porteurs de titres publics et les créanciers d'USEY et de Cinergy, ce qui peut à son tour entraîner le Fonds ou les membres de son groupe dans un litige. Les litiges sont onéreux, longs et susceptibles de détourner la direction de Countryside Canada de sa mission, qui est l'exploitation du Fonds.

Risques fiscaux

Rien ne garantit que les lois de l'impôt sur les bénéfices du gouvernement fédéral canadien et ses politiques administratives concernant le traitement des fonds communs de placement ne seront pas modifiées de manière à défavoriser les porteurs de parts. Si le Fonds cesse d'être admissible comme « fonds commun de placement » aux termes de la *Loi de l'impôt*, les incidences fiscales décrites sous la rubrique « Certaines incidences fiscales — Certaines incidences fiscales fédérales canadiennes » seraient nettement différentes à certains égards et le seraient de façon défavorable.

Rien ne garantit que les parts continueront d'être des placements admissibles au titre des régimes ou que les parts continueront d'être considérées comme n'étant pas une propriété étrangère aux termes de la *Loi de l'impôt*. La *Loi de l'impôt* impose des pénalités à quiconque acquiert ou possède des placements inadmissibles ou qui possède des avoirs étrangers excessifs. (Voir « Certaines incidences fiscales — Certaines incidences fiscales fédérales canadiennes » et « Admissibilité d'un placement ».) En particulier, si le Fonds cesse d'être un fonds commun de placement ou si Countryside Canada cesse d'exercer une « présence canadienne importante » (au sens où l'entend la *Loi de l'impôt*), les parts pourraient devenir propriété étrangère. Rien ne garantit que Countryside Canada continuera d'exercer une présence importante au Canada.

Le ministère des Finances a indiqué qu'il continuera d'évaluer l'évolution du marché des fiducies de revenu dans le cadre de la surveillance et de l'évaluation continues des marchés financiers et du système fiscal canadiens. Par conséquent, de nouveaux changements dans ce domaine, en plus des propositions budgétaires, sont possibles. Ces changements pourraient entraîner des incidences fiscales nettement différentes à certains égards de celles décrites sous la rubrique « Certaines incidences fiscales fédérales canadiennes ».

La structure des fonds de revenu comporte généralement de gros montants d'emprunt intersociétés ou similaires, qui génèrent d'importants intérêts débiteurs portés en réduction des bénéfices et don de l'impôt à payer. Rien ne garantit que les autorités fiscales ne tenteront pas de contester le montant des intérêts débiteurs déduits. Toute contestation du genre remportée contre Countryside Canada ou les membres de son groupe aurait un effet négatif important sur le montant en espèces que le Fonds peut distribuer aux porteurs de parts. La direction du Fonds estime que les intérêts débiteurs inhérents à la structure du Fonds sont justifiables et

raisonnables au regard des billets de Countryside Canada. Les propositions fiscales applicables aux années d'imposition ultérieures à 2004 ne permettront à un contribuable de constater une perte pour une année d'imposition d'une source qui est un actif que s'il est raisonnable de croire que le contribuable tirera un bénéfice cumulatif de cet actif pendant qu'il le possédera et qu'on peut raisonnablement s'attendre qu'il le possédera (les « propositions fiscales »). Le Fonds a informé le conseiller juridique qu'il ne croit pas que les propositions fiscales auront une incidence importante sur sa fiscalité.

De plus, les intérêts sur les billets de Countryside Canada s'accumulent dans le Fonds pour les besoins de l'impôt sur les bénéfices du gouvernement fédéral canadien, qu'ils soient ou non payés. La déclaration de fiducie prévoit chaque année la distribution d'un montant équivalant au bénéfice imposable du Fonds aux porteurs de parts afin de ramener le bénéfice imposable du Fonds à zéro. Si les paiements d'intérêts sur les billets de Countryside sont exigibles mais qu'ils ne sont pas versés en totalité ou qu'ils ne le sont qu'en partie, la déclaration de fiducie prévoit la distribution de parts supplémentaires aux porteurs de parts en remplacement des distributions en espèces. Les porteurs de parts seront généralement tenus d'inclure un montant équivalant à la juste valeur marchande de ces parts dans la déclaration fédérale canadienne de leur revenu imposable, dans les cas où ils ne touchent pas directement une distribution en espèces.

Countryside Canada pourrait être tenue de payer ou de rembourser des sommes à titre de retenue d'impôt à la suite de son acquisition, pour avoir encaissé ou détenu les emprunts d'USEB (y compris les intérêts sur ces emprunts) ou d'autres emprunts similaires contractés par USEB auprès de Countryside Canada, auquel cas USEB sera tenu de verser à Countryside Canada des fonds pour lui permettre de payer ou de rembourser ces retenues d'impôt ou d'indemniser intégralement Countryside Canada à l'égard de cette obligation. Si USEB est incapable d'indemniser intégralement Countryside Canada, les fonds dont Countryside Canada dispose pour les distributions à faire à l'égard de ses actions ordinaires et les paiements à faire à l'égard de ses billets pourraient diminuer de façon importante.

Rien ne garantit que les lois de l'impôt sur les bénéfices du gouvernement fédéral américain et que les politiques administratives de l'IRS concernant les incidences fiscales fédérales américaines décrites dans le présent prospectus ne changeront pas d'une manière qui aura un effet négatif sur les porteurs de parts. (Voir « Certaines incidences fiscales — Certaines incidences fiscales fédérales américaines ».)

Goodwin Procter LLP, conseiller juridique du Fonds, de Countryside Canada et d'USEB, et Torys LLP, conseiller juridique des preneurs fermes, ont informé le Fonds et les preneurs fermes, suivant le cas, que les intérêts payés sur les emprunts d'USEB devraient être déductibles pour USEB et ne pas faire l'objet d'une retenue d'impôt aux États-Unis. Cependant, il est possible que l'IRS conteste ce traitement et ait gain de cause, ce qui aurait pour effet de rendre une partie ou la totalité des intérêts sur les emprunts d'USEB non déductibles (et d'augmenter de façon importante l'impôt fédéral à payer par USEB aux États-Unis) et de frapper une partie ou la totalité de ces intérêts d'une retenue fiscale de 10 % à 30 % aux États-Unis. Les fonds pouvant être distribués aux porteurs de parts pourraient baisser.

Les redevances, dans la mesure où elles ne dépassent pas les bénéfices actuels et accumulés d'USEB, devraient généralement faire l'objet d'une retenue d'impôt de 15 % aux États-Unis. USEB s'est engagée à rembourser à Countryside Canada le montant des impôts ainsi retenus, sous réserve du plafonnement des distributions. Par conséquent, le plafonnement de la distribution peut limiter le montant des redevances à verser et le montant des impôts retenus à rembourser.

Endettement et clauses restrictives

La capacité de Countryside Acquisition et de ses filiales à faire des distributions, à payer des dividendes ou à faire d'autres paiements ou d'autres avances au Fonds sera assujettie aux lois en vigueur et aux restrictions contractuelles prévues dans les instruments régissant l'endettement de ces entités (la nouvelle facilité de crédit en faisant partie). Le degré d'endettement de Countryside Acquisition pourrait avoir d'importantes conséquences pour les porteurs de parts, notamment : (i) limiter dans l'avenir la capacité de Countryside Acquisition à obtenir un financement supplémentaire pour son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations ou ses acquisitions; (ii) mobiliser une partie importante des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de Countryside Acquisition pour le paiement du capital et des intérêts sur sa dette, ce qui aurait pour effet de réduire les fonds disponibles pour d'autres activités d'exploitation; (iii) amener la conclusion

d'emprunts de Countryside Acquisition à des taux d'intérêt variable, ce qui exposerait Countryside Acquisition au risque de hausse de taux d'intérêt; et (iv) rendre Countryside Acquisition plus vulnérable aux revirements à la baisse de l'économie et limiter sa capacité de résister aux pressions de la concurrence. Ces facteurs pourraient accroître la sensibilité des sommes que le Fonds distribue aux porteurs de parts aux variations de taux d'intérêt.

La nouvelle facilité de crédit comportera de nombreuses clauses restrictives qui limitent la marge de manœuvre de la direction de Countryside Acquisition sous certains aspects commerciaux. Ces clauses imposent d'importantes restrictions, notamment à la capacité de Countryside Acquisition à contracter d'autres emprunts, à créer des privilèges ou d'autres grèvements, à faire des distributions sur ses actions ou à faire certains autres paiements, placements, prêts et garanties et à vendre ou à céder des actifs, à fusionner ou à se regrouper avec une autre entité. De plus, la nouvelle facilité de crédit comporte des clauses financières qui imposent à Countryside Acquisition et à USEB d'atteindre certains ratios financiers et, parallèlement, de réussir certains tests de santé financière. Le fait de ne pas remplir les obligations de la nouvelle facilité de crédit pourrait entraîner un manquement qui, s'il ne fait pas l'objet d'une correction ou d'une dérogation, pourrait mettre fin aux distributions de Countryside Acquisition et accélérer l'endettement y afférent, notamment à l'égard des billets de Countryside Canada. De plus, la nouvelle facilité de crédit prévoit que le défaut de paiement aux termes des emprunts d'USEB constitue un manquement aux termes de la nouvelle facilité de crédit. Par conséquent, l'inexécution financière ou opérationnelle d'USEB pourrait créer un manquement aux termes de la nouvelle facilité de crédit ou limiter la capacité du Fonds à toucher des dividendes de Countryside Acquisition. Si l'endettement aux termes de la nouvelle facilité de crédit, ce qui comprend les contrats de couverture qui pourraient être conclus avec les prêteurs, devait s'accélérer, rien ne garantit que l'actif de Countryside Acquisition suffira à rembourser intégralement cette dette. (Voir « Nouvelle facilité de crédit ».)

Adéquation des ressources en capital

Les acquisitions faites par le Fonds, l'augmentation de l'actif du Fonds et les autres dépenses en immobilisations seront financées par l'émission de parts ou de titres convertibles en parts, par l'augmentation de la dette consolidée du Fonds, par les flux de trésorerie du Fonds ou toute combinaison de ces éléments. Rien ne garantit qu'on disposera de capitaux suffisants à des conditions acceptables pour financer les acquisitions, les dépenses en immobilisations ou les projets d'expansion.

Variation du taux de change

Les distributions faites par le Fonds aux porteurs de parts, ainsi que les distributions reçues du Fonds en provenance de Countryside Canada seront libellées en dollars canadiens. Une partie importante des distributions du Fonds aux porteurs de parts seront constituées de paiements faits par USEB à Countryside Canada sur les emprunts d'USEB. Bien que les emprunts d'USEB soient libellés en dollars canadiens et qu'USEB doive faire des paiements sur ses emprunts en dollars canadiens, les produits et les charges d'USEB sont en dollars américains. De plus, les redevances touchées par le Fonds seront déterminées à partir de produits et de flux de trésorerie d'USEB libellés en dollars américains. Par conséquent, USEB sera exposée au risque de change et l'appréciation du dollar canadien pourrait réduire sa capacité de s'acquitter de ses obligations aux termes des emprunts d'USEB. Dans la mesure où la capacité d'USEB à remplir ses obligations aux termes des emprunts USEB est modifiée, la capacité du Fonds de faire des distributions en espèces aux porteurs de parts pourrait l'être aussi. Rien ne garantit que les variations du taux de change n'auront pas un effet négatif important sur le Fonds ou sur sa capacité d'assurer la constance des distributions en dollars canadiens.

Même si, aux termes des emprunts d'USEB, USEB est tenue de conclure des opérations de couverture des risques de change à l'égard des obligations libellées en dollars canadiens, rien ne garantit qu'USEB réussira à se protéger contre ce risque de change.

Nature des parts

Les parts sont des titres de nature hybride en ce qu'elles présentent certaines caractéristiques communes à la fois aux actions et aux titres de créance. Les parts ne constituent pas un placement direct dans les emprunts d'USEB, le droit à redevance d'USEB ou les systèmes énergétiques centralisés, et les investisseurs ne doivent

pas les considérer comme étant une participation directe dans les emprunts d'USEB, le droit à redevance d'USEB ou des actions de Countryside Canada. À ce titre, les porteurs de parts ne disposeront pas des droits statutaires normalement associés à la propriété d'actions d'une société comme le droit d'intenter un recours en cas d'abus ou une action oblique. Les parts représentent une fraction de la participation dans le Fonds. Les seuls éléments d'actif importants du Fonds seront les actions ordinaires de Countryside Canada et les billets de Countryside Canada. Le prix de la part dépendra des sommes que le Fonds compte distribuer, ce qui peut changer.

Les parts ne sont pas des dépôts au sens de la *Loi sur la Société d'assurance-dépôts du Canada* et ne sont pas garanties par les dispositions de cette loi ou d'une autre loi. De plus, le Fonds n'est pas une société de fiducie et, par conséquent, n'est pas enregistré aux termes d'une quelconque loi sur les sociétés de fiducie et de prêt étant donné qu'il n'exerce pas les activités d'une société de fiducie et qu'il ne compte pas le faire non plus.

Absence de marché boursier antérieur

Avant le présent placement, il n'y avait aucun marché boursier pour ces parts. Le prix du placement a été déterminé par voie de négociation entre le Fonds, USEY et les preneurs fermes à partir de plusieurs facteurs et pourrait ne rien à voir avec le prix auquel les parts se négocieront sur le marché boursier après le présent placement. (Voir « Mode de placement ».)

Distribution de titres lors du rachat ou de la cessation du Fonds

Lors du rachat des parts ou de la cessation du Fonds, les fiduciaires peuvent distribuer les actions ordinaires de Countryside Canada et les billets de Countryside Canada directement aux porteurs de parts, à condition d'obtenir toutes les autorisations réglementaires nécessaires. Il n'existe actuellement aucun marché pour les actions ordinaires de Countryside Canada ou les billets de Countryside Canada. De plus, il n'est pas prévu que les actions ordinaires de Countryside Canada ou que les billets de Countryside Canada se négocient librement ni qu'ils soient cotés en bourse. (Voir « Description du Fonds — Durée du Fonds » et « Description du Fonds — Droit de rachat ».) Les actions ordinaires de Countryside Canada distribuées suivant le cas pourraient ne pas être admissible à titre de placement dans des fiducies régies par des régimes, selon les circonstances du moment.

Fluctuations et retards dans les distributions

Les distributions en espèces ne sont pas garanties et les distributions par le Fonds fluctueront. Même si le Fonds distribuera des espèces, il n'existe aucune garantie quant au montant de ces distributions. Les montants en espèces distribuables dépendront de nombreux facteurs comme la rentabilité, les variations du fonds de roulement, l'adéquation des marges et le niveau des dépenses en immobilisations.

Les paiements par Countryside Canada au Fonds ou de Countryside Acquisition ou d'USEB à Countryside Canada pourraient être reportés ou réduits à la suite de restrictions imposées par les prêteurs, de problèmes de rendement financier ou opérationnel des systèmes énergétiques centralisés ou d'USEB, de perturbations du service, de la constitution de réserves pour des charges, des besoins en fonds de roulement, des besoins futurs en capitaux et de la déductibilité de fonds pour le paiement d'impôts canadiens et américains, respectivement, de paiements sur les billets de Countryside Canada et les emprunts d'USEB et de restrictions imposées au versement de dividendes visant USEB. Tout report ou toute réduction pourraient avoir un effet négatif sur les distributions par le Fonds et par conséquent sur la valeur marchande des parts.

Responsabilité potentielle des porteurs de parts

La déclaration de fiducie précise que le porteur de parts n'aura aucune responsabilité de quelque nature à l'égard de quiconque parce qu'il possède des parts. Cependant, il reste le risque, que le Fonds juge faible dans les circonstances, qu'un porteur de part puisse être tenu personnellement responsable malgré l'énoncé de la déclaration de fiducie, des obligations du Fonds dans la mesure où les réclamations ne sont pas satisfaites à partir de l'actif du Fonds. Il est prévu que les affaires du Fonds seront conduites de manière à limiter ce risque dans toute la mesure du possible.

Exécution de certains jugements en matière de responsabilité civile

USEY est structurée selon les lois de l'État du Delaware. La quasi-totalité de l'actif d'USEY se trouve à l'extérieur du Canada et certains experts cités dans le présent prospectus sont des résidents des États-Unis. Par conséquent, il pourrait être difficile sinon impossible pour les investisseurs d'assurer la signification au Canada auprès d'USEY ou des experts qui ne sont pas des résidents du Canada ou de faire valoir contre eux au Canada un jugement des tribunaux canadiens rendu à la suite de dispositions sur la responsabilité civile de lois sur les valeurs mobilières des provinces canadiennes.

USEY a été avisée par son conseiller juridique en poste aux États-Unis qu'il existe un doute quant à la possibilité de faire appliquer aux États-Unis par un tribunal, dans une action originale ou une action, le jugement d'un tribunal canadien en responsabilité civile fondé sur les lois des valeurs mobilières des provinces canadiennes en vigueur.

Recouvrement d'indemnités et droits des créanciers contre USEB et USEY

USEB et USEY sont situées à l'extérieur du Canada. De plus, leur actif et celui de leurs filiales sont situés en quasi-totalité à l'extérieur du Canada. Par conséquent, il pourrait se révéler difficile sinon impossible pour le Fonds d'assurer une signification au Canada à USEB et à ses filiales et à USEY ou de faire exécuter contre l'un d'elles au Canada un jugement des tribunaux canadiens fondé sur une violation par USEY de la convention d'acquisition ou par USEB des emprunts d'USEB ou du droit à redevance d'USEB. Aucune restriction n'est imposée sur l'emploi du produit du placement touché directement ou indirectement par USEB ou USEY, ce qui pourrait limiter le recours que le Fonds peut avoir contre USEB et USEY. Toute poursuite par Countryside Canada pour faire respecter ses droits à l'égard de la sûreté sous-jacente aux emprunts d'USEB devra être intentée sur les territoires pertinents des États-Unis. Les efforts de Countryside Canada pour faire valoir ses droits en tant que créancier aux termes des emprunts d'USEB pourraient être assujettis aux principes d'équité et des moyens de défense dont disposent les débiteurs aux termes des lois fédérales et étatiques sur la faillite et l'insolvabilité. De plus, les droits de Countryside Canada de faire exécuter les cautionnements fournis par les filiales qui sont propriétaires des projets de Countryside Morris et de Brookhaven seront assujettis à ceux de Yankee Energy Services Company comme condition garantie subordonnée visant ces projets. La revendication par USEB de ses droits ou moyens de défense pourrait modifier la capacité de Countryside Canada à faire valoir ses droits aux termes des emprunts d'USEB et de la redevance à USEB d'une manière qui pourrait nuire de façon importante à Countryside Canada et au Fonds.

Réclamations de transfert frauduleuses

La loi américaine sur la faillite ou le transfert frauduleux pourrait bloquer le paiement des emprunts d'USEB. La constitution d'une dette par l'emprunteur en vertu des emprunts d'USEB et l'octroi de sûretés par l'emprunteur en vertu des documents de sûreté visant les emprunts d'USEB pourraient faire l'objet d'un examen en vertu de la loi fédérale sur les faillites des États-Unis ou les lois pertinentes étatiques sur le transfert frauduleux si une mise en faillite ou une poursuite est entamée par les créanciers impayés de l'emprunteur ou en son nom. En vertu de ces lois, si dans une cause ou une poursuite du genre, un tribunal statuait qu'au moment où l'emprunteur a constitué une dette (notamment la dette représentée par les emprunts d'USEB) ou octroyé des sûretés comprenant les sûretés visant les emprunts d'USEB :

- l'emprunteur ayant constitué cette dette ou ayant accordé cette sûreté avec l'intention de gêner, de tenir en suspens ou de frauder des créanciers actuels ou futurs; ou
- l'emprunteur recevait moins que la valeur raisonnablement équivalente ou qu'une contrepartie équitable pour la constitution de cette dette ou l'octroi de cette sûreté et que l'un des émetteurs :
 - était insolvable ou le devenait à la suite d'une des opérations,
 - était engagé ou sur le point de s'engager dans une affaire ou une opération pour laquelle les actifs revenant à l'emprunteur constituait un capital nettement insuffisant pour exercer ses activités,

- avait l'intention de contracter ou laissait entendre qu'il pourrait contracter des dettes au-delà de sa capacité de les rembourser à échéance (tous les termes précités étant définis ou interprétés dans les lois pertinentes sur le transfert ou le transport frauduleux), ou
- était un défendeur dans une cause en dommages-intérêts ou avait eu jugement rendu en dommages-intérêts à son encontre (si dans l'un ou l'autre cas, après le jugement final, le jugement est insatisfaisant),

alors le tribunal pourrait soustraire ou subordonner les montants dus en vertu des emprunts d'USEB à la dette existante ou future de l'emprunteur et prendre d'autres mesures à l'encontre de Countryside Canada.

La mesure de l'insolvabilité pour les besoins des considérations qui précèdent variera selon la loi du territoire où est intentée une poursuite. En général, une entreprise est réputée insolvable si, au moment de contracter la dette ou d'octroyer la sécurité :

- le total de ses créances (passif éventuel compris) est supérieur à son actif, évalué à sa juste valeur, ou
- la valeur actuelle équitable de ses actifs aliénables est inférieure au montant nécessaire pour payer la créance probable sur le total de ses dettes et de ses obligations existantes (passif éventuel compris) quand ils deviennent exigibles et arrivent à échéance.

Rien ne permet de savoir à quelles normes un tribunal se reportera pour déterminer si l'emprunteur est solvable au moment en question ni, peu importe la norme appliquée, si les emprunts d'USEB n'auront pas pour effet d'être soustraits ou subordonnés davantage pour l'un des autres motifs précités. En rendant son avis relativement aux opérations, le conseiller juridique de l'emprunteur n'exprimera aucun avis quant à l'applicabilité des lois fédérales ou étatiques sur le transfert ou le transport frauduleux.

De plus, les cautionnements réciproques fournis par les filiales USEB relativement aux prêts d'USEB pourraient fait l'objet d'un examen en vertu des lois fédérales et étatiques pertinentes sur le transfert frauduleux ou d'autres lois apparentées dans le cas d'une faillite, d'une restructuration ou d'une poursuite intentée par des créanciers des filiales en question. Dans ce cas, l'analyse qui précède aurait généralement lieu, sauf qu'à l'endroit de chaque garant qui fournit un cautionnement on pourrait aussi alléguer que, si sa garantie a été fournie en faveur d'autres emprunteurs, les obligations qu'il a contractées aux termes du cautionnement étaient inférieures à la valeur raisonnablement équivalente ou à une contrepartie équitable. Un tribunal pourrait annuler les obligations des emprunteurs prévues par le cautionnement, subordonner la garantie fournie à une autre dette de l'emprunteur ou intenter une action contre Countryside Canada.

Dilution des parts existantes

La déclaration de fiducie autorise le Fonds à émettre un nombre illimité de parts pour la contrepartie déterminée par les fiduciaires et aux conditions fixées par ceux-ci, sans l'autorisation des porteurs de parts. L'émission de parts supplémentaires peut diluer le placement d'un porteur de parts dans le Fonds et réduire les distributions en espèces par part et par conséquent le prix des parts sur le marché.

Compte de retenue de garantie

Le compte de retenue de garantie est utilisable au gré des fiduciaires pour faciliter les distributions en espèces et provisionner le fonds de roulement. Rien ne garantit que les montants dans le compte de retenue de garantie et le rendement du placement de ces montants suffiront à financer les distributions en espèces et le fonds de roulement prévus. Les placements par le Fonds seront exposés aux risques posés par ces titres. Le Fonds pourrait perdre la totalité ou une partie de ces placements par suite de facteurs indépendants de sa volonté. Bien que le Fonds ait recours à des conseillers professionnels en placement dans les situations où il le juge nécessaire ou prudent dans les situations où la loi l'exige, il est prévu que les placements du Fonds ne donneront pas un taux de rendement équivalant au taux payé par le Fonds aux porteurs de parts.

Restrictions imposées aux possibilités de croissance

La versement par USEB, aux termes des emprunts d'USEB et du droit à redevance d'USEB, et par Countryside Acquisition d'une partie importante des flux de trésorerie liés à leurs activités d'exploitation à

Countryside Canada entraînera des dépenses en immobilisations et d'exploitation supplémentaires selon l'augmentation des flux de trésorerie ou les mesures de financement supplémentaires à venir. Le manque de fonds pourrait limiter la croissance d'USEB et de Countryside Acquisition.

Notation

Il est prévu que les parts du Fonds seront notées par DBRS. DBRS pourra modifier ou retirer la cote qu'elle leur aura attribuée. La modification ou le retrait de cette cote pourrait avoir un effet négatif sur le prix des parts sur le marché.

Restrictions imposées à certains porteurs de parts et liquidité des parts

La déclaration de fiducie a imposé diverses restrictions aux porteurs de parts. Les porteurs de parts qui ne sont pas des résidents ne peuvent pas posséder plus de 49 % des parts et pas plus de 100 personnes aux États-Unis ne sont autorisées à être les propriétaires véritables de parts. Par conséquent, ces restrictions peuvent limiter la demande de parts par certains porteurs de parts et donc la liquidité et la valeur marchande des parts détenues par le public.

MODE DE PLACEMENT

Le Fonds, USEY et les preneurs fermes ont conclu une convention de prise ferme. Aux termes de cette convention de prise ferme et sous réserve de ses conditions, le Fonds a convenu de vendre et les preneurs fermes ont convenu d'acheter à la date de clôture du placement non moins que la totalité des parts au prix de 10,00 \$ la part, payables sur remise d'un certificat attestant les parts. Le prix des parts aux termes du présent prospectus a été établi par voie de négociations entre le Fonds, USEY et les preneurs fermes. En contrepartie des services qu'ils rendent dans le cadre du placement, le Fonds a convenu de verser aux preneurs fermes une rémunération correspondant à 5,5 % du produit brut global du placement.

Les obligations des preneurs fermes aux termes de la convention de prise ferme sont conditionnelles, et ces derniers ont la faculté de les résoudre à leur gré, en fonction de leur appréciation du marché des capitaux. Ces obligations peuvent également être résolues par la réalisation de certaines conditions déterminées. Toutefois, les preneurs fermes sont solidairement tenus de prendre livraison et d'acquitter la totalité des parts qu'ils se sont engagés à souscrire, si des parts sont souscrites aux termes de la convention de prise ferme.

Le Fonds et USEY ont chacun convenu d'indemniser les preneurs fermes et leurs administrateurs, dirigeants, employés et mandataires à l'égard de certaines responsabilités, notamment les responsabilités civiles en vertu des lois provinciales et territoriales sur les valeurs mobilières au Canada, ou de contribuer à des paiements que les preneurs fermes peuvent être tenus de faire à cet égard.

Les souscriptions de parts seront reçues sous réserve du droit de les refuser ou de les répartir en totalité ou en partie et de clore les registres de souscription à tout moment, sans préavis. Il n'existe actuellement aucun marché sur lequel les parts peuvent être vendues et il se peut que les acheteurs ne soient pas en mesure de revendre les parts souscrites aux termes du présent prospectus. La TSX a approuvé conditionnellement l'inscription des parts. L'inscription est assujettie au respect par le Fonds de toutes les conditions de la TSX au plus tard le 22 juin 2004, y compris le placement des parts auprès d'un nombre minimum de porteurs de parts dans le public.

Les parts n'ont pas été ni ne seront inscrites en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933* (la « Loi de 1933 ») ni d'aucune loi d'un État des États-Unis et, sous réserve de certaines dispenses, elles ne pourront être offertes ni vendues ou autrement transférées ou aliénées aux États-Unis. Les preneurs fermes ont convenu de ne pas offrir ni vendre les parts aux États-Unis, sauf à des acquéreurs institutionnels admissibles (au sens que donne la Règle 144A prise en vertu de la Loi de 1933 à l'expression *qualified institutional buyers*) ou à des « investisseurs institutionnels accrédités » conformément à la Loi de 1933. De plus, jusqu'à l'expiration d'un délai de 40 jours après la date de clôture du placement, il se peut qu'une offre ou une vente de parts aux États-Unis par un courtier (qu'il participe ou non au placement) contrevienne aux exigences d'inscription de la Loi de 1933, si cette offre ou vente est effectuée autrement qu'en conformité avec la Règle 144A.

En vertu des instructions générales de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario et de l'Agence nationale d'encadrement du secteur financier, les preneurs fermes ne peuvent, pendant la durée du placement, offrir d'acheter ni acheter des parts. Cette interdiction comporte des exceptions, à la condition que les offres d'achat ou les achats ne soient pas faits dans le but de créer une activité réelle ou apparente sur les parts ou de faire monter leur cours. Ces exceptions visent également les offres d'achat ou les achats autorisés en vertu des règlements et règles de la Bourse de Toronto concernant la stabilisation du cours d'une valeur ou les activités de maintien passif du marché ainsi que les offres d'achat ou les achats faits pour le compte des clients par suite d'ordres qui n'ont pas été sollicités pendant la durée du placement. Aux termes de la première exception, dans le cadre du placement, les preneurs fermes peuvent attribuer des parts en excédent de l'émission ou faire des opérations visant à fixer ou à stabiliser le cours de la valeur à un niveau supérieur au cours qui serait formé sur un marché libre. Si elles sont entreprises, ces opérations peuvent être interrompues en tout temps.

Le Fonds a convenu de ne pas vendre ni émettre ses titres et à ne pas négocier ou conclure une entente pour les vendre ou les émettre, directement ou indirectement, pendant une période de 180 jours suivant la date de clôture du présent placement, sans le consentement préalable des preneurs fermes, autrement que dans le cadre de certains types d'opérations.

Valeurs Mobilières TD inc. est une filiale d'une banque canadienne qui a mis à la disposition d'USE Canada Holdings des facilités de crédit et envers laquelle cette dernière est endettée. De plus, les banques canadiennes dont Valeurs Mobilières TD inc. et RBC Dominion valeurs mobilières inc. sont des filiales se sont engagées à mettre la nouvelle facilité de crédit à la disposition de Countryside Acquisition. Il est prévu que Countryside Acquisition prélèvera 30 millions de dollars aux termes de la nouvelle facilité de crédit à la clôture du placement. En conséquence, aux termes des lois sur les valeurs mobilières applicables, le Fonds peut être considéré comme un « émetteur associé » à ces preneurs fermes. En date du 31 janvier 2004, USE Canada Holdings était endettée d'environ 34 millions de dollars aux termes de ses facilités de crédit existantes et n'était en défaut d'aucune des obligations auxquelles elles est tenue en vertu de celles-ci. Le produit du placement sera affecté au remboursement de la dette dont USE Canada Holdings est débitrice aux termes de ses facilités de crédit existantes. La décision d'émettre des parts a été prise et les conditions du placement ont été établies à la suite de négociations intervenues entre, d'une part, le Fonds et USEY, et, d'autre part, les preneurs fermes. Les banques canadiennes dont Valeurs Mobilières TD inc. et RBC Dominion valeurs mobilières inc. sont des filiales n'ont aucunement participé à la prise de cette décision ou à l'établissement de ces conditions. À l'exception de ce qui est exposé ci-dessus, les preneurs fermes et les membres du même groupe que ceux-ci ne retireront aucun avantage du placement, à l'exception de la quote-part respective des commissions de prise ferme payables par le Fonds qui revient aux preneurs fermes.

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception des contrats conclus dans le cours normal des affaires, les seuls contrats importants que le Fonds et Countryside Canada ont conclu au cours des deux dernières années ou qu'ils se proposent de conclure relativement au placement, sont les suivants :

- la déclaration de fiducie dont il est question à la rubrique « Description du Fonds »;
- la convention d'acquisition dont il est question à la rubrique « Financement, Acquisition et opérations connexes — Convention d'acquisition »;
- le contrat de billets de Countryside Canada dont il est question à la rubrique « Countryside Canada — Billets émis par Countryside Canada »;
- la convention de prise ferme dont il est question à la rubrique « Mode de placement »;
- la convention relative aux emprunts d'USEB dont il est question à la rubrique « Financement, Acquisition et opérations connexes — Emprunts d'USEB »;
- la convention créant le droit à redevance d'USEB dont il est question à la rubrique « Financement, acquisition et opérations connexes — Droit à redevance d'USEB »;
- La nouvelle facilité de crédit dont il est question à la rubrique « Nouvelle facilité de crédit »;

- la convention d'expansion dont il est question à la rubrique « Les conventions d'expansion et d'amélioration — Convention d'expansion avec USEY et Cinergy »;
- la convention d'amélioration dont il est question à la rubrique « Les conventions d'expansion et d'amélioration — Convention d'amélioration avec USEB »;
- le RILT mentionné sous la rubrique « Fiduciaires, administrateurs et la direction — Countryside Canada et ses filiales — Régime incitatif à long terme ».

Des exemplaires de ces ententes et des rapports des ingénieurs et des consultants indépendants dont il est question à la rubrique « Rapports de conseillers et d'ingénieurs indépendants » pourront être consultés au siège social et établissement principal du Fonds pendant les heures d'ouverture habituelles durant le placement et pendant les 30 jours qui suivent.

LITIGES

Le Fonds, Countryside Canada, USEB, USE Canada Holding ou leurs filiales respectives ne sont parties à aucune poursuite judiciaire qui pourrait avoir une incidence importante sur le Fonds, Countryside Canada ou USEB, sur une base consolidée. À la connaissance de la direction, aucune poursuite judiciaire de nature importante visant le Fonds, Countryside Canada, USEB, USE Canada Holdings ou leurs filiales respectives n'est envisagée par des particuliers, des entités ou des autorités gouvernementales.

EXPERTS

Les questions mentionnées aux rubriques « Admissibilité aux fins de placement » et « Certaines incidences fiscales — Certaines incidences fiscales fédérales canadiennes », ainsi que certaines autres questions d'ordre juridique concernant les parts offertes par le prospectus seront tranchées à la date de clôture du présent placement par Goodmans LLP, pour le compte du Fonds et de Countryside Canada, et par Torys LLP, pour le compte des preneurs fermes. Les questions mentionnées à la rubrique « Certaines incidences fiscales — Certaines incidences fiscales fédérales américaines » seront tranchées à la date de clôture du placement par Goodwin Procter LLP, pour le compte du Fonds et de Countryside Canada, et par Torys LLP, pour le compte des preneurs fermes.

PROMOTEUR

USEY a pris l'initiative d'organiser l'entreprise et les affaires du Fonds et peut donc être considéré comme un promoteur du Fonds au sens des lois applicables sur les valeurs mobilières. En date de la clôture du placement, USEY ne sera pas directement ou indirectement propriétaire véritable de titres du Fonds, ni n'exerce un contrôle ou une emprise sur ceux-ci.

Le promoteur est constitué, prorogé ou autrement organisé en vertu des lois d'un territoire étranger ou réside hors du Canada. Même si le promoteur a nommé Countryside Canada, 246 Waterloo Street, London (Ontario) Canada, en tant qu'agent aux fins de signification en Ontario, il se peut que les épargnants éprouvent des difficultés à exécuter auprès du promoteur des jugements obtenus au Canada qui sont fondés sur les dispositions en matière de recours civil des lois sur les valeurs mobilières de certaines des provinces et de certains des territoires du Canada.

VÉRIFICATEURS, AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Les vérificateurs du Fonds sont Ernst & Young s.r.l., 222 Bay Street, TD Centre, Toronto (Ontario) M5K 1J7.

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les parts est Compagnie Trust CIBC Mellon, à son établissement principal à Toronto (Ontario).

CERTAINES INCIDENCES FISCALES

Certaines incidences fiscales fédérales canadiennes

De l'avis de Goodmans LLP, conseillers juridiques du Fonds et de Torys LLP, conseillers juridiques des preneurs fermes, le texte suivant résume, en date du présent prospectus, les principales incidences de l'impôt fédéral sur le revenu du Canada s'appliquant habituellement en vertu de la Loi de l'impôt à un porteur de parts qui acquiert des parts dans le cadre du placement et qui, aux fins de la Loi de l'impôt, réside au Canada, n'a pas de lien de dépendance avec le Fonds et détient les parts en tant qu'immobilisations. En général, les parts seront considérées comme des immobilisations pour un porteur de parts, à condition que celui-ci ne les détienne pas dans le cadre de l'exploitation d'une entreprise ni ne les ait acquises dans le cadre d'une ou de plusieurs opérations considérées comme un risque à caractère commercial. Certains porteurs de parts qui pourraient ne pas être autrement considérés comme détenant leurs parts en tant qu'immobilisations peuvent, dans certaines circonstances, les faire traiter en tant qu'immobilisations en faisant le choix irrévocable permis par le paragraphe 39(4) de la Loi de l'impôt. Le présent sommaire ne s'applique pas à un porteur de parts qui est une « institution financière » (au sens de la Loi de l'impôt aux fins des règles d'évaluation à la valeur du marché), une institution financière déterminée ou un porteur de parts dans lequel une participation constitue un « abri fiscal déterminé » (au sens que donne la Loi de l'impôt à toutes ces expressions).

Le présent sommaire est fondé sur les faits exposés dans le présent prospectus, sur les dispositions de la Loi de l'impôt et du règlement pris en vertu de celle-ci en vigueur à la date du présent prospectus, sur la compréhension qu'ont les conseillers juridiques des pratiques actuellement publiées en matière d'administration et de cotisation de l'Agence des douanes et du revenu du Canada et sur les attestations du Fonds, de Countryside Canada et des preneurs fermes quant à certaines questions de fait, et il tient compte de toutes les propositions spécifiques visant à modifier la Loi de l'impôt et le règlement pris en vertu de celle-ci qui ont été annoncées au public par le ministre des Finances du Canada (le « ministre ») ou pour son compte avant la date du présent prospectus. Rien ne garantit que ces propositions seront mises en œuvre ni, dans l'affirmative, qu'elles le seront dans leur forme actuelle. Le présent sommaire ne considère ni ne prévoit aucun changement apporté à la loi par une décision ou une mesure législative, gouvernementale ou judiciaire, ni ne tient compte de considérations provinciales, territoriales ou étrangères en matière d'impôt, lesquelles peuvent différer sensiblement de celles dont il est question dans le présent prospectus.

Le présent sommaire n'épuise pas toutes les incidences possibles de l'impôt fédéral sur le revenu au Canada qui s'appliquent à un placement dans les parts. De plus, les incidences en matière d'impôt, notamment sur le revenu, découlant de l'acquisition, de la détention ou de la disposition de parts varieront selon la situation particulière du porteur de parts, y compris selon la province ou le territoire ou les provinces ou les territoires dans lesquels il réside ou fait affaires. En conséquence, le présent sommaire est d'une nature générale seulement et n'est pas censé constituer des conseils juridiques ou fiscaux à l'intention d'un acquéreur éventuel de parts. Les épargnants devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux pour obtenir des conseils sur les incidences fiscales découlant d'un placement dans les parts en fonction de leur situation particulière.

Statut du Fonds

Fiducie de fonds commun de placement

Le présent sommaire est fondé sur l'hypothèse que le Fonds sera admissible en tant que « fiducie de fonds commun de placement » au sens de la Loi de l'impôt à la conclusion du placement des parts et continuera ensuite d'être admissible à ce titre. Le présent sommaire suppose que le Fonds choisira d'être considéré comme une fiducie de fonds commun de placement à compter de la date à laquelle il est établi. Le Fonds a informé les conseillers juridiques qu'il entendait être admissible et continuer à exercer ses activités en tant que fiducie de

fonds commun de placement et choisir d'être réputé constituer une fiducie de fonds commun de placement à compter de la date à laquelle il est établi. Si le Fonds n'était pas admissible en tant que fiducie de fonds commun de placement, les incidences fiscales exposées ci-dessous seraient considérablement différentes à certains égards.

Porteurs de parts exonérés d'impôt

À la condition que le Fonds soit une fiducie de fonds commun de placement au sens de la Loi de l'impôt, les parts constitueront des placements admissibles pour les fiducies régies par un régime, sous réserve des dispositions spécifiques de tout régime particulier. Si le Fonds cesse d'être admissible en tant que fiducie de fonds commun de placement, les parts cesseront de constituer des placements admissibles pour de tels régimes.

Il se peut qu'une action ordinaire de Countryside Canada, un billet de Countryside Canada ou tout autre bien reçu par suite du rachat de parts ne constitue pas un placement admissible pour un régime, ce qui pourrait donner lieu à des incidences défavorables pour le régime ou le rentier aux termes du régime. En conséquence, les régimes qui possèdent des parts devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux avant de décider d'exercer les droits de rachat afférents aux parts.

En partie sur la foi d'attestations du Fonds et de Countryside Canada concernant des questions de fait, les parts ne constituent pas, en date du présent prospectus, des biens étrangers pour les régimes (autres que les régimes enregistrés d'épargne-études), les régimes de pension agréés ou les autres personnes assujetties à l'impôt en vertu de la partie XI de la Loi de l'impôt. Les fiducies régies par des régimes enregistrés d'épargne-études ne sont pas assujetties aux règles relatives aux biens étrangers. Si le Fonds cesse d'être admissible en tant que fiducie de fonds commun de placement, ne limite pas ses avoirs en biens étrangers dans les limites prévues dans la Loi de l'impôt, ou encore si Countryside Canada cesse d'avoir une « présence canadienne importante » (au sens où s'entend cette expression aux fins de la Loi de l'impôt), il se peut que les parts deviennent des biens étrangers.

Aux termes des propositions budgétaires, un « contribuable désigné » sera assujéti à un impôt de pénalité pour chaque mois terminé après 2004 à la fin duquel il détiendra une « bien de placement restreint » et, en termes généraux, le coût pour le contribuable désigné de tout bien de ce genre dépasse 1 % de son coût de tous ses biens. L'impôt mensuel sera de 1 % de cet excédent. À cette fin, les biens de placement restreint comprennent les parts et les créances d'une « fiducie de revenu d'entreprise » (autre qu'une « fiducie exempte ») et les participations dans (ou les créances) des sociétés en nom collectif, des fiducies, des sociétés de fonds communs de placement, des sociétés d'investissement ou des sociétés d'investissement hypothécaire (toutes définies dans la Loi de l'impôt), où le montant du coût pour une telle entité de l'ensemble de ses biens de placement restreint dépasse 1 % du montant du coût de tous ses biens.

Les propositions budgétaires prévoient aussi d'assujettir un contribuable désigné à un impôt de pénalité à l'égard de chaque mois terminé après 2004 pendant lequel, en termes généraux, à la fin de ce mois, le contribuable désigné et les entités avec lesquelles il ne traite pas sans lien de dépendance, détiennent des parts de toutes catégories d'une fiducie de revenu d'entreprise dont la juste valeur marchande dépasse 5 % de la juste valeur marchande de toutes les parts de cette catégorie. L'impôt mensuel exigible d'un contribuable désigné particulier sera de 1 % de sa part (tel que déterminé dans les propositions budgétaires) de l'avoir excédentaire de parts par le contribuable désigné et ses entités dans lien de dépendance.

Pour les fins de ces propositions budgétaires, « contribuable désigné » s'entend des régimes enregistrés de retraite et des sociétés de retraite (mais non des fiducies régies par un régime enregistré d'épargne-retraite, un fonds enregistré de revenu de retraite, un régime de participation différée aux bénéfices ou un régime enregistré d'épargne-études).

Le Fonds sera une « fiducie de revenu d'entreprise » autre qu'une fiducie exempte et les parts constitueront des « biens de placement restreint ». Les acheteurs potentiels qui sont des contribuables désignés ou dont une participation (ou une créance) pourrait constituer un bien de placement désigné devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux concernant l'application possible des propositions budgétaires à la suite de l'acquisition de parts.

Imposition du Fonds

L'année d'imposition du Fonds correspond à l'année civile. Lors de chaque année d'imposition, le Fonds sera assujéti à l'impôt en vertu de la partie I de la Loi de l'impôt sur son revenu pour l'année, y compris les gains en capital nets imposables réalisés, déduction faite de la fraction de ces gains qu'il déduit à l'égard des montants payés ou payables aux porteurs de parts durant l'année. Un montant sera considéré comme étant payable à un porteur de parts durant une année d'imposition s'il lui est versé dans l'année par le Fonds (sous forme d'espèces, de parts supplémentaires ou autrement) ou si le porteur de parts peut en faire valoir le paiement durant cette année.

Le Fonds inclura dans le calcul de son revenu pour chaque année d'imposition tous les dividendes qu'il a reçus (ou qu'il est réputé avoir reçus) au cours de cette année sur les actions ordinaires de Countryside Canada et tous les intérêts sur les billets de Countryside Canada qui courent en faveur du Fonds jusqu'à la fin de l'année ou qui deviennent recevables ou qui sont reçus par lui avant la fin de l'année, sauf sans la mesure où les intérêts ont été inclus dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition précédente. Tout montant versé au Fonds à l'égard des actions ordinaires de Countryside Canada (autre qu'un montant constituant un remboursement du capital aux fins de la Loi de l'impôt) constituera habituellement un dividende pour le Fonds. Tout montant payé au Fonds lors d'un rachat des actions ordinaires de Countryside Canada qui excède le capital versé de ces actions sera également réputé constituer un dividende pour le Fonds. Le Fonds ne sera pas assujéti à l'impôt sur tout montant reçu à titre de paiement de capital à l'égard de billets de Countryside Canada ou sur tout montant reçu à titre de remboursement de capital sur les actions ordinaires de Countryside Canada (à la condition que le capital remboursé, le cas échéant, n'excède pas le prix de base rajusté des actions ordinaires de Countryside Canada détenues par le Fonds immédiatement avant le paiement).

Toute distribution par le Fonds de ses biens lors d'un rachat de parts sera traitée en tant que disposition par le Fonds du bien ainsi distribué contre un produit de disposition correspondant à sa juste valeur marchande. Le Fonds réalisera un gain (ou subira une perte) en capital correspondant à l'excédent (ou à l'insuffisance) du produit de la disposition par rapport au prix de base rajusté du bien pertinent et des coûts raisonnables de la disposition.

Dans le calcul de son revenu, le Fonds peut déduire les frais administratifs raisonnables, les intérêts et les autres dépenses qu'il a engagés en vue de gagner un revenu. Le Fonds peut aussi déduire de son revenu pour l'année une partie des dépenses raisonnables qu'il a engagées en vue d'émettre les parts dans le cadre du présent placement. La tranche de ces frais d'émission qui est déductible par le Fonds au cours d'une année d'imposition correspond à 20 % de ces frais d'émission (calculés au prorata lorsque l'année d'imposition du Fonds compte moins de 365 jours).

Les propositions fiscales, applicables aux années d'imposition qui commencent après 2004, ne permettront à un contribuable que de déclarer une perte pour une année d'imposition provenant d'une source qui est un bien si, pour une année d'imposition déterminée, il est raisonnable de s'attendre à ce que le contribuable réalise un profit cumulatif provenant du bien durant le moment où il l'a détenu, et s'il est raisonnable de s'attendre à ce qu'il détienne ce bien (les « propositions fiscales »). Le Fonds a informé les conseillers juridiques qu'il ne croit pas que les propositions fiscales auront une incidence importante sur sa situation fiscale.

Aux termes de la déclaration de fiducie, un montant correspondant au total du revenu (y compris les gains en capital imposables) du Fonds (établis sans qu'il soit tenu compte de l'alinéa 82(1)b) et du paragraphe 104(6) de la Loi de l'impôt) ainsi que la fraction non imposable de tout gain en capital net réalisé par le Fonds, mais à l'exclusion du revenu ou des gains en capital résultant d'une distribution en nature lors d'un rachat de parts que le Fonds attribue aux porteurs de parts qui effectuent le rachat, et des gains en capital, dont l'impôt peut être compensé par des pertes en capital reportées prospectivement à partir d'années antérieures ou qui sont recouvrées par le Fonds, seront payables durant l'année aux porteurs de parts au moyen de distributions au comptant, sous réserve des exceptions exposées ci-dessous. Le revenu du Fonds qui est affecté au rachat de parts au comptant ou qui est autrement non disponible pour des distributions au comptant sera distribué aux porteurs de parts sous forme de parts supplémentaires. Le revenu du Fonds payable aux porteurs de parts, que ce soit en espèces, sous forme de parts supplémentaires ou autrement, sera généralement déductible par le Fonds dans le calcul de son revenu imposable.

Au cours de chaque année d'imposition, le Fonds aura le droit de réduire son obligation fiscale (ou de recevoir un remboursement à cet égard), le cas échéant, sur ses gains en capital nets imposables réalisés, d'un montant établi en vertu de la Loi de l'impôt en fonction du rachat des parts durant l'année (le « remboursement des gains en capital »). Dans certaines circonstances, le remboursement des gains en capital durant une année d'imposition déterminée peut ne pas entièrement compenser l'impôt que le Fonds doit payer pour cette année d'imposition et qui découle de la distribution de ses biens lors du rachat de parts. La déclaration de fiducie prévoit que le revenu ou la fraction imposable de tout gain en capital réalisé par le Fonds par suite d'un tel rachat peut, à l'appréciation des fiduciaires, être traité comme un revenu versé aux porteurs de parts effectuant le rachat et être désigné en tant que revenu ou gain en capital imposable de ces derniers et sera déductible par le Fonds.

Les conseillers juridiques ont été informés que le Fonds entend effectuer au cours de chaque année des distributions d'un montant suffisant de son revenu net aux fins de l'impôt et de ses gains en capital nets réalisés de sorte que le Fonds ne sera pas habituellement redevable d'impôt sur le revenu en vertu de la partie I de la Loi de l'impôt pour cette année. Les conseillers juridiques ne peuvent donner aucun avis à cet égard.

Imposition de Countryside Canada

Countryside Canada sera imposable sur son revenu établi aux termes de la Loi de l'impôt pour chaque année d'imposition, ce qui inclut tous les intérêts sur les emprunts d'USEB qui courent en sa faveur jusqu'à la fin de l'année, ou qui deviennent recevables ou qui sont reçus par elle avant la fin de l'année, sauf dans la mesure où ces intérêts ont été inclus dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition précédente. Countryside Canada inclura aussi dans le calcul de son revenu pour l'année le montant de toutes les redevances qui deviennent payables en sa faveur au cours de l'année. Si Countryside Canada touche un produit aux termes du droit à redevance par suite d'un cas de capital ou reçoit des actions d'USEB à l'occasion de la conversion du droit à redevance d'USEB, Countryside Canada sera tenue d'inclure dans le calcul de son revenu un montant en fonction de la valeur de ce produit ou de ces actions. Même si cette question n'est pas exempte de doute, le droit à redevance d'USEB ne devrait pas constituer, en date du prospectus, une participation dans une « entité de placement étrangère » ou une « entité de référence » de manière à ce que s'appliquent les règles relatives aux entités de placement étrangères. Toutefois, même si ces règles devaient s'appliquer de sorte que le revenu soit attribué à Countryside Canada à l'égard du droit à redevance d'USEB, Countryside Canada pourrait se prévaloir de déductions aux termes des règles applicables aux entités de placement étrangères pour des redevances qui lui sont payables et qui sont autrement incluses dans le calcul de son revenu. D'après le taux actuel visé par règlement, le coût pour Countryside Canada du droit à redevance d'USEB et le montant des redevances qui devraient être versées au cours d'une année déterminée, il n'est pas prévu que les règles applicables aux entités de placement étrangères occasionnent une importante obligation fiscale. Le montant de tout dividende reçu sur les actions de Countryside Acquisition sera inclus dans le calcul du revenu de Countryside Canada, mais Countryside Canada aura le droit à une déduction compensatoire dans le calcul de son revenu imposable.

Countryside Canada pourra déduire dans le calcul de son revenu les intérêts qu'elle a payés sur les billets de Countryside Canada détenus par le Fonds. Dans la mesure où la déduction au titre des intérêts sur les billets crée une perte durant une année d'imposition de Countryside Canada, cette perte sera une perte autre qu'en capital qui pourra être reportée rétrospectivement sur trois années d'imposition et prospectivement sur sept années d'imposition et affectée en réduction du revenu de Countryside Canada (y compris les gains en capital) pour ces années, sous réserve des règles détaillées de la Loi de l'impôt à cet égard.

Countryside Canada a informé les conseillers juridiques qu'elle ne croit pas que les propositions fiscales auront une incidence importante, étant donné qu'elle prévoit réaliser un profit cumulatif sur ses biens. Countryside Canada continuera de surveiller les propositions fiscales à mesure que se rapproche la date de prise d'effet afin d'établir si des changements à la structure de ses éléments d'actif sont requis.

Imposition des porteurs de parts

Distributions du Fonds

Un porteur de parts devra habituellement inclure dans le calcul de son revenu pour une année d'imposition déterminée la fraction du revenu du Fonds pour une année d'imposition, y compris les gains en capital nets imposables réalisés, qui lui est payée ou payable durant l'année d'imposition déterminée, que ce montant soit reçu en espèces, sous forme de parts supplémentaires ou autrement.

À la condition que le Fonds ait effectué les désignations qui s'imposent, la fraction de ses dividendes imposables reçus (ou réputés reçus) de sociétés canadiennes imposables et des gains en capital nets imposables qui est payée ou payable à un porteur de parts conservera réellement son caractère et sera traitée à ce titre entre les mains du porteur de parts aux fins de la Loi de l'impôt. Dans la mesure où ces montants sont désignés en tant que dividendes imposables provenant de Countryside Canada, les dispositions normales de la majoration et du crédit d'impôt pour dividendes s'appliqueront à l'égard des porteurs de parts qui sont des particuliers, l'impôt remboursable en vertu de la partie IV de la Loi de l'impôt sera payable par les porteurs de parts qui sont des sociétés privées et certaines autres sociétés contrôlées directement ou indirectement par un particulier ou un groupe relié de particuliers ou au bénéfice de l'un d'eux, et les porteurs de parts qui sont des sociétés par actions pourront se prévaloir de la déduction dans le calcul du revenu imposable. Un impôt supplémentaire remboursable de 6 2/3 % sera payable par les porteurs de parts qui sont des sociétés privées sous contrôle canadien dans certaines circonstances.

La fraction non imposable des gains en capital nets réalisés du Fonds qui est payée ou payable à un porteur de parts durant une année d'imposition ne sera pas incluse dans le calcul du revenu du porteur de parts pour l'année. Tout autre montant excédant le revenu du Fonds qui est payé ou payable à un porteur de parts durant cette année ne sera pas en général inclus dans le calcul du revenu du porteur de parts pour l'année. Cependant, lorsqu'un tel montant est payé ou payable à un porteur de parts (autrement qu'à titre de produit à l'égard du rachat de parts), le porteur de parts devra soustraire ce montant du prix de base rajusté des parts. Dans la mesure où le prix de base rajusté d'une part serait autrement un montant négatif, le montant négatif sera réputé constituer un gain en capital, et le prix de base rajusté de la part pour le porteur de parts sera alors égal à zéro. L'imposition des gains en capital est exposée ci-dessous.

Le coût, pour un porteur de parts, des parts supplémentaires reçues à la place d'une distribution au comptant du revenu sera le montant du revenu distribué au moyen de l'émission de ces parts. Aux fins du calcul du prix de base rajusté des parts pour un porteur de parts, lorsqu'une part est acquise, le coût de la part nouvellement acquise correspondra à la moyenne du prix de base rajusté de toutes les parts appartenant au porteur de parts à titre d'immobilisations immédiatement avant cette acquisition.

Dispositions de parts

Lors de la disposition réelle ou réputée d'une part effectuée au moment d'un rachat ou autrement, le porteur de parts réalisera un gain (ou subira une perte) en capital correspondant à l'excédent (ou à l'insuffisance) du montant du produit de la disposition du porteur de parts par rapport au total du prix de base rajusté de la part et des coûts raisonnables de la disposition. Le produit de la disposition n'inclura pas un montant payable par le Fonds qui doit être autrement inclus dans le calcul du revenu du porteur de parts, y compris tout gain en capital réalisé par le Fonds relativement à un rachat qui a été attribué par le Fonds au porteur de parts qui effectue ce rachat. Le régime fiscal applicable aux gains et aux pertes en capital est exposé ci-dessous.

Lorsque des parts sont rachetées au moyen d'une distribution d'actions ordinaires de Countryside Canada, de billets de Countryside Canada ou d'autres biens du Fonds au porteur de parts qui effectue le rachat, le produit de la disposition pour le porteur de parts correspondra à la juste valeur marchande des biens ainsi distribués, déduction faite de tout revenu ou de tout gain en capital réalisé par le Fonds par suite du rachat de ces parts qui a été attribué par le Fonds au porteur de parts. Lorsqu'un revenu ou un gain en capital réalisé par le Fonds par suite de la distribution d'actions ordinaires de Countryside Canada, de billets de Countryside Canada ou d'autres biens lors du rachat de parts a été attribué par le Fonds à un porteur de parts qui effectue le rachat, le porteur de parts devra inclure dans le calcul de son revenu le revenu ou la fraction imposable du gain

en capital ainsi attribué. Le coût de tout bien distribué par le Fonds à un porteur de parts lors d'un rachat de parts correspondra à la juste valeur marchande de ce bien au moment de la distribution, déduction faite, dans le cas d'un billet, de tous les intérêts courus sur le billet de Countryside Canada. Le porteur de parts devra par la suite inclure dans le calcul de son revenu les intérêts sur tout billet de Countryside Canada ainsi distribué conformément aux dispositions de la Loi de l'impôt.

Il ne sera pas considéré qu'un regroupement de parts du Fonds entraîne une disposition de parts par des porteurs de parts. Le prix de base rajusté global pour un porteur de parts de la totalité de ses parts du Fonds ne changera pas par suite d'un regroupement de parts. Toutefois, le prix de base rajusté par part augmentera.

Gains et pertes en capital

La moitié de tout gain en capital réalisé par un porteur de parts et le montant des gains en capital nets imposables que le Fonds a attribué à ce dernier seront inclus dans le calcul du revenu du porteur de parts en tant que gain en capital imposable, et la moitié de toute perte en capital subie par un porteur de parts ne peut habituellement être déduite que des gains en capital imposables conformément aux dispositions de la Loi de l'impôt.

Lorsqu'un porteur de parts qui est une société par actions ou une fiducie (autre qu'une fiducie de fonds commun de placement) dispose d'une part, la perte en capital découlant de la disposition pour le porteur de parts sera habituellement diminuée du montant des dividendes provenant de Countryside Canada que le Fonds a auparavant attribués à ce porteur de parts, sauf dans la mesure où une perte lors d'une disposition antérieure d'une part a été réduite de ces dividendes. Des règles analogues s'appliquent lorsqu'une société par actions ou une fiducie (autre qu'une fiducie de fonds commun de placement) est membre d'une société de personnes qui dispose de parts.

Impôt minimum de remplacement

En termes généraux, le revenu net du Fonds payé ou payable à un porteur de parts qui est un particulier, qui est désigné en tant que dividendes imposables ou comme gains en capital nets réalisés et gains en capital réalisés lors de la disposition de parts pourra augmenter l'obligation du porteur de parts à l'égard de l'impôt minimum de remplacement.

Certaines incidences fiscales fédérales américaines

De l'avis de Goodwin Procter LLP, conseillers juridiques du Fonds et de Countryside Canada, et de Torys LLP, conseillers juridiques des preneurs fermes (collectivement, les « conseillers fiscaux américains »), le sommaire qui suit expose, en date du présent prospectus, les principales incidences de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis pour les porteurs de parts non américains à l'égard de l'achat, de la propriété et de la disposition de parts. Le présent sommaire ne s'adresse qu'aux acquéreurs éventuels de parts offertes par le présent prospectus qui ne sont pas des personnes des États-Unis au sens que donne le Code à l'expression « *United States persons* ».

Le présent sommaire n'épuise pas toutes les incidences possibles de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis applicables à un placement dans les parts. Le présent sommaire est de nature générale seulement et n'est pas censé constituer des conseils juridiques ou fiscaux à l'intention d'un acquéreur éventuel de parts. Les acquéreurs éventuels devraient consulter leurs propres conseillers fiscaux pour établir l'application à leur égard des incidences de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis exposées ci-dessous et de toutes autres incidences fiscales fédérales, étatiques ou locales aux États-Unis ou à l'étranger ou les autres incidences à l'égard de l'achat, de la propriété et de la disposition de parts. Les acquéreurs éventuels doivent savoir qu'aucune décision n'a été ni ne sera sollicitée auprès de l'IRS à l'égard de l'une des questions relatives à l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis exposées ci-dessous, et que rien ne garantit que l'IRS ne contestera pas avec succès les conclusions tirées dans le présent sommaire. En plus du présent sommaire, voir la rubrique « Facteurs de risque — Régimes fiscaux ».

Le présent sommaire est fondé sur le Code, les Règlements du Trésor, les décisions et les prises de position officielles de l'IRS, les décisions judiciaires et le Traité, tels qu'ils sont tous en vigueur à la date du présent

prospectus et tels qu'ils sont tous susceptibles de changer, peut-être avec un effet rétroactif, ou de se prêter à des interprétations différentes, ce qui pourrait toucher l'exactitude des déclarations et des conclusions présentées ci-dessous ainsi que les incidences de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis pour les porteurs de parts non américains. Le présent sommaire est aussi fondé sur certaines attestations et décisions prises par le Fonds, Countryside Canada, USEB, USEY, Cinergy et un conseiller financier indépendant.

Le présent sommaire n'aborde pas tous les aspects de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis qui peuvent être pertinents pour des porteurs de parts non américains à la lumière de leur situation personnelle. Le présent sommaire ne traite pas de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis des porteurs de parts non américains dont le revenu provenant de la propriété ou de la disposition de parts est effectivement lié à l'exploitation d'un commerce ou d'une entreprise aux États-Unis aux termes du Code, non plus qu'il ne traite de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis des porteurs de parts non américains assujettis à un traitement spécial en vertu des lois fiscales de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis, comme les institutions financières, les courtiers, les sociétés d'assurance-vie et les organismes exonérés d'impôt. Le présent sommaire n'aborde pas les considérations applicables à des personnes qui détiennent des parts par l'intermédiaire d'une société de personnes. Le présent sommaire ne traite pas des règles de l'impôt fédéral, étatique ou local aux États-Unis applicables aux porteurs de parts américains, non plus qu'il ne traite des règles de l'impôt sur le revenu étatique ou local aux États-Unis applicables à tous porteurs de parts ou toutes entités. En outre, le présent sommaire n'aborde pas les incidences fiscales américaines en ce qui a trait aux crédits d'impôt au titre de l'article 29. Voir « Facteurs de risque — crédits d'impôt prévus à l'article 29.

Aux fins du présent sommaire, l'expression « porteur de parts non américain » s'entend d'un porteur de parts qui n'est pas (i) un citoyen ou un particulier résident aux États-Unis aux fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis, (ii) une société par actions ou une autre entité imposable en tant que société par actions créée ou organisée en vertu des lois des États-Unis ou d'une subdivision politique de ce pays, (iii) une succession dont le revenu est assujetti à l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis, peu importe sa provenance, ou (iv) une fiducie, lorsqu'un tribunal des États-Unis est en mesure d'exercer la supervision principale de l'administration de la fiducie et qu'une ou plusieurs personnes des États-Unis sont autorisées à contrôler toutes ses décisions importantes. L'expression « porteur de parts américain » s'entend d'un porteur de parts qui n'est pas un porteur de parts non américain.

Imposition des porteurs de parts non américains

Sous réserve de l'exposé ci-dessous concernant l'application éventuelle des règles relatives au financement par intermédiaire, un porteur de parts non américain ne sera généralement pas assujetti à l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis à l'égard de toutes distributions reçues du Fonds, ou à l'égard de tout gain réalisé à la vente, l'échange ou une autre disposition d'une part, à moins que (i) le porteur de parts non américain soit un particulier qui est présent aux États-Unis pendant une ou plusieurs périodes totalisant 183 jours ou plus au cours de l'année imposable de la disposition, et que certaines autres conditions soient réunies, ou (ii) le porteur de parts non américain soit assujetti à l'impôt aux termes des dispositions des lois fiscales des États-Unis applicables à certains expatriés des États-Unis.

À l'occasion, il peut être demandé à chaque porteur de parts non américain d'attester qu'il n'est pas un « bénéficiaire non admissible » et (i) de fournir à USEB (ou à son mandataire) un formulaire W-8BEN de l'IRS (ou un formulaire de rechange ou remplaçant convenable) sur lequel il atteste, sous peine de parjure, qu'il n'est pas une « personne des États-Unis » (au sens que donne le Code à l'expression « *United States person* ») et indique ses nom et adresse, ou (ii) de fournir à un « intermédiaire admissible » (au sens que donne le Règlement du Trésor applicable à l'expression « *qualified intermediary* ») des documents auxquels l'intermédiaire admissible peut se fier pour traiter le porteur de parts non américain comme n'étant pas une personne des États-Unis. Voir la rubrique « Règles applicables au financement par intermédiaire » ci-dessous.

Imposition du Fonds

Le Fonds ne sera pas une personne des États-Unis qui est traitée comme une société par actions pour les fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis. Aux termes du Code et du Traité, une personne qui n'est pas une personne des États-Unis (telle que le Fonds) n'est généralement pas assujettie à l'impôt fédéral sur le

revenu aux États-Unis sur les intérêts ou les dividendes versés par une société par actions non américaine (telle que Countryside Canada), ou sur des gains provenant de la disposition de titres émis par une société par actions non américaine, à moins que ce revenu ou ces gains ne soient effectivement reliés à l'exploitation d'un commerce ou d'une entreprise aux États-Unis. Le Fonds a l'intention d'exercer ses activités de manière à ne pas être traité comme exploitant un commerce ou une entreprise aux États-Unis. En conséquence, le Fonds ne devrait pas être assujéti à l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis.

Imposition de Countryside Canada

Intérêts reçus sur les emprunts d'USEB

À la condition que les emprunts d'USEB soient considérés comme des titres de créance pour les fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis (voir la rubrique « Imposition d'USEB — Classification des emprunts d'USEB en tant que titres de créance » ci-dessous), et que Countryside Canada atteste à USEB sur le formulaire W-8BEN de l'IRS qu'elle n'est pas une personne des États-Unis, les intérêts versés sur les emprunts d'USEB devraient être admissibles en tant qu'« intérêts de portefeuille » au sens que la disposition 871(h) du Code donne à l'expression « portfolio interest », à moins que Countryside Canada ne soit propriétaire d'au moins 10 % des actions comportant droit de vote d'USEB, ou ne jouisse de droits d'acquérir un tel pourcentage de ces actions. Ainsi qu'il est exposé ci-dessous, Countryside Canada et USEB ont l'intention de traiter le droit à redevance d'USEB en tant qu'actions d'USEB pour les fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis. Toutefois, le droit à redevance d'USEB ne sera assorti d'aucun droit de vote et sera convertible uniquement en actions sans droit de vote d'USEB. En conséquence, en supposant que les emprunts d'USEB sont considérés comme des titres de créance pour les fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis et que Countryside Canada fournit l'attestation susmentionnée, les paiements du capital et des intérêts sur les emprunts d'USEB ne devraient pas être assujettis à l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis.

Redevances reçues sur le droit à redevance d'USEB

Aux fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis, Countryside Canada et USEB ont l'intention de traiter le droit à redevance d'USEB en tant qu'actions sans droit de vote d'USEB et de traiter les redevances en tant que distributions à l'égard des actions. En supposant que le droit à redevance d'USEB soit considéré comme des actions sans droit de vote pour les fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis, les redevances seront considérées comme des dividendes dans la mesure des bénéfices et des profits d'exploitation et non répartis d'USEB et seraient généralement assujetties à une retenue d'impôt américain de 30 %. Toutefois, aux termes du Traité, les dividendes versés à une société résidente canadienne qui est propriétaire de moins de 10 % des actions avec droit de vote de la société qui verse les dividendes sont généralement assujettis à une retenue d'impôt à un taux réduit de 15 %. Il est prévu que Countryside Canada sera admissible aux avantages que procure le Traité et que les redevances devraient être admissibles à un taux réduit de 15 % de retenue sur les dividendes. Les redevances excédant les bénéfices et les profits d'exploitation et non répartis d'USEB réduiront le prix de base rajusté de Countryside Canada à l'égard du droit à redevance d'USEB proportionnellement et les redevances excédant ce prix de base rajusté seront traitées comme des gains provenant de la vente ou de l'échange du droit à redevance d'USEB.

USEB s'est engagée à augmenter le montant versé au titre du droit à redevance de sorte que, après déduction de cette retenue d'impôt, Countryside Canada aura reçu le même montant que celui qu'elle aurait reçu sans cette retenue d'impôt, sauf dans la mesure où cette retenue d'impôt est majorée parce que Countryside Canada n'a pas fourni des formulaires et des documents qu'USEB peut exiger pour réduire ou éliminer cette retenue d'impôt. Toutefois, aux termes du droit à redevance d'USEB, en aucun cas des redevances (y compris ces majorations et le montant de toute retenue d'impôt) ne peuvent être payés à moins que, au moment de ce paiement, 104,09 % du montant de ce paiement ne soit payé à USEB et à Cinergy en tant que distribution à l'égard de leurs actions ordinaires d'USEB (le « plafond de distribution »). Ainsi, le plafond de distribution peut limiter le montant des redevances payées ou le montant de ces augmentations.

USEB ne croit pas qu'elle est actuellement ni ne prévoit devenir une société de portefeuille immobilier des États-Unis au sens que donne l'article 897 du Code à l'expression « *United States real property holding corporation* ». En gros, une société par actions américaine est une société de portefeuille immobilier des

États-Unis si plus de 50 % de ses actifs constituent des intérêts immobiliers aux États-Unis. Pour les fins de cette règle, les intérêts immobiliers incluent, notamment, les quotes-parts des charges ou l'intérêt à bail d'un bien-fonds, de bâtiments, de gazoducs, de réservoirs de gaz, d'autres structures permanentes de par leur nature, de droits d'extraire du gaz, du matériel servant à exercer ces droits et de certains titres de participation et d'emprunt. En supposant qu'USEB n'est pas actuellement ni ne deviendra à l'avenir une société de portefeuille immobilier des États-Unis, les redevances excédant les bénéfices et les profits d'exploitation et non répartis ne devraient pas être assujetties à l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis. Toutefois, si USEB est ou devient une société de portefeuille immobilier des États-Unis, les redevances excédant la somme des bénéfices et des profits d'exploitation et non répartis d'USEB majorés du prix de base rajusté de Countryside Canada à l'égard du droit à redevance d'USEB seraient assujetties à un impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis de 35 %.

Disposition du droit à redevance d'USEB

En supposant qu'USEB n'est pas et ne devient pas une société de portefeuille immobilier des États-Unis (ainsi qu'il est exposé au paragraphe précédent), aucun impôt fédéral sur le revenu ne devrait s'appliquer aux gains réalisés par Countryside Canada par suite de la disposition ou de la conversion du droit à redevance d'USEB. Toutefois, si USEB est ou devient une société de portefeuille immobilier des États-Unis, les gains réalisés par Countryside Canada par suite de la disposition (et éventuellement de la conversion) du droit à redevance d'USEB seraient généralement assujettis à un impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis de 35 %.

Investissements futurs

Si le Fonds effectue des investissements futurs aux termes de la convention d'amélioration, de la convention d'expansion ou autrement, il entend structurer ces investissements d'une manière efficace sur le plan fiscal qui ne touche pas le traitement aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis des investissements d'USEB. Toutefois, rien ne garantit que ces investissements futurs ne seront pas assujettis à un important impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis ou que ces investissements n'auront pas une incidence défavorable sur le traitement aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis des investissements d'USEB exposé aux présentes.

Imposition d'USEB

Généralités

USEB est une société par actions des États-Unis et elle sera généralement assujettie à un impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis de 35 % sur son revenu imposable. Les redevances versées à l'égard du droit à redevance d'USEB ne seront pas déductibles du revenu imposable d'USEB. Les intérêts versés à l'égard des emprunts d'USEB devraient être déductibles, à la condition que les emprunts d'USEB constituent des titres de créance pour les fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis. Voir la rubrique « Classification des emprunts d'USEB en tant que titres de créance » ci-dessous.

Classification des emprunts d'USEB en tant que titres de créance

La décision de savoir si les emprunts d'USEB constituent des titres de créance ou des titres de participation aux fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis est fondée sur une analyse des faits et des circonstances. En général, l'IRS ne rendra pas de décision sur la question de savoir si une avance doit être traitée comme un titre de créance ou un titre de participation. Il n'existe aucune définition précise prévue par la loi d'un titre de créance et sa qualification est régie par les principes élaborés dans la jurisprudence, laquelle analyse les nombreux facteurs censés cerner la substance économique de la participation de l'épargnant dans la société. Bien que l'IRS n'ait pas publié de liste exhaustive des éléments pertinents, et qu'il n'existe aucune ligne directrice claire réglementaire, judiciaire ou prévue par la loi concernant la pondération relative à donner à un facteur en particulier, les principaux facteurs habituellement considérés comprennent l'intention des parties, ainsi que leur attente de remboursement, la forme du titre, la concordance de l'intérêt entre les créanciers et les porteurs de titres de participation de l'émetteur, le fait que le créancier jouit des droits et recours habituels d'un créancier, la question de savoir si le titre en cause est une obligation inconditionnelle de payer une somme certaine à une date d'échéance qui n'est pas indûment éloignée dans l'avenir et si ce titre a des caractéristiques importantes qui s'apparentent à des titres de participation (comme la convertibilité en actions de la société, des

droits de participation, des droits de vote, des droits de la direction ou la subordination à d'autres titres de créance).

Les ratios d'endettement de l'émetteur sont des indices importants des intentions et des attentes des parties. Un ratio d'endettement élevé est indicatif de titres de participation. Le ratio initial, en fonction de la valeur, des emprunts d'USEB par rapport aux titres de participation d'USEB sera égal ou inférieur à trois pour un, les titres de participation d'USEB incluant, pour les fins de la présente rubrique du présent prospectus, les actions ordinaires et privilégiées en circulation d'USEB, le droit à redevance d'USEB et tous les titres de créance d'USEB qui sont subordonnés, pour ce qui est du droit au paiement, aux emprunts d'USEB (les « titres de créance de rang inférieur »). Le ratio initial, en valeur, de la somme de tous les titres de créance d'USEB et de ses filiales (autres que les titres de créance de rang inférieur) par rapport aux titres de participation d'USEB sera inférieur à quatre pour un. Ces ratios sont conformes à une qualification en tant que titres de créance des emprunts d'USEB pour les fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis.

Plusieurs autres facteurs étayaient aussi la qualification en tant que titres de créance des emprunts d'USEB : les intérêts sur les emprunts d'USEB doivent actuellement être payés à un taux fixe de 11 %, l'obligation de payer les intérêts et de rembourser le capital des emprunts d'USEB est inconditionnelle, une partie importante du capital des emprunts d'USEB sera amortie pendant la durée des emprunts d'USEB, USEB sera tenue, aux termes des emprunts d'USEB, d'établir la réserve d'USEB assortie d'exigences annuelles de dotation minimale, les emprunts d'USEB ne seront pas convertibles en actions ordinaires ou en autres titres de participation d'USEB, les emprunts d'USEB ne seront assortis d'aucun droit de vote, de participation ou de la direction à l'égard d'USEB, le titulaire des emprunts d'USEB jouira des recours normaux des créanciers en cas de défaut de paiement des intérêts ou du capital sur les emprunts d'USEB et ces droits seront opposables à USEB. À l'exception des deux projets d'expansion, la quasi-totalité des filiales d'USEB garantiront les emprunts d'USEB. Les emprunts et les garanties d'USEB seront garantis par des charges de rang supérieur (de la manière et dans la mesure exposée à la rubrique « Financement, acquisition et opérations connexes — Emprunts d'USEB » ci-dessus), et il ne sera pas interdit à Countryside Canada en vertu d'un contrat (non plus qu'elle ne sera contrainte sur le plan économique de s'abstenir) de disposer séparément des emprunts d'USEB et du droit à redevance d'USEB. De plus, les emprunts d'USEB sont assortis d'une date d'échéance et de droits de paiement par anticipation qui ne sont pas incompatibles avec une qualification en tant que titres de créance. Par ailleurs, Countryside Canada sera propriétaire à la fois des emprunts d'USEB et (par l'intermédiaire du droit à redevance d'USEB) d'une partie importante (bien que sans droit de vote et de moins de 50 % en valeur) des titres de participation d'USEB. Ce chevauchement de propriété est un facteur qui fait pencher la qualification des emprunts d'USEB du côté des titres de participation.

Ayant soupesé les divers facteurs et considéré les déclarations et décisions exposées dans le paragraphe suivant, les conseillers fiscaux américains ont informé le Fonds et les preneurs fermes, le cas échéant, que les emprunts d'USEB devraient être traités comme des titres de créance pour les fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis. Toutefois, les conseillers fiscaux américains ne peuvent conclure avec certitude que les emprunts d'USEB seront ainsi traités par l'IRS ou les tribunaux et, même si Countryside Canada et USEB ont l'intention de soutenir que les emprunts d'USEB constituent des titres de créance pour les fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis, rien ne garantit que l'IRS ne contestera pas cette position. S'il est fait droit à une telle contestation, les paiements d'intérêts sur les emprunts d'USEB seraient requalifiés en tant que distributions non déductibles à l'égard des titres de participation d'USEB, le revenu imposable d'USEB et l'obligation à l'égard de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis seraient sensiblement augmentés, et les intérêts versés sur les emprunts d'USEB seraient généralement assujettis à une retenue d'impôt américain de 15 %. En conséquence, il se pourrait que les fonds disponibles en vue d'une distribution aux porteurs de parts soient réduits.

Pour tirer la conclusion énoncée dans la première phrase du paragraphe précédent, les conseillers fiscaux américains se sont fiés à certaines déclarations et décisions faites et prises par le Fonds, Countryside Canada, USEB, USEY et un conseiller financier indépendant concernant (notamment) les conditions économiques, les droits de créanciers et d'autres conditions des emprunts d'USEB, la structure globale du capital d'USEB, y compris ses ratios d'endettement, compte tenu des opérations exposées dans le présent prospectus, du caractère sans lien de dépendance des conditions des emprunts d'USEB et de la capacité d'USEB à s'acquitter de ses

obligations d'emprunt d'après son rendement financier projeté. De plus, les preneurs fermes co-chefs de file ont pris des décisions similaires au bénéfice des fiduciaires relativement à leur contrôle préalable.

Même si l'IRS accepte la qualification des emprunts d'USEB en tant que titres de créance, rien ne garantit qu'il ne prétendra pas que le taux d'intérêt sur les emprunts d'USEB excède celui d'un emprunt sans lien de dépendance, ou que Countryside Canada a payé plus pour les emprunts d'USEB que leur montant nominal. S'il est fait droit à une telle contestation, il se pourrait qu'USEB ne soit pas en mesure de déduire tous les intérêts versés sur les emprunts d'USEB, le revenu imposable d'USEB et l'obligation à l'égard de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis pourraient être augmentés sensiblement, et tous les intérêts versés sur les emprunts d'USEB qui sont requalifiés en tant que distributions à l'égard de titres de participation d'USEB seraient généralement assujettis à une retenue d'impôt américain de 15 %. En conséquence, il se pourrait que les fonds disponibles en vue d'une distribution aux porteurs de parts soient réduits.

Règles du dépouillement des surplus de bénéfices — disposition 163(j)

En général, la disposition 163(j) du Code peut limiter la déduction au titre des frais d'intérêt d'une société par actions pour l'intérêt payé à des personnes étrangères reliées exonérées de l'impôt aux États-Unis. Pour les fins de la disposition 163(j) du Code, une société par actions et un créancier de la Société seront généralement « reliés » si le créancier est propriétaire, directement ou par attribution, de plus de 50 % de la société, en fonction du nombre de votes ou de la valeur. Tant avant qu'après la conversion du droit à redevance d'USEB, Countryside Canada ne sera titulaire d'aucun droit de vote à l'égard d'USEB et sera propriétaire de moins de 50 % des titres de participation d'USEB en fonction de la valeur. Par conséquent, la disposition 163(j) du Code ne devrait pas s'appliquer pour restreindre la capacité d'USEB à déduire les intérêts versés sur les emprunts d'USEB.

Règles applicables au financement par intermédiaire

Aux termes de la disposition 1.881-3 du Règlement du Trésor (les « règles applicables au financement par intermédiaire »), l'IRS est autorisé à ne pas tenir compte de la participation d'une entité intermédiaire dans le cadre d'une entente de financement si, notamment, cette participation : (i) réduit la retenue d'impôt américain qui serait autrement imposée sur les paiements faits par l'entité financée directement à l'entité de financement, et (ii) se fait dans le cadre d'un manœuvre d'évitement d'impôt. Si l'IRS décide qu'il ne devrait pas être tenu compte de la participation d'une entité intermédiaire dans le cadre d'une entente de financement aux termes des règles applicables au financement par intermédiaire, les incidences de la retenue d'impôt américain de l'entente sont généralement établies en traitant une partie ou la totalité des montants reçus par l'entité de financement comme s'ils avaient été payés directement par l'entité financée. Le Règlement du Trésor définit une « entité intermédiaire » (*conduit entity*) comme une entité intermédiaire dont il peut ainsi ne pas être tenu compte, et une « entente de financement par intermédiaire » (*conduit financing arrangement*) comme une entente de financement qui conclue avec une ou plusieurs entités intermédiaires.

Les investissements des porteurs de parts dans des parts, l'investissement du Fonds dans Countryside Canada et l'investissement de Countryside Canada dans les emprunts d'USEB (collectivement, le « financement public ») pourraient constituer une entente de financement assujettie aux règles applicables au financement par intermédiaire, faisant ainsi en sorte que les intérêts versés sur les emprunts d'USEB pourraient être considérés comme ayant été versés directement aux porteurs de parts ou au Fonds. Toutefois, en supposant que ni les porteurs de parts non américains ni le Fonds ne sont des bénéficiaires non admissibles, tous les intérêts sur les emprunts d'USEB reçus par un porteur de parts non américain ou le Fonds seraient exonérés de la retenue d'impôt américain aux termes de la dispense applicable aux intérêts de portefeuille exposée ci-dessus, à la condition (i) qu'USEB (ou son mandataire) reçoive de ce destinataire un formulaire W-8BEN de l'IRS (ou un formulaire de rechange ou remplaçant convenable) sur lequel ce destinataire atteste, sous peine de parjure, qu'il n'est pas une « personne des États-Unis » (au sens que donne le Code à l'expression « *United States person* ») et indique ses nom et adresse, ou (ii) qu'un « intermédiaire admissible » (au sens que donne le Règlement du Trésor applicable à l'expression « *qualified intermediary* ») reçoive des documents sur lesquels il peut se fier pour traiter ce destinataire comme n'étant pas une personne des États-Unis et fournisse à USEB (ou à son mandataire) un formulaire W-8IMY de l'IRS (ou un formulaire de rechange ou remplaçant convenable). En supposant que ces exigences sont respectées pour le Fonds et tous les porteurs de parts non américains, en

supposant que ni les porteurs de parts non américains ni le Fonds ne sont des bénéficiaire non admissibles, les intérêts versés sur les emprunts d'USEB ne seraient pas assujettis à la retenue d'impôt américain même s'ils étaient requalifiés, aux termes des règles applicables au financement par intermédiaire, comme ayant été versés directement au Fonds ou aux porteurs de parts non américains. De plus, un exemple donné dans les règles applicables au financement par intermédiaire donne à croire qu'on ne devrait pas conclure à l'existence d'une manoeuvre d'évitement fiscal s'il est raisonnable pour USEB de supposer que l'entité de financement aurait été en mesure d'être admissible à la dispense applicable aux intérêts de portefeuille si les paiements avaient été effectués par l'entité financée directement à l'entité de financement. USEB croit qu'il est raisonnable de supposer que ni le Fonds ni aucun des porteurs de parts non américains ne seront des bénéficiaire non admissibles et que le Fonds, les porteurs de parts non américains et les intermédiaires admissibles fourniront les formulaires et les documents susmentionnés en temps opportun. En conséquence, quoi qu'il en soit, le financement public ne devrait pas être requalifié aux termes des règles applicables au financement par intermédiaire.

Dans le même ordre d'idées, les emprunts d'USEB et la nouvelle facilité de crédit (collectivement, le « financement bancaire ») pourraient être considérés comme une entente de financement assujettie aux règles applicables au financement par intermédiaire. D'après les faits et les circonstances, y compris des déclarations de la Société portant que (i) les investissements de Countryside Canada dans USEB auraient été effectués selon la même forme et les mêmes montants même en l'absence de la nouvelle facilité de crédit, (ii) les emprunts d'USEB seront financés exclusivement à partir de fonds réunis dans le cadre du placement et (iii) la nouvelle facilité de crédit sera affectée exclusivement à l'achat d'actions d'USE Canada Holdings et à l'acquittement de la dette existante d'USE Canada Holdings et de ses filiales, les conseillers fiscaux américains ont informé le Fonds et les preneurs fermes, le cas échéant, que le financement bancaire ne devrait pas être traité comme une entente de financement par intermédiaire. Toutefois, il n'existe aucune ligne directrice juridique faisant autorité qui traite directement de l'application des règles applicables au financement par intermédiaire à des circonstances similaires à celles du financement bancaire. Étant donné cette absence de sources faisant autorité, les conseillers fiscaux américains ne peuvent conclure avec certitude que le financement bancaire sera ainsi traité par l'IRS ou les tribunaux et, même si Countryside Canada et USEB ont l'intention de soutenir que le financement bancaire n'est pas une entente de financement par intermédiaire, rien ne garantit que l'IRS ne contestera pas cette position. S'il est fait droit à une telle contestation, les intérêts payés par USEB à Countryside Canada qui sont attribuables à la tranche des emprunts d'USEB qui correspond au capital impayé de la nouvelle facilité de crédit seraient assujettis à une retenue d'impôt américain de 10 % (30 %, si le Traité ne s'applique pas). En conséquence, il se pourrait que les fonds disponibles en vue d'une distribution aux porteurs de parts soient réduits.

DROITS DE RÉOLUTION ET SANCTIONS CIVILES

La législation en valeurs mobilières de certaines provinces et de certains territoires du Canada confère à l'acquéreur un droit de résolution, qui ne peut être exercé que dans les deux jours ouvrables suivant la réception réelle ou réputée du prospectus et des modifications. Ces lois permettent également à l'acquéreur de demander la nullité ou, dans certains cas, des dommages-intérêts par suite d'opérations de placement effectuées avec un prospectus et ses modifications contenant de l'information fausse ou trompeuse ou par suite de la non-transmission du prospectus. Toutefois, ces diverses actions doivent être exercées dans des délais déterminés. On se reportera aux dispositions applicables et on consultera éventuellement un conseiller juridique.

CONSENTEMENT DES VÉRIFICATEURS

Aux fiduciaires de Countryside Power Income Fund

Nous avons lu le prospectus de Countryside Power Income Fund (le « Fonds ») daté du 29 mars 2004 relatif au placement de 14 905 366 parts de fiducie du Fonds. Nous nous sommes conformés aux normes généralement reconnues du Canada concernant l'intervention des vérificateurs sur des documents de placement.

Nous consentons à ce que soit inclus dans le prospectus susmentionné notre rapport aux fiduciaires du Fonds sur l'état consolidé des résultats nets prévisionnels du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004. Notre rapport est daté du 25 mars 2004. Nous consentons également à ce que soit inclus dans le prospectus susmentionné notre rapport aux fiduciaires du Fonds sur le bilan du Fonds au 16 février 2004. Notre rapport est daté du 16 février 2004 (du 29 mars pour la note 3). Nous consentons aussi à ce que soit inclus dans le prospectus susmentionné notre rapport aux administrateurs d'USE Canada Holdings Corp. sur les bilans consolidés d'USE Canada Holdings Corp. aux 31 décembre 2002 et 2001 et sur les états des résultats et des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 et pour la période du 11 juin 2001 au 31 décembre 2001 et sur les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de Trigen Energy Canada Company, la société remplacée, pour la période du 1^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000. Notre rapport est daté du 30 janvier 2004 (du 29 mars 2004 pour la note 11).

Toronto, Canada
Le 29 mars 2004

(signé) ERNST & YOUNG S.R.L.
Comptables agréés

ÉTATS FINANCIERS

Page

Countryside Power Income Fund

Bilan vérifié au 16 février 2004	F-3
États financiers consolidés pro forma non vérifiés au 30 septembre 2003 et pour les neuf mois terminés à cette date et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002	F-6

Actifs d'exploitation de U.S. Energy Biogas Corporation

États financiers cumulés vérifiés aux 31 décembre 2002 et 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 ainsi que pour les périodes du 1 ^{er} mai 2001 au 31 décembre 2001 et du 1 ^{er} janvier 2001 au 30 avril 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000	F-13
États financiers cumulés non vérifiés au 30 septembre 2003 et au 31 décembre 2002 et pour les neuf mois terminés les 30 septembre 2003 et 2002	F-27

USE Canada Holdings Corp.

États financiers consolidés vérifiés aux 31 décembre 2002 et 2001 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 et pour les périodes du 11 juin 2001 au 31 décembre 2001 et du 1 ^{er} janvier au 10 juin 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000	F-32
États financiers consolidés non vérifiés aux 30 septembre 2003 et au 31 décembre 2002 et pour les neuf mois terminés les 30 septembre 2003 et 2002	F-40

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux fiduciaires de Countryside Power Income Fund

Nous avons vérifié le bilan de Countryside Power Income Fund (le « Fonds ») au 16 février 2004. La responsabilité de ce bilan incombe à la direction du Fonds. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le bilan en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que le bilan est exempt d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans le bilan. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble du bilan.

À notre avis, le bilan donne, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière du Fonds au 16 février 2004 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Toronto, Canada
Le 16 février 2004 (le 29 mars 2004 pour la note 3)

(signé) ERNST & YOUNG S.R.L.
Comptables agréés

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND

BILAN

Au 16 février 2004

Actif

Encaisse 10 \$

Passif et capitaux propres

Capitaux propres (une part) 10 \$

Approuvé

(signé) JAMES R. ANDERSON
Fiduciaire

(signé) V. JAMES SARDO
Fiduciaire

Voir les notes ci-jointes

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AU BILAN AU 16 FÉVRIER 2004

1. LE FONDS

Countryside Power Income Fund (le « Fonds ») est une fiducie à capital variable sans personnalité morale, à vocation restreinte, créée en vertu des lois de la province d'Ontario conformément à une déclaration de fiducie du Fonds datée du 16 février 2004 (la « déclaration de fiducie ») comme modifiée, complétée ou retraitee de temps à autre. Le Fonds est autorisé à émettre un nombre illimité de parts de fiducie.

2. CONDITIONS SE RATTACHANT AUX PARTS DE FIDUCIE

Un nombre illimité de parts de fiducie peut être autorisé et émis en vertu de la déclaration de fiducie. Les parts de fiducie représentent chacune une part indivise correspondant à la même fraction du Fonds. Toutes les parts de fiducie sont cessibles et donnent au porteur le droit de recevoir sa quote-part des distributions du Fonds, qu'il s'agisse du bénéfice net, du rendement des capitaux, du remboursement du capital, des intérêts, des dividendes ou des gains en capital nets réalisés ou d'autres montants, ainsi que de l'actif net du Fonds en cas de dissolution ou de liquidation de celui-ci. Les parts de fiducie sont rachetables à vue en tout temps par les porteurs à leur juste valeur comme il est indiqué dans la déclaration de fiducie et sous réserve des conditions qu'elle renferme.

3. FAITS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN — ÉMISSION DE PARTS DE FIDUCIE ET EMPLOI DU PRODUIT

En vertu de la convention de prise ferme datée du 25 mars 2004, le Fonds a convenu d'émettre 14 905 366 parts de fiducie à un prix de 10,00 \$ la part de fiducie, ce qui entraînera un produit net tiré de l'émission d'environ 135 755 000 \$, après déduction de la rémunération des preneurs fermes et des frais estimatifs du placement. Le produit net tiré de l'émission de parts de fiducie servira aux fins suivantes :

- a) L'acquisition indirecte par Countryside Canada Power Inc. (« Countryside Canada »), filiale en propriété exclusive du Fonds, de la totalité des actions ordinaires d'USE Canada Holdings Corp. auprès de U.S. Energy Systems, Inc. pour 20 255 000 \$;
- b) L'acquisition et la modification par Countryside Canada des emprunts existants consentis à U.S. Energy Biogas Corporation (« USEB ») et le financement des avances additionnelles à USEB pour un total combiné de 107 000 000 \$;
- c) L'acquisition par Countryside Canada d'un droit à redevances convertible d'USEB pour 6 000 000 \$ US (8 000 000 \$).

RAPPORT SUR LA COMPILATION

Aux fiduciaires de Countryside Power Income Fund

Nous avons lu le bilan consolidé pro forma non vérifié de Countryside Power Income Fund (le « Fonds ») au 30 septembre 2003 ainsi que les états consolidés des résultats pro forma non vérifiés pour les neuf mois terminés à cette date et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, qui se trouvent ci-joints, et nous avons mis en oeuvre les procédés suivants.

1. Nous avons comparé les chiffres de colonnes portant l'en-tête « Countryside (chiffres réels) » avec ceux des états financiers vérifiés du Fonds au 16 février 2004, et nous avons constaté qu'ils concordaient.
2. Nous avons comparé les chiffres des colonnes portant l'en-tête « USE Canada Holdings (chiffres réels) » avec ceux des états financiers consolidés non vérifiés d'USE Canada Holdings Corp. au 30 septembre 2003 ainsi que pour les neuf mois terminés à cette date, et avec ceux des états financiers consolidés vérifiés d'USE Canada Holdings Corp. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, respectivement, et nous avons constaté qu'ils concordaient.
3. Nous avons pris des renseignements auprès de certains représentants du Fonds qui avaient la responsabilité des questions financières et comptables, au sujet :
 - a) du mode de détermination des rajustements pro forma;
 - b) de la conformité des états financiers consolidés pro forma, à tous les égards importants, aux exigences pertinentes de la Norme canadienne 44-101.

Ces représentants :

- i) nous ont décrit le mode de détermination des rajustements pro forma;
 - ii) ont déclaré que les états financiers consolidés pro forma sont conformes, à tous les égards importants sur le plan de la forme, aux exigences pertinentes de la Norme canadienne 44-101.
4. Nous avons lu les notes complémentaires des états financiers consolidés pro forma, et nous avons constaté qu'elles étaient cohérentes avec le mode de détermination des rajustements pro forma qui nous a été décrit.
5. Nous avons recalculé l'application des rajustements pro forma au total des montants présentés dans les colonnes portant les en-têtes « Countryside (chiffres réels) » et « USE Canada Holdings (chiffres réels) » au 30 septembre 2003, ainsi que pour les neuf mois terminés à cette date et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, et nous avons constaté que les montants dans la colonne portant l'en-tête « Countryside (pro forma) » étaient arithmétiquement exacts.

Les états financiers consolidés pro forma sont fondés sur les hypothèses de la direction et sur des rajustements qui sont par nature subjectifs. Les procédés décrits ci-dessus sont considérablement restreints par rapport à ceux d'une vérification ou d'un examen, qui visent l'expression d'une assurance à l'égard des hypothèses de la direction, des rajustements pro forma et de l'application des rajustements à l'information financière historique. Par conséquent, nous n'exprimons aucune assurance de cette nature. Les procédés décrits ci-dessus ne permettent pas nécessairement de déceler tous les faits qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés pro forma et, par conséquent, nous ne faisons aucune déclaration quant à la suffisance des procédés par rapport aux besoins d'un lecteur de ces états.

Toronto, Canada
Le 25 mars 2004

(signé) ERNST & YOUNG S.R.L.
Comptables agréés

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
BILAN CONSOLIDÉ PRO FORMA
(non vérifié)
Au 30 septembre 2003

	Countryside (chiffres réels) \$	USE Canada Holdings (chiffres réels) \$	Rajustements pro forma \$ (note 2)	Countryside (pro forma) \$
ACTIF				
Actif à court terme				
Espèces et quasi-espèces	10	575 713	135 755 365 a) 29 394 471 b) (20 225 000) d) (26 911 467) e) 316 802 e) 1 000 000 e) (107 000 000) f) (8 000 000) g) (316 802) e)	4 905 894
Encaisse affectée		316 802		—
Débiteurs		1 702 422		1 702 422
Stocks		825 975		825 975
Charges payées d'avance		147 696		147 696
Total de l'actif à court terme	<u>10</u>	<u>3 568 608</u>	<u>4 013 369</u>	<u>7 581 987</u>
Encaisse affectée		1 000 000	(1 000 000) e)	—
Prêt à recevoir de U.S. Energy Biogas Corporation			107 000 000 f)	107 000 000
Droits à redevances sur U.S. Energy Biogas Corporation			8 000 000 g)	8 000 000
Charges de financement reportées et autres actifs		298 154	605 529 b) (233 467) d)	670 216
Immobilisations corporelles		28 607 330	1 026 843 d)	29 634 173
Relations avec les clients			14 191 571 d)	14 191 571
Impôts sur les bénéfices futurs		2 143 000	(2 143 000)	—
Total de l'actif	<u>10</u>	<u>35 617 092</u>	<u>131 460 845</u>	<u>167 077 947</u>
PASSIF				
Passif à court terme				
Dette bancaire		539 752	(539 752) e)	—
Créditeurs et charges à payer		1 201 185		1 201 185
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme	—	1 196 825	(1 196 825) e)	—
Total du passif à court terme		<u>2 937 762</u>	<u>(1 736 577)</u>	<u>1 201 185</u>
Dette à long terme		22 609 875	30 000 000 b) (22 609 875) e) 2 565 015 d) (2 565 015) e) 121 387	30 000 000
Autres passifs			(2 158 841) d)	—
Impôts sur les bénéfices futurs		2 158 841		121 387
Montant à payer à la société mère	—	<u>27 706 478</u>	<u>3 616 094</u>	<u>31 322 572</u>
Total du passif	<u>—</u>	<u>27 706 478</u>	<u>3 616 094</u>	<u>31 322 572</u>
CAPITAUX PROPRES				
Capital social		3 000 000	(3 000 000) d)	—
Avoir des porteurs de parts	10		135 755 365 a)	135 755 375
Bénéfices non répartis		4 910 614	(4 910 614) d)	—
Total des capitaux propres	<u>10</u>	<u>7 910 614</u>	<u>127 844 751</u>	<u>135 755 375</u>
Total du passif et des capitaux propres	<u>10</u>	<u>35 617 092</u>	<u>131 460 845</u>	<u>167 077 947</u>

(signé) JAMES R. ANDERSON
Fiduciaire

(signé) V. JAMES SARDO
Fiduciaire

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS PRO FORMA
(non vérifié)
Neuf mois terminés le 30 septembre 2003

	Countryside (chiffres réels) \$	USE Canada Holdings (chiffres réels) \$	Rajustements pro forma \$ (note 2)	Countryside (pro forma) \$
PRODUITS				
Ventes d'énergie		12 271 928		12 271 928
Combustible et autres		1 216 686		1 216 686
Intérêts créditeurs sur les prêts à U.S. Energy Biogas Corporation			8 755 345 h)	8 755 345
Revenu provenant des droits à redevances de U.S. Energy Biogas Corporation			947 882 i)	947 882
Intérêts créditeurs		57 874	87 000 o)	144 874
		<u>13 546 488</u>	<u>9 790 227</u>	<u>23 336 715</u>
CHARGES				
Exploitation et entretien		9 560 383		9 560 383
Gestion et administration		586 132		586 132
Amortissement		806 087	545 349 j) (21 300) k) 151 382 l)	1 481 518
		<u>10 952 602</u>	<u>675 431</u>	<u>11 628 033</u>
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices .		2 593 886	9 114 796	11 708 682
Intérêts		1 373 614	(1 373 614) m) 1 293 750 n)	1 293 750
		<u>1 220 272</u>	<u>9 194 660</u>	<u>10 414 932</u>
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices				
Provision pour (recouvrement des) impôts sur les bénéfices				
Exigibles		31 833	—	31 833
Futurs		(73 000)	(202 000)	(275 000)
		<u>(41 167)</u>	<u>(202 000)</u>	<u>(243 167)</u>
BÉNÉFICE NET DE LA PÉRIODE		<u>1 261 439</u>	<u>9 396 660</u>	<u>10 658 099</u>
Résultat de base et dilué par part				<u>0,72 \$</u>

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS PRO FORMA
(non vérifié)
Exercice terminé le 31 décembre 2002

	Countryside (chiffres réels) \$	USE Canada Holdings (chiffres réels) \$	Rajustements pro forma \$ (note 2)	Countryside (pro forma) \$
PRODUITS				
Ventes d'énergie		14 052 429		14 052 429
Combustible et autres		1 682 789		1 682 789
Intérêts créditeurs sur les prêts à U.S. Energy Biogas Corporation			11 673 793 h)	11 673 793
Intérêts créditeurs		62 227	116 000 o)	178 227
Revenu provenant des droits à redevances de U.S. Energy Biogas Corporation		—	—	—
		<u>15 797 445</u>	<u>11 789 793</u>	<u>27 587 238</u>
CHARGES				
Exploitation et entretien		10 280 905		10 280 905
Gestion et administration		1 023 397		1 023 397
Amortissement		1 115 928	727 131 j) (28 400) k) 201 843 l)	2 016 502
		<u>12 420 230</u>	<u>900 574</u>	<u>13 320 804</u>
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices .		3 377 215	10 889 219	14 266 434
Intérêts		1 631 080	(1 631 080)m) 1 725 000 n)	1 725 000
		<u>1 746 135</u>	<u>10 795 299</u>	<u>12 541 434</u>
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices		1 746 135	10 795 299	12 541 434
Provision pour (recouvrement des) impôts sur les bénéfices				
Exigibles		37 953	—	37 953
Futurs		(190 000)	(269 000)	(459 000)
		<u>(152 047)</u>	<u>(269 000)</u>	<u>(421 047)</u>
BÉNÉFICE NET DE L'EXERCICE		1 898 182	11 064 299	12 962 481
Résultat de base et dilué par part				<u>0,87 \$</u>

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA
(non vérifié)

1. MODE DE PRÉSENTATION

Countryside Power Income Fund (le « Fonds ») est une fiducie à capital variable sans personnalité morale, à vocation restreinte, créée en vertu des lois de la province d'Ontario. Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés du Fonds ont été dressés par la direction (la « direction ») de Countryside Canada Power Inc. (« Countryside Canada ») selon les principes comptables généralement reconnus du Canada afin de tenir compte de la réalisation du premier appel public à l'épargne relatif aux parts de fiducie (les « parts ») du Fonds, de l'acquisition d'USE Canada Holdings Corp. (« USE Canada Holdings ») consistant en des systèmes énergétiques centralisés situés à Charlottetown, à l'Île-du-Prince-Édouard, et à London, en Ontario, (collectivement, les « systèmes énergétiques centralisés »), de l'acquisition et de la modification des emprunts existants de U.S. Energy Biogas Corporation (« USEB ») et du financement des avances additionnelles à USEB (collectivement, les « emprunts d'USEB »), ainsi que de l'acquisition de droits à redevances convertibles d'USEB (les « droits à redevances d'USEB »).

Le bilan consolidé pro forma non vérifié du Fonds au 30 septembre 2003 a été préparé en combinant le bilan vérifié du Fonds au 16 février 2004 et le bilan consolidé non vérifié d'USE Canada Holdings au 30 septembre 2003.

L'état consolidé des résultats pro forma non vérifié pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 a été préparé en utilisant l'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis vérifié d'USE Canada Holdings pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 figurant ailleurs dans le présent prospectus.

L'état consolidé des résultats pro forma non vérifié pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 a été préparé en utilisant l'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis non vérifié d'USE Canada Holdings pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 figurant ailleurs dans le présent prospectus.

Les rajustements pro forma reflétant l'acquisition d'USE Canada Holdings d'après la méthode de l'acquisition, l'acquisition et la modification des emprunts existants d'USEB et le financement des avances additionnelles à USEB ainsi que l'acquisition des droits à redevances d'USEB sont de nature provisoire et fondés sur les renseignements financiers disponibles et certaines estimations et hypothèses. Les rajustements réels des états financiers consolidés du Fonds dépendront d'un certain nombre de facteurs, dont les variations de la valeur comptable nette et des résultats d'exploitation d'USE Canada Holdings entre le 30 septembre 2003 et les dates d'acquisition réelles. Par conséquent, les rajustements réels seront différents des rajustements pro forma. La direction est toutefois d'avis que ces hypothèses constituent une base raisonnable pour présenter toutes les incidences importantes des opérations envisagées et que les rajustements pro forma tiennent compte de ces hypothèses et sont correctement appliqués dans les renseignements financiers consolidés pro forma.

Les présents états financiers consolidés pro forma non vérifiés doivent être lus avec les états financiers consolidés d'USE Canada Holdings, y compris les notes y afférentes figurant ailleurs dans le présent prospectus.

Les états financiers consolidés pro forma ne visent pas à refléter les résultats d'exploitation qui auraient réellement résulté si les acquisitions et les autres rajustements pro forma avaient eu lieu aux dates indiquées. En outre, l'état consolidé des résultats pro forma non vérifié n'est pas nécessairement représentatif des résultats d'exploitation que le Fonds pourrait enregistrer dans le futur.

2. HYPOTHÈSES ET RAJUSTEMENTS PRO FORMA

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés ont été présentés en supposant que les opérations suivantes avaient été réalisées et que les rajustements avaient été apportés en date du 1^{er} janvier 2002 pour les états consolidés des résultats pro forma non vérifié et en date du 30 septembre 2003 pour le bilan consolidé pro forma non vérifié :

- a) Premier appel public à l'épargne du Fonds au moyen de l'émission de 14 905 366 parts du Fonds à un prix de 10,00 \$ la part pour un produit net de 135 755 365 \$, après déduction de la rémunération des preneurs fermes de 8 197 951 \$ et des frais nets estimatifs liés au placement de 5 100 344 \$. Les frais nets ont été estimés compte tenu du remboursement par USEB de 8 391 291 \$ des frais associés au financement par capitaux propres par le Fonds et de la restructuration du financement par emprunts d'USEB.
- b) Comptabilisation d'un montant de 30 000 000 \$ représentant le produit d'une nouvelle facilité d'emprunt à long terme (la « nouvelle facilité de crédit ») accordée à Countryside Canada Acquisition Inc. (« Countryside Acquisition »), filiale en propriété exclusive de Countryside Canada, et du paiement des charges de financement reportées de 605 529 \$ liées à la nouvelle facilité de crédit. Le Fonds conclura un swap de taux d'intérêt pour fixer le taux d'intérêt sur ces avances.

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA (suite)
(non vérifié)

2. HYPOTHÈSES ET RAJUSTEMENTS PRO FORMA (suite)

- c) Utilisation du produit net du placement et de la nouvelle facilité de crédit par le Fonds, directement ou indirectement, par l'intermédiaire des filiales en propriété exclusive aux fins suivantes :

	Montant
	(\$)
i) Acquisition d'USE Canada Holdings auprès de U.S. Energy Systems, Inc. (« USEY »)	20 225 000
ii) Remboursement de la dette à long terme existante d'une filiale d'USE Canada Holdings et du swap de taux d'intérêt qui lui est associé	26 911 467
iii) Acquisition et modification des emprunts existants d'USEB et du financement des avances additionnelles à USEB	107 000 000
iv) Acquisition des droits à redevances d'USEB (6 000 000 \$ US)	8 000 000
v) Financement du compte de retenue et financement du fonds de roulement	2 400 000
	<u>164 536 467 \$</u>

- d) Acquisition d'USE Canada Holdings, auprès d'USEY, pour environ 20 225 000 \$, au titre d'une convention d'achat incluant le système énergétique centralisé et devant être comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. Le prix d'achat sera réglé au moyen d'une contrepartie au comptant d'environ 20 225 000 \$ et a été réparti comme suit :

	Montant
	(\$)
Fonds de roulement, y compris l'encaisse de 1 892 515 \$	3 367 423
Immobilisations corporelles	29 634 173
Relations avec les clients	14 191 571
Autres actifs à long terme	64 687
Autres passifs à long terme	2 565 015
Dette à long terme	24 346 452
Passif d'impôts futur	121 387
	<u>20 225 000 \$</u>

- e) Comptabilisation du remboursement du solde de capital d'environ 24,3 millions de dollars sur la facilité d'emprunt bancaire à long terme existante d'une filiale d'USE Canada Holdings et du paiement des frais associés à la résiliation anticipée du swap de taux d'intérêt sur la dette bancaire à long terme. En ce qui concerne le remboursement de la facilité de crédit bancaire à long terme existante, les soldes d'encaisse affectés auparavant dans le cadre de la facilité de crédit à long terme seront dégagés.
- f) Comptabilisation de l'acquisition et de la modification des emprunts existants d'USEB et du financement des avances additionnelles à USEB, pour un solde de capital total de 107 000 000 \$.
- g) Comptabilisation du placement dans les droits à redevances d'USEB de 6 000 000 \$ US (8 000 000 \$).
- h) Comptabilisation des intérêts créditeurs sur les emprunts d'USEB de 8 755 345 \$ et 11 673 793 \$ respectivement pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 et l'exercice terminé le 31 décembre 2002.
- i) Comptabilisation du revenu réalisé sur les droits à redevances d'USEB s'élevant à 947 882 \$ et à néant respectivement pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 et l'exercice terminé le 31 décembre 2002. Les montants comptabilisés sont calculés d'après les montants figurant dans les états financiers cumulés non vérifiés d'USEB pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 d'USEB et dans les états financiers cumulés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002.
- j) La juste valeur des relations avec les clients acquises dans le cadre de l'opération décrite en d) ci-dessus sera amortie de manière linéaire sur 21 ans et la juste valeur additionnelle des immobilisations corporelles sera amortie sur une moyenne de 20 ans.
- k) Élimination de l'amortissement des charges de financement reportées relativement à la dette à long terme existante inscrite dans l'état des résultats et des bénéfices non répartis d'USE Canada Holdings.
- l) Constatation de l'amortissement des charges de financement reportées liées à la nouvelle facilité de crédit.
- m) Élimination des intérêts débiteurs de 1 373 614 \$ et 1 631 080 \$ constatés dans l'état des résultats et des bénéfices non répartis d'USE Canada Holdings pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002,

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA (suite)
(non vérifié)

2. HYPOTHÈSES ET RAJUSTEMENTS PRO FORMA (suite)

respectivement, relativement à la dette bancaire existante qui sera acquise par le Fonds dans le cadre de l'opération mentionnée en d) ci-dessus et remboursée par la suite.

- n) Constatation des intérêts débiteurs de 1 293 750 \$ et de 1 725 000 \$ sur la nouvelle facilité de crédit pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 et l'exercice terminé le 31 décembre 2002, respectivement.
- o) Constatation du revenu de placements réalisé sur les fonds investis dans la retenue de garantie décrite en c) ci-dessus pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 et l'exercice terminé le 31 décembre 2002. Ces revenus s'élèvent à 87 000 \$ et à 116 000 \$ respectivement, en supposant un rendement de 4,0 %.
- p) Le résultat de base par part est fondé sur l'hypothèse selon laquelle 14 905 366 parts étaient émises et en circulation pour les périodes présentées.
- q) Les frais de gestion et d'administration additionnels du Fonds pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, respectivement, y compris les frais de vérification, les frais juridiques, les frais d'agent des transferts, les frais de communication avec les porteurs de parts et les frais liés aux dépôts réglementaires, ont été estimés à 891 000 \$ et 1 188 000 \$. Ce montant est présenté déduction faite d'un recouvrement de 322 500 \$ US et 430 000 \$ US respectivement pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, effectué auprès d'USEY et une filiale de Cinergy Corp. dans le cadre du contrat de développement conclu par une filiale du Fonds, USEY et une filiale de Cinergy Corp. Ces montants n'ont pas été reflétés dans les états financiers consolidés pro forma.

3. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le Fonds et les preneurs fermes du placement ont reçu les opinions des conseillers fiscaux américains sur certaines questions fiscales liées aux placements dans USEB. Les états financiers pro forma du Fonds reflètent ces opinions : plus précisément, que les emprunts d'USEB doivent être respectés comme dette et que l'intérêt sur les emprunts d'USEB doit être déductible par USEB aux fins des impôts fédéraux sur les bénéfices des États-Unis, et que l'intérêt ne devrait pas être assujéti à une retenue d'impôts sur les bénéfices fédéraux des États-Unis.

Rien ne garantit que l'Internal Revenue Service (« IRS ») ne contestera pas les diverses positions du Fonds quant à la production de déclarations. La direction pense qu'il est peu probable que l'IRS l'emporte; cependant, le succès de la contestation par l'IRS aurait un effet limité à court terme sur le bénéfice du Fonds et les liquidités nettes reçues par le Fonds en raison de la position fiscale d'USEB. À long terme, le succès de la contestation par l'IRS porterait atteinte aux liquidités reçues par le Fonds par l'entremise de ses placements dans USEB.

En plus de ce qui précède, et en commun avec les autres structures d'entreprises complexes, le Fonds est soumis à diverses autres incertitudes quant à l'interprétation et à l'application des lois fiscales du Canada et des États-Unis. Si le fisc rejette l'application des lois fiscales par le Fonds, la rentabilité du Fonds et ses flux de trésorerie pourraient en souffrir.

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS INDÉPENDANTS

Aux administrateurs de U.S. Energy Biogas Corporation

Nous avons vérifié les bilans cumulés ci-joints des actifs d'exploitation de U.S. Energy Biogas Corporation aux 31 décembre 2002 et 2001 ainsi que les états cumulés des résultats et du placement net, et des flux de trésorerie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers cumulés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues des États-Unis d'Amérique, qui équivalent pratiquement aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers cumulés sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers cumulés. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers. Nous sommes d'avis que nos vérifications constituent une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

À notre avis, les états financiers cumulés mentionnés ci-dessus donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière cumulée des actifs d'exploitation de U.S. Energy Biogas Corporation aux 31 décembre 2002 et 2001 ainsi que des résultats cumulés de leur exploitation et de leurs flux de trésorerie cumulés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000, selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique.

Kostin, Ruffke & Company, LLC

Farmington, Connecticut
Le 19 mars 2003

Comptables agréés

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

BILANS CUMULÉS (PCGR des États-Unis, vérifié)

	Aux 31 décembre	
	2002	2001
	\$ US	\$ US
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	996 249	53 428
Débiteurs	7 539 466	7 951 340
Stocks	991 526	923 689
Charges payées d'avance et autres actifs	448 805	291 542
Billets à recevoir et intérêts créditeurs, tranche à moins d'un an	3 145 669	3 064 224
Total de l'actif à court terme	<u>13 121 715</u>	<u>12 284 223</u>
Encaisse affectée	10 913 915	13 167 119
Actifs de production d'énergie, droits et remise à neuf, montant net	46 541 967	50 221 316
Construction en cours	766 078	598 603
Coûts de développement de projets	367 588	103 104
Placements	999 379	1 338 707
Frais d'émission de titres d'emprunt, montant net	2 649 982	2 875 180
Billets à recevoir et intérêts créditeurs	14 945 053	17 168 214
Actif d'impôts reporté	359 231	0
Autres immobilisations corporelles, montant net	355 563	311 873
Écart d'acquisition, montant net	27 718 767	27 718 767
Total de l'actif	<u>118 739 238</u>	<u>125 787 106</u>
PASSIF ET PLACEMENT NET		
Passif à court terme		
Billets à payer, matériel de production d'énergie — à court terme	10 309 000	8 991 575
Autres billets à payer — tranche à moins d'un an	3 582 211	390 800
Produits comptabilisés d'avance, tranche à moins d'un an	1 007 412	1 048 352
Débiteurs et charges à payer	2 422 148	3 767 434
Intérêts courus	3 844 997	1 945 990
Impôts sur les bénéfices courus	25 001	25 001
Total du passif à court terme	<u>21 190 769</u>	<u>16 169 152</u>
Billets à payer, matériel de production d'énergie	51 129 463	56 438 465
Autres billets à payer	4 797 770	7 995 894
Autres produits comptabilisés d'avance	6 084 549	7 229 295
Charge liée au programme d'incitation tarifaire	15 200 006	9 581 059
Charge liée à la part des actionnaires sans contrôle	463 850	505 745
Passifs d'impôts reportés	0	1 735 824
	<u>98 866 407</u>	<u>99 655 434</u>
Placement net effectué par U.S. Energy Biogas Corporation	19 872 831	26 131 672
Passif et placement net dans les actifs d'exploitation de U.S. Energy Biogas Corporation . . .	<u>118 739 238</u>	<u>125 787 106</u>

Au nom du conseil,

(signé) THOMAS NOONAN
Administrateur

(signé) DONALD R. SNIDER
Administrateur

Voir les notes afférentes aux états financiers.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION
ÉTATS CUMULÉS DES RÉSULTATS ET DU PLACEMENT NET
(PCGR des États-Unis, vérifié)

Pour les exercices terminés les 31 décembre

	<u>2002</u>	<u>Huit mois terminés le 31 décembre 2001</u>	<u>Quatre mois terminés le 30 avril 2001</u>	<u>2000</u>
	\$ US	\$ US	\$ US	\$ US
Produits				
Production d'énergie et ventes de gaz	19 785 843	11 915 134	4 649 583	11 508 664
Exploitation et entretien	1 377 746	743 541	535 471	1 428 710
Construction et ingénierie	72 996	138 136	92 089	1 790 959
Honoraires, redevances et refinancements	132 132	985 531	226 515	316 473
Gain à la vente des participations et des droits	379 614	1 224 050	159 410	1 027 380
Intérêts créditeurs	1 560 555	1 479 111	593 462	2 118 528
Autres gains (pertes)	(205 335)	998 747	45 478	(15 000)
Total des produits	<u>23 103 551</u>	<u>17 484 250</u>	<u>6 302 008</u>	<u>18 175 714</u>
Charges				
Charges d'exploitation	(10 360 357)	(4 756 610)	(2 911 983)	(6 805 169)
Construction et ingénierie	(43 715)	(99 449)	(38 918)	(1 481 096)
Charges de vente et charges générales et administratives	(2 194 638)	(183 929)	(1 087 761)	(1 205 751)
Total des charges	<u>(12 598 710)</u>	<u>(5 039 988)</u>	<u>(4 038 662)</u>	<u>(9 492 016)</u>
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	<u>10 504 841</u>	<u>12 444 262</u>	<u>2 263 346</u>	<u>8 683 698</u>
Intérêts débiteurs	(8 048 770)	(4 563 040)	(1 775 821)	(4 636 678)
Amortissement	(5 606 800)	(3 366 210)	(244 140)	(3 251 741)
Perte à la vente de matériel	—	—	—	(3 716 131)
Autres pertes	—	—	—	(211 848)
Bénéfice (perte) avant impôts et part des actionnaires sans contrôle	<u>(3 150 729)</u>	<u>4 515 012</u>	<u>243 385</u>	<u>(3 132 700)</u>
Économie (charge) fiscale	2 095 506	(1 244 546)	486 686	(1 230 555)
Part des actionnaires sans contrôle	41 895	(40 721)	(20 360)	253 180
Bénéfice net (perte nette)	<u>(1 013 778)</u>	<u>3 229 745</u>	<u>709 711</u>	<u>(4 110 075)</u>
Placement net au début de la période	26 131 672	1 017 627	5 143 598	10 837 313
Bénéfice net (perte nette)	(1 013 778)	3 229 745	709 711	(4 110 075)
Cotisation (distribution) à U.S. Energy Biogas Corporation	<u>(5 245 063)</u>	<u>21 884 300</u>	<u>(4 835 682)</u>	<u>(1 583 640)</u>
Placement net à la fin de la période	<u>19 872 831</u>	<u>26 131 672</u>	<u>1 017 627</u>	<u>5 143 598</u>

Voir les notes afférentes aux états financiers.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CUMULÉS

(PCGR des États-Unis, vérifié)

Pour les exercices terminés les 31 décembre

	2002	Huit mois terminés le 31 décembre 2001	Quatre mois terminés le 30 avril 2001	2000
	\$ US	\$ US	\$ US	\$ US
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation :				
Bénéfice net (perte nette)	(1 013 778)	3 229 745	709 711	(4 110 075)
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net des flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation :				
Amortissement	5 606 800	3 366 210	244 140	3 251 741
Part des actionnaires sans contrôle	(41 895)	40 721	20 360	(253 180)
Impôts et taxes reportés	(2 095 056)	1 244 546	(486 686)	1 230 555
(Augmentation) diminution de :				
Débiteurs et autres actifs	254 611	(2 199 073)	(243 512)	(927 057)
Stocks de pièces de rechange	(67 837)	(878 501)	(45 188)	0
Intérêts courus	(81 444)	(56 442)	(323 145)	155 013
Augmentation (diminution) de :				
Créditeurs et charges à payer	553 721	(2 403 429)	893 973	785 687
Produits comptabilisés d'avance et autres produits . .	(1 185 686)	(3 012 758)	(249 743)	(2 143 136)
Autres passifs	0	0	0	(535 927)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation . . .	1 929 436	(668 981)	519 910	(2 546 379)
Flux de trésorerie provenant des activités d'investissement :				
Achats de placements	339 328	(340 100)	(4 563)	(19 876)
Ajouts d'immobilisations corporelles	(2 138 618)	929 307	(11 343 220)	(6 295 232)
Acquisitions d'entreprises absorbées	0	(11 092 965)	16 967	50 900
Coûts de développement de projets	(264 483)	(79 567)	145 523	(77 809)
Encaisse affectée	2 253 204	(3 873 220)	1 578 906	(8 811 033)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement . .	189 431	(14 456 545)	(9 606 387)	(15 153 050)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement :				
Encaisse provenant des billets à recevoir				
Reçus de billets remboursables par versements des récupérateurs	2 223 161	1 460 938	338 471	2 899 380
Autres billets	0	195 649	374 632	1 771 351
Remboursement (émission) de titres d'emprunt	(3 998 290)	2 275 648	16 113 478	11 828 430
Variation du placement net	(5 245 063)	7 194 575	(8 685 465)	(1 583 640)
Émission d'actions	0	0	0	1 397 000
Frais d'émission de titres d'emprunt	225 198	(415 585)	(1 017)	(1 989 021)
Charge liée au programme d'incitation tarifaire	5 618 948	3 933 242	1 084 572	3 011 920
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement . . .	(1 176 046)	14 644 467	9 224 671	17 335 420
Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi- espèces	942 821	(481 059)	138 194	(364 009)
Liquidités au début de la période	53 428	534 487	396 293	760 302
Liquidités à la fin de la période	996 249	53 428	534 487	396 293
Éléments hors caisse exclus de l'état des flux de trésorerie				
Rapprochement de la variation du placement net et de la contribution ou de la distribution dans l'état des résultats				
Variation du placement net par flux de trésorerie	(5 245 063)	7 194 575	(8 685 465)	(1 583 640)
Actions émises lors de l'acquisition		14 689 725		
Billets émis lors de la vente			3 849 783	
Variation du placement net pour l'état des résultats et du placement net	(5 245 063)	21 884 300	(4 835 682)	(1 583 640)

Voir les notes afférentes aux états financiers.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

1. ENTREPRISE

USE Acquisition Corp. (« USE Acquisition ») a été créée en 2001 et financée par un apport sous forme d'espèces et d'actions de U.S. Energy Systems, Inc. (sa société mère) (« USEY ») et de Cinergy Energy Solutions, Inc. Les espèces se sont élevées à 12 000 000 \$ US et les actions consistaient en 1 800 000 actions ordinaires de U.S. Energy Systems, Inc. évaluées à 9 630 000 \$ US et en 100 000 actions privilégiées de série C évaluées à 3 000 000 \$ US. Par conséquent, U.S. Energy Systems, Inc. possède 54,3 % des actions en circulation et 80 % des droits de vote, le reste appartenant à Cinergy Energy Solutions, Inc.

Les activités de Zahren Alternative Power Corporation ont débuté en 1984. En date du 1^{er} mai 2001, USE Acquisition a fusionné avec Zahren Alternative Power Corporation. Cette fusion a été comptabilisée comme un achat. L'entité absorbante a alors modifié sa dénomination sociale pour U.S. Energy Biogas Corporation (« USEB »).

Les états financiers présentés dans le présent document reflètent les « actifs d'exploitation d'USEB ». Les actifs d'exploitation d'USEB comprennent les actifs, les passifs et la structure du capital d'USEB et de la société remplacée, ainsi que de leurs filiales, en excluant les capitaux propres et les actifs et passifs de Brown County Energy Associates LLC, Garland Energy Development LLC, Hoffman Road Associates LLC, Oyster Bay Energy Partners LP, Zapco Development Corp., Zapco Equipment Corp., et ZFC Equipment Corp. et certaines charges de restructuration d'USEB non liées aux projets d'exploitation poursuivies d'USEB et de ses filiales. En outre, l'élimination des actifs influe également sur l'état des résultats et du placement net. L'élimination des actifs et son effet sur le bénéfice correspondant sont reflétés dans le poste Placement net effectué par U.S. Energy Biogas Corporation figurant au bilan.

2. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Mode de présentation

Les états financiers cumulés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »), lesquels sont conformes à tous les égards importants aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

Le 1^{er} mai 2001, date de l'acquisition, USEY et une filiale indirecte de Cinergy ont acquis la totalité des actions émises de la société remplacée d'USEB, Zahren Alternative Power Corporation, pour un prix d'achat total de 24,6 millions de dollars américains. Selon les normes comptables généralement reconnues, les états financiers des actifs d'exploitation d'USEB après le 1^{er} mai 2001 présentent la situation financière des actifs d'exploitation d'USEB et leurs résultats d'exploitation après la répartition du prix d'acquisition de la société remplacée. Les états financiers ci-joints antérieurs au 1^{er} mai 2001 n'incluent pas l'incidence de la méthode de l'acquisition sur l'acquisition.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition comme suit :

	\$ US
Contrepartie versée	
Au comptant	12 000 000
Actions ordinaires d'USEY	9 630 000
Actions privilégiées d'USEY	3 000 000
	<u>24 630 000</u>
Actif net acquis	
Au comptant	1 993 000
Autres actifs à court terme	6 664 000
Immobilisations corporelles	61 125 000
Autres actifs	32 074 000
Écart d'acquisition	26 891 000
Total de l'actif	128 747 000
Passif pris en charge	<u>(104 117 000)</u>
Total	<u>24 630 000</u>

Périmètre du regroupement

Les états financiers cumulés ci-joints incluent les comptes pertinents qui font partie des actifs d'exploitation d'USEB. Toutes les opérations et tous les soldes intersociétés importants dans les actifs d'exploitation d'USEB ont été éliminés lors du regroupement.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

2. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Estimations

La préparation des états financiers selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs et des passifs, sur l'information à fournir sur les actifs et passifs éventuels à la date des états financiers et sur les montants présentés des produits et charges au cours de la période visée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Concentration du risque de crédit

La quasi-totalité des produits des actifs d'exploitation d'USEB liés à la production d'énergie et au gaz proviennent des services publics, des municipalités et des entreprises industrielles ayant une cote de solvabilité élevée. Les actifs d'exploitation d'USEB incluent des contrats avec ceux-ci en vue d'acheter de l'électricité et du biogaz pour des durées diverses. La concentration du crédit dans ce secteur d'activité réduit le risque global de crédit parce que la majorité de ces clients ont une cote de solvabilité élevée, sont diversifiés et ont signé des contrats relatifs à la production d'électricité et au biogaz provenant des sites.

Les actifs d'exploitation d'USEB maintiennent des dépôts à vue dépassant 100 000 \$ US auprès de banques distinctes. Les sommes dépassant 100 000 \$ US ne sont pas assurées par la *Federal Deposit Insurance Corporation*.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur marchande des actifs nets acquis par USE Acquisition.

En juin 2001, le *Financial Accounting Standards Board* a publié le *Statement of Financial Accounting Standards* (« SFAS ») 142, *Goodwill and Other Intangible Assets*. Le SFAS 142 exige que l'écart d'acquisition et certains actifs incorporels ne soient plus amortis, mais plutôt soumis à un test de dépréciation au moins une fois l'an.

On a procédé à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition inclus dans les actifs d'exploitation d'USEB au cours de l'exercice 2002, à la suite duquel on a conclu qu'aucune modification du solde de l'écart d'acquisition n'était nécessaire et on n'a comptabilisé aucun amortissement de l'écart d'acquisition en 2002. Pour l'exercice 2001, l'écart d'acquisition a été amorti en supposant une durée de vie utile de 20 ans. L'amortissement de l'écart d'acquisition s'est élevé à 808 363 \$ US en 2001. Pour l'exercice 2000, l'écart d'acquisition a été amorti sur 15 ans selon la méthode linéaire.

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur estimative des instruments financiers a été déterminée d'après les informations disponibles sur le marché et les méthodes d'évaluation pertinentes. La valeur comptable de l'encaisse, des débiteurs et des autres actifs à court terme, des créditeurs ainsi que des redevances à verser se rapproche de leur juste valeur au 31 décembre 2002 étant donné l'échéance à court terme de ces instruments financiers. La valeur comptable estimative des billets à recevoir, des billets à payer à la banque, de la dette à long terme (hypothèques et billets à payer relativement au matériel) ainsi que des débentures subordonnées convertibles est fixée par contrat ou se rapproche de leur juste valeur. Les estimations de la juste valeur étaient fondées sur les informations auxquelles la direction avait accès en date du 31 décembre 2002. Si des événements subséquents indiquent que la baisse de la juste valeur marchande d'un actif financier est permanente, la valeur de l'instrument financier est réduite à sa juste valeur marchande. À moins d'indication contraire, la direction est d'avis que les actifs d'exploitation d'USEB ne courent pas de risques importants relativement aux taux d'intérêt, au taux de change ou au crédit découlant de ces instruments financiers.

Stocks

Les stocks consistent en des pièces de rechange destinées au matériel de production d'énergie et de transport du biogaz des divers projets de biogaz.

Amortissement

Les immobilisations corporelles sont présentées au coût, déduction faite de l'amortissement cumulé, lorsqu'il a été déterminé, d'après des expertises indépendantes effectuées sur un échantillon de projets d'exploitation, que ces montants sont une représentation raisonnable de leur juste valeur marchande à la date de la fusion. On a établi une provision pour amortissement des actifs au moyen d'imputations aux résultats selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile prévue des actifs. Les dépenses pour les remises en état et

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

2. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

les améliorations du matériel pour la production d'énergie et le transport du biogaz sont capitalisées et amorties. Les droits de production et de transport sont amortis sur la durée résiduelle des contrats d'achat d'énergie et de biogaz.

Frais d'émission de titres d'emprunt

Les frais d'émission de titres d'emprunt sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée du financement correspondant.

La dotation aux amortissements projetée pour ces coûts pour les cinq prochains exercices est comme suit :

<u>Année</u>	<u>Montant</u>
2003	235 000 \$ US
2004	235 000
2005	235 000
2006	235 000
2007	235 000

Produits comptabilisés d'avance

Les produits comptabilisés d'avance représentent principalement des gains à constater à la vente des participations dans certaines sociétés en commandite décrites plus amplement à la note 8. La majeure partie du produit de la vente sera payée en plusieurs versements dont le montant sera déterminé par la production et d'autres facteurs; par conséquent, le gain sera constaté à la réception des paiements.

Impôts sur les bénéfices

Les impôts sur les bénéfices sont comptabilisés selon la méthode du passif fiscal. Les impôts sur les bénéfices reportés résultent des écarts temporaires entre la valeur fiscale des actifs et passifs et leur valeur comptable présentée dans les états financiers cumulés. Les écarts entre la date d'inscription du gain et l'utilisation des impôts, déduction faite des pertes d'exploitation, constituent la majorité des actifs d'impôts reportés.

État des flux de trésorerie

Aux fins de l'état des flux de trésorerie cumulés, tous les instruments d'emprunt très liquides acquis ayant une échéance de trois mois ou moins à l'acquisition sont considérés comme des quasi-espèces.

L'information supplémentaire sur les flux de trésorerie en vue des paiements en espèces se présente comme suit :

	<u>2002</u>	<u>De janvier à avril 2001</u>	<u>De mai à décembre 2001</u>	<u>2000</u>
Intérêts	6 150 000 \$ US	2 346 000 \$ US	4 228 000 \$ US	3 121 000 \$ US
Impôts sur les bénéfices	75 000	55 000	—	—
À la fusion, actions reçues et libérées	—	—	12 630 000	—

3. ENCAISSE AFFECTÉE

Compte tenu du financement principal (billets garantis de premier rang) et des billets à payer liés aux projets de Countryside en Illinois, et de Brookhaven, dans l'État de New York décrits à la note 9, les prêteurs exigent le maintien de divers comptes d'encaisse affectée.

Compte des produits des projets

Les deux prêteurs exigent le maintien d'un compte des produits des projets. Tous les produits mensuels des entités mentionnées comme emprunteurs en vertu de chaque billet, ainsi que tout produit reçu dans le cadre des diverses opérations potentielles décrites dans les contrats d'emprunt sont déposés directement dans ces comptes.

Une somme est tirée trimestriellement du compte tenu pour les billets garantis de premier rang en vue de payer, par ordre de priorité, toutes les dettes et de financer la charge liée au programme d'incitation tarifaire de l'Illinois (voir la note 4). Vingt jours après la fin de

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

3. ENCAISSE AFFECTÉE (suite)

chaque trimestre, tout solde de l'encaisse est dégagé pour les actifs d'exploitation d'USEB dans la mesure où les actifs d'exploitation d'USEB se conforment aux modalités et conditions du contrat d'emprunt. Ce compte porte intérêt.

Une somme est tirée mensuellement du compte tenu pour le billet à payer pour Countryside, en Illinois, et Brookhaven, dans l'État de New York, en vue de payer toutes les dettes et de financer la charge liée au programme d'incitation tarifaire de l'Illinois. Les fonds qui restent sont dégagés pour les actifs d'exploitation d'USEB. Les fonds ne sont pas actuellement détenus dans un compte portant intérêt.

Réserve pour la construction

Des fonds ont été déposés dans ce compte à la clôture des billets garantis de premier rang. Les actifs d'exploitation d'USEB doivent déposer des documents officiels auprès du prêteur avant que les montants soient libérés pour acquitter les obligations du fournisseur.

Divers

Représentent surtout les dépôts en espèces exigés par quelques clients qui sont des services publics et des municipalités.

L'encaisse affectée consistait en ce qui suit :

	2002	2001
Comptes des produits des projets	1 269 000 \$ US	5 335 000 \$ US
Charge liée au programme d'incitation tarifaire	9 507 000	5 759 000
Réserve pour construction	—	1 764 000
Divers	138 000	309 000
	<u>10 914 000 \$ US</u>	<u>13 167 000 \$ US</u>

4. ENCAISSE AFFECTÉE ET CHARGE LIÉE AU PROGRAMME D'INCITATION TARIFAIRE

Les actifs d'exploitation d'USEB comptent 10 projets d'exploitation en Illinois qui reçoivent une incitation pour chaque kilowattheure d'électricité vendu à une société de service public locale. Selon le programme d'incitation, la société de service public signe un contrat avec chaque projet, en vue d'acheter de l'électricité pour un montant dépassant son coût évité, c'est-à-dire le coût qu'elle devrait payer autrement pour la production d'électricité sur une période de 10 ans à partir de la date du début de l'exploitation commerciale du projet en question. En retour, la société de service public reçoit un crédit d'impôt de l'État de l'Illinois (l'« État ») équivalant au montant de cet excédent. Chaque projet doit commencer à rembourser à l'État l'incitation après que le projet concerné a récupéré son investissement en immobilisations et que les dettes associées à son financement et à sa construction ont été remboursées et, quoiqu'il en soit, au plus tard 10 ans après la mise en exploitation commerciale du projet. Toutes les incitations doivent être remboursées en totalité à l'État (sans intérêt) avant la fin de la durée de vie utile réelle du projet.

Cette incitation est comptabilisée d'une manière similaire à un escompte sur une émission originale où le montant à rembourser dans le futur est inscrit à sa valeur actualisée nette et l'escompte est amorti (à titre de frais d'intérêts) sur la période de 10 ans, jusqu'au début du remboursement. Le revenu provenant de la production d'énergie constaté pour chaque période est égal au coût évité plus la différence entre le montant brut reçu par les actifs d'exploitation d'USEB au titre du programme d'incitation tarifaire et sa valeur actualisée nette.

Les actifs d'exploitation d'USEB sont obligés par certains prêteurs de mettre en main tierce chaque mois, à l'égard de 8 des 10 installations, des fonds destinés au remboursement des sommes reçues dans le cadre de l'incitation tarifaire. Le compte d'entiercement est classé comme une encaisse affectée. Le montant mis en main tierce chaque mois produit un rendement annuel suffisant pour financer entièrement la somme requise lorsqu'elle devient exigible. Le prêteur exige un rajustement trimestriel des rendements réels.

Ce montant non amorti et la charge correspondante figurent au bilan consolidé après déduction de la charge liée au programme d'incitation tarifaire.

5. PLACEMENTS

La majorité des participations dans des sociétés en commandite comptabilisées comme des placements représentent des participations d'associé commandité dans des entités propriétaires des réseaux collecteurs de biogaz et des droits d'extraction du biogaz pour les sites

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

5. PLACEMENTS (suite)

d'enfouissement des projets de biogaz qui font partie des actifs d'exploitation d'USEB. Ces entités, les « récupérateurs », ont droit aux crédits d'impôt pour les sources de carburant non conventionnel en vertu de l'article 29 du *Internal Revenue Code of 1986* modifié. Les actifs d'exploitation d'USEB incluent généralement une participation de 1 % dans ces entités et ces placements sont donc comptabilisés à la valeur d'acquisition.

Cette catégorie inclut également les crédits de réduction des émissions (« CRÉ »). Les CRÉ sont obtenus à mesure que la capacité de production d'énergie à d'autres projets est remplacée, abaissant ainsi le volume de polluants libéré dans l'atmosphère. Les CRÉ comptabilisés sont tous liés aux projets de Long Island, dans l'État de New York.

Les actifs d'exploitation d'USEB ont divers autres types de placements énergétiques, notamment des crédits relatifs aux sociétés en commandite liées à l'énergie et aux gaz à effet de serre (« GAES »). Les crédits liés aux GAES sont obtenus parce que les projets de biogaz-à-énergie détruisent les émissions nocives pour l'environnement contenues dans le biogaz. Le dioxyde de carbone et le méthane sont les deux principaux polluants contenus dans le biogaz. Le méthane est environ 21 fois plus puissant que le dioxyde de carbone et il est détruit lorsqu'il est brûlé, comme dans un moteur à combustion interne visant à produire de l'électricité. La note 18 décrit la vente des crédits liés aux GAES durant l'exercice 2000.

6. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les principaux éléments des actifs et passifs d'impôts reportés se présentent comme suit :

	2002	2001
Gains de placement	— \$ US	3 106 000 \$ US
Autres	(172 000)	84 000
Créances irrécouvrables	400 000	—
Gains sur ventes reportés	2 561 000	—
Immobilisations corporelles	2 014 000	(653 000)
Charge relative au programme d'incitation tarifaire	(4 444 000)	(4 273 000)
Actif d'impôts reporté, montant net	<u>359 000 \$ US</u>	<u>(1 736 000) \$ US</u>

L'économie fiscale nette totalise 2 095 000 \$ US pour l'exercice 2002 et 487 000 \$ US pour les quatre premiers mois de 2001. Par contre, la charge fiscale nette s'établit respectivement à 1 245 000 \$ US et 1 230 000 \$ US pour les huit mois terminés le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000.

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Actifs liés à la production d'énergie et au transport de biogaz

Les actifs liés à la production d'énergie et au transport de biogaz consistent principalement en la valeur des moteurs à combustion interne des projets de biogaz. La majorité de ces actifs est amortie sur une durée de 20 ans selon la méthode linéaire dans les états financiers.

Voici un sommaire des actifs liés à la production d'énergie :

	2002	2001
Matériel de production et de transport et matériel périphérique (déduction faite de l'amortissement des immobilisations corporelles)	46 444 000 \$ US	50 123 000 \$ US
Terrain	98 000	98 000
Total	<u>46 542 000 \$ US</u>	<u>50 221 000 \$ US</u>

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, les actifs liés à la production d'énergie et au transport de biogaz ont diminué de 3 679 000 \$ US dont 1 499 000 \$ US consistaient en des actifs qui avaient été acquis au titre des dépenses en immobilisations liées à l'exploitation, contrebalancés par un accroissement de l'amortissement cumulé de 5 178 000 \$ US.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, les actifs liés à la production d'énergie et au transport de biogaz avaient augmenté de 10 687 000 \$ US. L'augmentation comprenait des acquisitions d'actifs de 12 102 000 \$ US liées à l'acquisition des projets Countryside, Morris et Brookhaven, à l'achèvement du projet de gazoduc SPSA/CIBA et à l'installation de nouveaux moteurs au projet Dolton, à des acquisitions effectuées dans le cadre des dépenses en immobilisations liées à l'exploitation de 1 523 000 \$ US, moins un accroissement de l'amortissement cumulé de 2 938 000 \$ US.

Des acquisitions effectuées dans le cadre des dépenses en immobilisations liées à l'exploitation, 138 000 \$ US avaient été engagés pendant la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001 et 1 385 000 \$ US, pendant la période de huit mois terminée le 30 décembre 2001.

Autres immobilisations, montant net

Les autres immobilisations consistent en l'outillage sur le site, le mobilier de bureau, le matériel informatique et les véhicules de la société. Ces actifs sont amortis sur trois à dix ans, selon leur durée de vie.

8. BILLETS À RECEVOIR ET INTÉRÊTS CRÉDITEURS

Les billets à recevoir au 31 décembre 2002 consistent en ce qui suit :

	<u>Taux d'intérêt</u>	<u>Tranche à moins d'un an</u>	<u>Tranche à long terme</u>	<u>[Principe Paid]</u>
Billet remboursable par versements pour la vente de participations dans les récupérateurs en 1999, garanti par les participations	9,47 %	1 630 000 \$ US	7 115 000 \$ US	1 630 000 \$ US
Billet remboursable par versements, à taux fixe, pour la vente de participations dans les récupérateurs en 2001, garanti par les participations	6,00 %	427 000	1 842 000	427 000
Billet remboursable par versements, conditionnel, pour la vente de participations en 2001 dans les récupérateurs, garanti par les participations	6,00 %	613 000	5 453 000	164 000
Billets à recevoir pour la vente du réseau collecteur de gaz du projet de Barre, au Massachusetts, et des actifs correspondants, garantis par les participations	10,00 %	10 000	535 000	2 000
		2 680 000	14 945 000	—
Intérêts créditeurs courus		466 000	—	—
		<u>3 146 000 \$ US</u>	<u>14 945 000 \$ US</u>	<u>2 223 000 \$ US</u>

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

8. BILLETS À RECEVOIR ET INTÉRÊTS CRÉDITEURS (suite)

Les billets à recevoir au 31 décembre 2001 consistent en ce qui suit :

	<u>Taux d'intérêt</u>	<u>Tranche à moins d'un an</u>	<u>Tranche à long terme</u>
Billet remboursable par versements pour la vente de participations dans les récupérateurs en 1999, garanti par les participations	9,47 %	1 630 000 \$ US	8 744 000 \$ US
Billet remboursable par versements, à taux fixe, pour la vente de participations dans les récupérateurs en 2001, garanti par les participations	6,00 %	427 000	2 269 000
Billet remboursable par versements, conditionnel, pour la vente de participations dans les récupérateurs en 2001, garanti par les participations	6,00 %	613 000	5 618 000
Billet à recevoir pour la vente du réseau collecteur de gaz du projet de Barre, au Massachusetts, et des actifs correspondants garantis par les actifs	10,00 %	10 000	537 000
		2 680 000	17 168 000
Intérêts créditeurs courus		384 000	—
		<u>3 064 000 \$ US</u>	<u>17 168 000 \$ US</u>

Les variations dans les billets à recevoir au cours de 2001 se présentent comme suit :

	<u>Huit mois terminés le 31 décembre 2001</u>	<u>Quatre mois terminés le 30 avril 2001</u>	<u>Douze mois terminés le 31 décembre 2001</u>
Billet remboursable par versements pour la vente de participations dans les récupérateurs en 1999, garanti par les participations	(1 058 000)\$ US	(337 000)\$ US	(1 395 000)\$ US
Billet remboursable par versements, à taux fixe, pour la vente de participations dans les récupérateurs en 2001, garanti par les participations			
Capital du billet provenant de la vente de la participation		2 900 000	2 900 000
Remboursements du billet	(195 000)	0	(195 000)
Billet remboursable par versements, conditionnel, pour la vente de participations dans les récupérateurs en 2001, garanti par les participations			
Capital du billet provenant de la vente de la participation		6 425 000	6 425 000
Remboursements du billet	(204 000)	0	(204 000)
Billet à recevoir pour la vente du réseau collecteur de gaz du projet de Barre, au Massachusetts, et des actifs correspondants garantis par les actifs	(4 000)	(2 000)	(6 000)
Total	<u>(1 461 000)\$ US</u>	<u>8 986 000 \$ US</u>	<u>7 525 000 \$ US</u>

Les actifs d'exploitation d'USEB ont vendu leurs parts de société en commandite dans plusieurs récupérateurs à un ancien actionnaire d'USEB en décembre 1999, pour un prix de vente total d'environ 22 000 000 \$ US, dont des intérêts au taux de 9,47 %. Un acompte d'environ 4 285 000 \$ US a été reçu en 1999. Le solde du produit de la vente à recevoir sera fonction de la production réelle de gaz des projets au cours des cinq prochains exercices. Un gain de 181 543 \$ US a été constaté en 2002 sur cette vente et le solde des produits comptabilisés d'avance de 3 399 415 \$ US sera constaté au cours des cinq prochains exercices. Les actifs d'exploitation d'USEB ont constaté le montant intégral du gain sur cette opération dans leur déclaration de revenus de 1999. Cependant, dans les états financiers, et conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique, la vente est traitée comme une vente à tempérament, le gain étant constaté sur la durée du billet à recevoir à mesure des remboursements.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

8. BILLETS À RECEVOIR ET INTÉRÊTS CRÉDITEURS (suite)

En 2001, les actifs d'exploitation d'USEB ont vendu leurs parts de société en commandite dans trois autres récupérateurs. L'acheteur était une société affiliée de Cinergy Energy Solutions, LLC. Le prix d'achat total s'élevait à environ 12 300 000 \$ US, y compris les intérêts, et consistait en un acompte de 1 000 000 \$ US et deux billets à recevoir à long terme, le premier prévoyant des versements trimestriels fixes de 144 792 \$ US et le second, des versements trimestriels conditionnels à la production réelle de gaz. Les deux portent intérêt à 6 %. Un gain de 144 919 \$ US a été constaté en 2002. Conformément à la comptabilisation de l'opération décrite au paragraphe précédent, le gain reporté restant de 3 411 301 \$ US a trait au billet conditionnel et sera constaté au cours des cinq prochains exercices à mesure des remboursements.

Au cours des exercices précédents, les actifs d'exploitation d'USEB ont vendu 12 % des droits aux flux de trésorerie provenant des projets de Onondaga, de Manchester, de Smithtown, de Oceanside et de Burlington et 9,6 % des droits aux flux de trésorerie découlant des projets de SPSA et Springfield à ZFC Royalty Partners (« ZRP »). Le gain reporté résiduel provenant de cette opération au 31 décembre 2002 est de 281 245 \$ US et un gain de 53 152 \$ US a été constaté en 2002.

9. BILLETS À PAYER

Les titres d'emprunt aux 31 décembre 2002 et 2001 sont comme suit :

<u>Billets à payer, matériel de production d'énergie</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Billets garantis de premier rang, série A	36 705 000 \$ US	39 313 000 \$ US
Billets garantis de premier rang, série A2	3 799 000	3 186 000
Billets garantis de premier rang, série B	7 686 000	8 786 000
Billet à payer — Projets de Countryside et Brookhaven	8 248 000	9 145 000
Billet à payer — Morris	5 000 000	5 000 000
	<u>61 438 000 \$ US</u>	<u>65 430 000 \$ US</u>
 <u>Billets à payer, autres</u>	 <u>2002</u>	 <u>2001</u>
Emprunt subordonné	3 873 000 \$ US	3 874 000 \$ US
Billets à payer, actionnaires	4 500 000	4 500 000
Immobilisations de la société	7 000	13 000
	<u>8 380 000 \$ US</u>	<u>8 387 000 \$ US</u>

Les remboursements approximatifs du capital sur les billets à payer relativement au matériel de production d'énergie sont comme suit pour les cinq prochains exercices :

<u>Exercice</u>	<u>Montant</u>
2003	10 309 000 \$ US
2004	4 745 000
2005	4 845 000
2006	5 392 000
2007	5 666 000

Les remboursements approximatifs du capital sur les billets à payer, autres sont comme suit pour les cinq prochains exercices :

<u>Exercice</u>	<u>Montant</u>
2003	3 582 211 \$ US
2004	942 375
2005	942 375
2006	942 375
2007	942 375

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

9. BILLETS À PAYER (suite)

Billets garantis de premier rang, exercices 2002 et 2001

Le financement actuel consiste en trois éléments :

(1) Série A

Les emprunts portent intérêt à un taux fixe de 9,47 %.

(2) Série A2

Le total emprunté s'élève à 3 798 298 \$ US pour la reconstruction des projets de l'Illinois. Cette tranche des emprunts porte intérêt à un taux fixe de 9,37 %. Au 31 décembre 2002, une part du produit de cet emprunt était encore détenue en main tierce (voir la note 3).

(3) Série B

Les emprunts qui restent portent intérêt au TIOL. Une part de cet emprunt était également détenue dans un compte d'entiercement au 31 décembre 2002 (voir la note 3).

Les versements des intérêts et du capital doivent être effectués trimestriellement pour les trois éléments et tous sont entièrement exigibles le 31 décembre 2014. L'emprunt entier est garanti par tous les actifs des entités désignées comme emprunteurs dans le cadre du billet. Les actifs d'exploitation d'USEB doivent par ailleurs maintenir une lettre de crédit de soutien de 4 100 000 \$ US à l'égard de ces emprunts, laquelle peut être tirée lorsque les fonds dans le compte des produits des projets (voir la note 3) ne suffisent pas pour effectuer le versement trimestriel prévu des intérêts et du capital exigibles en vertu des billets garantis. Les frais annuels pour cette facilité sont de 1,25 % payables chaque trimestre.

L'encours de la dette additionnelle aux 31 décembre 2002 et 2001 se présente comme suit :

Billet à payer — Countryside (Illinois) et Brookhaven (New York)

L'acquisition de ces deux sites a été financée par un emprunt de dix ans s'élevant à 9 500 000 \$ US. Il porte intérêt à 9,7 %, le versement du capital et des intérêts étant exigible chaque mois. L'emprunt expire en mai 2011 et est garanti par les actifs du projet.

Billet à payer — Morris (Illinois)

Un ancien actionnaire d'USEB a financé l'acquisition de ce projet. Dans le cadre de l'opération de fusion décrite à la note 1, cette partie détient maintenant des actions de U.S. Energy Systems, Inc., société mère d'USEB. En octobre 2003, le billet a été restructuré, les intérêts courus étant ajoutés à l'encours du capital. Les nouveaux billets portent intérêt à 6 % par année. Les versements de capital et des intérêts ont lieu chaque mois. Le billet est garanti par les actifs du projet et vient à échéance en 2008, le solde en souffrance devenant alors exigible.

Emprunt subordonné

Payable au même ancien actionnaire mentionné dans le Billet à payer — Morris, ce billet est subordonné aux billets garantis de premier rang. En octobre 2003, ce billet était consolidé avec d'autres obligations à payer à l'actionnaire et était restructuré dans un nouveau billet. Le billet porte intérêt à un taux de 5 % par année, les remboursements devant être effectués à même l'excédent des flux de trésorerie après le paiement de toutes les dépenses.

Billets à payer, actionnaires

Les deux actionnaires d'USEB mentionnés à la note 1 ont prêté aux actifs d'exploitation d'USEB un total de 4 500 000 \$ US. Ces deux prêts sont subordonnés à l'emprunt subordonné décrit au paragraphe précédent. Les deux portent intérêt à 20 % ou au taux maximal permis par la loi, selon le plus élevé. Les remboursements doivent être effectués trimestriellement à même les flux de trésorerie disponibles après le financement de toutes les autres dettes et des charges d'exploitation. Les intérêts courus s'élevaient respectivement à 1 432 021 \$ US et à 381 650 \$ US aux 31 décembre 2002 et 2001.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

10. OPÉRATIONS AVEC DES MEMBRES DU GROUPE

La société mère d'USEB offre divers services liés au développement et à l'exploitation qu'elle facture aux actifs d'exploitation d'USEB au coût plus la répartition des frais indirects. Ces imputations ont totalisé 1 374 918 \$ US pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. Une autre entité appartenant en propriété exclusive à la société mère a aussi facturé aux actifs d'exploitation d'USEB environ 125 000 \$ US pour les services fournis durant la même période.

Les actifs d'exploitation d'USEB incluent également une participation d'associé commandité dans des opérations de financement du matériel et de l'énergie alternative avec des sociétés en commandite apparentées et recouvrent les frais de gestion auprès de ces sociétés en commandite. Les honoraires provenant de ces entreprises totalisaient 119 000 \$ US pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 et les montants à payer correspondants inclus dans les débiteurs au 31 décembre 2002 s'élevaient à 24 000 \$ US.

Au cours des exercices précédents, les actifs d'exploitation d'USEB ont vendu à des investisseurs extérieurs 12 % des droits aux flux de trésorerie provenant de six projets de production d'énergie et 9,6 % des droits aux flux de trésorerie découlant de deux projets additionnels à ZRP. Ces ventes de droits représentent une obligation de paiement à même les flux de trésorerie réalisés par les projets. Ces paiements sont subordonnés au service de la dette des projets, même si les flux de trésorerie sont calculés sans tenir compte du remboursement de la dette. Dans le cadre de la fusion avec USEY, USEY a acquis tous les droits en circulation détenus par des tiers. Au 31 décembre 2002, USEY détient environ 69 % de ces droits et les actifs d'exploitation d'USEB, les 31 % qui restent.

Les actifs d'exploitation d'USEB incluent également divers billets à recevoir et billets à payer auprès d'entités membres du groupe (voir les notes 9 et 10).

11. RÉGIME DE RETRAITE ET DE PARTICIPATION AUX BÉNÉFICES

Au cours de l'exercice 2002, la société mère a assumé la responsabilité fiduciaire du régime 401(k) des actifs d'exploitation d'USEB. Les employés peuvent reporter jusqu'à 15 % de leur salaire, à concurrence de la cotisation maximale permise par le *Internal Revenue Code*. Les actifs d'exploitation d'USEB ont décidé de verser une cotisation patronale égale à la cotisation salariale à concurrence de 3 % par employé. Au 31 décembre 2002, les actifs d'exploitation d'USEB avaient cotisé en tout environ 75 000 \$ US.

Pour l'exercice 2001, les actifs d'exploitation d'USEB avaient un régime 401(k) se terminant le 31 juillet et dont pouvaient se prévaloir tous les employés à temps plein comptant une année de service au sein des actifs d'exploitation d'USEB. Les employés pouvaient reporter jusqu'à 15 % de leurs salaires, à concurrence de la cotisation maximale permise par le *Internal Revenue Code*. USEB a décidé de verser une cotisation patronale égale à la cotisation salariale à concurrence de 500 \$ US par employé. Au 31 décembre 2001 pour le régime terminé le 31 juillet 2001, la charge des actifs d'exploitation d'USEB s'élevait à environ 16 305 \$ US.

Pour l'exercice 2000, les actifs d'exploitation d'USEB avaient un régime 401(k) se terminant le 31 juillet et couvrant tous les employés à plein temps. Les actifs d'exploitation d'USEB ont décidé de verser une cotisation patronale égale à la cotisation salariale à concurrence de 500 \$ US par employé. Au 31 décembre 2000, pour le régime se terminant le 31 juillet 2000, la charge des actifs d'exploitation d'USEB s'élevait à 13 000 \$ US.

12. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Les actifs d'exploitation d'USEB incluent des baux relatifs à divers locaux en vertu de contrats de location-exploitation qui expirent à diverses dates. Ces engagements au titre de baux pour les cinq prochains exercices et par la suite se présentent comme suit :

<u>Exercice</u>	<u>Engagements</u>
2003	192 000 \$ US
2004	181 000
2005	181 000
2006	136 000
2007	91 000
Par la suite	22 000
Total	<u>803 000 \$ US</u>

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS (suite)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, pour la période de quatre mois terminée le 30 avril 2001, pour la période de huit mois terminée le 31 décembre 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000

13. CRÉDITS POUR GAZ À EFFET DE SERRE

En octobre 1999, les actifs d'exploitation d'USEB ont signé une convention de vente des crédits pour gaz à effet de serre (GAES) à la plus importante société de service public en électricité au Canada. Les crédits portent sur les réductions de GAES réalisées en 1998, 1999 et 2000. Les actifs d'exploitation d'USEB ont été payés pour certains de ces crédits en 2000 et 2001. Cette opération entraîne un gain net de 244 000 \$ US au cours des huit mois terminés le 31 décembre 2001.

14. CLIENTS IMPORTANTS

Les actifs d'exploitation d'USEB ont deux clients importants qui représentent plus de 10 % des produits provenant des ventes totales de la production. En voici un résumé :

Client	Total des produits			
	Exercice 2002	Huit mois Terminés le 31 décembre 2001	Quatre mois Terminés le 30 avril 2001	Exercice 2000
Commonwealth Edison	7 762 000 \$ US	3 658 000 \$ US	2 401 000 \$ US	2 577 000 \$ US
Illinois Power ^{A)}	—	1 000 000	642 000	1 786 000

A) Illinois Power représente moins de 10 % des produits des ventes de la production pour 2002.

15. Le total des produits pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 incluait la constatation de plusieurs éléments non récurrents. Les produits pour la période se composaient de ce qui suit :

	Huit mois terminés le 31 décembre 2001	Quatre mois terminés le 30 avril 2001
Honoraires non récurrents, redevances	600 000 \$ US	—
Gain non récurrent tiré de la vente des participations dans les récupérateurs	—	593 000
Gain non récurrent tiré de la vente d'un actif secondaire	196 000	—
Gain tiré de la vente des GAES	244 000	—
Gain tiré de l'évaluation des crédits pour réductions d'émissions	500 000	—
Gain tiré de la remise de la dette	685 000	—
Totaux	<u>2 225 000 \$ US</u>	<u>593 000 \$ US</u>

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

BILANS CUMULÉS (PCGR des États-Unis)

	30 septembre 2003 (non vérifié)	31 décembre 2002 (vérifié)
	\$ US	\$ US
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	1 794 077	996 249
Débiteurs	7 150 630	7 539 466
Stocks	989 803	991 526
Charges payées d'avance et autres actifs	377 197	448 805
Billets à recevoir et intérêts créditeurs, tranche à moins d'un an	3 145 669	3 145 669
Total de l'actif à court terme	<u>13 457 376</u>	<u>13 121 715</u>
Encaisse affectée	14 147 476	10 913 915
Actifs de production d'énergie, droits et remise à neuf, montant net . . .	44 939 083	46 541 967
Construction en cours	1 335 001	766 078
Coûts de développement de projets	393 115	367 588
Placements	651 012	999 379
Frais d'émission de titres d'emprunt, montant net	2 573 081	2 649 982
Billets à recevoir et intérêts créditeurs	13 080 468	14 945 053
Charges reportées, montant net	1 433 743	0
Actifs d'impôts reportés	977 827	359 231
Autres immobilisations corporelles, montant net	322 051	355 563
Écart d'acquisition, montant net	27 718 767	27 718 767
Total de l'actif	<u><u>121 029 000</u></u>	<u><u>118 739 238</u></u>
PASSIF ET PLACEMENT NET		
Passif à court terme		
Billets à payer, matériel de production d'énergie — tranche à moins d'un an	5 315 711	10 309 000
Billets à payer, autres — tranche à moins d'un an	6 132 000	3 582 211
Produits comptabilisés d'avance, tranche à moins d'un an	1 007 412	1 007 412
Créditeurs et charges à payer	5 624 370	2 422 148
Intérêts courus	5 365 784	3 844 997
Impôts sur les bénéfices courus	25 000	25 001
Total du passif à court terme	<u>23 470 277</u>	<u>21 190 769</u>
Billets à payer, matériel de production d'énergie	48 211 004	51 129 463
Billets à payer, autres	4 698 254	4 797 770
Produits comptabilisés d'avance — autres	5 100 409	6 084 549
Charge liée au programme d'incitation tarifaire	19 909 670	15 200 006
Charge liée à la part des actionnaires sans contrôle	476 675	463 850
	<u>101 866 289</u>	<u>98 866 407</u>
Placement net dans U.S. Energy Biogas Corporation	<u>19 162 711</u>	<u>19 872 831</u>
Passif et placement net dans les actifs d'exploitation de U.S. Energy Biogas Corporation	<u><u>121 029 000</u></u>	<u><u>118 739 238</u></u>

Au nom du conseil,

(signé) THOMAS NOONAN
Administrateur

(signé) DONALD R. SNIDER
Administrateur

Voir les notes afférentes aux états financiers.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION
ÉTATS CUMULÉS DES RÉSULTATS ET DU PLACEMENT NET
(non vérifié — PCGR des États-Unis)

	Pour les neuf mois terminés les 30 septembre	
	2003 (9 mois)	2002 (9 mois)
	\$ US	\$ US
Produits		
Production d'énergie et ventes de gaz	14 964 145	14 388 839
Exploitation et entretien	1 509 761	1 166 531
Construction et ingénierie	660 182	72 143
Honoraires, redevances et refinancements	196 373	102 343
Gain à la vente de participations et de droits	38 475	40 327
Intérêts créditeurs	908 634	1 208 011
Autres gains (pertes)	327 233	359 914
Total des produits	18 604 803	17 338 108
Charges		
Charges d'exploitation	(8 120 994)	(6 821 234)
Construction et ingénierie	(88 480)	(69 434)
Charges de vente et charges générales et administratives	(1 154 720)	(1 882 629)
Redevances	—	(55 290)
Total des charges	(9 364 194)	(8 828 587)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	9 240 609	8 509 521
Intérêts débiteurs	(6 221 634)	(5 547 592)
Amortissement	(2 609 232)	(3 002 993)
Bénéfice (perte) avant impôts et part des actionnaires sans contrôle	409 743	(41 064)
Économie (charge) fiscale	514 501	(199 285)
Part des actionnaires sans contrôle	(12 825)	31 421
Bénéfice net (perte nette)	911 419	(208 928)
Placement net au début de la période	19 872 831	26 131 672
Bénéfice net	911 419	(208 928)
Cotisation ou distribution à U.S. Energy Biogas Corporation	(1 621 539)	(1 407 217)
Placement net à la fin de la période	19 162 711	24 515 527

Voir les notes afférentes aux états financiers.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION

ÉTATS CUMULÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non vérifié — PCGR des États-Unis)

Pour les neuf mois terminés les 30 septembre

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2003	Neuf mois terminés le 30 septembre 2002
	\$ US	\$ US
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation :		
Bénéfice net (perte nette)	911 419	(208 928)
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net des flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation :		
Amortissement	2 609 232	3 002 993
Impôts et taxes reportés	(618 597)	199 285
Part des actionnaires sans contrôle	12 825	(31 421)
(Augmentation) diminution de :		
Débiteurs et autres actifs	460 444	161 728
Stocks de pièces de rechange	1 723	(67 112)
Intérêts courus à recevoir	(25 968)	(75 282)
Augmentation (diminution) de :		
Créditeurs et charges à payer	3 289 265	2 864 398
Produits comptabilisés d'avance et autres produits	(984 140)	(866 183)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	<u>5 656 203</u>	<u>4 979 478</u>
Flux de trésorerie provenant des activités d'investissement :		
Achats de placements	348 367	(48 781)
Ajouts d'immobilisations corporelles	(1 541 758)	(1 640 308)
Coûts de développement de projets	(25 527)	(754 494)
Encaisse affectée	(3 233 561)	(936 359)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	<u>(4 452 479)</u>	<u>(3 379 942)</u>
Flux de trésorerie provenant des activités de financement :		
Encaisse provenant des billets à recevoir		
Billets remboursables par versements des récupérateurs	1 890 553	1 634 213
Remboursement/émission de titres d'emprunt	(5 461 475)	(5 375 830)
Variation dans le placement net	(1 621 539)	(1 407 217)
Frais d'émission de titres d'emprunt	76 901	156 304
Charge liée au programme d'incitation tarifaire	4 709 664	3 895 093
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	<u>(405 896)</u>	<u>(1 097 437)</u>
Augmentation nette des espèces et quasi-espèces	797 828	502 099
Liquidités au début de la période	<u>996 249</u>	<u>53 428</u>
Liquidités à la fin de la période	<u><u>1 794 077</u></u>	<u><u>555 527</u></u>

Voir les notes afférentes aux états financiers.

ACTIFS D'EXPLOITATION DE U.S. ENERGY BIOGAS CORPORATION
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CUMULÉS
NEUF MOIS TERMINÉS LES 30 SEPTEMBRE 2003 ET 2002

NOTE A — MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers cumulés non vérifiés ci-joints ont été dressés conformément aux directives relatives au formulaire 10-Q et à la Regulation S-X et n'incluent donc pas toutes les informations et notes en bas de page exigées par les principes comptables généralement reconnus pour les états financiers complets. De l'avis de la direction, tous les rajustements (consistant en montants à recevoir ou à payer réguliers) considérés nécessaires pour une présentation fidèle ont été inclus. Les résultats pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de l'exercice entier. Pour une analyse plus complète des principales conventions comptables et de certaines autres informations, veuillez vous reporter aux états financiers et aux notes y afférentes figurant dans les états financiers des actifs d'exploitation de U.S. Energy Biogas Corporation pour la période de deux ans terminée le 31 décembre 2002.

NOTE B — IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les états financiers pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2003 et 2002 reflètent une augmentation des actifs d'impôts reportés découlant d'une augmentation des reports en avant de la perte nette d'exploitation au cours de la période.

NOTE C — ACTIFS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2003, les actifs de production d'énergie ont augmenté de 1 541 000 \$ US, soit des dépenses en immobilisations liées à l'exploitation de 1 334 000 \$ US et des dépenses en immobilisations non récurrentes de 207 000 \$ US. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2002, les actifs de production d'énergie ont augmenté de 1 640 000 \$ US uniquement en raison des dépenses en immobilisations liées à l'exploitation.

NOTE D — BILLETS À RECEVOIR

Les billets à recevoir pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2003 et 2002 ont diminué de respectivement 1 891 000 \$ US et 1 634 000 \$ US en raison du paiement du capital reçu à l'égard des billets remboursables par versements pour la vente de participation dans les récupérateurs effectués au cours de 2001 et 1999.

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux administrateurs d'USE Canada Holdings Corp.

Nous avons vérifié les bilans consolidés d'USE Canada Holdings Corp. (la « société ») aux 31 décembre 2002 et 2001 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 et pour la période du 11 juin 2001 au 31 décembre 2001 (les « périodes de la société remplaçante ») et les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de Trigen Energy Canada Company (la « société remplacée ») pour la période du 1^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000 (les « périodes de la société remplacée »). La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

Comme il est exposé à la note 1 afférente aux états financiers consolidés, le 11 juin 2001, la société remplacée a été acquise par la société dans le cadre d'un regroupement d'entreprises comptabilisé à la valeur d'acquisition. Par suite de cette acquisition, les informations financières consolidées pour les périodes de la société remplaçante sont présentées selon une méthode de coût différente de celle utilisée pour les périodes de la société remplacée et ne sont donc pas comparables.

À notre avis, les états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2002 et 2001 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les périodes de la société remplaçante et de la société remplacée, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Toronto, Canada
le 30 janvier 2004
(le 29 mars 2004 pour la note 11)

(signé) ERNST & YOUNG S.R.L.
Comptables agréés

USE CANADA HOLDINGS CORP.
BILANS CONSOLIDÉS

	Aux 31 décembre	
	2002	2001
	\$	\$
ACTIF		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	512 460	526 090
Encaisse affectée	145 137	85 000
Débiteurs	2 837 908	2 205 288
Stocks (<i>note 4</i>)	850 064	726 177
Charges payées d'avance	215 349	163 701
Total de l'actif à court terme	<u>4 560 918</u>	<u>3 706 256</u>
Encaisse affectée	1 000 000	—
Charges de financement reportées	252 400	280 800
Immobilisations corporelles (<i>note 5</i>)	27 509 777	25 874 401
Impôts sur les bénéfices futurs (<i>note 6</i>)	2 070 000	1 880 000
	<u>35 393 095</u>	<u>31 741 457</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Dette bancaire (<i>note 7</i>)	539 752	—
Créditeurs et charges à payer	2 812 632	1 714 159
Tranche à moins d'un an de la dette bancaire (<i>note 7</i>)	1 159 339	273 000
Total du passif à court terme	<u>4 511 723</u>	<u>1 987 159</u>
Emprunt bancaire à terme (<i>note 7</i>)	21 585 061	21 789 000
Montant à payer à la société mère (<i>note 8</i>)	2 647 136	3 214 305
Total du passif	<u>28 743 920</u>	<u>26 990 464</u>
Capitaux propres		
Capital social (<i>note 9</i>)	3 000 000	3 000 000
Bénéfices non répartis	3 649 175	1 750 993
Total des capitaux propres	<u>6 649 175</u>	<u>4 750 993</u>
	<u>35 393 095</u>	<u>31 741 457</u>

Au nom du conseil,

(signé) GÖRAN MÖRNHED
Administrateur

(signé) DAVID GODKIN
Administrateur

Voir les notes afférentes aux états financiers.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
ÉTATS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

	Exercice terminé le 31 décembre 2002	Période de la date de constitution, le 11 juin 2001, au 31 décembre 2001	La société remplacée	
	\$	\$	Période du 1 ^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001	Exercice terminé le 31 décembre 2000
	\$	\$	\$	\$
PRODUITS				
Ventes d'énergie	14 052 429	6 369 437	6 513 849	11 711 993
Combustible et autres	1 682 789	947 758	828 316	1 796 069
Intérêts créditeurs	62 227	134 840	49 123	31 751
	<u>15 797 445</u>	<u>7 452 035</u>	<u>7 391 288</u>	<u>13 539 813</u>
CHARGES				
Exploitation et entretien	10 280 905	4 187 227	5 202 738	8 797 998
Gestion et administration	1 023 397	21 873	1 366 134	1 800 562
Amortissement	1 115 928	658 893	1 325 533	1 828 211
	<u>12 420 230</u>	<u>4 867 993</u>	<u>7 894 405</u>	<u>12 426 771</u>
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	3 377 215	2 584 042	(503 117)	1 113 042
Intérêts	1 631 080	1 079 656	533 761	1 627 298
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices . . .	<u>1 746 135</u>	<u>1 504 386</u>	<u>(1 036 878)</u>	<u>(514 256)</u>
Provision pour (récupération des) impôts sur les bénéfices (<i>note 6</i>)				
Exigibles	37 953	33 393	49 600	103 199
Futurs	(190 000)	(280 000)	—	—
	<u>(152 047)</u>	<u>(246 607)</u>	<u>49 600</u>	<u>103 199</u>
Bénéfice net (perte nette) de la période	1 898 182	1 750 993	(1 086 478)	(617 455)
Bénéfices non répartis au début de la période . . .	1 750 993	—	(16 775 527)	(16 158 072)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	<u>3 649 175</u>	<u>1 750 993</u>	<u>(17 862 003)</u>	<u>(16 775 527)</u>

Voir les notes afférentes aux états financiers.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Exercice terminé le 31 décembre 2002	Période de la date de constitution, le 11 juin 2001, au 31 décembre 2001	La société remplacée	
	\$	\$	Période du 1 ^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001	Exercice terminé le 31 décembre 2000
	\$	\$	\$	\$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Bénéfice net (perte nette) de la période	1 898 182	1 750 993	(1 086 478)	(617 455)
Ajouter (déduire) les éléments sans incidence sur les flux de trésorerie				
Amortissement des immobilisations corporelles . . .	1 087 528	627 693	817 993	1 625 675
Amortissement des charges de financement reportées	28 400	31 200	507 540	202 536
Récupération des impôts sur les bénéfices futurs . .	(190 000)	(280 000)	—	—
	<u>2 824 110</u>	<u>2 129 886</u>	<u>239 055</u>	<u>1 210 756</u>
Variation nette des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation	<u>336 690</u>	<u>(616 056)</u>	<u>130 843</u>	<u>(69 632)</u>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation . .	<u>3 160 800</u>	<u>1 428 830</u>	<u>369 898</u>	<u>1 141 124</u>
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Achat d'immobilisations corporelles	(2 829 413)	(792 030)	(1 643 991)	(2 846 070)
Acquisition des activités de Trigen Energy Canada Company (note 2)	—	(4 075 015)	—	—
Encaisse affectée	(1 000 000)	(85 000)	—	—
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	<u>(3 829 413)</u>	<u>(4 952 045)</u>	<u>(1 643 991)</u>	<u>(2 846 070)</u>
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Frais financiers	—	(312 000)	—	—
Augmentation de la dette bancaire	539 752	—	—	—
Avances (remboursements) par la société mère	(567 169)	3 214 305	674 717	2 673 415
Produit du prêt bancaire à terme	886 339	22 062 000	—	—
Remboursement du prêt bancaire à terme	(203 939)	—	(24 254 036)	(1 232 000)
Remboursement du billet à ordre (note 2)	—	(24 000 000)	—	—
Produit de l'émission d'actions ordinaires	—	3 000 000	25 237 000	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement .	<u>654 983</u>	<u>3 964 305</u>	<u>1 657 681</u>	<u>1 441 415</u>
Augmentation (diminution) nette des liquidités au cours de la période	<u>(13 630)</u>	<u>526 090</u>	<u>383 588</u>	<u>(263 531)</u>
Espèces et quasi-espèces au début de la période . . .	<u>526 090</u>	<u>—</u>	<u>350 684</u>	<u>614 215</u>
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	<u><u>512 460</u></u>	<u><u>526 090</u></u>	<u><u>734 272</u></u>	<u><u>350 684</u></u>
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie				
Intérêts versés	1 631 080	1 079 956	533 761	1 627 298
Impôts sur les bénéfices versés	—	33 393	49 600	103 199

Voir les notes afférentes aux états financiers.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS
31 décembre 2002

1. MODE DE PRÉSENTATION

USE Canada Holdings Corp. (« USE Canada Holdings ») possède et exploite des centrales thermiques et électriques combinées et des installations énergétiques, utilisant des carburants renouvelables à Charlottetown, à l'Île-du-Prince-Édouard, et du gaz naturel à London, en Ontario (les « systèmes énergétiques centralisés »). Le mazout est utilisé comme combustible d'appoint dans les deux systèmes. Le 4 juin 2001, USE Canada Holdings a été constituée et, le 11 juin 2001, elle a acquis les systèmes énergétiques centralisés en achetant la totalité des actions émises de la société remplacée. Avant le 11 juin 2001, les systèmes énergétiques centralisés appartenaient à la société remplacée. Selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, les états financiers pour les périodes postérieures au 11 juin 2001 présentent la situation financière d'USE Canada Holdings et les résultats de son exploitation après l'affectation du prix d'acquisition de la société remplacée. Il n'y a eu aucune activité chez USE Canada Holdings au cours de la période allant de la date de constitution en société au 10 juin 2001. Les états financiers ci-joints portant sur les périodes précédant le 11 juin 2001 et arrêtés à cette date n'incluent pas les incidences de l'acquisition selon la méthode de l'acquisition (*note 2*).

2. ACQUISITION DE LA SOCIÉTÉ REMPLACÉE

Le 11 juin 2001, USE Canada Holdings a acquis la totalité des actions émises de la société remplacée pour un prix d'achat total de 28 809 287 \$. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition comme suit :

	\$
Contrepartie donnée	
Encaisse	4 809 287
Billet à ordre, 6,5 %, remis aux fournisseurs, échéant en octobre 2001	24 000 000
	<u>28 809 287</u>
 Actifs nets acquis	
Encaisse	734 272
Autres actifs à court terme	2 335 120
Immobilisations corporelles	25 710 064
Impôts sur les bénéfices futurs récupérables	1 600 000
	30 379 456
Passif pris en charge	<u>(1 570 169)</u>
	<u>28 809 287</u>

USE Canada Holdings a remboursé le billet à ordre en octobre 2001 avec le produit du prêt bancaire à terme (*note 7 b*)).

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES :

Espèces et quasi-espèces

Les espèces et quasi-espèces se composent de l'encaisse et des placements très liquides échéant dans moins de 90 jours et sont comptabilisés au coût, lequel se rapproche de la valeur marchande. Le taux d'intérêt moyen sur les quasi-espèces détenues au 31 décembre 2002 se rapproche de 0,5 % (0,5 % — 2001) par année.

Encaisse affectée

L'encaisse affectée classée dans les actifs à court terme représente des réserves pour les frais de gros entretien comme il est précisé dans le cadre de la facilité de crédit d'USE Canada Holdings. USE Canada Holdings est tenue de provisionner trimestriellement un fonds de réserve pour entretien à même les flux de trésorerie. Le solde d'encaisse affectée à long terme représente les fonds affectés pour les dépenses futures liées aux immobilisations corporelles, selon les conditions de la facilité de crédit.

Constatation des produits

Les produits sont constatés lorsque les services de chauffage et de refroidissement sont fournis aux clients. Le revenu provenant des frais de carburant ayant trait à la réception de déchets solides à l'installation de Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard) est fondé sur un contrat à long terme et est constaté à la réception des déchets à cette installation.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS (suite)
31 décembre 2002

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES : (suite)

Stocks

Les stocks de pièces de rechange et de fournitures sont évalués au coût, selon la méthode de l'épuisement successif, ou au coût de remplacement, si celui-ci est moins élevé.

Charges de financement reportées

Les charges de financement reportées représentent les frais engagés relativement au financement bancaire et sont amorties de manière linéaire sur la durée de la facilité de crédit.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au moindre du coût moins l'amortissement cumulé ou selon le montant recouvrable net estimatif si celui-ci est moins élevé. Une provision pour amortissement est établie pour la durée de vie utile estimative des actifs correspondants, selon la méthode linéaire comme suit :

Bâtiments	30 ans
Équipement	
Usine et distribution	30 ans
Ordinateurs	3 à 5 ans
Bureau	3 à 5 ans
Véhicules	5 ans

Impôts sur les bénéfices

USE Canada Holdings comptabilise ses impôts sur les bénéfices selon la méthode du passif fiscal. Suivant cette méthode, les actifs et passifs d'impôts futurs sont calculés d'après les écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et passifs et sont mesurés en fonction des taux d'imposition pratiquement en vigueur et des lois qui seront en vigueur lorsque les écarts devraient se résorber.

Instruments financiers

USE Canada Holdings a recours à un contrat de swap de taux d'intérêt pour gérer le risque de taux d'intérêt. Les sommes versées et reçues dans le cadre des contrats de swap de taux d'intérêt sont constatées comme des rajustements des intérêts débiteurs selon la comptabilité d'exercice. Tous les montants comptables résultants sont inclus dans les débiteurs dans le cas des contrats favorables et dans les créditeurs dans le cas des contrats défavorables. USE Canada Holdings ne participe à aucune activité de négociation ou de spéculation sur des instruments financiers dérivés. La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète le montant estimatif qu'USE Canada Holdings aurait dû verser si elle avait été obligée de régler tous les contrats défavorables ou le montant qu'elle aurait dû recevoir si elle avait été obligée de régler tous les contrats favorables à la fin de l'exercice. La juste valeur représente une estimation ponctuelle qui peut ne pas être utile pour prédire les résultats ou flux de trésorerie futurs. USE Canada Holdings court un risque de crédit en cas de défaut de ses contreparties. Cependant, USE Canada Holdings n'anticipe aucun défaut du fait que ses contreparties ont une cote de solvabilité élevée.

Recours aux estimations

La préparation des états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction effectue des estimations et formule des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs et passifs et sur les informations à fournir sur les actifs et passifs éventuels à la date des états financiers et les montants présentés des produits et charges au cours de la période visée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS (suite)
31 décembre 2002

4. STOCKS

Les stocks se composent de ce qui suit :

	2002	2001
	\$	\$
Carburant et produits chimiques	153 981	91 510
Pièces de rechange et autres stocks	696 083	634 667
	<u>850 064</u>	<u>726 177</u>

5. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles se composent de ce qui suit :

	2002		2001	
	Coût	Amortissement cumulé	Coût	Amortissement cumulé
	\$	\$	\$	\$
Terrain	388 600	—	388 600	—
Bâtiments	2 755 328	143 377	2 650 249	51 533
Équipement				
Usine et distribution	24 304 105	1 411 950	23 033 145	513 052
Ordinateurs	118 065	85 879	118 065	21 563
Bureau	4 827	4 259	4 827	1 825
Véhicules	208 110	69 756	62 650	39 720
Construction en cours	1 445 963	—	244 558	—
	<u>29 224 998</u>	<u>1 715 221</u>	<u>26 502 094</u>	<u>627 693</u>
Valeur comptable nette	<u><u>27 509 777</u></u>		<u><u>25 874 401</u></u>	

Les actifs inclus dans la construction en cours ne sont pas amortis avant que l'installation des actifs soit achevée et que les actifs aient commencé à être exploités commercialement.

6. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La récupération des impôts sur les bénéfices se compose de ce qui suit :

	Exercice terminé le 31 décembre 2002	Du 11 juin 2001 au 31 décembre 2001	La société remplacée Période du 1^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001	Exercice terminé le 31 décembre 2000
	\$	\$	\$	\$
Exigibles				
Impôt fédéral des grandes sociétés	37 953	33 393	49 600	103 199
Futurs				
Fédéral	(143 000)	(210 000)	—	—
Provincial	(47 000)	(70 000)	—	—
Récupération des impôts sur les bénéfices . .	<u><u>(152 047)</u></u>	<u><u>(246 607)</u></u>	<u><u>49 600</u></u>	<u><u>103 199</u></u>

USE CANADA HOLDINGS CORP.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS (suite)
31 décembre 2002

6. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES (suite)

Les actifs d'impôts futurs se composent de ce qui suit :

	2002	2001
	\$	\$
Actifs d'impôts futurs		
FNACC en sus des immobilisations corporelles	765 000	423 000
Pertes disponibles pour reports en avant	7 944 000	8 814 000
Moins provision pour moins-value	<u>(6 639 000)</u>	<u>(7 357 000)</u>
Actifs d'impôts futurs nets	<u>2 070 000</u>	<u>1 880 000</u>

La récupération des impôts sur les bénéfices diffère des charges qui auraient découlé de l'application des taux d'imposition prévus par la loi au Canada compte tenu de ce qui suit :

	Exercice terminé le 31 décembre 2002	Du 11 juin 2001 au 31 décembre 2001	La société remplacée Période du 1^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001	Exercice terminé le 31 décembre 2000
	\$	\$	\$	\$
Impôts fédéral et provincial combinés au taux prévu par la loi de 39 % (40 % en 2001; 44 % en 2000)	680 993	601 754	(414 751)	(226 273)
Déduction pour bénéfices de fabrication et de transformation	(152 438)	(131 333)	90 519	44 895
Impôt des grandes sociétés	37 953	33 393	49 600	103 199
Pertes fiscales non constatées (constatées) au cours de la période	<u>(718 555)</u>	<u>(750 421)</u>	<u>324 232</u>	<u>181 378</u>
Récupération des impôts sur les bénéfices . .	<u>(152 047)</u>	<u>(246 607)</u>	<u>49 600</u>	<u>103 199</u>

Au 31 décembre 2002, USE Canada Holdings avait des pertes autres qu'en capital pouvant faire l'objet de reports en avant et susceptibles de réduire le bénéfice imposable futur d'environ 27 000 000 \$ dont environ 6 700 000 \$ ont été constatés dans les comptes de la société au 31 décembre 2002. Ces pertes expirent à partir de 2007.

7. FACILITÉS DE CRÉDIT BANCAIRE

Le tableau qui suit décrit les modalités et conditions de la facilité de crédit contractée par USE Canada Holdings auprès d'une banque à charte canadienne le 26 septembre 2001 :

	2002	2001
	\$	\$
Dette bancaire ^{a)}	<u>539 752</u>	<u>—</u>
Emprunt bancaire à terme ^{b)}	22 744 400	22 062 000
Moins remboursements du capital à moins d'un an	1 159 339	273 000
	<u>21 585 061</u>	<u>21 789 000</u>

- a) La facilité de crédit bancaire inclut un prêt bancaire renouvelable prorogeable sur 364 jours, de 1 000 000 \$. Les avances en vertu de ce prêt portent intérêt au taux préférentiel de la banque majoré de 0,25 % par année ou au taux des acceptations bancaires majoré d'une commission d'acceptation de 1,75 % par année. Le taux d'intérêt de ce prêt était de 4,75 % au 31 décembre 2002. USE Canada Holdings verse également une commission d'engagement de 0,25 % par année sur ce prêt. Le prêt est disponible pour couvrir les dépenses en immobilisations additionnelles, le financement étant restreint à 90 % du coût des dépenses en immobilisations.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS (suite)
31 décembre 2002

7. FACILITÉS DE CRÉDIT BANCAIRE (suite)

- b) La facilité de crédit offre également à USE Canada Holdings un prêt bancaire à terme de 11 ans de 25 millions de dollars. Ce prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une commission d'acceptation de 1,75 %. Il exige des paiements de capital et d'intérêts combinés sur 11 ans avec un remboursement forfaitaire du capital de 9 millions de dollars en septembre 2012. Le prêt bancaire à terme est garanti par une cession de créances, un contrat de garantie générale couvrant tous les actifs de la société et le capital social d'USE Canada Holdings. Au 31 décembre 2002, 1 938 000 \$ pouvaient être tirés sur ce prêt à terme.

USE Canada Holdings a conclu un contrat de swap de taux d'intérêt (le « contrat de swap ») qui fixait les paiements de capital et d'intérêts combinés du prêt bancaire à terme sur la durée du contrat. Par suite de ce contrat de swap, le prêt à terme porte intérêt à 7,69 % par année (7,52 % en 2001).

Au 31 décembre 2002, le montant nominal de référence du contrat de swap d'USE Canada Holdings totalisait 22 770 515 \$ et la juste valeur du contrat de swap était de 1 891 089 \$ (défavorable).

Les remboursements du capital exigés au cours des cinq prochains exercices et par la suite se présentent approximativement comme suit :

	\$
2003	1 159 339
2004	1 200 061
2005	1 244 000
2006	1 348 000
2007	1 452 000
Thereafter	16 341 000

8. MONTANT À PAYER À LA SOCIÉTÉ MÈRE

Les montants à payer à la société mère ne sont pas garantis, portent intérêt au taux préférentiel de la banque majoré de 1 % et ne comportent aucun délai de règlement. Sur ces montants dus à la société mère, 2 467 437 \$ sont subordonnés au prêt bancaire à terme. La société mère ne demandera pas de remboursement au cours de l'exercice suivant.

La société mère a renoncé au versement de 129 540 \$ (40 200 \$ en 2001) en intérêts pour la période.

9. CAPITAL SOCIAL

Le capital social se compose de ce qui suit :

	2002	2001
	\$	\$
Autorisé		
Nombre illimité d'actions ordinaires		
Émis		
3 000 000 d'actions ordinaires	3 000 000	3 000 000

Au cours de la période du 11 juin 2001 au 31 décembre 2001, USE Canada Holdings a émis 3 000 000 d'actions ordinaires pour une contrepartie en espèces.

10. CONCENTRATION DU RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CLIENTS

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, les ventes aux trois plus importants clients de la société ont représenté respectivement 25 %, 10 % et 8 % des ventes totales, 25 %, 10 % et 8 % au cours de la période du 11 juin 2001 au 31 décembre 2001; 30 %, 9 % et 9 % au cours de la période du 1^{er} janvier 2001 au 10 juin 2001; 28 %, 10 % et 8 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000.

11. FAIT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

La société mère d'USE Canada Holdings est en train de négocier la vente de toutes les actions d'USE Canada Holdings à Countryside Power Income Fund, sous réserve de certaines conditions, dont la réalisation d'un placement des parts de fiducie par Countryside Power Income Fund.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
BILANS CONSOLIDÉS

	Au 30 septembre 2003 (non vérifié)	Au 31 décembre 2002 (non vérifié)
ACTIF		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	575 713 \$	512 460 \$
Encaisse affectée	316 802	145 137
Débiteurs	1 702 422	2 837 908
Stocks	825 975	850 064
Charges payées d'avance	147 696	215 349
Total de l'actif à court terme	3 568 608 \$	4 560 918 \$
Encaisse affectée	1 000 000	1 000 000
Charges de financement reportées et autres actifs	298 154	252 400
Immobilisations corporelles	28 607 330	27 509 777
Impôts sur les bénéfices futurs	2 143 000	2 070 000
	<u>35 617 092 \$</u>	<u>35 393 095 \$</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Dette bancaire	539 752 \$	539 752 \$
Créditeurs et charges à payer	1 201 185	2 812 632
Tranche à moins d'un an du prêt bancaire à terme	1 196 825	1 159 339
Total du passif à court terme	2 937 762 \$	4 511 723 \$
Prêt bancaire à terme	22 609 875	21 585 061
Montant dû à la société mère	2 158 841	2 647 136
Total du passif	27 706 478 \$	28 743 920 \$
Capitaux propres		
Capital social	3 000 000 \$	3 000 000 \$
Bénéfices non répartis	4 910 614	3 649 175
Total des capitaux propres	7 910 614 \$	6 649 175 \$
	<u>35 617 092 \$</u>	<u>35 393 095 \$</u>

Au nom du conseil,

(signé) GÖRAN MÖRNHED
Administrateur

(signé) DAVID GODKIN
Administrateur

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

	Périodes de neuf mois terminées les	
	30 septembre 2003	30 septembre 2002
	(non vérifié)	(non vérifié)
PRODUITS		
Ventes d'énergie	12 271 928 \$	9 914 948 \$
Combustible et autres	1 216 686	1 254 076
Intérêts créditeurs	57 874	53 663
	<u>13 546 488 \$</u>	<u>11 222 687 \$</u>
CHARGES		
Charges d'exploitation et d'entretien	9 560 383 \$	7 184 774 \$
Charges générales et administratives	586 132	809 025
Amortissement	806 087	815 722
	<u>10 952 602 \$</u>	<u>8 809 521 \$</u>
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	2 593 886 \$	2 413 166 \$
Intérêts	1 373 614	1 192 323
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	<u>1 220 272</u>	<u>1 220 843</u>
Provision pour (recouvrement des) impôts sur les bénéfices		
Exigibles	31 833	21 749
Futurs	(73 000)	(147 000)
	<u>(41 167)</u>	<u>(125 251)</u>
Bénéfice net de la période	1 261 439 \$	1 346 094 \$
Bénéfices non répartis au début de la période	<u>3 649 175 \$</u>	<u>1 786 339 \$</u>
Bénéfice non répartis à la fin de la période	<u><u>4 910 614 \$</u></u>	<u><u>3 132 433 \$</u></u>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Périodes de neuf mois terminées les	
	30 septembre 2003	30 septembre 2002
	(non vérifié)	(non vérifié)
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net pour la période	1 261 439 \$	1 346 094 \$
Augmentation (diminution) des éléments sans incidence sur les liquidités		
Amortissement	806 087	815 722
Recouvrement des impôts sur les bénéfices futurs	(73 000)	(147 000)
	<u>1 994 526 \$</u>	<u>2 014 816 \$</u>
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse liés à l'exploitation	(384 219)	77 233
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 610 307 \$	2 092 049 \$
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Acquisition d'immobilisations corporelles	(1 882 340)\$	(1 281 533)\$
Coûts reportés	(67 054)	—
Encaisse affectée	(171 665)	(100 522)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 120 939)\$	(1 382 055)\$
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Remboursements de la société mère	(488 295)\$	(553 696)\$
Produit tiré du prêt bancaire à terme	1 062 300	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	574 005 \$	(553 696)\$
Augmentation nette des liquidités au cours de la période	63 253 \$	156 298 \$
Espèces et quasi-espèces au début de la période	512 460	526 090
Espèces et quasi-espèces à la fin de la période	575 713 \$	682 388 \$
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie		
Intérêts versés	1 373 614	1 192 323
Impôts sur les bénéfices payés	31 833	21 749

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

USE CANADA HOLDINGS CORP.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
30 septembre 2003
non vérifié

1. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés non vérifiés ont été préparés selon les mêmes conventions comptables que celles utilisées pour les états financiers consolidés vérifiés du 31 décembre 2002 d'USE Canada Holdings. Ces états financiers ne comprennent pas toutes les informations présentées dans les états financiers consolidés vérifiés et, par conséquent, ils doivent être lus avec les états financiers consolidés vérifiés.

ATTESTATION DU FONDS ET DU PROMOTEUR

Le 29 mars 2004

Le texte qui précède constitue un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants ayant trait aux titres offerts par le présent prospectus, conformément aux exigences de la partie 9 de la loi intitulée *Securities Act* (Colombie-Britannique), de la partie 8 de la loi intitulée *Securities Act* (Alberta), de la partie XI de la loi intitulée *The Securities Act, 1988* (Saskatchewan), de la partie VII de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Manitoba), de la partie XV de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario), de l'article 13 de la *Loi sur la protection contre les fraudes en matière de valeurs* (Nouveau-Brunswick), de l'article 63 de la loi intitulée *Securities Act* (Nouvelle-Écosse), de la partie II de la loi intitulée *Securities Act* (Île-du-Prince-Édouard), de la partie XIV de la loi intitulée *The Securities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador), de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Yukon), de la loi intitulée *Securities Act* (Territoires du Nord-Ouest) et de la loi intitulée *Securities Act* (Nunavut), ainsi que des règlements d'applications respectifs de ces lois. Le présent prospectus ne contient aucune information fausse ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres qui font l'objet du placement, selon les exigences de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec) et de son règlement d'application.

COUNTRYSIDE POWER INCOME FUND
PAR SON FONDÉ DE POUVOIR COUNTRYSIDE CANADA POWER INC.

Par : (signé) GÖRAN MÖRNHED
Administrateur

Le promoteur

U.S. ENERGY SYSTEMS, INC.

Par : (signé) GÖRAN MÖRNHED
Président et chef de la direction

ATTESTATION DES PRENEURS FERMES

Le 29 mars 2004

Au meilleur de notre connaissance, information et croyance, le texte qui précède constitue un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants ayant trait aux titres offerts par le présent prospectus, conformément aux exigences de la partie 9 de la loi intitulée *Securities Act* (Colombie-Britannique), de la partie 8 de la loi intitulée *Securities Act* (Alberta), de la partie XI de la loi intitulée *The Securities Act, 1988* (Saskatchewan), de la partie VII de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Manitoba), de la partie XV de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario), de l'article 13 de la *Loi sur la protection contre les fraudes en matière de valeurs* (Nouveau-Brunswick), de l'article 64 de la loi intitulée *Securities Act* (Nouvelle-Écosse), de la partie II de la loi intitulée *Securities Act* (Île-du-Prince-Édouard), de la partie XIV de la loi intitulée *The Securities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador), de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Yukon), de la loi intitulée *Securities Act* (Territoires du Nord-Ouest) et de la loi intitulée *Securities Act* (Nunavut), ainsi que des règlements d'applications respectifs de ces lois. À notre connaissance, le présent prospectus ne contient aucune information fausse ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres qui font l'objet du placement, selon les exigences de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec) et de son règlement d'application.

MARCHÉS MONDIAUX CIBC INC.

BMO NESBITT BURNS INC.

Par : (signé) DAVID H. WILLIAMS

Par : (signé) STEVEN A. BRAUN

VALEURS MOBILIÈRES TD INC.

RBC DOMINION VALEURS MOBILIÈRES INC.

Par : (signé) HAROLD HOLLOWAY

Par : (signé) DAVID DAL BELLO

FINANCIÈRE BANQUE NATIONAL INC.

Par : (signé) WILLIAM M. CROSSLAND



C O U N T R Y S I D E
P O W E R I N C O M E F U N D