
Rapport d'analyse environnementale

**Centrale de cogénération de Bécancour
par TransCanada Energy Ltd.**

Dossier 3211-12-75

Le 29 juin 2004

ÉQUIPE DE TRAVAIL

Du Service des projets industriels et en milieu nordique:

Chargée de projet : Diane Gagnon, ing. M.Sc.
Direction des évaluations environnementales
Service des projets industriels et en milieu nordique

Analyste : Marie-Claude Théberge, ing. M.Sc.
Direction des évaluations environnementales
Service des projets industriels et en milieu nordique

Révision de textes et éditique : Louise Boucher, secrétaire
Céline Blouin, secrétaire

TABLE DES MATIÈRES

Équipe de travail	i
Liste des figures	v
Liste des annexes	vii
Introduction	1
1. Le projet	2
1.1 <i>Raison d'être du projet</i>	2
1.2 <i>Description générale du projet et de ses composantes</i>	3
2. Analyse environnementale	7
2.1 <i>Analyse de la raison d'être du projet</i>	7
2.2 <i>Choix des enjeux</i>	8
2.2.1 Les gaz à effet de serre (GES)	9
2.2.2 Choix de la filière énergétique et de la technologie utilisée	13
2.2.3 Autres enjeux environnementaux	16
Conclusion	25
Références	26
Annexes	27

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 : LOCALISATION DU SITE	4
FIGURE 2 : SCHÉMA DU PROCÉDÉ SIMPLIFIÉ	6

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 :	CONSTATATIONS DU RAPPORT DU BAPE	27
ANNEXE 2 :	LISTE DES UNITÉS ADMINISTRATIVES DU MINISTÈRE, DES MINISTÈRES ET DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX CONSULTÉS.....	31
ANNEXE 3 :	CHRONOLOGIE DES ÉTAPES IMPORTANTES DU PROJET	32

INTRODUCTION

Le présent rapport constitue l'analyse environnementale du projet de construction d'une centrale de cogénération de 507 mégawatts opérant au gaz naturel par TransCanada Energy Ltd. (TransCanada) sur le territoire de la Ville de Bécancour à l'intérieur des limites du Parc industriel et portuaire de Bécancour.

La section IV.1 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2) présente les modalités générales de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. Le projet de centrale de cogénération de Bécancour est assujéti à cette procédure en vertu du paragraphe 1 de l'article 2 du Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement (R.R.Q., 1981, c. Q-2, r. 9), puisqu'il concerne la construction et l'exploitation d'une centrale thermique fonctionnant aux combustibles fossiles, d'une puissance supérieure à 5 MW.

La réalisation de ce projet nécessite la délivrance d'un certificat d'autorisation du gouvernement. Un dossier relatif à ce projet (comprenant notamment l'avis de projet, la directive du ministre, l'étude d'impact préparée par l'initiateur de projet et les avis techniques obtenus des divers experts consultés) a été soumis à une période d'information et de consultation publiques de 45 jours qui a eu lieu à Bécancour du 7 octobre au 21 novembre 2003.

À la suite des demandes d'audience publique sur le projet, le ministre de l'Environnement a donné au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) le mandat de tenir une audience, qui a eu lieu à Bécancour les 18 et 19 novembre 2003 pour la première partie et le 16 décembre 2003 pour la deuxième partie. Les principales constatations du rapport du BAPE sont résumées à l'annexe 1 du présent rapport.

Sur la base des informations fournies par l'initiateur de projet et de celles issues des consultations publiques, l'analyse effectuée par les spécialistes du ministère de l'Environnement (MENV) et du gouvernement (voir l'annexe 2 pour la liste des unités du MENV, ministères et organismes consultés) permet d'établir, à la lumière de la raison d'être du projet, l'acceptabilité environnementale du projet, la pertinence de le réaliser ou non et, le cas échéant, d'en déterminer les conditions d'autorisation. Les principales étapes précédant la production du présent rapport sont consignées à l'annexe 3.

Ce rapport présente tout d'abord la raison d'être du projet et sa description générale. L'analyse environnementale identifie par la suite les principaux enjeux environnementaux qui y sont reliés et quelques impacts qui y sont associés. Une grande partie de la discussion est réservée à la problématique environnementale associée à l'émission de gaz à effet de serre (GES) et aux choix technologiques. La conclusion et les recommandations quant aux conditions de réalisation du projet sont présentées par la suite.

1. LE PROJET

1.1 Raison d'être du projet

Le 25 octobre 2001, Hydro-Québec adressait à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande visant l'approbation de son plan d'approvisionnement 2002-2011 (R-3470-2001). Le plan prévoyait le lancement « d'un premier appel d'offres dès janvier 2002 pour des contrats de long terme (15 à 20 ans), soit pour un ensemble de produits de base et modulables totalisant 1 000 mégawatts (MW), livrables à partir de 2006-2007 ». Hydro-Québec disait alors vouloir éviter que perdure la dépendance élevée du Québec envers les marchés à court terme. Elle affirmait vouloir considérer uniquement les offres à partir de ressources situées au Québec afin de réduire cette dépendance des marchés extérieurs déjà importante pour 2005. Considérant les délais nécessaires à la réalisation des projets, cette date (janvier 2002) laissait suffisamment de temps pour présenter des projets qui pourraient être réalisés à temps pour répondre à la demande 2006-2007.

Le 2 novembre 2001, la Régie acceptait (décision D-2001-254) de procéder à l'analyse du plan d'approvisionnement en deux étapes et d'examiner dans un premier temps, avec un processus accéléré, la possibilité de permettre à Hydro-Québec le lancement d'un premier appel d'offres dès janvier 2002.

Le 21 janvier 2002, la Régie reconnaissait que l'accroissement de la demande d'électricité, basé sur le scénario moyen, justifiait le lancement d'un appel d'offres dès janvier 2002 (décision D-2002-17). Elle restreignait toutefois ce premier appel d'offres à 600 MW au lieu des 1 000 MW proposés réservant sa décision concernant le bloc de 400 MW entièrement modulables envisagé pour faire face à des scénarios de demande plus élevée.

Le 21 février 2002 Hydro-Québec Distribution lançait l'appel d'offres A/O 2002-01 pour 600 MW répartis entre les différents produits en service de base, cyclable et modulable. Quatre *addenda* étaient publiés par la suite dont l'*addenda* n° 1, le 14 mars 2002, accroissant la puissance demandée à 1 200 MW en prévision de besoins additionnels en électricité requis pour la réalisation de la phase II de l'aluminerie Alouette à Sept-Îles. La puissance maximale permise pour chaque site de production proposé était toutefois maintenue à 600 MW. Selon la Régie, la limite de 600 MW par site précisée par Hydro-Québec Distribution permettait de poursuivre l'appel d'offres en cours.

Le 2 août 2002, le plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec (phase 2 de la demande d'approbation) était approuvé par la Régie (décision D-2002-169). Elle mentionnait toutefois dans sa décision qu'elle jugeait « inapproprié d'exclure d'office toute source de production hors Québec » Elle suggérait également au Distributeur de proposer à la Régie avant le prochain appel d'offres un critère non monétaire relié au développement durable et de lui attribuer un pointage significatif à l'intérieur des points alloués à l'ensemble des critères non monétaires de la grille de sélection.

Le 4 octobre 2002, Hydro-Québec rendait publique la liste des soumissionnaires retenus à la suite du premier appel d'offres :

- Groupe Axor Inc. et Calpine Canada Power Corporation (Axor/Calpine) pour une centrale à cycle combiné au gaz naturel de 550 MW de base et 50 MW cyclable construite à Varennes;
- Aménagement Robert Bourassa (LG-2) pour 350 MW de base et la centrale LG-1 pour 250 MW cyclable;
- À titre de relève, TransCanada Energy Ltd. (TransCanada) pour une centrale de cogénération au gaz naturel de 507 MW de base et 40 MW cyclable construite à Bécancour.

À la suite de la rupture des négociations avec Axor/Calpine, des discussions étaient entreprises avec TransCanada le 13 décembre 2002. La Régie de l'énergie approuvait finalement le 19 août 2003 le contrat de 507 MW de produits de base intervenu le 10 juin 2003 entre Hydro-Québec et TransCanada (D-2002-159).

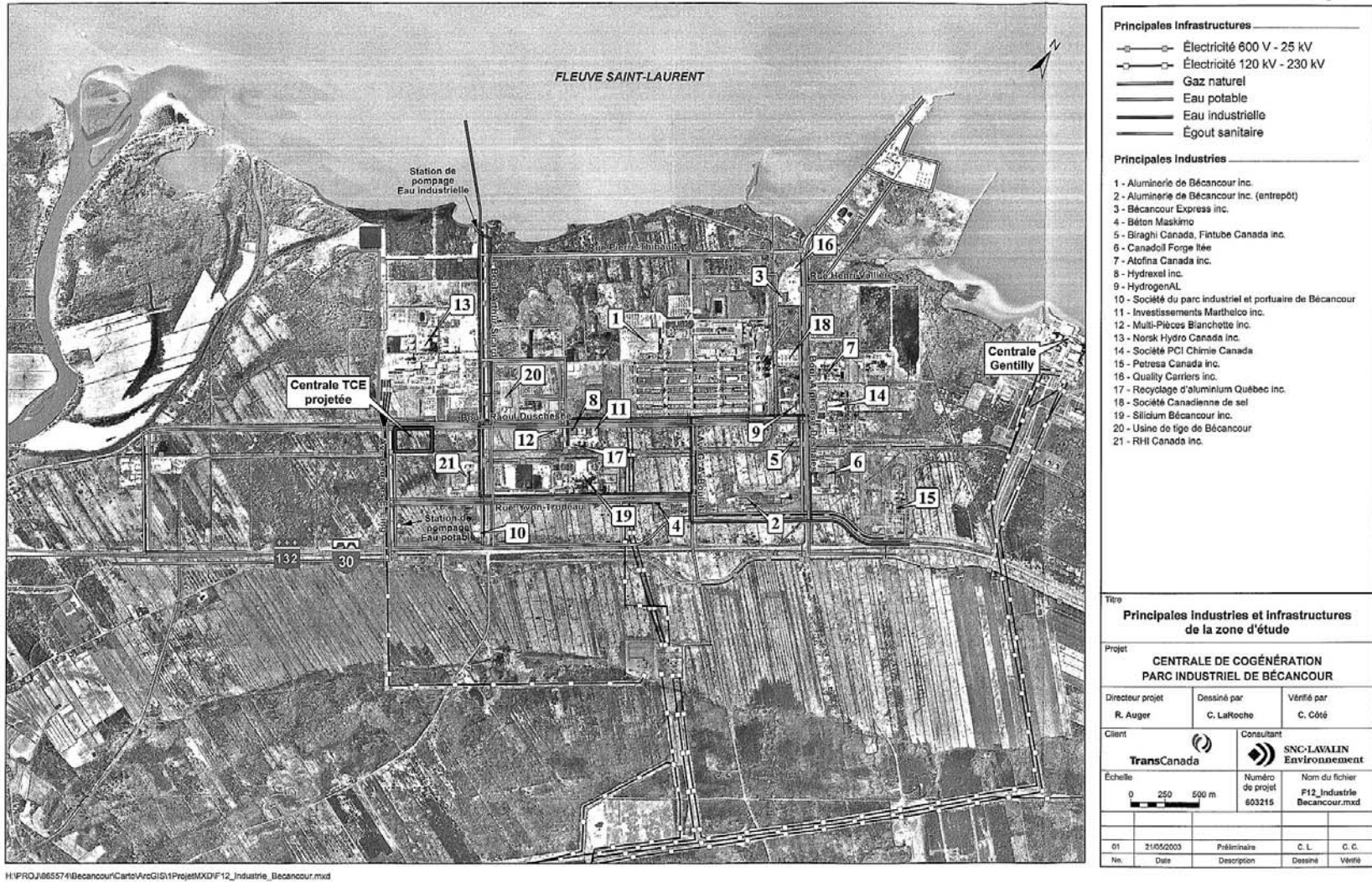
Pour la Société PCI Chimie Canada (PCI) et Norsk Hydro Canada Inc. (Norsk Hydro) la construction de la centrale de cogénération de Bécancour permettrait d'avoir accès à une source de vapeur à un prix significativement inférieur au coût actuel de production.

1.2 Description générale du projet et de ses composantes

TransCanada Energy Ltd. propose la construction d'une centrale thermique de cogénération d'une puissance de base de 507 MW auxquels s'ajouteraient, à la demande d'Hydro-Québec Distribution, 40 MW supplémentaires en hiver lorsque la température ambiante serait inférieure à 4 °C. Elle pourrait produire une capacité maximale de vapeur de 256 tonnes/heure. La centrale, construite à Bécancour sur un terrain situé à l'intérieur des limites du Parc industriel et portuaire de Bécancour, opérerait au gaz naturel. (Voir figure 1) Elle fournirait de la vapeur à deux industries voisines : Norsk Hydro Canada et PCI. Elle fournirait également du gaz de combustion à PCI qui utiliserait le gaz carbonique qu'il contient comme matière première. La puissance maximale totale fournie par les équipements installés dans la centrale serait de 562 MW aux conditions ISO (15 °C et 1 bar) si aucune vapeur n'était acheminée aux clients vapeur.

Conformément aux exigences d'Hydro-Québec Distribution, la mise en service de la centrale serait prévue pour septembre 2006. Elle pourrait générer environ 4,5 TWh en tenant compte d'une disponibilité de 94 % ou de 8 240 heures de fonctionnement par année.

FIGURE 1 : LOCALISATION DU SITE



Tirée de l'étude d'impact sur l'environnement, Centrale de cogénération Bécancour, volume 2, figure 12, TransCanada Energy Ltd., préparée par SNC Lavalin Environnement, mai 2003

La centrale de cogénération à cycle combiné serait équipée de deux turbines à combustion utilisant le gaz naturel comme combustible couplées chacune à un alternateur pour produire environ les deux tiers de l'électricité totale produite. L'énergie contenue dans les gaz d'échappement de ces turbines serait récupérée par deux chaudières de récupération (ou générateurs de vapeur à récupération de chaleur ou HRSG) munies d'un dispositif de postcombustion d'appoint au gaz naturel pour générer de la vapeur qui serait ensuite utilisée par une turbine à vapeur pour produire environ un tiers de l'électricité totale produite. Pour répondre aux besoins en vapeur de Norsk Hydro et de PCI, une partie de la vapeur serait extraite de la turbine à vapeur. Les charges thermiques moyenne et maximale de vapeur livrée seraient de 88 MW (156 tonnes/heure) et 144 MW (256 tonnes/heure).

Deux chaudières auxiliaires seraient installées pour fournir de la vapeur à PCI et Norsk Hydro lorsque les turbines seraient arrêtées à la suite d'urgence, lors des démarrages à froid des turbines à combustion de la centrale ou lors des périodes d'entretien majeur prévues à tous les six ans. Elles pourraient alors être utilisées jusqu'à 20 % du temps d'opération de l'année.

Une génératrice d'urgence d'une puissance de 1 MW utilisant le diesel comme combustible serait prévue. Elle serait utilisée lors des délestages de la centrale afin de maintenir opérationnelles les composantes critiques.

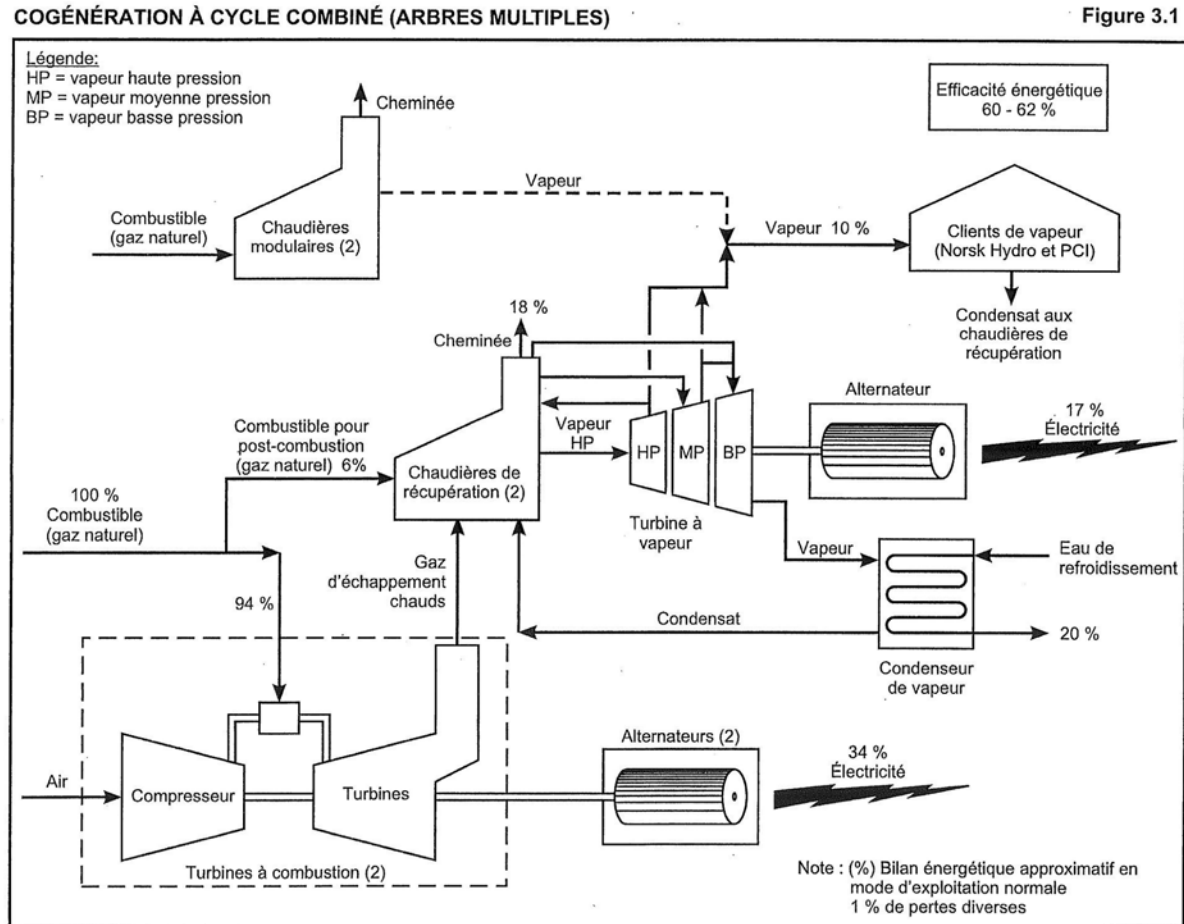
L'efficacité énergétique résultante prévue de la centrale serait de 60 à 62 % en tenant compte du pouvoir calorifique inférieur du combustible et d'une production moyenne de vapeur sortant de la centrale. Le modèle 7FA de General Electric choisi pour les turbines à combustion est conçu pour réduire la production d'oxydes d'azote et les émissions atmosphériques. La figure 2 montre le schéma du procédé utilisé et la répartition de l'énergie contenue dans le gaz naturel entre les différentes étapes du projet : 51 % de l'énergie est convertie en énergie électrique, 10 % en vapeur.

Projets connexes

L'approvisionnement en gaz naturel nécessaire au fonctionnement de l'usine serait assuré par un branchement relié à la conduite existante longeant le boulevard Raoul – Duchesne. Toutefois, la capacité du réseau actuel de Gaz Métropolitain inc. devrait être augmentée par une nouvelle conduite sous-fluviale assurant la livraison des quantités de gaz naturel nécessaires au fonctionnement de la centrale et au développement d'autres projets industriels à l'intérieur du Parc industriel et portuaire de Bécancour. Le projet présentement étudié prévoit la construction d'un gazoduc de 16 kilomètres à partir du Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM), situé sur la rive nord du fleuve dans le secteur Cap-de-la-Madeleine jusqu'au Parc industriel et portuaire de Bécancour situé sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent. Ce projet est assujéti à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement et un rapport du Bureau d'audiences publiques est attendu au plus tard le 15 juillet 2004.

L'énergie électrique produite serait acheminée via des lignes de branchement d'une longueur d'environ 125 mètres aux lignes à 230 kV reliant le poste de Bécancour à l'usine de la compagnie Norsk Hydro. TransÉnergie, division d'Hydro-Québec serait responsable de la réalisation de cette ligne.

FIGURE 2 : SCHÉMA DU PROCÉDÉ SIMPLIFIÉ



Tirée de l'étude d'impact sur l'environnement, Centrale de cogénération Bécancour, volume 3, figure 3.1, TransCanada Energy Ltd., préparée par SNC Lavalin Environnement, août 2003

L'approvisionnement en eau se ferait à partir des réseaux d'eau industrielle et d'eau potable appartenant à la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour. La prolongation du réseau d'eau brute serait nécessaire. La Société du parc industriel et portuaire de Bécancour serait responsable d'obtenir les autorisations nécessaires à la réalisation de ces travaux auprès de la Direction régionale Centre-du-Québec du MENV.

Impact économique

La construction de la centrale représente un investissement global de 500 millions de dollars. Le calendrier de réalisation du projet prévoit 26 mois de construction échelonnés entre juillet 2004 et septembre 2006. De 60 à 600 travailleurs pourraient y travailler en plus des 50 personnes nécessaires à la gestion et supervision du chantier. La durée de vie du projet est de 25 à 30 ans. Une vingtaine d'emplois spécialisés seraient créés pendant la période d'exploitation de l'usine.

2. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

2.1 Analyse de la raison d'être du projet

Division d'Hydro-Québec

En 2000, l'adoption de la Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie par le gouvernement du Québec a confirmé la séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec : la production, la distribution et le transport de l'électricité ont été séparés en trois divisions distinctes.

Parmi les divisions, Hydro-Québec Production a l'obligation de fournir jusqu'à 165 térawatt-heure par an d'électricité patrimoniale à Hydro-Québec Distribution au prix de 2,79 cents le kilowatt-heure. (Plan stratégique 2004-2008 d'Hydro-Québec). Au-delà de ce volume d'électricité patrimoniale, Hydro-Québec Distribution doit procéder par appel d'offres pour combler les besoins énergétiques du Québec et signer des contrats d'approvisionnement au prix du marché. Un des effets de l'application de la nouvelle loi est donc d'ouvrir la production d'électricité au Québec à la concurrence.

L'appel d'offres 2002-01 auquel TransCanada a soumissionné constitue le premier appel d'offres lancé par Hydro-Québec Distribution pour des contrats à long terme à la suite de la modification de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Avis du ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs

En adoptant la Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie le gouvernement du Québec a confié à la Régie de l'énergie l'approbation du plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec et des projets qui découlent des appels d'offres. La Régie a donc approuvé conformément à cette loi le plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec. Elle a aussi approuvé l'appel d'offres lancé en février 2002 qui découlait du plan d'approvisionnement et finalement le contrat intervenu entre TransCanada et Hydro-Québec Distribution concernant le projet de centrale de cogénération de Bécancour.

Pour le ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs (MRNFP), « le projet de cogénération de Bécancour est issu d'un processus rigoureux de sélection et sa pertinence énergétique et économique a été reconnue par la Régie.

Considérant la courte période de temps disponible d'ici 2006 pour la mise en œuvre de solutions alternatives avant qu'apparaisse le déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité, le MRNFP soulève certaines difficultés qui lui paraissent insurmontables :

- ❖ L'incertitude associée à la permanence des mesures d'efficacité énergétique mises en place. La Régie ayant déjà autorisé le 5 juin 2003 (D-2003-110) le plan global d'efficacité énergétique qui est de 0,75 TWh/an d'ici 2006, il serait difficile de demander à Hydro-Québec de faire plus présentement compte tenu également que les gains d'efficacité électrique supplémentaires demeurent limités à cause du bas prix de l'électricité;
- ❖ La rapidité avec laquelle il faudrait avoir recours à l'énergie éolienne : mettre en service un parc de 1 500 MW d'ici 2006 et une convention d'équilibrage de 300 MW;
- ❖ Les coûts associés à des mesures temporaires comme l'importation d'électricité qui pourraient représenter au prix du marché de 75 à 80 M\$/TWh en ordre de grandeur pour les années 2006 et 2007 soit 300 M\$;
- ❖ L'impossibilité de mettre en service une centrale hydroélectrique avant 2010;
- ❖ L'importation d'électricité produite ailleurs à partir de centrales thermiques émettant plus de gaz à effet de serre et plus polluantes que celle envisagée à Bécancour.

Le MRNFP affirme que le gouvernement du Québec et Hydro-Québec ont toujours exprimé leur préférence pour l'hydroélectricité et n'ont envisagé la contribution thermique que dans la mesure où, entre autres, l'hydroélectricité ne pouvait remplir assez rapidement certains besoins après la prise en compte de diverses autres mesures possibles, dont notamment celles visant à réduire la consommation d'électricité.

Il considère que le projet de centrale de cogénération constitue un mode de production thermique d'électricité d'une grande efficacité pour limiter les émissions de GES et confirme le caractère exemplaire du Québec à titre de producteur d'électricité respectueux de l'environnement dans un esprit de développement durable puisqu'une centrale thermique au gaz naturel émet environ le tiers des émissions de GES d'une centrale conventionnelle au charbon. Le MRNFP juge que le projet est justifié et est donc favorable à la réalisation de la centrale de cogénération de Bécancour.

2.2 Choix des enjeux

Pour l'environnement aussi bien que pour la société, les pertes et les gains importants associés à la réalisation d'un projet constituent des enjeux majeurs dont il faut tenir compte lors de

l'évaluation d'un projet. Positifs, ils contribuent à la justification du projet. Négatifs, ils conduisent à la mise en place de mesures de mitigation appropriées compensatrices des effets escomptés. Lorsqu'il est impossible de les compenser d'une façon ou d'une autre ils peuvent nous amener à remettre en question le projet lui-même ou du moins à rechercher des alternatives.

L'augmentation des émissions de gaz à effet de serre constitue en soi l'enjeu majeur du projet de centrale de cogénération présenté par TransCanada. Les conditions de mise en œuvre du protocole de Kyoto au Canada n'étant pas connues, l'importance de l'impact des émissions de GES engendrées par la centrale sur le bilan des GES québécois demeure hypothétique. Il n'en demeure pas moins que cet ajout va à l'encontre des orientations en matière de changements climatiques véhiculées jusqu'à présent par le gouvernement du Québec.

Pour ce qui a trait au choix d'une centrale de cogénération thermique utilisant le gaz naturel comme combustible, il ne peut être remis en question puisqu'il a fait l'objet de décisions de la part de la Régie de l'énergie. Il apparaît toutefois important de s'interroger sur la nature des contraintes imposées aux soumissionnaires qui ont conduit à ce choix et sur les options envisageables pour assurer dans ce contexte particulier un impact minimal sur l'environnement et le respect des orientations prises par le Québec jusqu'à maintenant. Le choix de la filière énergétique et de la technologie utilisée constituera le deuxième enjeu du projet. D'autres préoccupations environnementales seront discutées par la suite, dans la section autres impacts : émissions atmosphériques, gestion de l'eau, panache de vapeur, risques technologiques et santé.

2.2.1 Les gaz à effet de serre (GES)

Le rôle des GES dans l'atmosphère

Certains gaz d'origine naturelle, présents dans l'atmosphère, ont la capacité d'absorber le rayonnement terrestre et jouent un rôle important dans le maintien de la température moyenne de la Terre (15 °C) : ils sont appelés gaz à effet de serre (GES) parce qu'ils maintiennent une certaine quantité de chaleur autour de la Terre et assure ainsi le maintien des conditions propices au développement de la vie. En leur absence, la température moyenne de la Terre serait d'environ -18°C. L'augmentation de leur concentration, occasionnée principalement par les activités humaines, pourrait provoquer un déséquilibre en augmentant la température moyenne de la Terre provoquant possiblement des changements climatiques.

Un potentiel de réchauffement planétaire (PRP) est attribué à chaque GES en comparaison avec le dioxyde de carbone (CO₂) pour lequel le PRP est égal à 1. Il tient compte de la capacité du gaz à absorber la radiation terrestre et de sa durée de vie dans l'atmosphère. Tenant compte de ce facteur les émissions de GES sont comptabilisées en équivalents CO₂.

Contribution de la centrale de Bécancour

La réalisation du projet de centrale de cogénération de Bécancour pourrait occasionner un impact important sur le bilan des GES du Québec dont l'intensité de l'effet est qualifiée de « très forte » par le Bureau des changements climatiques du MENV. La centrale consommerait 920 millions de mètres cubes de gaz naturel par année. Les émissions de GES qui en résulteraient sont estimées à environ 1,74 millions de tonnes d'équivalents CO₂. En soustrayant les émissions

atmosphériques associées à la fermeture des chaudières des clients de vapeur, Norsk Hydro et PCI, le bilan global net des émissions de GES associées à la réalisation du projet passerait à 1,54 millions de tonnes d'équivalents CO₂ par année ce qui correspond à une augmentation 1,8 % des émissions de GES du Québec en 2001 (85,68 millions de tonnes) et à 0,21 % des émissions canadiennes (720 millions de tonnes en 2001), l'année 2001 étant l'année la plus récente pour laquelle des données sont disponibles.

Taux d'émission de GES

Le taux d'émission de GES de la centrale proposée varierait de 342 à 375 kt CO₂_{éq}/ TWh en considérant la quantité nette de GES produite et en ne tenant compte que de l'énergie produite sous forme d'électricité. Par contre, étant en fait une centrale de cogénération, il faudrait tenir compte de l'énergie produite sous forme d'électricité et de l'énergie produite sous forme de vapeur pour calculer le taux réel d'émission de GES. En combinant les deux formes d'énergie produite, le taux passerait alors à environ 300 kt CO₂_{éq}/TWh considérant la quantité nette de GES émise et une production moyenne de vapeur. Sur cette base, la performance de la centrale de cogénération serait donc supérieure à celle d'une centrale thermique au gaz naturel.

La comparaison effectuée dans le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement entre le taux d'émissions du projet de centrale de cogénération de Bécancour et celui du projet de centrale thermique du Suroît ne tient pas compte de la quantité d'énergie produite sous forme de vapeur par la centrale de cogénération de Bécancour. Les comparaisons effectuées entre les deux projets ne sont donc pas effectuées sur la même base. Il n'est pas approprié de comparer les taux d'émission des deux centrales sans tenir compte de toute l'énergie produite.

Les émissions de GES associées à l'extraction et au transport du gaz naturel utilisé par la centrale ne sont pas comptabilisées dans le bilan de GES de la centrale de TransCanada puisqu'elles sont comptabilisées dans d'autres classes d'activités.

Les engagements du Québec

Avec son adhésion en 1992 à l'objectif et aux principes de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (Convention de Rio), le Québec s'engageait à exercer sa responsabilité sur son territoire quant à l'application de stratégies et de politiques devant mener à l'atteinte des objectifs de la Convention, soit de limiter ses émissions de GES de l'an 2000 au niveau de 1990. En 1995, un premier plan d'action québécois de mise en œuvre de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements était publié.

En 1996, la mise en place du programme ÉcoGES_{te} invitait les partenaires québécois à réduire leurs émissions de GES au niveau de 1990 par l'implantation de mesures concrètes au sein même de leur organisation.

À Kyoto en 1997, le Québec jouait un rôle de premier plan dans l'adoption de l'objectif canadien de réduction des gaz à effet de serre.

En 1999, le Québec mettait sur pied son propre processus sur les changements climatiques ayant pour but d'établir un plan d'action concerté qui respecterait les caractéristiques propres au Québec.

En février 2003 la consultation sur la mise en œuvre du Protocole de Kyoto au Québec dans le cadre de la Commission parlementaire sur les transports et l'environnement confirmait les intentions québécoises de réduire les émissions de GES de 6 % sous les émissions de 1990.

Le Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques constitue le document le plus récent faisant état de la position du Québec concernant la lutte contre les changements climatiques. Il nous permet tout d'abord de constater la bonne performance du Québec qui demeure la province au Canada dont le taux d'émissions par habitant est le moins élevé soit d'environ 11,8 tonnes d'équivalents CO₂ par habitant comparé à une moyenne canadienne de 22,7 en 1997. Cette performance serait attribuable en grande partie au fait que l'électricité provient au Québec à plus de 95 % de source hydraulique. Il précise ensuite les enjeux québécois et les objectifs poursuivis et propose des orientations et des actions applicables au Québec affirmant que toutes les organisations québécoises et tous les citoyens et citoyennes du Québec sont concernés par les changements climatiques. Deux orientations mentionnées dans le plan d'action méritent une attention particulière dans le cadre de cette analyse :

Le gouvernement du Québec entend favoriser les énergies renouvelables pour satisfaire la demande des marchés; cette affirmation est aussi l'occasion de donner des précisions sur l'orientation privilégiée pour les centrales thermiques : « Outre ses centrales hydroélectriques, Hydro-Québec compte sur quelques centrales thermiques pour combler les besoins en période de pointe, la plus importante de ces centrales est celle de Tracy qui fonctionne au mazout. L'intention du gouvernement est donc de restreindre l'usage de ces centrales à la satisfaction des besoins de pointe des Québécois. »

Le gouvernement du Québec veut sensibiliser et mobiliser la population; « informer de la teneur des changements climatiques et des conséquences de l'accroissement de la température sur la santé et les écosystèmes. Il faut de plus les sensibiliser et les responsabiliser sur les moyens que chacune ou chacun peut exercer pour en réduire l'impact. »

Utilisation des centrales thermiques

Malgré le fait que l'orientation du Québec soit clairement établie concernant l'usage des centrales thermiques qui doit être restreint à la satisfaction des besoins de pointe uniquement, certaines centrales thermiques dont celle de Tracy ont fonctionné plusieurs mois par année dépassant la période de pointe hivernale reconnue au Québec pour fonctionner presque toute l'année durant certaines périodes. Cet état de fait est confirmé dans le document préparé par Hydro-Québec Production en réponse à la demande de renseignements qui lui était adressée par la Régie dans le cadre de son mandat concernant la sécurité énergétique des québécois. La centrale de Tracy a fonctionné durant douze mois consécutifs en 2003, 11 mois consécutifs en 1998-1999, 18 mois consécutifs en 1989, 1990 et 1991. La centrale de Tracy est en exploitation depuis 1968, elle a une puissance de 600 MW et fonctionne au mazout.

Il y aurait avantage à réduire les heures d'utilisation des centrales thermiques de pointe présentement utilisées au Québec et dont la technologie est beaucoup plus polluante.

Les engagements du gouvernement fédéral

L'augmentation des gaz à effet de serre étant considérée comme une problématique planétaire associée en grande partie à l'activité humaine, la communauté internationale a mis en place différentes mesures afin de limiter les émissions de GES. L'objectif canadien fixé dans le cadre de l'application du Protocole de Kyoto est une réduction des émissions de GES de 6 % en moyenne par rapport au niveau de 1990. Ce protocole a été ratifié par le Canada le 16 décembre 2002 quelques mois après le lancement de l'appel d'offres 2002-01.

La signature du Protocole implique que le Canada devra réduire ses émissions de GES à un niveau inférieur de 6 % à celui des émissions de 1990 d'ici 2008-2012. La répartition des efforts de réduction entre les différents secteurs d'activités et les différentes provinces et territoires n'a pas encore été établie. Il appartient au gouvernement fédéral de développer un plan de mise en œuvre canadien. La réduction des émissions pour le Canada représente 240 millions de tonnes par année.

Les négociations entreprises par le gouvernement fédéral avec les grands émetteurs canadiens laissent présager qu'un niveau de réduction ou d'augmentation des GES sera attribué à chacun des grands secteurs d'activités afin de respecter les objectifs prévus. Les réductions demandées aux grands émetteurs finaux seraient de 55 millions de tonnes par année.

Le secteur électricité

Dans le cadre des négociations entre le gouvernement fédéral et les grands émetteurs finaux pour le secteur de l'électricité, différentes options ont été présentées pour l'allocation de cibles en matière de réduction des émissions. C'est un secteur où la demande est croissante mais pour lequel des incitatifs doivent être mis en place pour utiliser les meilleures technologies disponibles et obtenir des efficacités plus grandes. Pour chacun des scénarios, les centrales thermiques obtiendraient un nombre de permis d'émission correspondant à la norme établie. Chacune devrait acquérir les permis manquants si son taux d'émission était plus élevé ou pourrait vendre ses permis s'il était plus bas. Peu de place semble être laissée aux énergies renouvelables dont entre autres l'hydroélectricité.

Par exemple, si le gouvernement fédéral accordait les permis d'émissions sur la base d'un facteur d'émission de 558 t CO₂éq/GWh (correspondant à 85 % de la moyenne des émissions de toutes les centrales thermiques canadiennes) ou 370 t CO₂éq/GWh (correspondant à 85 % du taux d'émission moyen des centrales thermiques qui seront construites dans les prochaines années au Canada, une centrale ayant un taux d'émission de 345 t CO₂éq/GWh (projet Le Suroît) pourrait vendre des permis d'émission pour l'équivalent de la différence entre les deux taux.

Pour la production d'électricité à partir de centrales de cogénération semblables à celle prévue par TransCanada, il est admis que des facteurs d'émissions différents de ceux utilisés pour les

centrales thermiques au gaz naturel sans cogénération soient utilisés. Par contre, aucun facteur d'émission n'a encore été déterminé et aucune méthode de répartition des émissions entre le producteur d'électricité et le client vapeur n'a été établie. Tous s'entendent pour dire qu'un avantage réel existe à la fois pour le producteur d'électricité qui augmente ainsi l'efficacité de sa centrale et pour le manufacturier qui utilise la vapeur provenant d'une source d'énergie à plus faible coût et d'un procédé plus efficace.

Les discussions entre les grands émetteurs et le gouvernement fédéral entourant le choix des facteurs d'émission utilisés sont toujours en cours, plusieurs propositions sont examinées. Aucune entente de répartition des émissions de GES entre TransCanada et ses clients de vapeur n'aurait été signée.

Compensations

Dans un premier temps il est important de mentionner que la technologie proposée par TransCanada est considérée comme un mode de production thermique d'électricité d'une grande efficacité pour limiter les émissions de GES partout en Amérique du Nord. Dans plusieurs provinces du Canada ou états des États-Unis le remplacement d'une centrale au charbon par une centrale de cogénération à cycle combiné opérant au gaz naturel contribue à réduire les GES. Au Québec, la construction du même projet a un effet inverse, celui d'augmenter les émissions de GES parce que plus de 95 % de la production d'électricité est d'origine hydraulique.

Les discussions entourant la mise en œuvre du protocole de Kyoto laissent présager qu'un système d'échange de droits d'émissions est en préparation et que les centrales thermiques modernes pourraient recevoir un nombre de permis supérieur à leur taux d'émission à cause de leur performance. Il est donc possible que l'exploitation de la centrale de cogénération proposée conduise à des bénéfices supplémentaires associés à la vente des permis excédentaires accordés par le gouvernement fédéral. Dans ce cas, les bénéfices obtenus de la vente des permis d'émissions devraient être versés à un fond de lutte aux changements climatiques créé par le gouvernement du Québec.

Pour que le gouvernement du Québec conserve son leadership en changements climatiques, le Bureau sur les changements climatiques du MENV propose une option indépendante du futur système canadien d'échange de permis d'émissions qui consiste à demander au promoteur de contribuer à un fond de lutte aux changements climatiques pour un montant d'argent équivalant à 50 % des émissions annuelles nettes de GES générées par la réalisation d'un projet. Une compensation équivalente a déjà été demandée dans le cadre d'un certificat d'autorisation émis en 2003 par le gouvernement de la Colombie Britannique pour un projet de centrale thermique sur l'Île de Vancouver.

2.2.2 Choix de la filière énergétique et de la technologie utilisée

Sans remettre en question le choix de la filière énergétique imposé par les décisions et les approbations données par la Régie de l'énergie tout au long du processus d'appel d'offres, il faut s'interroger sur les contraintes qui ont conduit à ce choix et sur les options envisageables pour en compenser les effets sur l'environnement dont le principal est l'augmentation des GES. Il faut

également éviter de compromettre les orientations prises jusqu'à maintenant par le Québec dans sa lutte aux changements climatiques.

La décision de la Régie de l'énergie concernant la phase 1 du dossier relatif à la demande relative à l'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec

Dans la décision qu'elle rendait le 21 janvier 2002 (D-2002-17) concernant la demande d'Hydro-Québec « de lui permettre de lancer un premier appel d'offres », la Régie expliquait que l'objectif d'un plan d'approvisionnement était de s'assurer que la demande d'électricité serait satisfaite sur une période de 10 ans. Elle mentionnait donc qu'elle se prononcerait dans cette première phase de l'analyse du Plan d'approvisionnement 2002-2011 sur la prévision de la demande jusqu'en 2007, les approvisionnements additionnels requis pour cette période et sur la stratégie et les risques découlant du choix des sources d'approvisionnement. La Régie faisait aussi certaines mises en garde, précisant que la décision aurait « un caractère définitif et irréversible dans la mesure où le lancement d'un appel d'offres crée normalement en droit des obligations pour le distributeur. Ainsi certains aspects des documents du premier appel d'offres ne pourraient être modifiés, en particulier les produits recherchés ainsi que la grille et les critères de sélection des offres. Toutefois ces critères et pondérations pourraient être revus dans la décision finale de la phase 2 pour les appels d'offres subséquents ».

La Régie acceptait pour le premier appel d'offres que la source de production d'énergie soit située à l'extérieur du Québec à condition qu'elle n'utilise pas les interconnexions existantes ou projetées. Elle se réservait la possibilité de revoir la question lors de l'analyse de la phase 2 du Plan d'approvisionnement.

La Régie considérait prématuré, l'accès au processus d'appel d'offres des entreprises de services énergétiques, tant que le plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec n'aurait pas été étudié.

Elle estimait qu'il n'y avait pas lieu d'inclure un critère environnemental pour le premier appel d'offres, élément qui devait être regardé plus à fond dans la phase 2 de l'analyse du plan.

Elle s'attendait à ce qu'Hydro-Québec Distribution lui démontre que son plan d'approvisionnement répondait aux impératifs du développement durable lors de la deuxième partie de l'analyse du Plan d'approvisionnement.

Considérant que la décision de la Régie avait pour conséquence de donner « un caractère définitif et irréversible » au premier processus d'appel d'offres, certaines contraintes étaient déjà établies : la filière efficacité énergétique ne pouvait pas soumissionner, les interconnexions existantes ou projetées ne pouvaient pas être utilisées et aucun critère environnemental n'était considéré pour le choix des soumissionnaires. Plusieurs éléments seraient toutefois discutés avant le prochain appel d'offres.

Parmi les contraintes associées au choix de la filière de production d'énergie, il fallait ajouter aussi que les producteurs privés d'électricité ne pouvaient pas présenter de projets hydroélectriques en réponse à l'appel d'offres puisque seul Hydro-Québec Production est habilitée à exploiter les ressources hydrauliques du domaine de l'État de plus de 50 MW. Même pour les centrales hydroélectriques de moins de 50 MW, les producteurs privés qui auraient

souhaité exploiter les sites dont les droits sont du domaine public n'auraient pas pu vendre l'électricité produite à Hydro-Québec Distribution puisque « *le Nouveau régime d'octroi et d'exploitation des forces hydrauliques du domaine de l'État pour les centrales hydroélectriques de 50 MW et moins, rendu public le 24 mai 2001, prévoit que cette électricité doit être vendue exclusivement à Hydro-Québec Production, si elle n'est pas consommée par le producteur lui-même* ». (Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur R-3470-2001)

Les exigences de l'appel d'offres

Le choix de la technologie proposée par TransCanada a été fait en fonction d'exigences fixées dans le document d'appel d'offres préparé par Hydro-Québec Distribution. Parmi les critères d'évaluation des projets mentionnés figurait le recours à une filière de production d'énergie de technologie mature et éprouvée, disponible commercialement, excluant tout projet de démonstration. Une filière énergétique était considérée mature si elle était utilisée dans au moins trois installations de production d'électricité livrant de l'électricité à des services publics sur une base commerciale depuis au moins trois ans avec un niveau de performance adéquat.

Pour répondre aux exigences d'Hydro-Québec Distribution concernant la technologie mature et éprouvée, TransCanada a choisi la technologie de classe F de General Electric dont l'efficacité nette varie de 56 à 58 % selon les spécifications du manufacturier. Cette technologie répondait au critère de fiabilité imposé (la centrale prévoit être en opération 94 % du temps) et correspondait aux valeurs d'efficacité normalement reconnues pour les projets de centrales à cycle combiné. Elle répondait aussi au critère recherché par TransCanada de faible production d'oxydes d'azote (NO_x), élément important à cause de la présence de la centrale dans le corridor Québec-Windsor, zone faisant l'objet d'une entente relative à la réduction des précurseurs d'ozone dont les NO_x.

Afin d'augmenter l'efficacité de son projet, TransCanada a intégré un volet cogénération qui ne figurait pas aux critères d'évaluation fixés par Hydro-Québec mais qui améliorait l'efficacité de la centrale à un niveau de 60 à 62 %. Des contrats de vente de vapeur ont été signés avec deux usines avoisinantes, PCI et Norsk Hydro. L'intégration de ce volet cogénération a permis au projet de répondre aux critères définissant la cogénération et de se prévaloir d'un avantage en se qualifiant pour le programme du gouvernement fédéral (de classe 43.1) permettant d'accélérer l'amortissement de l'investissement et de rendre le projet concurrentiel. Il a permis également d'abaisser le taux d'émission d'équivalents CO₂ par GWh produit.

Règlement sur l'énergie produite par cogénération du MRNFP

Le gouvernement du Québec a adopté en décembre 2003, le Règlement sur l'énergie produite par cogénération. Ce règlement précise que l'efficacité énergétique d'un projet de centrale de cogénération doit être d'un minimum de 70 % pour pouvoir se qualifier à un futur appel d'offres d'Hydro-Québec portant sur les projets de centrales de cogénération. Le projet de TransCanada n'est pas visé par ce seuil puisque l'appel d'offres a été lancé avant l'adoption du règlement et qu'il ne visait pas expressément des projets de cogénération.

Il faut considérer également que les projets de cogénération répondant au critère de 70 % d'efficacité sont conçus la plupart du temps pour répondre aux besoins d'énergie sous forme de

vapeur des entreprises et sont normalement plus petits en MW que celui proposé par TransCanada. L'efficacité d'une centrale de cogénération augmente directement avec l'augmentation de la proportion de vapeur produite par rapport à la quantité d'énergie électrique produite.

Effet structurant au niveau du parc industriel et portuaire de Bécancour

La réalisation du projet de centrale de cogénération aurait un effet positif sur les entreprises clientes de vapeur puisque pour elles l'énergie représente une partie importante des coûts de production. Pour Norsk Hydro, producteur de magnésium, l'achat de vapeur provenant de la centrale de TransCanada est considéré comme un élément important de son plan d'amélioration de la structure de coûts nécessaire pour assurer la viabilité de l'usine depuis l'arrivée sur le marché du magnésium chinois. L'usine emploie 375 personnes. (Mémoire déposé au BAPE)

Pour PCI, usine de chlor-alcalis qui emploie 180 personnes, l'achat de vapeur provenant de la centrale est considéré comme primordial afin de demeurer concurrentielle sur le marché nord-américain. (Mémoire déposé au BAPE)

La conception de la centrale de cogénération a été prévue pour répondre aux besoins des deux clients de vapeur avec lesquels TransCanada a signé des contrats. Une certaine quantité de vapeur est encore disponible sur une base interruptible.

Bilan

La technologie proposée tient compte des contraintes et exigences qui ont été fixées par la Régie et par Hydro-Québec Distribution dont celles relatives au choix d'une technologie éprouvée et mature. Le projet a été conçu pour fournir 507 MW d'électricité à Hydro-Québec et pour répondre aux besoins d'énergie sous forme vapeur des clients existants du Parc industriel et portuaire de Bécancour. Seule de la vapeur sur une base interruptible est encore disponible. Les choix technologiques effectués tentent de minimiser les impacts sur l'environnement et de maximiser l'efficacité énergétique tout en répondant aux obligations contractuelles signées avec Hydro-Québec. Aucune autre option n'a été proposée. Au niveau environnemental, l'acceptabilité du projet dépend de la compensation des GES.

2.2.3 Autres enjeux environnementaux

2.2.3.1 Émissions atmosphériques

Dans l'analyse environnementale d'un projet, l'impact des émissions atmosphériques prévues est évalué à deux niveaux : tout d'abord le respect des normes d'émissions à la cheminée et autres exigences prévues au Règlement sur la qualité de l'air (ou au projet de règlement modifiant le Règlement sur la qualité de l'air); dans un deuxième temps, le respect des critères d'air ambiant établis en évaluant l'effet sur la qualité de l'air ambiant de l'ajout des émissions prévues par le projet aux concentrations de contaminants déjà présents dans le milieu.

a) Émissions à la cheminée

Il résultera de la mise en opération de la centrale des gaz d'échappement qui proviendront principalement des turbines à gaz et des brûleurs d'appoint des chaudières de récupération.

L'utilisation de brûleurs du type à combustion étagée à faible dégagement d'oxydes d'azote (Dry Low Nox) permettra de diminuer les émissions de NO_x, de CO, de formaldéhyde et d'autres composés organiques à des quantités inférieures à celles émises par des brûleurs à flamme diffuse.

L'Annexe sur l'ozone de l'Accord Canada États Unis sur la qualité de l'air prévoit que le Canada devra limiter d'ici 2007 ses émissions annuelles d'oxydes d'azote provenant des centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles de plus de 25 MW à 5 000 tonnes pour la portion québécoise de la Zone canadienne de gestion de polluants (Corridor Québec-Windsor) où se trouvent déjà les centrales d'Hydro-Québec de Tracy, Bécancour (centrale TAG) et La Citière, celle de Boralex à Kingsey Falls et où sont projetées la construction des centrales du Suroît d'Hydro-Québec et de Bécancour de TransCanada.

Considérant que la centrale sera construite à l'intérieur de ce corridor, le projet de règlement modifiant le Règlement sur la qualité de l'atmosphère prévoit que la concentration d'oxydes d'azote ne devra pas dépasser 4 ppm et celle de monoxyde de carbone 16 ppm. Ces exigences sont liées pour les NO_x au contrôle des précurseurs d'ozone au sol et pour le CO à la recherche d'une bonne qualité de combustion du gaz naturel limitant ainsi la formation de sous-produits de combustion souvent plus toxiques.

Pour répondre à ces exigences, TransCanada s'est engagée à installer un convertisseur catalytique sélectif (« Selective Catalytic Reduction » ou SCR) pour réduire les émissions de NO_x et à respecter les exigences concernant les concentrations de NO_x et de CO.

Le SCR utilisera de l'ammoniac en solution aqueuse comme agent réducteur en présence d'un catalyseur solide pour convertir les oxydes d'azote en azote gazeux et en vapeur d'eau. Il résultera de cette réaction des contaminants supplémentaires qui ne sont pas présents dans les gaz de combustion, l'ammoniac et l'acide sulfurique (provenant de l'oxydation du SO₂ en SO₃). TransCanada s'est engagée à ce que chaque groupe turbines-chaudière de récupération n'émette pas plus que 5 ppm d'ammoniac (moyenne arithmétique sur une période de trois heures consécutives).

Le suivi des émissions atmosphériques sera assuré par les mesures et l'enregistrement en continu des concentrations d'oxygène, d'oxydes d'azote, de monoxyde de carbone et d'ammoniac. Une campagne d'échantillonnage à la source aura lieu chaque année pour l'oxygène, les oxydes d'azote, le monoxyde de carbone, l'ammoniac et les particules des cheminées. Les composés organiques volatils seront échantillonnés lors des deux premières années d'exploitation.

Pour les chaudières auxiliaires, un système de suivi portatif d'enregistrement des émissions sera installé. Cette mesure est suffisante dans le contexte où ces chaudières ne seront utilisées que 20 % du temps chaque année. Par contre, elles devront être échantillonnées au moins lors des périodes d'entretien majeur.

Fermeture des chaudières des compagnies Norsk Hydro et PCI

La vente de vapeur prévue aux compagnies Norsk Hydro et PCI impliquera la fermeture des chaudières de ces deux compagnies ce qui aura pour effet de diminuer les émissions atmosphériques d'oxydes d'azote (NO_x), de particules et d'oxydes de soufre (SO_2). Cette fermeture combinée à l'utilisation d'un SCR par la centrale aura pour conséquence globale une amélioration de la qualité de l'air de la région de Bécancour causée par un bilan global correspondant à une réduction d'environ 50 tonnes par an de NO_x et 725 tonnes par an de SO_2 . Le bilan des particules sera aussi affecté positivement par la fermeture des chaudières.

b) Qualité de l'air ambiant

La modélisation de la dispersion des émissions de la cheminée a été réalisée pour évaluer quelles seraient les concentrations de contaminants présentes dans l'air ambiant une fois la centrale mise en service. Ces valeurs additionnées aux concentrations déjà présentes dans le milieu ont été comparées aux critères d'air ambiant déterminés pour protéger la santé humaine, minimiser les nuisances et les effets sur l'environnement. Les simulations ont été faites sans tenir compte de la fermeture des chaudières de Norsk Hydro et de PCI. Elles ont aussi été réalisées en retenant des hypothèses de calcul conduisant à des « émissions maximales potentielles » à la suite du traitement des gaz de combustion dans le SCR et la supposition que toutes les particules formées se retrouveraient dans la partie fine (de diamètre inférieur à 2,5 microns) des particules.

Les résultats obtenus dans ce contexte au point d'impact maximum ne démontrent aucune problématique particulière de santé ou de nuisances associée à la présence de la centrale. L'augmentation de la concentration des particules fines de plus de 2,5 microns ($\text{PM}_{2,5}$) équivalente à 3,9 % du critère constitue la plus grande contribution de la centrale au milieu. Considérant les hypothèses de calcul utilisées, cette concentration calculée est supérieure à sa valeur réelle.

Pour les composés organiques toxiques, les concentrations maximales dans l'air ambiant utilisées pour estimer les concentrations résultantes présentes suite à la mise en marche de la centrale proviennent des campagnes d'échantillonnage effectuées à Bécancour en 1995-1996 (benzène, toluène, éthylbenzène, xylène, naphthalène et HAP), de la station de Ste-Françoise (milieu rural) entre 1993 et 1997 (acroléine, acétaldéhyde) et de la station de Sainte-Anne-de-Bellevue (ouest de Montréal) (formaldéhyde). Des dépassements de critères sont constatés pour l'acétaldéhyde et l'acroléine, mais l'apport de la centrale étant inférieur à $0,00039 \mu\text{g}/\text{m}^3$ cette contribution est considérée comme négligeable.

Pour le benzène le MENV a rendu public un critère provisoire de gestion établi à un maximum sur 24 heures de $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Aucun critère annuel n'a été retenu. L'apport de l'usine étant inférieur à $0,0027 \mu\text{g}/\text{m}^3$, cette contribution est considérée comme négligeable.

La Direction du suivi de l'état de l'environnement et la Direction régionale du Centre-du-Québec travaillent présentement à la mise en place d'un programme d'échantillonnage ayant pour objectif de mesurer, entre autres, le niveau de fond des composants organiques volatils présents dans l'environnement dont en particulier l'acétaldéhyde, l'acroléine et le benzène en

collaboration avec les entreprises installées dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour. TransCanada Energy s'est montrée intéressée à participer à ce programme.

La contribution des émissions d'ammoniac et d'acide sulfurique associées au SCR est estimée sur 24 heures à 0,24% et 1,5 % du critère. Aucun dépassement ou problématique particulière n'y est associée.

2.2.3.2 Gestion de l'eau

La gestion de l'eau n'est pas soumise à une réglementation ou une directive particulière. Les limites de rejet applicables sont établies en fonction des technologies de traitement économiquement disponibles généralement utilisées dans des projets. Afin de s'assurer de la préservation des usages du milieu récepteur, les objectifs environnementaux de rejets (OER) établis par la Direction du suivi de l'environnement du ministère de l'Environnement jouent un rôle important dans l'analyse du projet et la détermination des normes de rejet.

Quantité d'eau utilisée

L'approvisionnement en eau de la centrale sera assuré par le réseau d'eau industrielle et le réseau d'eau potable appartenant à la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour. L'eau industrielle sera fournie à partir d'un poste de pompage puisant l'eau directement dans le fleuve.

Les besoins en eau industrielle de la centrale sont estimés à 10 000 m³/jour (329 m³/h). L'eau sera d'abord traitée par filtration sur le site de la centrale et servira ensuite à combler les pertes par évaporation et la purge de la tour de refroidissement (289 m³/h). Elle sera utilisée également comme eau d'appoint pour les chaudières de récupération (40 m³/heure) après avoir subi un traitement de déminéralisation pour éviter l'entartrage des conduites et des échangeurs de chaleur. Elle sera utilisée aussi comme eau de nettoyage des équipements et de lavage des planchers. L'eau potable (3 m³/jour) sera utilisée uniquement pour la consommation et les besoins sanitaires.

Pour limiter les quantités d'eau utilisées, la vapeur utilisée par la turbine à vapeur sera condensée et réutilisée par les chaudières de récupération. Une grande partie de la vapeur vendue au client de vapeur retournera à la centrale sous forme de condensat.

Additifs ajoutés à l'eau

L'eau de la tour de refroidissement sera traitée en continu avec de l'hypochlorite de sodium. La concentration de chlore résiduel sera maintenue entre 0,05 et 0,15 mg/l. Des traitements chocs faisant passer le chlore résiduel à des valeurs variant de 1 à 2 mg /l pourraient être effectués en plus deux fois par jour pendant environ 15 minutes.

Afin de limiter la formation de sous-produits chlorés dans l'effluent de la centrale, la concentration en chlore résiduel total de l'eau de purge de la tour de refroidissement devra respecter l'objectif de rejet correspondant à la valeur aiguë finale (VAF) de 0,031 mg/l. TransCanada s'est engagée à procéder à la déchloration en continu de l'eau de purge de la tour

de refroidissement. De plus, le suivi en continu du chlore résiduel sera effectué avec un analyseur ayant la meilleure limite de détection disponible soit 0,035 mg/l.

Morpholine

Une purge continue des chaudières de récupération sera effectuée lors de leur exploitation. Elle sera dirigée vers le réservoir collecteur pour ensuite être acheminée vers le bassin de rétention. Pour contrôler la corrosion des équipements, les additifs utilisés pour le conditionnement de l'eau des chaudières contiendront de la morpholine.

La morpholine n'est pas toxique pour la vie aquatique. Ses propriétés chimiques ne laissent pas présager qu'elle soit bioaccumulable. Aucun impact sur le milieu n'est donc appréhendé pour la concentration prévue de morpholine dans l'effluent qui est de 5 à 7 mg/l d'autant plus que l'objectif de rejet calculé est de 48 mg/l compte tenu du facteur de dilution utilisé et qu'aucune prise d'eau potable n'est présente dans les environs. L'utilisation de la morpholine cause certaines inquiétudes à cause de sa conversion possible, en présence de solutions de nitrite ou des oxydes d'azote gazeux, en N-nitrosomorpholine (NMOR) qui est un cancérigène prouvé chez les animaux. TransCanada ne prévoit pas de rejet de N-nitrosomorpholine (NMOR) dans son effluent. Un suivi sera toutefois effectué durant les deux premières années d'exploitation de la centrale sur les nitrosamines totaux, critère de groupe recommandé par U.S. EPA.

Objectifs environnementaux de rejet

Afin de maintenir et de récupérer la qualité du milieu aquatique, des objectifs environnementaux de rejet sont déterminés. Ils établissent quelles sont les concentrations et les charges des différents contaminants qui sont sécuritaires pour le milieu récepteur. Ils sont établis de façon à assurer le respect des critères de qualité de l'eau retenus à la limite d'une zone de mélange restreinte en tenant compte de la charge de contaminants déjà présente en amont du rejet à laquelle est ajoutée la charge de l'effluent.

Les objectifs environnementaux de rejet ont été calculés pour le projet de centrale de cogénération sans tenir compte de facteur de dilution associé au mélange de l'effluent à celui de Norsk Hydro.

Gestion des eaux usées et des eaux de ruissellement

Conformément aux pratiques en usage, il y aura ségrégation complète des eaux selon leur provenance. Les eaux domestiques seront dirigées vers le réseau d'égout sanitaire du Parc industriel et portuaire de Bécancour. Les eaux de ruissellement seront acheminées vers le fossé de sédimentation mis en place en période de construction ou dans les fossés de drainage du PIPB qui entourent le site. Le débit estimé maximum d'eau de ruissellement est de 10 000 m³/jour.

Les eaux de procédé composées principalement de la purge de la tour de refroidissement, de la purge des chaudières de récupération, des effluents des unités de filtration et de neutralisation, des eaux de lavage des planchers et des équipements et des eaux pluviales accumulées dans les cuvettes de rétention installées sous les transformateurs et sous les réservoirs seront cumulées dans le bassin de rétention après avoir été traitées. Une station de pompage permettra de pomper

l'effluent du bassin vers le fleuve en utilisant l'émissaire existant de la compagnie Norsk Hydro. Une station d'échantillonnage sera prévue à la station de pompage pour assurer un suivi de l'effluent de la centrale avant son mélange. Les objectifs environnementaux de rejet devront être respectés à cet endroit.

À la sortie de la turbine à vapeur, la vapeur sera condensée pour être à nouveau évaporée et réutilisée par les chaudières de récupération. Environ 85 % de la vapeur vendue au client de vapeur sera retournée à la centrale sous forme de condensat qui sera lui aussi traité et retourné aux chaudières de récupération.

2.2.3.3 *Panache de vapeur*

Pour refroidir l'eau qui aura servi à condenser la vapeur, une tour de refroidissement composée de neuf cellules sera utilisée. L'eau chaude sera mise en contact avec de l'air circulant à contre courant. Même si l'eau entrant dans la tour de refroidissement est traitée pour optimiser le nombre de cycles d'utilisation, une partie de celle-ci s'évaporerait. Il pourra en résulter un panache de vapeur dans certaines conditions météorologiques qui pourra provoquer la formation de brouillard ou de glace sur la chaussée des routes avoisinantes.

La modélisation du panache de la tour de refroidissement a été réalisée de façon conforme aux exigences du ministère de l'Environnement. En l'absence de données météorologiques concernant l'humidité relative aux stations météorologiques de Bécancour et de Gentilly, les données météorologiques de Dorval ont été utilisées. Les résultats de la simulation mettent en évidence la possibilité d'un événement de brouillard sur l'autoroute 30 sur une période de cinq ans.

Considérant les risques associés à ce type d'événement et le degré d'incertitude régnant sur la représentativité des données d'humidité relative utilisées lors de la modélisation pour la région de Bécancour, il a été convenu avec TransCanada qu'une station météorologique serait installée sur le site de l'usine dès le début des travaux de construction afin d'acquérir des données plus représentatives de la région de Bécancour. Une nouvelle modélisation du panache de vapeur devra être réalisée avant le démarrage de la centrale lorsque le nombre et la qualité des données seront considérés suffisants par le spécialiste en modélisation du ministère de l'Environnement afin d'obtenir des résultats plus représentatifs.

La nécessité d'installer des échangeurs de chaleur sur une ou plusieurs cellules de la tour de refroidissement afin de réduire l'importance du panache de vapeur sera évaluée à partir de ces résultats.

Même si les résultats obtenus ne permettraient pas de mettre en évidence la nécessité d'installer des équipements supplémentaires, les données météorologiques serviront au développement d'un protocole de surveillance et de contrôle du panache de vapeur qui permettra à l'opérateur de l'usine d'intervenir au niveau du débit d'arrosage, de la vitesse des ventilateurs des tours de refroidissement, sur la quantité d'énergie à produire ou sur tout autre paramètre influençant l'importance du panache de vapeur pour éviter des inconvénients sur l'autoroute 30.

Dans l'éventualité où ces mesures s'avéreraient inefficaces et que la fréquence de brouillard sur l'autoroute 30 dépassait la fréquence prévue, un comité pourrait être mis en place pour évaluer à nouveau la situation et prendre action pour remédier à la situation.

Une rencontre a été organisée le 15 septembre 2003 aux locaux de la Société du Parc industriel et portuaire de Bécancour pour informer les industries voisines de la nature du projet prévu par TransCanada Energy Ltd. Les impacts du panache de la tour de refroidissement avaient alors été présentés et n'avaient pas suscité de réaction de la part des représentants des industries présents, dont plusieurs voisins de TransCanada.

2.2.3.4 Bruit

Les critères d'acceptabilité des impacts sonores du ministère de l'Environnement seraient respectés à la fois pour les phases « construction » et « exploitation » de la centrale. Lors de l'exploitation de la centrale, le critère de 70 dBA serait respecté à la limite de propriété.

Les résidences situées à l'intérieur des limites du Parc industriel et portuaire de Bécancour devraient être protégées d'une trop grande augmentation des niveaux de bruits.

Le programme de surveillance et de suivi permettra de vérifier l'exactitude des prévisions et l'initiateur prendra si nécessaire les mesures correctives appropriées pour rencontrer les prévisions initiales.

2.2.3.5 Les risques technologiques

L'analyse de risque technologique avait pour but d'identifier les accidents technologiques majeurs susceptibles de se produire sur le site de la centrale et d'évaluer leurs conséquences possibles hors site. Elle visait aussi l'identification de mesures permettant de réduire l'importance des accidents potentiels.

Parmi les matières dangereuses utilisées, le gaz naturel et l'hydrogène sont visées par le MENV pour fins de gestion des risques d'accidents technologiques majeurs. Toutefois, la quantité présente sur le site est inférieure à la quantité à partir de laquelle une analyse de risques d'accidents technologiques est demandée. Malgré cela, l'initiateur a réalisé une analyse de risques d'accidents technologiques pour l'ammoniaque, le gaz naturel et l'hydrogène.

L'ammoniaque serait utilisée à la centrale sous forme aqueuse à une concentration de 19 %. Elle serait utilisée dans le convertisseur catalytique sélectif (SCR) et servirait à la réduction des oxydes d'azote. Une quantité de 67 tonnes serait entreposée à la centrale. C'est le produit chimique qui ferait l'objet du plus grand nombre de transports routiers avec une fréquence de livraison d'environ 2 fois par semaine. Il est à noter qu'une analyse de risques d'accidents technologiques est demandée lorsque la quantité d'ammoniaque, de concentration de 20 % et plus, est supérieure à 9,1 tonnes métriques.

Les scénarios normalisés étudiés incluent un déversement d'ammoniaque dans la cuvette de rétention d'un réservoir extérieur sans balles flottantes et un déversement d'ammoniaque dans la cuvette de rétention d'un réservoir intérieur avec balles flottantes. En cas de déversement, les

balles diminuent de 90 % le taux d'évaporation de l'ammoniaque en créant un obstacle à la surface du liquide répandu dans la cuvette de rétention, limitant ainsi la formation du nuage toxique.

TransCanada s'est engagé à placer un lit de balles flottantes dans la cuvette de rétention du réservoir d'ammoniaque et à construire un abri au-dessus de la cuvette pour protéger les balles des intempéries (pluie, glace, vent). Ces mesures d'atténuation font en sorte qu'une fuite d'ammoniaque dans une cuvette de rétention n'aurait pas de conséquence sérieuse hors du site de l'usine et n'affecterait aucune résidence.

Les conséquences associées au déversement d'ammoniaque à la suite de la rupture complète d'une conduite d'alimentation et celles associées à l'explosion d'ammoniac confiné dans un bâtiment ont été analysées. Les résultats indiquent que ces conséquences n'auraient pas de conséquence sérieuse hors du site de l'usine et n'affecteraient aucune résidence.

Il n'y a pas d'entreposage de gaz naturel sur le site de la centrale. Les scénarios impliquant la rupture de la conduite d'alimentation et une explosion dans une chaudière ont été présentés. Les conséquences de tels événements indiquent qu'il pourrait y avoir un risque de blessures jusqu'à environ 300 mètres du lieu de l'accident. À cette distance aucune résidence ne serait affectée.

Enfin, les scénarios d'accidents associés à l'hydrogène auraient des conséquences essentiellement limitées au site de la centrale.

Plan d'urgence

Une version préliminaire du plan d'urgence, accompagnée d'un scénario d'intervention minute par minute, a été déposée avec l'étude d'impact. La version finale du plan d'urgence devra être réalisée en consultation avec les divers organismes concernés dont la ville de Bécancour, la Société du Parc industriel et portuaire de Bécancour, les compagnies Norsk Hydro et PCI ainsi que les compagnies situées à proximité du site de la centrale.

Une version finale du document devra être déposée au ministère de l'Environnement avant le début de l'exploitation de l'usine.

2.2.3.6 Santé

Dans le cadre de l'analyse environnementale d'un projet, la Direction de la protection de la santé publique est consultée pour évaluer les impacts possibles de sa réalisation sur la santé des populations avoisinantes. Au niveau local et régional, la seule préoccupation mentionnée concerne la concentration de particules dans l'air ambiant parce que tout ajout de poussières aux concentrations déjà présentes dans l'environnement nous approche des seuils où des effets sont démontrés. La contribution maximale évaluée de la centrale correspond à $2,9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ mais il n'y a pas de dépassement de critère.

Au niveau global, en augmentant les GES, le projet contribuerait à l'augmentation des risques pour la santé et pour le bien-être humain associés aux changements climatiques ce que l'ensemble des organismes internationaux de santé et d'environnement reconnaissent.

La direction de la protection de la santé publique met en garde contre la multiplication des projets de production thermique d'électricité qui pourraient avoir un coût environnemental et sociosanitaire véritable compte tenu des émissions de GES alors qu'analysés un à un les projets semblent inoffensifs.

CONCLUSION

Les impacts environnementaux résultant de la réalisation de la centrale de cogénération de Bécancour sont peu nombreux : les émissions atmosphériques, le panache de vapeur, le bruit, les rejets liquides et les risques technologiques. Des mesures appropriées permettent de contrôler ces impacts et des les rendre acceptables.

La technologie choisie répond aux exigences fixées par la Régie de l'énergie et par Hydro-Québec Distribution dont celle d'une technologie éprouvée et mature. Les choix technologiques effectués tendent à minimiser les impacts sur l'environnement et à maximiser l'efficacité énergétique du projet qui sera de 60 à 62 %. Le ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs reconnaît la pertinence et la justification du projet.

Au plan régional, la vente de vapeur permettra aux compagnies Norsk Hydro et PCI de se procurer de l'énergie à moindres coûts et d'améliorer ainsi leur compétitivité. La fermeture de leurs chaudières combinée à l'utilisation d'un convertisseur catalytique sélectif ou SCR par la centrale auront pour effet de diminuer les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) et d'oxydes de soufre (SO₂) et ainsi, d'améliorer la qualité de l'air de la région de Bécancour.

La mise en service de la centrale de cogénération aura toutefois un impact important sur le bilan québécois des gaz à effet de serre. Les émissions nettes prévues du projet sont de 1,54 million de tonnes d'équivalents CO₂ par année ce qui représente une augmentation de 1,8 % pour le bilan des émissions de GES du Québec (année de référence 2001). L'engagement du gouvernement du Québec étant de réduire ses émissions de GES de 6 % par rapport aux émissions de 1990, la réalisation du projet ne peut pas se faire sans la mise en place de mesures de compensation appropriées.

Considérant que la mise en œuvre du Protocole de Kyoto par le gouvernement fédéral pourrait se traduire par des crédits d'émissions compte tenu des orientations prises et de la performance prévue de la centrale, il faut chercher d'autres options pour compenser les émissions de GES résultantes du projet.

Puisque qu'il n'est pas possible de modifier les paramètres du contrat qui lie TransCanada à Hydro-Québec Distribution, il faut chercher des solutions visant à compenser l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre à d'autres niveaux. Il y aurait lieu par exemple d'examiner la possibilité de demander à Hydro-Québec de compenser, à même la gestion de son parc de production ou par des contraintes qui seraient exigées lors des prochains appels d'offres, l'augmentation des émissions de GES occasionnée par la mise en service de la centrale.

Original signé par :

Diane Gagnon, ing. M.Sc.
Chargée de projet
Service des projets industriels et en milieu nordique

RÉFÉRENCES

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur R-3470-2001*, 25 octobre 2001, pagination multiple.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Electricity Supply for Québec Needs, Call for Tenders Document A/O 2002-01, Firm capacity for a total of 600 MW and associated energy, february 21, 2002.*

HYDRO-QUÉBEC. *Plan Stratégique 2004-2008*, octobre 2003, 120 pages et annexes.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE. *Décision relative à la phase I du dossier, Demande relative à l'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec, D-2002-17, R-3470-2001*, 21 janvier 2002, 37 pages.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE. *Décision procédurale, Demande relative à l'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec. D-2002-254, R-3470-2001*, 2 novembre 2001, 5 pages et avis public.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE. *Rapport de constatations, Surveillance de la procédure d'appel d'offres et d'octroi et de l'application du code d'éthique, Appel d'offres A/O 2002-01 émis le 21 février 2002 par Hydro-Québec Distribution*, préparé par Michel Hardy, régisseur, 18 juin 2002, 28 pages.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE. *Décision relative à la phase 2 du dossier, Demande relative à l'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec. D-2002-169, R-3470-2001*, 2 août 2002, 75 pages.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE. *Décision, Demande du distributeur concernant l'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2002-01. D-2003-159, R-3515-2003*, 19 août 2003, 75 pages.

ANNEXES

ANNEXE 1 : CONSTATATIONS DU RAPPORT DU BAPE

Avis 1 — La commission est d'avis que le projet de TransCanada Energy Ltd. aurait des répercussions négligeables sur le climat sonore des secteurs habités tant en zone résidentielle, industrielle que récréative, en autant que les mesures d'atténuation proposées par le promoteur soient mises en place.

Avis 2 — La commission est d'avis qu'un suivi de l'ambiance sonore devrait être effectué aux deux plus proches résidences de la centrale projetée, situées en zone industrielle, et qu'il y aurait lieu de leur accorder le même traitement que si elles se situaient en zone résidentielle advenant une augmentation de plus de 3 dB(A) du niveau sonore.

Avis 3 — La commission est d'avis qu'il importe que tous les acteurs visés coordonnent et unissent leurs moyens pour mettre en place un programme efficace de gestion du risque, compte tenu qu'il subsiste une possibilité d'accidents majeurs associés au projet de TransCanada Energy Ltd.

Avis 4 — La commission est d'avis que TransCanada Energy Ltd. doit s'assurer que la vapeur d'eau qui émanerait des cheminées ne diminue pas la sécurité des usagers du réseau routier aux environs de la centrale projetée. Des mesures d'atténuation pour garantir la sécurité routière aussi bien sur les rues environnantes que sur l'autoroute 30 devraient être mises en place à cet effet.

Avis 5 — La commission est d'avis qu'à l'échelle du Québec les retombées économiques du projet de construction d'une centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. sont peu élevées lorsqu'elles sont comparées à l'investissement initial et aux dépenses d'exploitation associées.

Avis 6 — La commission est d'avis que peu d'emplois permanents seraient créés par l'exploitation de la centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. et que la filière efficacité énergétique pourrait être plus avantageuse à cet égard.

Avis 7 — La commission est d'avis qu'en lui-même le projet de centrale de cogénération par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour aurait peu d'effets structurants sur le développement du Parc industriel et portuaire de Bécancour.

Avis 8 — La commission est d'avis que, pour avoir une idée plus juste des effets structurants du projet de la centrale de cogénération par TransCanada Energy Ltd. sur le Parc industriel et portuaire de Bécancour, il aurait été nécessaire que son mandat d'enquête et d'audience publique porte également sur l'implantation de la conduite sous-fluviale de gaz naturel par Gaz Métro, qui est une composante essentielle à la réalisation du projet. Il importe que l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement intègrent l'ensemble des composantes d'un projet de cette envergure de manière à mieux déterminer ses impacts sur l'environnement et à présenter au public et aux décideurs une meilleure vision d'ensemble pour en permettre l'optimisation, le cas échéant.

Avis 9 — Compte tenu de l'effet planétaire des gaz à effet de serre et des engagements du Canada au regard du Protocole de Kyoto, la commission est d'avis que les émissions découlant de l'extraction, du traitement, du transport et de la distribution du gaz naturel doivent être prises en considération même si elles se produisent à l'extérieur du territoire québécois et qu'elles ne s'ajoutent pas à son bilan.

Avis 10 — La commission est d'avis que quel que soit le volume de gaz à effet de serre du Québec et quelle que soit la part de l'effort canadien de réduction que le Québec devra assumer, la quantité de gaz à effet de serre émis par la centrale de cogénération à Bécancour augmenterait d'autant l'effort de réduction que le Québec aura à fournir.

Avis 11 — La commission est d'avis que le recours à une centrale de cogénération pour fournir une alimentation électrique de base déroge à l'intention, exprimée dans le Plan d'action québécois sur les changements climatiques, de restreindre l'usage des centrales thermiques déjà présentes sur le territoire québécois à la satisfaction des besoins de pointe.

Avis 12 — La commission est d'avis que le choix de retenir la filière thermique pour répondre à la croissance de la demande en électricité équivaut à accorder un caractère quasi permanent à une solution qui en principe n'est pas privilégiée.

Avis 13 — La commission est d'avis que, malgré les gains d'efficacité que procure la production de vapeur, l'efficacité énergétique de la centrale de cogénération proposée par TransCanada Energy Ltd. n'est pas très différente de celle d'un projet de centrale à cycle combiné et qu'elle n'atteint pas le niveau d'efficacité minimal de 70 % que le gouvernement du Québec exigera dorénavant pour les projets de cogénération qui seront réalisés dans le cadre de l'application du Règlement sur l'énergie produite par cogénération.

Avis 14 — La commission est d'avis que la construction d'une centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. contribuerait, bien que modestement, à la diversification des modes de production d'électricité souhaitée par la Politique énergétique du Québec.

Avis 15 — La commission est d'avis que la centrale de cogénération proposée par TransCanada Energy Ltd. se comparerait à d'autres centrales au gaz à cycle combiné de capacité similaire quant à la charge polluante qu'elle générerait. Elle est d'avis également que la quantité de vapeur qui serait produite ne lui permettrait pas de se distinguer des centrales au gaz sans cogénération sur le plan de la performance énergétique.

Avis 16 — La construction d'une centrale comme celle proposée par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour correspond à un choix de dernier recours dans la stratégie québécoise de réduction des gaz à effet de serre. La commission est d'avis que ce choix ne se justifie que si toutes les autres possibilités ont été épuisées. Or, la démonstration n'a pas été faite à ce jour. L'avis de la Régie de l'énergie demandée par le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs en février 2004 devrait permettre de clarifier la situation.

Avis 17 — La commission est d'avis qu'il importe que la Politique énergétique du Québec soit mise à jour rapidement afin que soient fixés des objectifs nationaux en matière d'efficacité énergétique et les moyens de mise en œuvre. De plus, un plan d'action en cette matière devrait être élaboré de façon à coordonner les efforts.

Avis 18 — La commission est d'avis que le potentiel d'efficacité énergétique au Québec est encore nettement sous-exploité, malgré la limitation en la matière qui découle du faible prix de l'électricité comparativement au reste de l'Amérique du Nord. Elle est d'avis que la hausse du coût d'acquisition de l'électricité postpatrimoniale va faciliter l'exploitation de ce potentiel et que, dans la mesure où un plan d'action est mis en œuvre rapidement et que les ressources adéquates y sont consacrées, l'efficacité énergétique pourrait contribuer à éviter la construction de nouvelles centrales thermiques.

Avis 19 — La commission est d'avis que l'efficacité énergétique devrait être privilégiée dans le processus de sélection des projets devant satisfaire la demande québécoise en électricité conformément au degré de priorité que lui accordent la Politique énergétique du Québec et le Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques.

Avis 20 — Compte tenu de la forte demande en électricité que les alumineries suscitent, des grandes quantités de gaz à effet de serre qu'elles émettent et du faible taux d'emploi qu'elles génèrent par rapport à leur consommation énergétique, la commission est d'avis que les projets d'agrandissement d'alumineries devraient être assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement et ainsi faire l'objet d'un débat public. De plus, dans une approche cohérente, la politique de développement industriel du Québec devrait être revue pour s'harmoniser avec la Politique énergétique du Québec et le Plan d'action 2000-2002 sur les changements climatiques.

Avis 21 — La commission est d'avis que les règles régissant l'approvisionnement des Québécois en énergie électrique doivent refléter les valeurs du développement durable auxquelles le gouvernement du Québec adhère et, en particulier, le degré de priorité accordé à l'efficacité énergétique et à l'hydroélectricité dans la stratégie québécoise sur les changements climatiques.

Avis 22 — La commission est d'avis que le programme de développement de l'énergie éolienne au Québec devrait être plus ambitieux et qu'à cette fin, un bloc d'énergie éolienne devrait faire l'objet d'un nouvel appel d'offres.

Avis 23 — La commission est d'avis que l'exploitation des capacités d'importation des interconnexions du réseau de transport d'Hydro-Québec avec les réseaux voisins peut s'avérer une solution palliative pour combler une partie de la demande en électricité à court et à moyen terme. Cette approche pourrait offrir une solution complémentaire aux différentes avenues de la gestion de la demande d'énergie et à un plan d'action national en matière d'efficacité énergétique.

Avis 24 — La commission est d’avis que le potentiel de croissance du marché du chauffage au gaz ne permet pas, à court ou à moyen terme, de modifier substantiellement les tendances de la demande en électricité au Québec. Elle est également d’avis qu’une croissance marquée de la part du gaz naturel dans le marché du chauffage ne serait pas avantageuse sur le plan environnemental à moins qu’elle ne se fasse exclusivement qu’aux dépens du mazout et du bois.

Avis 25 — La commission est d’avis qu’avant de recourir à une centrale au gaz naturel pour combler la demande supplémentaire en électricité il importe d’exploiter le potentiel d’une stratégie intégrée combinant un plan d’action national en efficacité énergétique, une gestion rigoureuse de la demande faisant appel notamment aux contrats d’énergie interruptible, un recours temporaire aux importations et l’acquisition de nouvelles énergies renouvelables, surtout hydroélectriques et éoliennes. Cela permettrait au Québec d’être cohérent avec les principes du développement durable et de demeurer fidèle à son engagement de réduire les gaz à effet de serre.

ANNEXE 2 : LISTE DES UNITÉS ADMINISTRATIVES DU MINISTÈRE, DES MINISTÈRES ET DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX CONSULTÉS

L'évaluation de la recevabilité de l'étude d'impact et l'analyse environnementale du projet a été réalisée par le Service des projets industriels et en milieu nordique de la Direction des évaluations environnementales en collaboration avec les unités administratives concernées du ministère de l'Environnement, les ministères et les organismes suivants :

- Ministère de l'Environnement :
 - Direction régionale de la Mauricie et du Centre-du-Québec;
 - Direction des politiques du secteur industriel, Service des lieux contaminés;
 - Direction des politiques du secteur industriel, Service de la qualité de l'atmosphère;
 - Direction des politiques du secteur industriel, Service de l'assainissement des eaux;
 - Direction du suivi de l'état de l'environnement, Service des avis et des expertises;
 - Bureau sur les changements climatiques.
- Ministère des Affaires municipales, du Sport et du Loisir, Direction régionale de la Mauricie et du Centre-du-Québec;
- Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, Direction régionale du Centre-du-Québec;
- Ministère de la Culture et des Communications, Direction régionale de la Mauricie et du Centre-du-Québec;
- Ministère du Développement économique et régional et de la Recherche, Direction des politiques;
- Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, Direction du développement électrique, Service de l'aménagement électrique;
- Ministère de la Santé et des Services sociaux, Direction de la protection de la santé publique;
- Ministère de la Sécurité publique, Direction régionale de la sécurité civile de la Mauricie et du Centre-du-Québec;
- Ministère des Transports, Direction de la Mauricie – Centre-du-Québec;
- Société de la Faune et des Parcs, Direction de l'aménagement de la faune de la Mauricie et du Centre-du-Québec.

ANNEXE 3 : CHRONOLOGIE DES ÉTAPES IMPORTANTES DU PROJET

Date	Événement
13 juin 2002	Dépôt de l'avis de projet par TransCanada
21 juin 2002	Transmission de la directive du ministre
30 mai 2003	Dépôt de l'étude d'impact par TransCanada
10 juillet 2003	Transmission des questions et commentaires sur l'étude d'impact
6 août 2003	Dépôt d'un addenda à l'étude d'impact par TransCanada
16 septembre 2003	Transmission des questions et commentaires (2 ^e série) sur l'étude d'impact
18 septembre 2003	Dépôt d'un complément d'information
18 septembre 2003	Transmission de l'avis de recevabilité
7 octobre 2003 au 21 novembre 2003	Période d'information et de consultation publiques
17 novembre 2003 au 17 mars 2004	Audiences publiques
13 avril 2004	Rapport du BAPE rendu public