
UNE PRODUCTION D'ÉNERGIE... À LA ROMAINE
LE PROJET DE LA ROMAINE DE RÉSISTE PAS
À L'ANALYSE ÉCONOMIQUE ET ÉCOLOGIQUE

MÉMOIRE DÉPOSÉ À LA
COMMISSION D'EXAMEN CONJOINT POUR LE
PROJET D'AMÉNAGEMENT D'UN COMPLEXE HYDROÉLECTRIQUE
SUR LA RIVIÈRE ROMAINE

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES
SUR L'ENVIRONNEMENT (BAPE)

PAR
NATURE QUÉBEC

Décembre 2008



Nature Québec

sensible à tous les milieux

Comment citer ce document :

Nature Québec, 2008. *Une production d'énergie... à la romaine. Le projet de La Romaine ne résiste pas à l'analyse économique et écologique*, mémoire déposé à la commission d'examen conjoint pour le projet d'aménagement d'un complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine, Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). 68 pages.

Rédacteurs principaux : Jean-François Blain (partie 1) et
Charles-Antoine Drolet (partie 2)

ISBN 978-2-923567-77-8 (version imprimée)

ISBN 978-2-923567-78-5 (version PDF)

© Nature Québec, 2008

870, avenue De Salaberry, bureau 207 • Québec (Québec) G1R 2T9

TABLE DES MATIÈRES

RECOMMANDATIONS DE NATURE QUÉBEC	V
PREMIÈRE PARTIE – ÉVALUATION STRATÉGIQUE DU PROJET	1
Résumé des stratégies proposées.....	3
Mise en contexte	5
Description du projet.....	5
Bilan prévisionnel	7
Production et distribution d'électricité au Québec.....	7
Analyse comparée du projet	11
Gestion de la demande.....	11
Un gisement : l'économie d'énergie	11
La mise à jour du code du bâtiment.....	14
Autres filières énergétiques	18
Énergie solaire	18
Géothermie.....	20
Développement éolien.....	21
Cas problématiques	24
La centrale SM-3.....	24
La centrale de TCE à Bécancour	25
Diversification.....	27
Sécurité des approvisionnements.....	27
Externalités environnementales et planification intégrée des ressources.....	31
Conclusion de l'évaluation stratégique du projet	33

DEUXIÈME PARTIE –	
ANALYSE DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX.....	35
Résumé de l'analyse des impacts environnementaux	39
Une commission du BAPE qui s'esquive	40
Des audiences qui se tiennent dans un contexte difficile	40
Le harnachement de la rivière Romaine,	
ou la destruction d'un écosystème fonctionnel	41
Des espèces aux effectifs en déclin	43
Un développement qui n'est pas durable	43
L'hydroélectricité et ses impacts sur la vie aquatique.....	45
L'eau douce et sa rencontre avec la mer	45
Les rivières ne coulent pas en vain dans la mer :	
effets biologiques des rivières et des panaches estuariens.....	45
L'eau douce intervient par la stratification de la colonne d'eau.....	46
Les panaches	47
Les apports d'eau douce influent sur la productivité marine	47
L'eau douce accroît la production secondaire :	
la production du homard liée aux débits du fleuve Saint-Laurent.....	48
L'eau douce, un facteur positif pour les poissons commerciaux :	
la morue et l'aiglefin	51
La productivité de la morue en Islande, du Robalo au Chili et de 13 espèces de	
poisson en Méditerranée aussi influencée par les débits des rivières.....	52
L'eau douce et sa rencontre avec la mer : conclusions	52
Effets de l'altération des débits qui atteignent l'estuaire et le golfe	54
Le Saint-Laurent : un fleuve perturbé :	
effets des altérations des débits d'eau douce	54
Victimes de développements passés : les poissons du Saint-Laurent	54
Le fleuve : un avenir incertain	55
Un rôle accru pour les rivières de la côte-nord.....	55
Les ressources marines du golfe dans un état précaire	55
Les mammifères du Saint-Laurent et les débits d'eau douce.....	56
Impact appréhendé sur les ressources d'une réserve de parc national : comment	
concilier les objectifs d'un projet industriel majeur avec ceux d'un parc ?.....	57
Les débits réservés ne sont pas respectés :	
le saumon de la Romaine y survivra-t-il ?.....	58
Effets de l'altération des débits qui atteignent	
l'estuaire et le golfe : conclusions	59
OUVRAGES CITÉS	61
ANNEXES À LA PREMIÈRE PARTIE	
Annexe 1	65
Annexe 2	68

RECOMMANDATIONS DE NATURE QUÉBEC

Recommandation 1

En raison de ses impacts importants sur l'écosystème de la rivière Romaine, de ses impacts sur la biodiversité, et particulièrement sur celle de son estuaire et de la *Réserve de parc national du Canada de l'Archipel-de-Mingan*, impacts démontrés dans le présent mémoire ;

Et, compte tenu du contexte général de surplus énergétiques et des diverses options dont dispose le Québec pour diversifier son secteur énergétique ;

Nature Québec recommande à la Commission de rejeter le projet de complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine en faveur d'alternatives, en conformité aux principes de précaution et de planification intégrée des ressources que ses décisions sont censées respecter

Recommandation 2

Nature Québec, après avoir identifié, quantifié et qualifié le potentiel de certaines des options énergétiques les plus prometteuses et justifié leur priorisation, demande à la Commission de recommander :

- de poursuivre et d'accentuer les actions visant la gestion de la demande et l'économie d'énergie ;
- d'accélérer l'implantation de la géothermie pour tous les cas d'application portant sur des volumes d'énergie suffisants ;
- en matière de production d'énergie, de donner priorité au développement public de la filière éolienne en faisant passer sa contribution de 10 à 15 % de l'ensemble de la puissance installée dont disposera le Québec d'ici 2015. Un développement public de la filière éolienne serait pleinement justifié pour une puissance additionnelle de 3000 MW.
- de privilégier les initiatives concernant l'amélioration du rendement énergétique des bâtiments ; notamment en donnant suite à l'intention énoncée dans la Stratégie énergétique 2006-2015 et qui rendra obligatoire la norme NovoClimat ; les habitations construites utiliseront 25 % moins d'électricité pour leurs besoins de chauffage ;
- à cette fin, de prioriser la mise à jour du Code du bâtiment et l'introduction du captage solaire. Sans même entraîner de coûts additionnels, l'intégration de quelques principes de captage solaire au Code du bâtiment, conjuguée à l'imposition de la norme NovoClimat, porterait l'économie sur les coûts de chauffage d'une résidence de 25 % à plus de 40 % ;

Ces différentes mesures pourraient libérer ou produire, d'ici 20 ans, jusqu'à 20 TWh/an d'énergie, alors que le projet La Romaine, s'il était complété en 2020, en produirait 8 TWh/an. Elles permettraient la création de 8830 emplois directs (NovoClimat, captage solaire, géothermie), auxquels s'ajoutent 300 emplois directs et 6000 emplois liés à la construction pour une durée de huit ans dans le secteur éolien, et ce, dans toutes les régions du Québec.

Recommandation 3

Pour ce qui est de la filière hydroélectrique, Nature recommande que le gouvernement du Québec et Hydro-Québec envisagent la possibilité de compléter uniquement l'aménagement des rivières déjà harnachées. Cela ajouterait notamment de la flexibilité dans l'utilisation des centrales existantes et dans la répartition de leur usage entre les vocations de base et de pointe. Cette approche, qui nécessiterait un inventaire du potentiel résiduel des grands cours d'eau déjà aménagés, comporterait plusieurs avantages : produire plus d'énergie avec la même eau, relever le niveau moyen des réservoirs grâce à une réduction de la production en base de certaines des centrales aux plus grands débits d'équipement, disposer de lignes de transport existantes et accessibles tout en maximisant leur taux d'utilisation, conserver les rivières vierges.

Recommandation 4

Pour rencontrer les exigences démocratiques et rétablir les conditions nécessaires à la cohésion sociale et politique, les activités de la division Production d'Hydro-Québec doivent être replacées sous la juridiction d'une autorité réglementaire compétente et ses projets doivent être soumis à un véritable examen public, incluant l'évaluation de diverses options alternatives et de leur justification sur les plans énergétique et économique. Actuellement, on se retrouve dans la situation absurde où l'on ne tient absolument pas compte des surplus importants d'Hydro-Québec Production dans la planification de la demande.

Nature Québec a abondamment illustré dans ce mémoire les conséquences financières et environnementales pouvant résulter d'erreurs de planification, de mauvais choix génériques, politiques ou normatifs de modèles de développement inconséquents.

En conséquence, Nature Québec recommande l'abrogation de la *Loi 116* adoptée en 2000, laquelle a soustrait la production d'électricité de la juridiction de la Régie de l'énergie, et recommande la mise en place d'une véritable planification intégrée des ressources.

Recommandation 5

Le Québec poursuit un développement du secteur électrique hyper spécialisé dans la filière hydroélectrique (encore plus de 95 % des capacités de production), en dépit des autres options qui s'offrent à lui. Cela se fait au prix du saccage permanent de certaines des dernières grandes rivières vierges de la planète, sans égard à leur valeur, et ce, sans trop se préoccuper de la vulnérabilité aux aléas climatiques que ce choix comporte (étés secs de 1998 et 2003, par exemple). En conséquence, Nature Québec recommande :

- d'augmenter le rendement énergétique des bâtiments, neufs et existants, par l'amélioration des normes, l'optimisation de l'orientation et de l'aérodynamisme architectural, et par des programmes de rénovation ;

- de déplacer une part significative de nos besoins d'énergie pour le chauffage des bâtiments de l'électricité vers des sources d'énergie non polluantes, renouvelables et autonomes, telles que la géothermie et l'énergie solaire ;
- de réduire la part de l'hydroélectricité dans les approvisionnements d'Hydro-Québec en introduisant une source de production dont les apports énergétiques soient complémentaires au profil annuelle de l'hydraulicité, notamment la filière éolienne.

Recommandation 6

Que la commission du BAPE voit au respect intégral de l'esprit et de la lettre de la *Politique de débits réservés pour la protection du poisson et de ses habitats* qui n'est pas respectée par Hydro-Québec et ne rencontre pas ses objectifs. Que le gouvernement du Québec revoit et renforce cette politique.

Recommandation 7

Nature Québec recommande que le Bureau d'audiences publiques fasse preuve de davantage d'indépendance face au gouvernement et au promoteur en refusant d'examiner des études d'impact de projets qui ne comprennent pas l'examen complet d'au moins un scénario alternatif, qui ne fassent pas un bilan complet des impacts cumulatifs générés par des ouvrages semblables sur un même milieu récepteur ; et qui segmentent un même projet en deux ou plusieurs projets comme c'est le cas avec le projet La Romaine. Le gouvernement et/ou le promoteur soustraient à l'examen la construction de la ligne de transport de 500 kilomètres sans laquelle le projet de barrages n'aurait aucun sens.

Recommandation 8

Nature Québec demande à la Commission de recommander l'interdiction par voie législative de la conclusion d'ententes financières entre des corps publics et des promoteurs avant qu'un projet n'ait fait l'objet d'un processus d'évaluation environnementale et d'un examen public complet. Cela permettrait de maintenir le débat public ouvert pour tout le monde jusqu'à la fin et ferait en sorte que les élus locaux conservent jusqu'au bout la liberté d'intervenir au nom de l'intérêt général, dans tous les domaines de leur compétence.

Recommandation 9

Nature Québec recommande au gouvernement de garantir l'indépendance du BAPE en prenant notamment les dispositions législatives nécessaires pour que son président soit nommé par l'Assemblée nationale et que lui et les commissaires qu'il recruterait soient nommés à travers un processus transparent et selon des conditions qui garantissent leur totale indépendance.

PREMIÈRE PARTIE

ÉVALUATION STRATÉGIQUE DU PROJET

RÉSUMÉ DES STRATÉGIES PROPOSÉES

Le lecteur trouvera ici le résumé des options évaluées dans le présent mémoire (Partie 1, section 2 : Analyse comparée de la demande) en remplacement du projet La Romaine. Ces mesures pourraient générer près de 20 TWh/h¹/an d'énergie d'ici 20 ans (comparé à 8 TWh pour le projet La Romaine).

Les trois premières options réunies représentent à elles seules des économies d'énergie d'une valeur annuelle de 1,093 milliard \$ et permettraient la création d'environ 8 830 emplois directs.

Voici les options proposées :

- Imposition de la norme Novoclimat pour toutes les unités d'habitation neuves (35 000/an) générerait à elle seule des économies d'énergie récurrentes de 1,279 TWh/an à partir de la dixième année, d'une valeur annuelle de 112 M\$, ou de 2,558 TWh/an à partir de la vingtième année, d'une valeur annuelle de 273 M\$. Elle permettrait la création de 1 911 emplois directs permanents.
- Introduction dans le code du bâtiment de normes obligatoire visant l'optimisation du captage solaire passif, conjuguée à la norme Novoclimat, ferait passer les économies d'énergie précédemment mentionnées à 2,046 TWh/an à partir de la dixième année, d'une valeur annuelle de 179 M\$, ou 4,092 TWh/an à partir de la vingtième année, d'une valeur annuelle de 437 M\$. Ce sont environ 3050 emplois directs qui seraient alors créés.
- Dotation, chaque année, d'un système de chauffage géothermique pour 1 % des unités d'habitation du Québec. Les économies d'énergie atteindraient 3,069 TWh/an au bout de dix ans, d'une valeur annuelle de 269 M\$, et 6,139 TWh/an au bout de vingt ans, d'une valeur annuelle de 656 M\$. Ce sont 5 779 emplois directs qui seraient créés.
- Développement de 3 000 MW de puissance éolienne additionnelle par Hydro-Québec permettrait de produire près de 9,5 TWh d'énergie/an et générerait des revenus additionnels de 750 à 950 millions \$/an, incluant des bénéfices annuels qui passeraient en quelques années de 200 à 400 M\$ pour atteindre un montant cumulatif d'environ

¹ Le kilowattheure (symbole : kWh) est une unité de mesure d'énergie valant 3,6 mégajoules (MJ). Elle est surtout utilisée pour mesurer l'énergie électrique.

C'est l'énergie correspondant à une puissance d'un kilowatt (1 kW) pendant une durée d'une heure. Ce peut être une puissance générée (turbine hydroélectrique ...) ou une puissance consommée (plaque de cuisson ...).

Un appareil électrique consommant une puissance d'un watt (1 W) (une mise en veille d'un téléviseur par exemple) utilise 8,76 kWh durant un an.

On utilise aussi d'autres préfixes, par exemple :

- 1 kilowattheure (kWh) = 1 000 Wh = 3,6 MJ
- 1 mégawattheure (MWh) = 1 000 kWh = 1 000 000 Wh
- 1 gigawattheure (GWh) = 1 000 MWh = 1 000 000 kWh = 1 000 000 000 Wh
- 1 térawattheure (TWh) = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh = 1 000 000 000 000 Wh

10 milliards \$ au bout de 25 ans. Cet investissement créerait environ 300 emplois permanents liés à la gestion et l'entretien des parcs en plus des 6 000 emplois liés à la construction pour une durée de 8 ans (48 000 emplois-année) et des 200 autres emplois liés au raccordement et à l'intégration au réseau de transport jusqu'à la mise en service.

Les trois premières options réunies représentent des économies d'énergie de 5,115 TWh/an au bout de 10 ans et de 10,231 TWh/an au bout de 20 ans, d'une valeur annuelle de 1,093 milliard \$, et la création d'environ 8 830 emplois directs.

Ces options ont été priorisées en fonction de leur potentiel économique, de leur rentabilité sociale et de leurs bénéfices additionnels sur le plan environnemental.

Leur déploiement ne diminue aucunement la pertinence et la nécessité de poursuivre et de bonifier les programmes et mesures d'efficacité énergétique destinés à la rénovation des bâtiments existants, à l'amélioration des procédés industriels ou à l'implantation des nouvelles technologies.

Il importe notamment de dédier une part significative des investissements en efficacité énergétique aux ménages à faible revenu, pour lesquels l'augmentation rapide des prix de l'énergie constitue un facteur d'appauvrissement chronique.

Les quatre options privilégiées permettent, simultanément :

- d'améliorer la gestion de la demande ;
- de diversifier les approvisionnements énergétiques ;
- de libérer une partie de la richesse disponible, actuellement gaspillée ;
- d'améliorer les bilans environnemental et de santé publique du Québec ;
- d'optimiser l'usage et la rentabilité du parc de production existant ;
- de conserver les dernières grandes rivières patrimoniales au profit des générations futures ;
- d'atteindre un meilleur appariement des profils annuels de l'offre et de la demande d'électricité.

MISE EN CONTEXTE

DESCRIPTION DU PROJET

Le projet d'Hydro-Québec consiste à construire un complexe hydroélectrique de 1550 MW comportant quatre aménagements hydroélectriques (centrales La Romaine 1, 2, 3 et 4) sur la rivière Romaine, au nord de la municipalité de Havre-Saint-Pierre. La production annuelle d'énergie prévue lorsque l'ensemble des équipements seront en opération est de 8 TWh.

Ce projet aura pour effet de segmenter la rivière en 5 sections et de créer 4 réservoirs, dont 3 avec marnage, couvrant une superficie totale de 280 km². Ses impacts environnementaux sont multiples et importants; ils impliquent l'artificialisation de la majeure partie d'un grand écosystème hydrographique vierge et la destruction cyclique permanente :

- de ses régimes hydrique et thermique (sur une base saisonnière);
- physico-chimique et sédimentaire (sur quelques décennies au moins);
- physiques et écosystémiques (de façon permanente en ce qui concerne les tronçons court-circuités et l'ensemble des zones riveraines-pouponnières dorénavant condamnées à des marnages fatals).

La zone d'influence de ces impacts environnementaux majeurs s'étend sur une distance de 250 km, des embouchures inondées de plusieurs tributaires en amont jusque dans le parc national de l'Archipel-de-Mingan et l'estuaire en aval.²

Le prix de revient du projet, établi par Hydro-Québec à 9,2 ¢/KWh (section 2.4.3 de l'étude d'impact), ne tient pas compte des coûts associés à la construction de deux lignes de transport à haute tension, l'une jusqu'au poste Montagnais sur une distance de 209 km et l'autre jusqu'au poste Arnaud sur une distance de 289 km, coûts estimés à 996 M\$. Ces équipements de transport étant dédiés exclusivement au raccordement des centrales de La Romaine au réseau principal de Transénergie, ils doivent être considérés comme essentiels à la réalisation du projet.

Par ailleurs les coûts des ententes conclues avec les communautés innus et la MRC de la Minganie constituent également des coûts associés directement et inconditionnellement à la réalisation du projet.

Ces coûts d'infrastructures de transport et dépenses liées aux ententes avec le milieu, qui ne sont pas pris en compte au tableau 2-13 de l'étude d'impact, font passer le coût total du projet – pour sa seule phase de réalisation – de 6464 M\$ à plus de 7700 M\$.

² Voir la partie 2 du mémoire pour une analyse de ces impacts.

Les conséquences de cette omission sont importantes. Elles privent notamment les commissions d'examen et le public en général des données réelles concernant le coût total du projet et de la possibilité d'évaluer sa pertinence économique en rapport aux coûts et bénéfices spécifiques de diverses options de rechange qui auraient pu être considérées pour satisfaire les mêmes objectifs énergétiques. Il en résulte également que le prix de revient du projet, établi par Hydro-Québec à 9,2 ¢ /KWh (section 2.4.3), est probablement sous-estimé par une marge d'environ 15 %.

Le niveau strictement symbolique des débits réservés dans les cas des centrales la Romaine-4, 3 et 2 reflète le fait que l'autre variante, sans tronçons court-circuités, aurait résulté en une augmentation de 34 % du prix unitaire de l'ensemble du projet, le faisant passer de 9,2 ¢/kWh (avant prise en compte du coût des lignes de transport et ententes avec le milieu) à plus de 12,3 ¢/kWh.

Par ailleurs, en ce qui concerne la rentabilité éventuelle de la vente de l'énergie dans les marchés extérieurs, deux commentaires s'imposent.

D'une part, dans son évaluation de la croissance des besoins en électricité des marchés de l'Ontario et des états du nord-est américain (tableau 2-6 du volume 1 de l'étude d'impact), Hydro-Québec prévoit des besoins additionnels de 33 TWh à combler d'ici 2015. Or, comme nous le verrons ci-dessous, la capacité de production d'Hydro-Québec excèdera ses obligations à l'égard des besoins du Québec (bloc d'énergie patrimonial) par plus de 25 TWh d'ici quelques années. Ainsi, même sans la réalisation du projet La Romaine, Hydro-Québec pourrait combler en quasi-totalité, à elle seule, la croissance anticipée de la demande de l'ensemble de ces marchés extérieurs, si elle s'avère.

Hydro-Québec Production (HQP) a d'ailleurs réservé une capacité de transport d'électricité suffisante pour exporter une quantité massive d'électricité aux États-Unis dès juillet 2009. Tel que le révélait un article d'André Noël, publié dans *La Presse*, édition du 6 février 2006 :

« Le 20 janvier, HQP a déposé deux réservations fermes auprès de TransÉnergie, de 1200 mégawatts chacune. La première sur l'interconnexion de Massena, dans l'État de New-York, et la seconde pour les États de la Nouvelle-Angleterre. Le prix est de 73 \$ par année par kilowatt, ce qui revient à 175 millions de dollars (pour 2,4 millions de KW).

Qu'elle utilise ou non ses réservations, HQP devra payer cette somme année après année, et jusqu'en 2044. »

Une capacité ferme de transport de 2400 MW permet, à pleine utilisation, de livrer annuellement une quantité d'énergie de l'ordre de 20 à 21 TWh. À cela s'ajoute l'augmentation de la capacité de transit d'énergie entre le Québec et l'Ontario qui, avec la construction d'une nouvelle interconnexion de 1000 MW, permettra des échanges additionnels de 8,5 TWh/an entre les deux provinces.

D'autre part, les prévisions de revenus des ventes en pointe et hors pointe dans les marchés extérieurs (tableaux 2-10 et 2-11, volume 1 de l'étude d'impact) reposent, pour les années 2008 à

2012, sur une moyenne des prévisions à terme d'octobre 2007, et, pour les années 2013 et suivantes, sur les prévisions d'octobre 2007 pour l'année 2012, indexées à un taux annuel de 3 %.

Ces prévisions ne sont ni plus ni moins susceptibles de se concrétiser quelles que soient les options de développement énergétique privilégiées par le Québec. En fait, les prix réels dans ces marchés seront indifférents aux choix du Québec, qu'il s'agisse de libérer 8 TWh par le biais d'économies d'énergie additionnelles ou plutôt de produire une quantité équivalente d'énergie annuellement par l'ajout de capacité hydroélectrique, éolienne, solaire ou géothermique. La rentabilité de ces diverses options, en ce qui concerne l'exportation, repose donc sur leurs coûts unitaires respectifs et, en ce qui concerne leur évaluation intégrée pour le Québec, sur la somme de leurs avantages respectifs, économiques et sociaux, directs et indirects. En termes clairs, la preuve est loin d'être faite que l'aménagement de la rivière Romaine est l'option à retenir sur la base des coûts respectifs des différentes filières disponibles.

Il convient cependant de mentionner que la capacité d'Hydro-Québec d'exporter en période de pointe des quantités significatives d'énergie dans les marchés voisins est limitée par la capacité des interconnexions, par la capacité de transit des réseaux de transport des territoires limitrophes et par la durée relativement courte des périodes de fluctuation à la hausse des prix de court terme, liée principalement aux périodes de canicules estivales.

Enfin, dans l'éventualité où Hydro-Québec exporterait à moyen terme des quantités d'énergie atteignant 20 à 25 TWh/an, les prix moyens dans ces marchés seraient vraisemblablement influencés à la baisse, tant par l'abondance de l'offre que par la difficulté accrue qu'elle occasionne pour l'obtention des capacités de transport par les intermédiaires de marché. Même en retenant les hypothèses de prix mises de l'avant par Hydro-Québec (indexation annuelle de 3 % à compter de 2013 des prix à terme prévus pour 2012), il ressort que le projet de complexe hydroélectrique de La Romaine n'atteindrait le seuil de rentabilité pour des fins d'exportation qu'à compter des années 2020 et suivantes, et ce, dans le meilleur des cas.

BILAN PRÉVISIONNEL

Production et distribution d'électricité au Québec

Depuis la séparation fonctionnelle des activités de Production, Transport et Distribution d'Hydro-Québec ayant résulté de l'adoption de la *Loi 116* par l'Assemblée nationale du Québec en juin 2000, l'obligation d'Hydro-Québec à l'égard des besoins en électricité du Québec est limitée aux premiers 165 TWh consommés annuellement, auxquels s'ajoutent les pertes de transport et de distribution, pour un total de 178,9 TWh/an.

Il en résulte que la capacité totale de production d'Hydro-Québec augmente en fonction de l'entrée en opération des nouveaux projets autorisés alors que ses engagements fermes sont limités au bloc d'énergie patrimoniale en ce qui concerne le Québec. Les ajouts de capacité

contribuent donc à augmenter sa marge excédant les besoins du Québec, soit le volume d'énergie pouvant être destiné annuellement aux marchés extérieurs.

Le bilan d'Hydro-Québec, en ce qui concerne ses activités de production d'électricité, s'exprime donc par la somme des ressources dont elle dispose diminuée par la somme de ses engagements fermes. L'analyse la plus récente de ce bilan, effectuée en novembre 2008 (donc subséquente à celle déposée par Hydro-Québec au dossier La Romaine, voir en annexe), amène à conclure que, en conditions normales d'hydraulicité, la marge de manœuvre (ressources non engagées) d'Hydro-Québec dans ses activités de production est de plus de 16 TWh en 2008 et augmentera graduellement pour atteindre environ 27 TWh en 2020-2021. Dans l'éventualité de la réalisation du projet La Romaine, sa marge de manœuvre en énergie atteindrait plutôt 27 TWh dès 2014-2015 pour s'élever ensuite à environ 35 TWh en 2020-2021.

Toujours dans des conditions normales d'hydraulicité, compte tenu des diverses sources d'approvisionnements à sa disposition, la marge de manœuvre en puissance d'Hydro-Québec Production passera de 4368 MW en 2007-2008 à 4701 MW en 2020-2021. Dans l'éventualité de la réalisation du projet La Romaine, sa marge de manœuvre en puissance atteindrait plutôt 6151 MW en 2020-2021. Dans les deux cas, une part de ses ressources en puissance équivalant à environ 1000 MW serait dédiée aux garanties de puissance requises pour l'intégration de parcs éoliens d'une capacité de 3500 MW.

D'autre part, la planification des approvisionnements électriques pour les besoins du Québec, relevant de la division Distribution d'Hydro-Québec, s'avère fort complexe, aléatoire et coûteuse depuis la déréglementation de ses activités de production.

Lors du dépôt de son Plan d'approvisionnement pour examen et approbation par la Régie de l'énergie (la Régie), Hydro-Québec Distribution établit, pour l'horizon prévisionnel de 10 ans, ses besoins en énergie et en puissance. À ses prévisions de ventes, qui tiennent compte des économies d'énergie tendanciennes et de celles attendues de ses programmes en cours, s'ajoutent les pertes de transport et de distribution. Hydro-Québec tient également compte des grands projets industriels susceptibles de requérir des blocs de puissance importants et d'influencer significativement la quantité d'énergie requise.

Ce mode de planification des approvisionnements électriques du Québec comporte des risques élevés dans la mesure où il repose très largement sur la fiabilité des prévisions de la demande faites par Hydro-Québec Distribution. Or, la consommation réelle des dernières années a été inférieure aux prévisions par une marge significative, de sorte qu'Hydro-Québec Distribution s'est retrouvée avec un surplus croissant d'approvisionnements post patrimoniaux déjà engagés.

De 2006 à 2008, les approvisionnements engagés par la division Distribution ont excédé les besoins des années correspondantes par une marge croissante. Cette situation a forcé la division Distribution à reporter une partie des livraisons d'énergie prévues à l'appel d'offre A-2002-HQP, à demander la suspension des livraisons de 4,3 TWh prévues en vertu de l'entente avec TCE de Bécancour (tant pour 2008 que pour 2009), à payer les pénalités prévues aux contrats et à

encourir des pertes financières additionnelles liées à la revente des excédents résiduels dans le marché (à un prix inférieur à son coût d'acquisition). Pour l'année qui vient, les approvisionnements d'Hydro-Québec Distribution excéderont ses besoins par 8,1 TWh (l'équivalent de l'ensemble du projet Romaine !) et leur revente dans les marchés extérieurs, en bas de leur coût d'acquisition, entraînera des pertes financières de 25 M\$/TWh.

Pour l'année 2009, les prévisions de ventes les plus récentes (dossier tarifaire 2009-2010, R-3677-08) sont encore revues à la baisse et s'établissent désormais à 169 TWh, pour des besoins totaux de 181,7 TWh incluant les pertes de T et D. Les besoins post patrimoniaux s'élèvent donc à 2,8 TWh (181,7 TWh – bloc patrimonial de 178,9 TWh) alors que la division Distribution a déjà engagé des approvisionnements de 10,9 TWh. En conséquence, Hydro-Québec Distribution est contrainte de demander la reconduction de la suspension des livraisons de TCE (4,3 TWh) ainsi que le report d'une partie des livraisons d'Hydro-Québec Production (au moins 1,9 TWh), ce qui laisse tout de même des surplus de 2 à 2,5 TWh destinés à la revente, à perte, en plus des coûts occasionnés par le recours aux clauses de suspension des livraisons prévues aux contrats.

La première conséquence de cette séparation fonctionnelle des secteurs d'activités d'Hydro-Québec, c'est que la marge de manoeuvre de la division Production n'est plus mise à contribution pour compenser les variations de la demande d'électricité du Québec. Ainsi désolidarisée, celle-ci peut désormais l'utiliser à sa seule discrétion pour conclure des ventes commerciales, généralement dans les marchés extérieurs, au seul profit de son actionnaire. La division Distribution est donc laissée à elle-même et, ne pouvant plus disposer de cette flexibilité, doit se procurer des approvisionnements ponctuels pour gérer les aléas de la demande. Le potentiel de gestion de la demande qui profitait à la collectivité québécoise lorsque Hydro-Québec fonctionnait comme une entreprise intégrée n'étant plus à sa disposition, le Distributeur doit se rabattre sur des approvisionnements à court terme incertains et dispendieux.

La deuxième conséquence de ce régime réglementaire boiteux et dysfonctionnel, c'est d'occasionner des coûts additionnels, récurrents et injustifiés au détriment de l'ensemble des clients québécois.

Quand la main droite d'Hydro-Québec (Hydro-Québec Production) n'a plus à tenir compte de la main gauche d'Hydro-Québec (Hydro-Québec Distribution), cela provoque des décisions aberrantes quant au développement de nouvelles capacités de production, décisions qui ne tiennent pas compte de l'énergie vraiment disponible (les surplus de Hydro-Québec Production). Cette aberration devient encore plus absurde et extrêmement coûteuse quand Hydro-Québec Distribution surestime chroniquement l'évolution de la demande, comme c'est le cas depuis quelques années.

Mais la nouvelle obligation faite au Distributeur de planifier ses approvisionnements en ayant recours au marché comporte aussi une troisième conséquence : celle de compromettre la mise en œuvre de nouvelles mesures d'économie d'énergie au-delà de celles déjà prévues par Hydro-Québec Distribution. Dans ce nouveau régime, en effet, **trois éventualités** peuvent se présenter :

1. les ventes d'électricité sont inférieures aux prévisions d'Hydro-Québec :

dans ce cas, le Distributeur est forcé de payer des dédommagements pour la suspension des livraisons engagées ou de revendre ces surplus, vraisemblablement à perte; la réalisation d'économies d'énergie additionnelles ne ferait alors qu'augmenter ces excédents et occasionner des pertes encore plus substantielles.

2. les ventes d'électricité correspondent aux prévisions d'Hydro-Québec :

alors, la réalisation d'économies d'énergie au-delà de celles déjà prises en compte dans les prévisions d'Hydro-Québec aurait pour effet de créer des surplus, nécessitant la suspension d'une partie des livraisons et, donc, occasionnant des pertes financières.

3. les ventes d'électricité sont supérieures aux prévisions d'Hydro-Québec :

une telle situation ne peut qu'être constatée a posteriori ou, au mieux, appréhendée in extremis; dans ce cas, Hydro-Québec Distribution est condamnée à se procurer des approvisionnements ponctuels dans le marché de court terme. Le déploiement de nouveaux objectifs d'économie d'énergie, qui requièrent une planification à long terme, ne convient pas au règlement de ce type de situation, habituellement urgente.

Compte tenu de l'évolution récente et prévisible de la demande et compte tenu des divers approvisionnements post patrimoniaux déjà engagés (incluant le début des livraisons associées aux deux premiers blocs d'énergie éolienne totalisant 3000 MW), Hydro-Québec Distribution disposera pour les prochaines années de surplus d'approvisionnements importants par rapport à ses besoins en énergie.

Par ailleurs, la difficulté particulière à combler les besoins en puissance à la pointe hivernale pour Hydro-Québec Distribution résulte également des modifications réglementaires découlant de l'adoption de la *Loi 116* en juin 2000. Depuis cette date, l'obligation de la division Production d'Hydro-Québec est limitée aux premiers 165 TWh d'énergie consommés annuellement et à la puissance correspondant au profil de ce bloc « patrimonial », soit environ 34 340 MW.

Hydro-Québec distribution doit donc se procurer des blocs de puissance additionnels pour couvrir des dépassements éventuels sans possibilité de prédire avec certitude s'ils se produiront effectivement au cours de l'hiver suivant. Cela porte d'autant plus à conséquence que l'acquisition de blocs de puissance additionnelle à court terme en période hivernale est beaucoup plus coûteuse que l'achat d'énergie à long terme; de 9,9 ¢ à 13 ¢ /kWh pour la puissance acquise à court terme entre 2005 et 2007 contre un coût moyen de 7,7 ¢ /kWh pour 9,1 TWh d'énergie achetée à long terme en 2007 (R-3610-06, HQD-2 Doc 2, p. 20 et 23).

En conclusion, il est très peu probable que la production additionnelle d'énergie résultant de la mise en opération éventuelle du projet La Romaine soit susceptible d'être requise pour la satisfaction des besoins en énergie du Québec avant les années 2020 et suivantes. Rien n'oblige par ailleurs la division Production à participer aux appels d'offres de la division Distribution advenant une telle éventualité.

ANALYSE COMPARÉE DU PROJET

GESTION DE LA DEMANDE

En ce qui concerne le secteur électrique québécois, les objectifs cumulatifs d'économie d'énergie d'Hydro-Québec – au-delà des économies d'énergie tendanciennes et des programmes déjà mis en œuvre – ont été relevés progressivement de 0,750 TWh en 2002-2003 à 5 TWh/an à l'horizon 2010. La Stratégie énergétique du Gouvernement du Québec relève notamment à 15 TWh la cible cumulative à l'horizon 2015.

Ce progrès, largement insufflé sous la pression de l'opinion publique et des groupes environnementaux, témoigne à la fois du potentiel exploitable et de l'insuffisance des cibles visées antérieurement.

Un gisement : l'économie d'énergie

Les succès obtenus lors des premières années de déploiement de l'actuel Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ) 2005-2010 du Distributeur, conjugués aux programmes conjoints avec l'Agence d'efficacité énergétique (AEE), permettent d'espérer des résultats cumulatifs de l'ordre de 4,7 TWh à l'horizon 2010-2011 (objectif cumulatif relevé à 5 TWh dans le dossier tarifaire 2009-2010).

La répartition des économies d'énergie résultant du déploiement du PGEÉ d'Hydro-Québec à l'horizon 2010 sont réparties entre les différentes catégories de clients dans les proportions suivantes :

**Tableau 1 –
Économies cumulatives 2003-2010, en GWh /an**

Catégorie de clients	Programmes de HQD	Programmes conjoints AEE	Totaux
Résidentielle	1 786	344	2 127
Affaires	1 271	65	1 336
Grandes entreprises	1 221		1 221
Innovation technologique	50		50
Totaux	4 328	410	4 738

Les sommes investies cumulativement entre 2003 et 2010 atteindront près de 1,3 G\$, incluant les programmes et activités menées conjointement avec l'Agence d'efficacité énergétique et son budget de fonctionnement. La répartition prévue de ces investissements entre les catégories de clients est la suivante.

**Tableau 2 –
Répartition des investissements cumulatifs en ÉÉ 2003-2010, en M\$**

Catégorie de clients	Programmes Hydro-Québec Distribution	Programmes conjoints AEÉ	Fonctionnement AEÉ	Totaux
Résidentielle	352	176		527
Affaires	372	7		379
Grandes entreprises	122			122
Innovation technologique	45			45
Tronc commun	119			119
Totaux	1 010	183	85	1 280

La rentabilité sociale du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) d'Hydro-Québec Distribution (HQD) ne fait aucun doute depuis le début de son déploiement, au point que le succès de certains des programmes a justifié un relèvement des investissements initialement prévus. Dès son démarrage, le PGEÉ d'Hydro-Québec promettait une rentabilité significative des investissements requis en rapport à la valeur anticipée des coûts évités.

**Tableau 3 –
Résultats globaux du test du coût total en ressources (CTR) prévisions 2005-2010 ³**

A=B-C	B	C=D+E+F	D	E	F
CTR	Coûts évités pour HQD	Invest. totaux	Invest. HQD	Invest. clients	Invest. partenaires
en M\$ actualisés 2006					
788,1	2 188,0	1 400,0	780,6	544,4	75,1
en ¢/kWh					
2,68	7,46	4,78	2,66	1,86	0,26

Dans son dossier tarifaire R-3644-2007, HQD a présenté le budget de son PGEÉ pour l'année 2008, a soumis ses programmes à des analyses économiques et financière et a mis à jour ses coûts évités par catégories de clients et par usages. Les résultats⁴ de ses analyses économiques confirment la rentabilité de ses investissements en efficacité énergétique à l'égard de l'un ou l'autre des tests,

³ R-3584-05, HQD-1 Doc 1, Annexe C, p. 3 et 4.

⁴ R-3644-07, HQD-14 Doc 3, p. 94.

que ce soit celui du coût total en ressources (CTR), test du participant (TP) ou test de neutralité tarifaire (TNT). Hydro-Québec en conclut que :

« Ces trois analyses (...) démontrent la robustesse des programmes du PGEÉ. En particulier, le Distributeur pourrait :

- plus que doubler les investissements avant de compromettre la rentabilité du point de vue de la société;
- réduire les économies d'énergie globales de plus de la moitié (par rapport aux hypothèses simulées) avant que le CTR soit nul;
- réduire globalement la valeur des coûts évités d'environ 50 % (par rapport aux hypothèses) avant de ramener le CTR à zéro. »⁵

Les **coûts évités** d'Hydro-Québec Distribution pour les années 2008 et suivantes, tels que mis à jour en 2007, incluent pour chaque catégorie de clients les coûts de fourniture et de transport, ceux de transport de charge locale, et ceux de distribution lorsque applicables. La révision du potentiel technico-économique des programmes existants⁶ reflète une augmentation de 25 % des coûts évités, en rapport à ceux établis initialement dans le dossier R-3584-05⁷.

Cette révision à la hausse de 25 % des coûts évités a notamment pour effet d'augmenter de 15 % le potentiel technico-économique (PTÉ) de l'ensemble des programmes.

**Tableau 4 –
Coût évité par usage et par catégorie de clients⁸**

En ¢/kWh	Annuité constante										
	10 ans	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>Domestique tarif D</i>											
Chauffage de l'eau	10,68	9,86	10,06	10,26	10,46	10,67	10,88	11,09	11,31	11,53	11,76
Chauffage des locaux	11,55	10,65	10,87	11,09	11,31	11,54	11,77	12,00	12,25	12,49	12,74
Tous les usages	11,07	10,22	10,42	10,63	10,84	11,05	11,27	11,50	11,72	11,96	12,19
<i>Général tarif G</i>											
Chauffage des locaux	11,36	10,48	10,69	10,91	11,13	11,35	11,58	11,81	12,05	12,29	12,54
Tous les usages	10,76	9,94	10,13	10,33	10,54	10,75	10,96	11,18	11,40	11,62	11,85
<i>Général tarif M</i>											
Chauffage des locaux	11,34	10,45	10,66	10,88	11,10	11,32	11,55	11,78	12,02	12,26	12,51
Tous les usages	10,48	9,68	9,87	10,07	10,27	10,47	10,68	10,89	11,10	11,32	11,55
Hors pointe	9,51	8,78	8,96	9,13	9,32	9,50	9,69	9,88	10,08	10,28	10,48
<i>Général tarif L</i>											
Tous les usages	9,36	8,64	8,81	8,99	9,17	9,35	9,54	9,73	9,92	10,12	10,32

⁵ *Ibid*, p. 101.

⁶ Dossier R-3610-06.

⁷ R-3644-2007, HQD-14 Doc 4, p. 12.

⁸ R-3644-2007, HQD-14 Doc 3, Annexe B, p. 12 et 13.

**Tableau 5 –
Évaluation du PTÉ 5ans par marché (GWh cumulatifs) ⁹**

Marchés	Avec coûts évités de R-3584-05	Avec coûts évités de R-3610-06	Écart
Résidentiel	8 013	9 407	+ 1 394 + 17 %
CI	7 189	8 599	+ 1 410 + 20 %
PMI	1 535	1 708	+ 173 + 11 %
GI	3 420	3 544	+ 124 + 4 %
Total	20 157	23 258	+ 3 101 + 15 %

Cette augmentation du potentiel technico-économique ne concerne que l’élargissement des mesures déjà mises en œuvre par Hydro-Québec Distribution à des segments de marché plus larges¹⁰. Tel que mentionné, Hydro-Québec Distribution pourrait doubler ses investissements pour ces programmes et activités sans compromettre leur rentabilité sociale. Les mesures d’économies d’énergie déjà déployées ont des durées de vie variables pouvant atteindre 30 ans dans certains cas¹¹.

La mise à jour du code du bâtiment

Pour développer le potentiel d’économies d’énergie du Québec de la façon la plus profitable socialement, le déploiement des investissements additionnels doit viser :

- les usages les plus coûteux, ceux dont le coût évité est le plus élevé ;
- un nombre important de clients, en ce qui concerne la catégorie résidentielle ;
- les mesures qui offrent le meilleur rapport *investissements totaux / coûts évités*.

En terme de tarification, les usages les plus coûteux sont ceux liés au chauffage des locaux, et ce, pour toutes les catégories de clients à l’exception des Grandes entreprises (tarif L). Ces ventes étant concentrées sur quelques mois de l’hiver, elles contribuent très largement aux besoins et aux coûts en puissance d’Hydro-Québec Distribution :

⁹ *Op cit*, note 59.

¹⁰ *Ibid.*

¹¹ R-3644-2007, HQD-14 Doc 3, p. 89.

**Tableau 6 –
Prévision des besoins en puissance à la pointe d’hiver par usage en MW ¹²**

Usage	2006-2007	2016-2017	Croissance 2008-2018	
			MW	Taux annuel moyen
Chauffage domestique et agricole	10 337	11 192	855	0,8 %
Chauffage général et institutionnel	3 260	3 081	- 179	- 0,6 %
Eau chaude domestique et agricole	1 556	1 742	186	1,1 %
Industriel PME	1 471	1 569	98	0,6 %
Industriel Grandes entreprises	7 785	8 640	855	1,0%
Autres usages ¹³	10 691	12 457	1 766	1,5%
Besoins réguliers de HQD	35 100	38 681	3 581	1,0%

Note : une partie du chauffage des locaux ainsi qu’une partie du chauffage de l’eau se retrouvent dans la catégorie « Autres usages »

Dans la catégorie Chauffage domestique et agricole (tarif D et DM), plus de 70 % des résidences sont chauffées à l’électricité et plus de 48 % de l’énergie vendue annuellement est facturée en 2^e tranche de consommation.

Afin d’appliquer les mesures les plus efficaces (rapport investissements/coûts évités) à des quantités importantes d’énergie, d’ambitieux objectifs additionnels devront être mis de l’avant. Ces mesures devront être appliquées à une portion significative de l’ensemble des unités de logement du Québec.

Hydro-Québec compte 3,3 millions d’abonnés résidentiels et les mises en chantiers dans le secteur de l’habitation au Québec s’élèvent à environ 46 500 en 2007; sur les dix prochaines années, Hydro-Québec prévoit que ces mises en chantiers diminueront progressivement pour se situer à un niveau d’environ 27 000/an vers 2017¹⁴. Cela représente en moyenne 1 % de l’ensemble des unités de logement du Québec par année au cours des 10 prochaines années.

**Tableau 7 –
Mises en chantier prévues 2008-2017**

en milliers	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de ménages	3 326	3 372	3 414	3 455	3 493	3 530	3 560	3 590	3 618	3 645	3 673
Mises en chantier / formation de ménages	46,5	43,0	38,0	36,0	35,0	34,0	30,5	29,8	27,9	27,6	27,1

¹² R-3648-07, HQD-1 Doc 2, p. 60.

¹³ R-3648-07, HQD-1 Doc 2, p. 59. La catégorie « Autres usages » englobe les électroménagers et l’éclairage du secteur Domestique et agricole, l’eau chaude et usages traditionnels du secteur Général et institutionnel, l’éclairage des voies publiques, l’éclairage sentinelle, le transport public, les réseaux de distribution municipaux, l’usage interne et la consommation des centrales d’Hydro-Québec. Plusieurs de ces usages, dans divers secteurs de clientèle, sont visés par les programmes déjà déployés.

¹⁴ R-3548, HQD-1 Doc 2, p. 50.

Aux fins de leur analyse comparée au projet du complexe La Romaine, les impacts économiques de quatre options seront évalués. Trois de ces options sont priorisées parce qu'elles recèlent un fort potentiel d'économie d'énergie et de rentabilité sociale. Il s'agit, pour les nouvelles unités de logement, de :

- la mise à jour du Code du bâtiment, notamment l'imposition de la norme NovoClimat ;
- l'introduction du captage solaire et de l'adaptation environnementale au code du bâtiment ;
- l'introduction de la géothermie.

Le potentiel du captage solaire et de la géothermie sera abordé dans la section suivante, de même que l'évaluation de la contribution de la filière éolienne. Les trois options ci-dessus mentionnées seront évaluées pour un cas type de maison unifamiliale moyenne¹⁵ de 158 m² consommant 26 484 kWh/an dont 10 950 kWh sont facturés au 1^{er} palier tarifaire (@ 5,40 ¢ / kWh en 2008) et 15 534 kWh sont facturés au 2^e palier (à 7,33 ¢ / kWh en 2008). Aux fins du présent exercice, nous considérerons que ce client résidentiel consacre 14 616 kWh par année (sur sa consommation totale de 26 484 kWh) au chauffage de l'espace, soit 55 % de sa consommation totale d'électricité, et que cette consommation est facturée en totalité au 2^e palier tarifaire à 7,33 ¢ / kWh¹⁶.

**Tableau 8 –
Consommations et factures annuelles des clients au tarif D ¹⁷**

aux tarifs en vigueur le 1^{er} avril 2008

Client	client 1 ^{er} tranche	Logement	Client D moyen	Petite maison	Moyenne maison	Grande maison	Très grande maison
Consommation (kWh)	10 950	11 590	17 407	20 494	26 484	32 054	42 818
Facture annuelle (\$)	740	817	1 256	1 448	1 879	2 286	3 076

Note : en gris, clients chauffés à l'électricité.

Les taux d'économie d'énergie utilisés pour simuler les diverses hypothèses sont des taux moyens. En pratique, ils peuvent varier favorablement ou défavorablement selon les caractéristiques d'un bâtiment ou les habitudes de consommation de ses occupants. La rentabilité des différentes mesures évaluées varie peu selon le type de client, dans la mesure où il s'agit de clients chauffés à l'électricité. Cependant, la période de récupération de l'investissement (PRI) peut s'avérer trop longue pour justifier l'investissement requis lorsque ces mesures sont appliquées à de trop faibles quantités d'énergie. Dans chaque cas, la valeur totale des économies d'énergie réalisées par

¹⁵ R-3644-07, HQD-12 Doc 1, p. 22.

¹⁶ Taux unitaire du 2^e palier de tarification de l'énergie pour les clients au tarif D en vigueur depuis le 1^{er} avril 2008.

¹⁷ R-3644-07, HQD-12 Doc 1, p. 38.

usager dépendra de la valeur totale de l'électricité dédiée au chauffage de l'espace avant l'implantation des mesures.

Lorsque Québec aura donné suite¹⁸ à son intention annoncée dans la Stratégie énergétique 2006-2015 et rendra obligatoire la norme NovoClimat, les habitations construites utiliseront 25 % moins d'électricité pour leurs besoins de chauffage.

L'Agence de l'efficacité énergétique évalue notamment que, pour un bâtiment résidentiel de 203 m², le surcoût de construction associés aux normes NovoClimat est de 4 298 \$, ce qui entraîne une augmentation moyenne des coûts d'emprunt de 328 \$ an (pour un financement sur 25 ans et une mise de fond de 10 %) par rapport aux coûts de construction et d'emprunt d'une maison conventionnelle. La valeur des économies d'énergie réalisées s'élève pour sa part à 546 \$ dès la première année et à 614 \$/an dès la cinquième année.

Dans le cas de la maison unifamiliale moyenne de référence d'Hydro-Québec (158 m²), l'économie d'énergie correspondant à 25 % du chauffage serait de 3654 kWh/an (25 % de 14 616 kWh) à 7,33 ¢/kWh, soit 268 \$/an dès la première année et 290 \$/an dès la cinquième année (considérant une augmentation annuelle de 2 % des tarifs). Cette résidence économiserait donc 36 540 kWh sur dix ans (2933 \$) et 73 080 kWh sur 20 ans (6508 \$)¹⁹.

Ainsi, lorsque les 35 000 unités d'habitation mises en chantier annuellement au Québec seront tenues de rencontrer la norme NovoClimat, c'est une quantité d'énergie de 127,9 GWh qui serait économisée par an. Au bout de dix ans, environ 10 % des unités de logement du Québec (350 000 sur 3 500 000) économiseraient 25 % de leur énergie dédiée au chauffage pour une quantité d'énergie de 1,279 TWh/an d'une valeur annuelle de 112 M\$ (8,76 ¢/kWh). Cette quantité d'énergie atteindrait 2,558 TWh/an au bout de vingt ans d'une valeur annuelle de 273 M\$ (10,68 ¢/kWh).

Selon l'hypothèse retenue, les investissements associés à l'imposition de la norme NovoClimat pour toutes les habitations neuves impliquent un surcoût de 4300 \$ par bâtiment x 35 000 chantiers, soit 150,5 M\$/an pour un total de 1911 emplois directs²⁰. La valeur récurrente des économies d'énergie réalisées est de 9,38 M\$ dès la première année et atteint 10,5 M\$/an dès la cinquième année.

¹⁸ La mise à jour du Code du bâtiment du Québec est actuellement en cours sous la responsabilité de l'OCQ. C'est l'Agence de l'efficacité énergétique qui sera chargée de l'application des normes et de l'évaluation de conformité lorsque le nouveau code sera en vigueur.

¹⁹ Voir, en annexe, le tableau intitulé « Économies d'énergie annuelles pour une maison unifamiliale moyenne, 2008-2027 »

²⁰ Les données relatives à la création d'emplois sont tirées du dossier R-3526-04 de la Régie de l'énergie, expertise de Philippe Dunsky déposée pour le RNCREQ, « La centrale du Suroît, l'efficacité énergétique et l'énergie éolienne : analyse comparative des options ».

AUTRES FILIÈRES ÉNERGÉTIQUES

La présente section traite du potentiel des filières solaire, géothermique et éolienne en terme de contribution au bilan de l'offre et de la demande d'électricité du Québec. Il ne s'agit pas d'une évaluation globale du potentiel total de chacune de ces filières, loin s'en faut, mais d'une évaluation du potentiel énergétique et économique offert par des investissements priorisant les actions les plus efficaces, pour chacune de ces filières, selon des hypothèses spécifiques. La portée de l'analyse se limite donc à l'évaluation de ces hypothèses, priorisées en fonction de la recherche d'une rentabilité optimale sur le plan socio-économique.

La sous-section concernant le potentiel solaire évalue l'impact de l'implantation de normes relatives à l'orientation des bâtiments dans le but de généraliser l'optimisation du captage solaire passif. Dans la mesure où l'orientation optimale des bâtiments et de leur fenestration contribue à réduire les besoins de chauffe de l'espace (et de l'eau, pour certaines applications), un investissement dans le captage solaire passif correspond davantage à une mesure de gestion de la demande qu'à une option de diversification de l'offre.

Énergie solaire

La mise à jour du Code du bâtiment représente également l'occasion d'introduire de nouvelles normes relatives à l'orientation des bâtiments, à l'optimisation de la répartition de la fenestration et du captage solaire passif.

L'ingénieur Luc Muyldermans, qui se spécialise dans la construction d'habitations à haute efficacité énergétique depuis plus d'une vingtaine d'années, estime que ses résidences solaires peuvent fournir jusqu'à 70 % de l'énergie requise pour le chauffage. En autant qu'au moins 60 % de leur fenestration totale soit orientée du sud-est au sud-ouest et que des masses thermiques (murets de maçonnerie) captent les apports énergétiques en période de surchauffe pour les redistribuer en se refroidissant (pendant des périodes pouvant atteindre 12 heures), il conclut que le reste des besoins de chauffage peuvent être comblés à un coût de 300 à 500 \$/an. Il recommande le chauffage électrique comme système principal et, en régions rurales, le recours à un poêle à bois à haute efficacité comme système d'appoint.

La technologie qu'il privilégie est le recours à une mini thermopompe air-eau.(1 tonne de capacité) qui capte l'air le plus chaud dans le bâtiment et en transfère la chaleur dans le réservoir d'eau chaude domestique : cette énergie peut également être stockée dans une dalle de ciment dans laquelle on installera une tubulure pour y faire circuler l'eau. Ce système permet à la maison d'agir comme un capteur solaire actif qui serait monté sur un toit, de réduire les coûts de chauffage de l'eau domestique, surtout en été alors que la mini thermopompe rafraîchit l'air ambiant en transférant sa chaleur vers le réservoir²¹.

²¹ Fauteux, André, « Chauffer mieux, polluez moins », La maison du XXI^e siècle, supplément printemps 2008, p. 46.

De nombreuses autres adaptations environnementales des bâtiments d'habitation peuvent être d'ores et déjà intégrées au Code du bâtiment. Certaines requièrent des adaptations du travail d'urbanisme, notamment pour rendre l'orientation des voies publiques compatibles aux normes d'efficacité énergétique. Dans tous les cas, les côtés les plus froids (nord et ouest) doivent faire l'objet d'une attention particulière; isolation maximale, fenestration à triple vitrage limitée en superficie, orientation optimale des pentes de toit pour réduire l'effet des vents dominants... Les fenêtres exposées au sud-est, au sud et au sud-ouest devraient être surmontées de corniches afin d'éviter la surchauffe en été. Pour cette même raison, les toitures devraient être couvertes avec les matériaux les plus pâles possible.

Les investissements requis pour l'intégration du captage solaire dans les bâtiments sont très variables : faibles ou nuls si implantés dès la construction, beaucoup plus élevés s'ils sont effectués sur un bâtiment existant. Nous retiendrons un investissement moyen de 3000 \$ par bâtiment x 35 000 chantiers, soit 105 M\$/an permettant la création de 1336 emplois directs²². La valeur récurrente minimale des économies d'énergie réalisées (2192 kWh/bâtiment/an) est de l'ordre de 5,64 M\$ (160,67 \$/bâtiment à 7,33 ¢/kWh) dès la première année et atteint 6,09 M\$/an dès la cinquième année.

Dans l'exemple précédent, avec un investissement initial de 3000 \$ pour une réduction des besoins énergétiques de l'ordre de 15 % (maison unifamiliale moyenne), la PRI serait d'une quinzaine d'années, ce qui démontre bien l'intérêt d'implanter de telles caractéristiques dès la construction du bâtiment, les coûts étant alors négligeables.

Sans même entraîner de coûts additionnels, l'intégration de quelques principes de captage solaire au Code du bâtiment, conjuguée à l'imposition de la norme NovoClimat, porterait l'économie sur les coûts de chauffage d'une résidence de 25 % à plus de 40 %.

Dans le cas de la maison unifamiliale moyenne de référence, cette économie d'énergie correspondrait à 5846 kWh/an (40 % de 14 616 kWh) à 7,33 ¢/kWh, soit 429 \$ dès la première année et 512 \$/an à compter de la dixième année. Cette résidence économiserait donc 4692 \$ en coûts de chauffage sur dix ans (58 464 kWh) et 10 411 \$ sur vingt ans (106 928 kWh).

Si les 35 000 unités d'habitation mises en chantier annuellement au Québec sont tenues de rencontrer la norme NovoClimat et que des caractéristiques de captage solaire y sont appliquées, c'est une quantité d'énergie de 204,6 GWh qui serait économisée par an.

Au bout de dix ans, environ 10 % des unités de logement du Québec (350 000 sur 3 500 000) économiseraient 40 % de leur énergie dédiée au chauffage pour une quantité d'énergie de 2,046 TWh/an d'une valeur annuelle de 179 M\$ (8,76 ¢/kWh). Cette quantité d'énergie atteindrait 4,092 TWh/an au bout de vingt ans, d'une valeur annuelle de 437 M\$ (10,68 ¢/kWh).

²² Voir note 18.

Géothermie

À l'heure actuelle, il y aurait environ 46 000 installations géothermiques résidentielles au Canada, et 5000 à 6000 au Québec, selon la Coalition canadienne de l'énergie géothermique. À titre de comparaison, il s'effectue environ 35 000 installations de systèmes géothermiques par année en Suède.

Depuis mai 2007, les citoyens québécois qui installent un système géothermique peuvent recevoir, s'ils en font la demande, une subvention d'Hydro-Québec. Ils peuvent également bénéficier des programmes NovoClimat et RénoClimat de l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec ainsi que du programme écoÉNERGIE Rénovation de Ressources naturelles Canada. Pour les nouvelles constructions, la subvention de 2800 \$ offerte par Hydro-Québec s'ajoute à celle de 2000 \$ offerte pour l'achat d'une maison répondant à la norme NovoClimat, pour un total de 4800 \$.

Pour un bâtiment existant, la subvention d'Hydro-Québec pour l'installation d'un système géothermique est de 2000 \$ à laquelle s'ajoute une subvention de 3500 \$ provenant du programme ÉcoÉnergie Rénovation de Ressources naturelles Canada. Une autre subvention d'Hydro-Québec, en moyenne de 1300 \$ (programme RénoClimat), peut s'ajouter pour l'amélioration de la cote ÉnerGuide d'un bâtiment, portant le total des subventions à 6800 \$. Ce montant représente environ 52 % du surcoût moyen d'un système géothermique²³.

Tous les systèmes géothermiques doivent recevoir la certification de l'Association canadienne de l'énergie géothermique (ACEG) pour être éligibles aux subventions. La durée de vie de la tubulure souterraine est de plus de 70 ans, alors que la thermopompe géothermique a une durée de vie de 20 à 30 ans. Sur 1100 thermopompes géothermiques installées au village olympique il y a plus de 30 ans, seulement 20 % ont été remplacées²⁴.

Hydro-Québec a donc lancé tout récemment son programme de subvention de la géothermie, mettant de l'avant des objectifs bien modestes de 365 installations par année pour des gains unitaires moyens de 8770 kWh/an. Ces 365 installations généreraient des économies d'énergie annuelles de 3,2 GWh²⁵. Pour la maison unifamiliale moyenne (158 m²), cette économie d'énergie (60 % de 14 616 kWh/an) aurait une valeur annuelle de 643 \$ dès la première année à 7,33 ¢/kWh et de 768 \$ à compter de la dixième année. Cette résidence économiserait 7036 \$ sur dix ans (87 700 kWh) et 15616 \$ sur vingt ans (175 400 kWh).

Le surcoût moyen d'un système géothermique étant estimé à un peu plus de 13 000 \$, on constate facilement l'importance des subventions accordées, en absence desquelles la PRI atteindrait entre 15 et 18 ans pour la plupart des applications visant une maison unifamiliale moyenne. La rentabilité d'un système géothermique est largement influencée par le volume total d'énergie requis pour la chauffe d'un bâtiment. Cette contrainte imposée par le niveau élevé de

²³ R-3644-07, HQD-14 Doc 3, p. 48.

²⁴ Fauteux, André, *op cit*, p. 48.

²⁵ R-3644-07, HQD-14 Doc 3, p. 49.

l'investissement initial fait en sorte que, dans le secteur résidentiel, cette filière trouve davantage application pour de moyennes ou grandes maisons unifamiliales ou dans le multi logement lorsque le partage de chaleur est possible.

Si 1 % des unités de logement du Québec (35 000) étaient dotées d'un système de chauffage géothermique, la quantité d'énergie économisée annuellement serait de 306,9 GWh. En répétant cet objectif pendant dix ans pour atteindre 10 % des unités de logement (350 000), les économies d'énergie seraient de 3,069 TWh/an, d'une valeur de 269 M\$/an (8,76 ¢/kWh), à compter de la dixième année. Elles atteindraient 6,139 TWh/an au bout de vingt ans (700 000 clients x 8770 kWh) pour une valeur annuelle de 656 M\$ (10,68 ¢/kWh).

L'introduction de la géothermie à l'échelle de 35 000 chantiers par an, à un coût moyen de 13 000 \$ par bâtiment, signifierait des investissements de 455 M\$ pour un total de 5779 emplois directs.

Développement éolien

Le développement de la filière éolienne au Québec est encore tout récent. Vers la fin des années 1990, la méconnaissance de la qualité des vents en territoire québécois restreignait significativement les estimations du potentiel exploitable; on évoquait alors l'existence d'un potentiel de 5000 à 6000 MW, tout au plus²⁶.

La mise au point du système informatique de modélisation des vents (système West) par les chercheurs Robert Benoît et Wei Yu d'Environnement Canada, de même que l'évaluation simultanée menée par le groupe Hélimax avec le système américain Truwind, ont toutes deux révélé l'existence d'un immense potentiel éolien au Québec²⁷.

Ainsi, depuis les années 2003-2004, la filière éolienne a pris rapidement son envol. Un premier appel d'offres lancé en 2003 par Hydro-Québec Distribution pour l'installation d'un premier bloc de 1000 MW de parcs éoliens s'est conclu par l'attribution de contrats à long terme pour des livraisons commençant en 2007-2008 et qui fourniront une quantité annuelle d'énergie d'environ 3,2 TWh à un prix moyen de 7,8 ¢/KWh (incluant 1,3 ¢/KWh pour le transport et les pertes)²⁸.

Un second appel d'offres pour un bloc additionnel de 2000 MW, représentant des livraisons additionnelles de 5,5 TWh commençant en 2010-2011, est actuellement en cours. Signe de l'intérêt commercial suscité par le développement de cette filière, des projets totalisant près de 8000 MW ont été déposés par soumission. Hydro-Québec Distribution a annoncé les soumissions retenues au printemps 2008 et la Régie a approuvé les offres sélectionnées dans sa décision D-2008-138 du 17 octobre 2008. Le prix moyen de ce deuxième bloc s'élève à 9,75 ¢/KWh (incluant

²⁶ Voir dossier R-3395-97 de la Régie de l'énergie.

²⁷ Voir le dossier R-3526-04 de la Régie de l'énergie, *Demande d'avis sur la sécurité énergétique du Québec et la contribution de la centrale du Suroît*.

²⁸ Dossier R-3569-2005 de la Régie de l'énergie, décision D-2005-129.

1,3 ¢/KWh pour les coûts de transport et les pertes). Les contrats approuvés, totalisant une puissance de 2004 MW, fourniront une quantité annuelle d'énergie de 6,4 TWh.

À ces deux premiers blocs d'une capacité de 2990 MW, s'ajoutent près de 400 MW de projets privés dont la production est acquise directement par Hydro-Québec Production. Enfin, le lancement d'un autre appel d'offres de 500 MW réservé aux régions et communautés autochtones est également annoncé.

Au total, donc, le Québec comptera sur environ 3800 MW de puissance éolienne installée vers 2013-2014. Essentiellement, cette partie du développement éolien aura été attribuée en exclusivité au secteur privé. Les premiers 3000 MW installés produiront environ 10 TWh d'énergie par an, pour des revenus annuels d'environ 900 M\$, dont 135 M\$/an en bénéfices, pendant 25 ans.

Hydro-Québec limite sa participation au développement de la filière éolienne à l'achat de l'énergie produite par des producteurs privés. Invoquant les contraintes d'intégration et d'équilibrage de l'énergie éolienne dans son réseau, la société d'État n'envisage pas pour l'instant un développement additionnel de cette filière au-delà des 4000 MW qu'elle totalisera vers l'an 2015. Dans sa stratégie énergétique 2006-2015, le gouvernement du Québec s'en tient pour sa part à l'ajout de 100 MW de puissance éolienne pour chaque tranche additionnelle de 1000 MW de projets hydroélectriques.

Les réserves d'Hydro-Québec et du gouvernement québécois sont difficilement compréhensibles lorsqu'on constate l'ampleur du potentiel existant, la localisation de gisements considérables à proximité du réseau de transport, la complémentarité des apports énergétiques de cette filière en rapport à ceux du parc hydraulique, la capacité d'équilibrage et de stockage qu'offrent les centrales et les réservoirs.

Un coup d'œil au bilan du développement éolien produit en 2007 par l'Agence internationale de l'énergie²⁹ démontre notamment :

- que le taux de pénétration de l'énergie éolienne, dans plusieurs pays d'Europe, dépasse largement la limite de contribution en puissance de 10 % fixée par Hydro-Québec, atteignant dans plusieurs cas des ratios de 15, 20 et même 30 % ;
- les coûts d'intégration au réseau et d'équilibrage de l'énergie éolienne y sont de trois à quatre fois inférieurs à ceux retenus par Hydro-Québec ;
- la dispersion géographique des parcs éoliens reliés à un réseau comporte des avantages importants en terme de constance des apports énergétiques et de réduction de l'occurrence des variations soudaines en puissance.

Par ailleurs, les gisements d'énergie éolienne les plus vastes et de la plus grande qualité sont principalement localisés dans la région du nord du Québec, dans une large bande située à

²⁹ Agence internationale de l'énergie, 2007, *Design and operation of Power Systems with large amounts of Wind power*. www.ieawind.org

proximité des réservoirs Robert-Bourassa et LG-3 et s'étendant vers l'est jusqu'aux limites du Labrador. Les vents y atteignent une vitesse annuelle moyenne de 8,5 à 9,9 m/s sur de très vastes superficies en comparaison à des vents de l'ordre de 6 à 8 m/s dans le sud du Québec. La région située sur la côte nord à proximité des centrales Bersimis d'Hydro-Québec offre également un potentiel intéressant. Tous ces gisements profitent de la proximité de lignes de transport et d'immenses réservoirs pouvant assurer la régulation. Rappelons que la société multinationale Siemens avait manifesté son intérêt pour le développement de parcs éoliens à grande échelle dans le territoire de la Baie James, une offre qu'Hydro-Québec et le Gouvernement avaient repoussée et gardée secrète pendant le processus d'examen du projet Eastmain-1A / dérivation Rupert.

Pour sa part, l'ingénieur Réal Reid, qui a mené pendant deux décennies les travaux de l'Institut de recherche en électricité du Québec (IREQ) sur l'énergie éolienne et le jumelage éolien-diesel, souligne que le financement des projets éoliens serait beaucoup moins coûteux s'il était effectué par Hydro-Québec. Cet avantage permettrait d'en réduire le coût unitaire de production à des niveaux de l'ordre de 4,5 à 5,5 ¢/kWh³⁰.

Dans ces conditions, rien ne justifie le fait que Hydro-Québec refuse de s'engager elle-même dans le développement de la filière éolienne à titre de propriétaire et exploitant. Même en limitant la pénétration de l'éolien à 15 % de l'ensemble de la puissance installée dont disposera le Québec d'ici 2015 (44 500 MW), un développement public de la filière éolienne serait pleinement justifié pour une puissance additionnelle de 3000 MW.

À titre indicatif, le développement du premier bloc éolien de 1000 MW a permis la création de 474 emplois permanents liés à la fabrication en usine, 100 autres pour la gestion et l'entretien des parcs, en plus de 2000 personnes employées à la construction des parcs de 2006 à 2014 et 100 à 130 autres affectées au renforcement du réseau de transport pour les années 2006 à 2012³¹.

Même au prix unitaire moyen des deux premiers appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution, soit entre 8 et 10 ¢/KWh, incluant les coûts d'équilibrage et d'intégration au réseau, le coût de l'énergie éolienne se compare avantageusement à celui du projet de complexe hydroélectrique La Romaine.

Le développement de 3000 MW de puissance éolienne additionnelle par Hydro-Québec créerait environ 300 emplois permanents liés à la gestion et l'entretien des parcs, 6000 emplois liés à la construction des parcs pour une durée d'environ huit ans, ainsi que 200 emplois liés au raccordement et à l'intégration au réseau de transport jusqu'à la mise en service. La vente de l'énergie générerait des bénéfices additionnels de l'ordre de 200 à 400 M\$/an pour Hydro-Québec pendant 25 ans.

³⁰ Dossier R-3526-04 de la Régie de l'énergie, RRSE Document 7.

³¹ <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/eolien/eolien-retombees.jsp>

CAS PROBLÉMATIQUES

Nous décrivons brièvement dans cette section certains choix de développement problématiques, soit parce qu'ils relèvent d'une mauvaise évaluation, d'une mauvaise orientation générique, de problèmes de planification ou encore d'un modèle de développement particulièrement dommageable sur le plan environnemental.

LA CENTRALE SM-3

Cette centrale, dont la construction fut amorcée en 1994 et dont l'entrée en service était prévue pour 2001, a connu une succession de problèmes techniques sans équivalent dans l'histoire d'Hydro-Québec.

Dès 2001, des infiltrations importantes ont d'abord été décelées dans la galerie d'amenée d'eau, ce qui nécessita des travaux de blindage qui coûtèrent plus de 60 M\$ à Hydro-Québec. L'année suivante, des fissures larges de 5 cm, profondes d'un mètre et longues de plusieurs dizaines de mètres apparaissent sur le haut du barrage, attribuables au tassement de sa structure en enrochement d'une hauteur de 178 m sous la pression exercée par le remplissage du réservoir.

Lors de la première tentative de mise en service en 2003, un important problème de résonance est constaté au groupe turbine-alternateur. Après six mois d'études, de tests et d'expertises d'ingénierie, General Electric doit se résigner à redessiner et reconstruire une partie des deux groupes turbine-alternateur, des travaux d'une durée initialement estimée à un an et demi. On tentera de réparer provisoirement un groupe turbine-alternateur endommagé lors des tests de mise en route afin de produire un peu d'énergie avant l'automne 2004. Lors du dévoilement de ses états financiers du deuxième trimestre en août 2003, Hydro-Québec évaluait à 175 M\$ les pertes associées aux activités de « déversage » à SM-3. Début 2004, on estimait les pertes de production de l'année 2003 à 1,2 TWh, ou 75 M\$.

Hydro-Québec n'était pas au bout de ses peines. En 2006, une autre série de problèmes techniques à l'un des deux groupes turbine-alternateur forçait une mise hors service temporaire de la centrale. Pendant plusieurs mois par la suite, un seul des deux groupes turbine-alternateur fonctionna à pleine capacité. Jusqu'au dernier trimestre de 2007, la centrale ne fonctionnait qu'au 2/3 de sa capacité.

Les derniers problèmes de cette longue saga furent finalement réglés près de sept ans après la mise en service initiale. Le coût de cette centrale de pointe d'une capacité de 880 MW, qui avait été évalué à environ 750 M\$, s'élevait alors à plus de 2,5 milliards \$³².

³² « SM-3 : des fissures dans la structure du barrage », LCN-régional, 19 juin 2002 ; « D'autres pépins à SM-3 », LCN-régional, 16 juillet 2003 ; Francoeur, Louis-Gilles, « Hydro échange-t-elle le Suroît contre la dette de GE

LA CENTRALE DE TCE À BÉCANCOUR

Tenu dans l'ombre du débat entourant le projet de centrale du Suroît d'Hydro-Québec, l'octroi à TCE, par appel d'offres, d'un contrat d'approvisionnement à partir de sa centrale au gaz naturel de Bécancour, d'une capacité de 500 MW, s'est fait sans soulever trop de vagues dans l'opinion publique en 2003-2004. Les livraisons d'énergie de 4,3 TWh/an engagées par Hydro-Québec Distribution auprès de TCE ont cependant comporté de sérieuses conséquences financières depuis l'année 2006.

Les principales causes de cette situation sont :

- la croissance de la demande a été de loin inférieure aux prévisions d'Hydro-Québec ;
- les approvisionnements post patrimoniaux engagés par Hydro-Québec ont conséquemment excédé ses besoins réels des années 2006, 2007, 2008 et il en sera de même en 2009 ; ses surplus d'approvisionnements sont en croissance continue ;
- le contrat qui lie Hydro-Québec à TCE comporte des clauses d'ajustement aux variations du prix du gaz naturel ;
- Hydro-Québec Distribution ne parvient pas à revendre ses surplus d'approvisionnements dans le marché à un prix équivalent à leurs coûts d'acquisition.

En 2006 seulement, Hydro-Québec Distribution (HQD) s'est retrouvé avec plus de 3,5 TWh d'excédents de ses approvisionnements par rapport à ses besoins et a dû demander le report des premières livraisons prévues en vertu de l'appel d'offres A/O 2002-HQP, soit les 600 MW en provenance des centrales LG-2 et LG-2A. Sur ordonnance de la Régie, HQD a dû revendre ses surplus dans les marchés; elle a obtenu un peu plus de 6 ¢/kWh pour cette énergie acquise en trop à un prix de 8,6 ¢/kWh. Des pertes de 89 M\$ en ont résulté³³.

La situation s'est répétée en 2007. Pour l'année 2008, le Distributeur prévoyait des surplus de 5,6 TWh de ses approvisionnements par rapport à ses besoins. Il a alors dû envisager la suspension des livraisons de 500 MW de la centrale au gaz de TransCanada Energy (TCE) de Bécancour, prévues depuis 2002-2003 contre le paiement d'une pénalité de 54 M\$. À cette pénalité, se serait ajoutée une prime fixe de puissance estimée à 95 M\$ pour l'annulation des livraisons prévues en 2008³⁴.

Au terme de son examen de la demande de suspension des livraisons de TCE, la Régie de l'énergie a conclu que le scénario de la revente dans le marché risquait d'occasionner des pertes financières équivalentes ou supérieures aux pénalités contractuelles qu'entraîne la suspension des

à SM-3 ? », *Le Devoir*, 24 janvier 2004 ; Couture, Pierre, « La centrale SM-3 est prête pour l'hiver », *Le Soleil*, 8 novembre 2007.

³³ Dossier tarifaire R-3644-07, HQD-2 Doc 2, p. 14 et 17.

³⁴ Baril, Hélène. « Ratés dans la stratégie énergétique », *La Presse*, mardi 4 décembre 2007 ; Couture, Pierre « Arrêt de la centrale à Bécancour: Hydro devra verser 150M \$ à TCE », *Le Soleil*, 7 décembre 2007.

livraisons ; elle l'a donc autorisée. Pour l'année 2009, Hydro-Québec a de nouveau demandé à la Régie d'autoriser la suspension des livraisons de TCE, ce qui fut autorisé aux mêmes motifs³⁵.

Cette situation ne pourra pas se perpétuer indéfiniment, d'une part parce qu'elle occasionne des coûts qui doivent être récupérés dans les tarifs des clients d'Hydro-Québec et, d'autre part, parce qu'avec le ralentissement de la demande les surplus d'approvisionnements post patrimoniaux sont en voie d'atteindre des proportions ingérables. Tout cela révèle notamment l'inconsistance et l'incohérence du cadre législatif et réglementaire mis en place par l'adoption de la *Loi 116*.

Les exemples de SM-3 et de la centrale TCE de Bécancour font ressortir la difficulté d'établir des scénarios prévisionnels réalistes sur de longues périodes en regard des coûts et des aléas d'un projet (SM-3) et, en ce qui concerne la division Distribution, de la possibilité d'écouler des surplus d'approvisionnements dans les marchés à un prix supérieur à leur coût. Le projet de la rivière Romaine se réalisera-t-il à l'intérieur des coûts prévus ? Quel sera l'état des marchés lorsque l'énergie sera disponible ? Les exemples récents de SM-3 et de TCE Bécancour montrent à quel point Hydro-Québec est loin d'être infaillible dans ses capacités de construire à l'intérieur des coûts et des échéanciers prévus, de même qu'à bien évaluer la capacité des marchés à absorber sa capacité de production au-delà des coûts d'acquisition. Transformer un écosystème dynamique de rivière en un système lacustre artificiel provoque des impacts majeurs sur l'environnement, encore faut-il s'assurer que ce choix est le meilleur parmi diverses options énergétiques disponibles et que l'énergie ainsi produite puisse être écoulee de façon rentable dans les marchés extérieurs.

³⁵ R-3673-08, D-2008-114.

DIVERSIFICATION

Au cours des dernières années, en dépit de l'avancement des connaissances scientifiques et techniques, du développement rapide et prometteur de nouvelles filières énergétiques et de l'évolution du contexte planétaire, le Québec s'est complu dans une logique du « moindre mal » qui consiste à se draper de vertu, se congratuler et se citer en exemple en comparant son bilan environnemental et ses émissions de GES à ceux des pires voisins que l'on puisse trouver sur la planète, champions toutes catégories de la délinquance et de la boulimie énergétique : le reste de l'Amérique du Nord.

Cette fausse bonne conscience, intéressée, a systématiquement servi de prétexte pour poursuivre un développement du secteur électrique hyperspécialisé dans la filière hydroélectrique (encore plus de 95 % des capacités de production), en dépit des autres options qui s'offrent, au prix du saccage permanent de certaines des dernières grandes rivières vierges de la planète, sans égard à leur valeur, sans sa connaissance ni même sa reconnaissance, et sans trop se préoccuper de la vulnérabilité aux aléas climatiques que ce choix comporte.

Pour se convaincre de son bon droit et du bien-fondé de cela, il aura suffi d'une contorsion mentale, stigmatisée dans cette question par défaut : *la production hydroélectrique n'est-elle pas préférable à la production thermique, charbon, mazout, gaz naturel, voire aux problèmes de disposition des déchets radioactifs de la filière nucléaire ?* Comment, en effet, répondre à cela par la négative. S'il s'agit d'obtenir la réponse qui nous convient, ne suffit-il pas de bien poser une mauvaise question ?

En 2008, la question que le Québec doit se poser est plutôt : *la poursuite du développement hydroélectrique jusqu'au harnachement des dernières grandes rivières vierges – patrimoine de l'Humanité – est-elle la seule et la meilleure des options dont nous disposons en terme de développement énergétique ?*

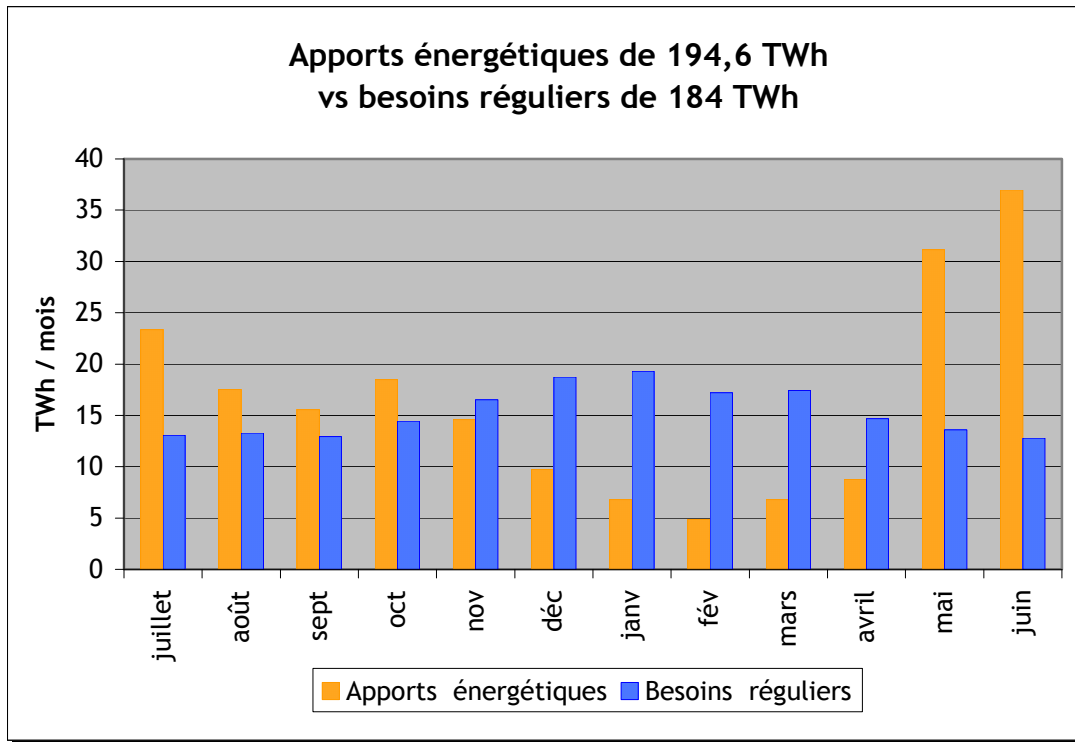
SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

Le graphique suivant simule les variations annuelles moyennes de la demande d'électricité au Québec ainsi que les apports énergétiques en conditions normales d'hydraulicité.

Les apports hydrauliques dans les réservoirs d'Hydro-Québec augmentent rapidement au moment du dégel, soit vers le début du mois de mai. Les mois de mai et juin apportent à eux seuls environ 35 % des apports hydrauliques annuels. Le débit des cours d'eau commencent à diminuer vers la fin octobre - début novembre, et cette régression se poursuit jusqu'au mois de mars de l'année suivante.

La répartition annuelle de la demande d'électricité est totalement opposée. Elle diminue rapidement au terme de la période de chauffage, soit vers les mois d'avril et de mai, pour recommencer à augmenter rapidement vers la mi-novembre - début décembre.

**Graphique 1 –
Profils annuels de l'offre et de la demande, 2006-2007**



Le graphique précédent de même que les données présentées dans le tableau qui suit illustrent, pour chacun des mois de l'année, la moyenne des besoins réguliers en électricité du Québec (incluant pertes) et la moyenne des apports énergétiques du parc de production d'Hydro-Québec.

	Surplus (déficit)	Besoins réguliers		Apports hydrauliques	
		TWh	%	TWh	%
juillet	10,06	12,69	7,09	22,75	12
août	4,15	12,91	7,21	17,06	9
septembre	2,57	12,6	7,04	15,17	8
octobre	3,96	14,05	7,85	18,01	9,5
novembre	-1,85	16,07	8,98	14,22	7,5
décembre	-8,74	18,22	10,18	9,48	5
janvier	-12,14	18,78	10,49	6,64	3,5
février	-12	16,74	9,35	4,74	2,5
mars	-10,33	16,97	9,48	6,64	3,5
avril	-5,75	14,28	7,98	8,53	4,5
mai	17,11	13,23	7,39	30,34	16
juin	23,58	12,44	6,95	36,02	19
Total	10,6	179	100	189,6	100
1er nov. - 30 avr.	- 50,82	101,07	56,50	50,25	26,50
1er mai - 31 oct.	61,43	77,93	43,50	139,35	73,50

Le profil de la demande québécoise est caractérisé par une très forte consommation associée au chauffage pendant les mois d'hiver. Or, cette demande hivernale constitue précisément le facteur qui précipite les situations de crise lorsque l'amplitude du remplissage estival précédent n'a pas été assez grande pour reconstituer les réserves au niveau requis. C'est précisément ce qui s'est passé en 1998 et en 2003.

Dans chaque cas, la crise à venir est appréhendée dès le milieu de l'été, mais elle survient au cours de l'hiver suivant, pendant le semestre de déficit des apports énergétiques par rapport à la demande. C'est le moment le plus critique, car il faut à la fois fournir la puissance requise à la pointe hivernale, produire avec de plus faibles rendements par m³ d'eau (la tête d'eau des réservoirs étant à son plus bas niveau annuel) et réussir à satisfaire l'ensemble des besoins en énergie sans vider complètement les réservoirs avant le dégel printanier.

Lorsque l'on examine les documents déposés par Hydro-Québec devant la Régie de l'énergie en date du 26 mai 2006 et concernant le critère de fiabilité (Suivi de l'état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014), on est en mesure de constater que l'amplitude du prélèvement hivernal n'est pas atténuée par l'ajout de production hydroélectrique. Elle s'en trouve plutôt accentuée et elle continue d'augmenter au fur et à mesure que la consommation annuelle d'énergie s'accroît, rendant la gestion de la sécurité des approvisionnements de plus en plus vulnérable aux variations de court terme de la demande et/ou de l'hydraulicité, et donc de plus en plus aléatoire...

Pour sortir de cette spirale, d'autres stratégies doivent être envisagées, qui s'appuient à la fois sur la diversification des sources d'approvisionnement et sur la réduction de la part des besoins de chauffage utilisant l'électricité :

- augmenter le rendement énergétique des bâtiments, neufs et existants, par l'amélioration des normes, l'optimisation de l'orientation et de l'aérodynamisme architectural et par des programmes de rénovation ;
- déplacer une part significative nos besoins d'énergie pour le chauffage des bâtiments de l'électricité vers des sources d'énergie non polluantes, renouvelables et autonomes telles que la géothermie et l'énergie solaire ;
- réduire la part de l'hydroélectricité dans les approvisionnements d'Hydro-Québec en introduisant une source de production dont les apports énergétiques soient complémentaires au profil annuel de l'hydraulicité , notamment la filière éolienne.

Ces objectifs, qui consistent à agir simultanément sur l'offre et la demande, permettraient, **avec un moindre risque financier** :

- de libérer des excédents d'énergie considérables (et notamment l'énergie la moins chère, soit une partie de celle que l'on produit déjà) ;
- d'améliorer considérablement la sécurité des approvisionnements et la gestion des risques en réduisant significativement l'amplitude des variations annuelles des réservoirs ;
- d'augmenter la fiabilité des approvisionnements par leur diversification vers des sources d'énergie renouvelables, complémentaires et autonomes ;
- de reconstituer les réserves énergétiques et de relever le rendement moyen de l'ensemble du parc hydroélectrique (F.U. actuel d'environ 56 ou 57 % et 1 % de variation = $\pm 2,75$ TWh);
- de générer de plus grands bénéfices économiques avec les ressources dont nous disposons déjà et de générer de plus grands bénéfices économiques avec un moindre investissement dans de nouvelles ressources, à un moindre risque.

Enfin, pour ce qui est de la filière hydroélectrique, pourquoi n'envisagerions-nous pas la possibilité de compléter uniquement l'aménagement des rivières déjà harnachées? Cela ajouterait notamment de la flexibilité dans l'utilisation des centrales existantes et la répartition de leur usage entre les vocations de base et de pointe. Cette approche, qui nécessiterait un inventaire du potentiel résiduel des grands cours d'eau déjà aménagés, comporterait plusieurs avantages : produire plus d'énergie avec la même eau, relever le niveau moyen des réservoirs grâce à une réduction de la production en base de certaines des centrales aux plus grands débits d'équipement, disposer de lignes de transport existantes et accessibles tout en maximisant leur taux d'utilisation, conserver les rivières vierges.

Cette option mériterait certainement d'être considérée parce qu'elle se distingue significativement de la « coupe à blanc » proposée pour La Romaine ou des détournements de rivières, qui consistent pour leur part à produire plus d'énergie avec plus d'eau... mais au prix de l'assèchement de bassins hydrographiques entiers.

EXTERNALITÉS ENVIRONNEMENTALES ET PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES

La prise en compte des externalités environnementales est, de plus en plus, reconnue comme une composante incontournable des mécanismes de régulation et des processus d'arbitrage public, qu'ils soient consultatifs ou décisionnels. Mais la détermination de leur « valeur » demeure problématique dans la mesure où elle ne peut s'exprimer uniquement dans des termes économiques, a fortiori s'il s'agit de ceux se rapportant à la logique de marché, celle du capitalisme productiviste dont les fondements, par ailleurs, sont plus que jamais remis en question.

Combien vaut une rivière vierge ? Moins s'il y en a beaucoup ? Plus s'il en reste moins ?

Et le bien-être ? Combien valent deux bien-être ? Quelle est la nature de la « valeur » ? Objective ou subjective, absolue ou relative, quantitative ou qualitative, fictive ou réelle...

Comment procéder à l'arbitrage d'enjeux publics qui mettent en scène la dislocation et la polarisation des préoccupations environnementales et économiques, l'appropriation et le partage, le conflit et la complaisance, la perversion et la réhabilitation de notre rapport à l'altérité ?

Pourquoi les besoins et ambitions économiques, d'une part, et les préoccupations environnementales, d'autre part, sont-ils tant conflictualisés ?

Au cours des dernières années, la notion d'acceptabilité sociale des projets a été maintes fois confondue avec l'accord des communautés locales, particulièrement dans le secteur énergétique. Cette approche privilégiée par les promoteurs d'un projet consiste à marchander *a priori* l'accord des communautés en leur offrant une participation aux bénéfices éventuels de l'exploitation des ressources. Du coup, en constituant une communauté d'intérêt financier, on assure de la prévalence des visées économiques. Cependant, cette façon de faire s'avère extrêmement conflictuelle sur le plan social car elle court-circuite les processus d'arbitrage publics visant la réconciliation des objectifs économiques, environnementaux et sociaux.

Dans les filières de la petite hydraulique et de la production éolienne, la création de partenariats publics-privés et de sociétés en commandite ouvre la voie à des revendications locales d'appropriation des ressources collectives. Cette situation compromet la planification nationale de l'occupation territoriale et de l'utilisation des ressources et risque de miner sérieusement la cohésion sociale et politique. Ce serait la règle du *chacun pour soi*, bien éloignée des principes de mise en commun des ressources et de partage collectif des bénéfices qui ont caractérisé la nationalisation du secteur électrique et son développement au profit de tous les Québécois.

Les besoins économiques des régions sont importants et leurs attentes légitimes. Leur satisfaction ne doit pas pour autant donner lieu à un marchandage qui provoquerait la dislocation graduelle d'un pacte social et la balkanisation du développement territorial québécois. En absence d'une direction commune et de planification nationale, la multiplication des projets locaux exacerbe les

conflits entre les préoccupations économiques et environnementales et compromet leur résolution. Elle attise les tensions sociales et donne lieu à des conflits d'usages.

La résolution des enjeux publics nécessite la réconciliation de ces préoccupations, besoins et exigences économiques et environnementales en fonction d'objectifs sociaux communs.

Pour assurer un partage équitable et conséquent des ressources, il importe de déterminer la finalité même de leur utilisation ou d'un projet de développement en particulier. Cette finalité doit être débattue et convenue collectivement parce qu'elle concerne l'usage d'un patrimoine commun. Sans cet arbitrage, les motifs pour lesquels une ressource est convoitée, exploitée, seraient laissés aux ambitions de tous et chacun sans possibilité de cohésion politique et sociale.

Une fois que la finalité d'un projet ou d'une politique de développement est définie, l'application du principe de précaution devient possible. Il s'agit alors d'identifier les meilleurs moyens, ou le meilleur projet, qui permette d'atteindre les objectifs établis de la façon la plus profitable sur le plan économique, la moins dommageable sur le plan environnemental et la plus souhaitable sur le plan social. La justification d'un projet est alors établie par la démonstration préalable de sa nécessité ainsi que par sa capacité à satisfaire pleinement des objectifs convenus collectivement.

Pour rencontrer ces exigences démocratiques et rétablir les conditions nécessaires à la cohésion sociale et politique, les activités de la division Production d'Hydro-Québec doivent être replacées sous la juridiction d'une autorité réglementaire compétente et ses projets doivent être soumis à un véritable examen public, incluant l'évaluation de diverses options alternatives et de leur justification sur les plans énergétique et économique.

CONCLUSION DE L'ÉVALUATION STRATÉGIQUE DU PROJET

Dans le cadre de cette analyse du projet de complexe hydroélectrique La Romaine, j'ai d'abord décrit le contexte général auquel son examen et son évaluation doivent se situer : fléchissement marqué de la demande, surplus importants des approvisionnements disponibles et prévus pour les besoins du Québec et reconstitution rapide de la marge excédentaire de production susceptible d'être destinée à l'exportation.

Nous avons ensuite identifié, quantifié et qualifié le potentiel de certaines des options les plus prometteuses et justifié leur priorisation :

- poursuivre et accentuer les actions visant la gestion de la demande et l'économie d'énergie ;
- privilégier les initiatives concernant l'amélioration du rendement énergétique des bâtiments :
- à cette fin, prioriser la mise à jour du Code du bâtiment et l'introduction du captage solaire :
- accélérer l'implantation de la géothermie pour tous les cas d'application portant sur des volumes d'énergie suffisants :
- en matière de production d'énergie, donner priorité au développement public de la filière éolienne.

Nous avons également illustré les conséquences financières et environnementales pouvant résulter d'erreurs de planification, de mauvais choix génériques, politiques ou normatifs ou encore de modèles de développement inconséquents.

Enfin, nous avons démontré la vulnérabilité aux aléas climatiques et décrit les impacts cumulatifs associés à la surspécialisation hydraulique du secteur électrique québécois.

Et, compte tenu du contexte général et des diverses options dont dispose le Québec pour diversifier son secteur énergétique, nous concluons en recommandant au BAPE de rejeter le projet de complexe hydroélectrique sur la rivière Romaine, en conformité aux principes de précaution et de planification intégrée que ses décisions sont censées respecter.

DEUXIÈME PARTIE

ANALYSE DES IMPACTS
ENVIRONNEMENTAUX

« L'activité humaine exerce sur les fonctions naturelles de la terre une pression telle que la capacité des écosystèmes de la planète à faire vivre les générations futures ne peut plus être tenue pour acquise. »

ONU, Évaluation des écosystèmes pour le millénaire

RÉSUMÉ DE L'ANALYSE DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Dans cette section de mémoire, Nature Québec tente d'abord de démontrer que le développement hydroélectrique de la rivière Romaine proposé par Hydro-Québec ne répond pas aux critères du développement durable, car il provoque à toutes fins pratiques la destruction d'un écosystème fonctionnel qui ne sera plus disponible aux générations futures.

La perte d'écosystèmes que le harnachement provoquerait est une tendance lourde sur la planète présentement. Dans ce mémoire, nous tentons de démontrer comment, dans ce cas-ci, cette perte peut avoir des conséquences insoupçonnées sur des ressources qui sont au centre de la vie de milliers de pêcheurs, en illustrant notre propos par le biais du rôle des eaux douces dans le milieu marin et l'importance de la chronologie naturelle de l'écoulement des rivières. Comme on le sait, les crues printanières sont les premières victimes des aménagements à des fins hydroélectriques, et celles du fleuve et de ses tributaires ont été considérablement écrêtées. Les conséquences sur le milieu marin ne sont toutefois pas aussi facilement démontrables que celles sur les poissons commerciaux du couloir fluvial, dont les habitats de reproduction ont souffert à la suite de l'écrêtage des crues printanières, mais plusieurs témoignages de chercheurs soutiennent cette hypothèse. Il existe en effet une somme considérable de témoignages scientifiques qui démontrent les interrelations entre les apports d'eau douce en milieu marin et sa productivité. Les impacts cumulés appréhendés des harnachements des rivières de la Côte-Nord et la perturbation à grande échelle des apports d'eau douce du Saint-Laurent pourraient se faire sentir dans un milieu marin dont l'état des ressources est préoccupant, pour ne pas dire plus.

Nature Québec note aussi les impacts sur l'intégrité écologique de la réserve de Mingan, dans laquelle la rivière Romaine se déverse, et particulièrement sur les ressources marines de son estuaire qui présente les caractéristiques d'une grande biodiversité. Nature Québec aimerait bien proposer d'améliorer le projet en suggérant l'établissement de débits printaniers réservés sur une période de temps suffisante, et proposer cette mesure pour les rivières déjà aménagées sur la Côte-Nord, mais il est convaincu de la futilité d'une telle proposition étant donné le non respect généralisé de la politique sur les débits écologiques réservés, et sa non applicabilité pour des arguments économiques que le promoteur invoquera. Devant ce constat, Nature Québec ne peut que recommander de ne pas réaliser ce projet.

UNE COMMISSION DU BAPE QUI S'ESQUIVE

Nature Québec déplore la décision qu'a prise le BAPE, malgré l'importance du projet, de ne pas tenir d'audiences en dehors de la région de la Basse-Côte-Nord, et croit que le BAPE manque ainsi à son devoir de consultation. « *Toute audience est publique et doit être tenue dans un endroit accessible à la population* » précise le règlement qui régit le BAPE, et, à notre avis, de ne tenir des audiences qu'à Havre-Saint-Pierre (première partie des audiences), puis en ajoutant Sept-Îles (deuxième partie), manque à cette obligation. De plus, la durée des séances d'information et de questions a été indûment tronquée, malgré la demande de citoyens préoccupés par le projet, et nous croyons que ceci ajoute à la gravité des lacunes que présentent les audiences en cours.

DES AUDIENCES QUI SE TIENNENT DANS UN CONTEXTE DIFFICILE

Nature Québec est d'avis que le contexte dans lequel cette commission a entrepris ses audiences ne permet pas de procéder à une évaluation objective et indépendante du projet soumis. Nous référons ici spécifiquement aux ententes signées par le promoteur avec les communautés de la Côte-Nord, MRC, municipalités et communautés autochtones, accompagnées de versements d'acomptes et de l'engagement de promouvoir le projet ; ce qui donne l'impression que les conclusions de l'évaluation du BAPE sont déjà connues et que la décision de procéder à la mise en œuvre du projet est déjà prise. Nous croyons qu'un tel comportement constitue une atteinte grave à l'obligation qu'impose la loi de procéder objectivement à l'évaluation environnementale, mais aussi économique et sociale, des projets. « *Il faudrait interdire par une loi la conclusion d'ententes financières entre des corps publics et des promoteurs avant qu'un projet ne soit approuvé, pour que le débat public demeure ouvert pour tout le monde jusqu'à la fin et que les élus conservent jusqu'au bout la liberté d'intervenir au nom de l'intérêt général dans tous les domaines de leur compétence* », estime Louis Simard de l'École d'études politiques de l'Université d'Ottawa, un spécialiste des consultations publiques, dans un article du journal *Le Devoir* sous la signature de Louis-Gilles Francoeur.

Nous présentons donc ce mémoire, sans illusion quant à l'indépendance réelle de cette commission, et sans illusion sur l'impact que notre témoignage peut apporter au débat. Nous tenons quand même à y contribuer parce que nous considérons que notre témoignage doit être entendu dans un contexte où l'on se targue de développement durable face à un projet que nous considérons destructeur.

LE HARNACHEMENT DE LA RIVIÈRE ROMAINE, OU LA DESTRUCTION D'UN ÉCOSYSTÈME FONCTIONNEL

Confrontée au projet de destruction d'un écosystème fonctionnel et intact, celui de la rivière Romaine, la commission va devoir répondre à la difficile question du bien-fondé de cette destruction irréversible.

Ceux qui doutent qu'il s'agisse bien d'une destruction d'écosystème n'ont qu'à consulter l'étude d'impact pour y constater des effets majeurs, tels que la disparition de l'habitat de la truite (omble de fontaine) qu'on retrouve dans la rivière, l'impact sur le saumon de l'embouchure qui va être remplacé par des saumons d'élevage, les 250 km² de forêts, dont une bonne partie de forêts anciennes qui bordent la rivière et qui vont disparaître sous les eaux, les frayères à capelan de l'embouchure qui sont menacées et les 97 000 couples d'oiseaux qui vont voir leur habitat anéanti.

Nous rappellerons à la commission que les écosystèmes de cette nature sont comptés au Québec et dans le monde. Les écosystèmes planétaires connaissent une dégradation sérieuse qui s'accroît, même s'il est de plus en plus admis que ce sont justement les écosystèmes qui sont à la base de l'activité économique et sociale associée au développement.³⁶ « *Les écosystèmes et les services qu'ils fournissent sont d'une considérable valeur financière. Les endommager ou les dégrader équivaut à un suicide économique* », estime Klaus Toepfer, directeur exécutif du Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE), dans un communiqué³⁷ publié parallèlement à Beijing et à Nairobi à l'occasion de la présentation du rapport *Évaluation des écosystèmes pour le millénaire*. Cet ouvrage publié en 2005 est le fruit d'un groupe important de scientifiques travaillant sous l'égide de l'ONU qui atteste de la dégradation généralisée des écosystèmes de la Terre. « *Les humains ont modifié les écosystèmes plus rapidement et complètement au cours des 50 dernières années qu'à tout autre moment de leur histoire* » affirment les auteurs. Les arguments qui sont présentés par le promoteur en faveur du harnachement de cette rivière sont-ils suffisants pour légitimer cette destruction de plus ? Or, la situation des écosystèmes au Québec laisse déjà grandement à désirer : la surexploitation de la forêt boréale, l'artificialisation des débits du fleuve Saint-Laurent, l'état physique du golfe et de ses ressources, l'érosion de ses rives, la contamination des rivières de la rive sud, le territoire agricole et le devenir des boisés, les lacs acides et pris d'assaut par les algues vertes, constituent déjà d'amples sujets de préoccupation et sont autant d'exemples qui témoignent de l'empreinte écologique excessive des Québécois, que le commissaire au développement durable, M. Harvey Mead, dénonçait dans son rapport 2007-2008 à l'Assemblée nationale. D'après M. Mead, le Québec exerce une pression indue sur les ressources et

³⁶ Rapport du Vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2007-2008, Tome II. *Rapport du commissaire au développement durable*.

³⁷ <http://www.unep.org/Documents.Multilingual/Default.asp?DocumentID=425&ArticleID=4761&l=fr>

sur les écosystèmes, exerçant une empreinte de 6,0 hectares par personne, un niveau trois fois supérieur à la capacité de support de la planète.

La réponse que nous apporterons dans ce mémoire, c'est que la décision délibérée prise par le gouvernement de procéder à cette destruction additionnelle, de procéder à la transformation d'une rivière en système lacustre de mauvaise qualité, n'est pas fondée sur des arguments qui ont suffisamment de poids. Le promoteur admet lui-même que ce projet n'est pas nécessaire pour rencontrer à moyen terme les futurs besoins énergétiques du Québec. Sa précipitation à vouloir le réaliser ne vise qu'à satisfaire à un objectif de création d'emploi par le biais d'un développement hydroélectrique opportuniste et inutile. Nous soutenons dans ce mémoire que cet objectif louable de création d'emplois et de retombées économiques au niveau des régions pourrait être atteint par d'autres types de projets qui ne compromettent pas l'objectif d'un développement durable du Québec.

Nous démontrons aussi dans ce mémoire, n'en déplaise à l'opinion que professait un ex-premier ministre du Québec, et malgré les conclusions d'un rapport sectoriel présenté par le promoteur et qui essaie de démontrer le contraire, que **les rivières ne se déversent pas dans la mer en pure perte**, mais qu'au contraire elles contribuent à maintenir l'importance et la diversité de la vie marine. Notre mémoire inclut les références d'un nombre important de publications scientifiques qui confirment cette contribution essentielle des rivières que les conclusions de l'étude de l'Institut maritime de Rimouski présentées par le promoteur remettent en question d'une manière surprenante. La production de plusieurs espèces marines de premier plan dans l'industrie des pêcheries est étroitement liée aux débits d'eau douce qui se déversent dans l'estuaire et le golfe. Ces débits ont été profondément perturbés dans le passé par les nombreux aménagements hydroélectriques qu'on retrouve dans le bassin de drainage du Saint-Laurent, les plus spectaculaires étant Beauharnois, Cornwall et Carillon, mais aussi Betsiamites, Péribonka, Manicouagan, Outardes, Toulousteuc, Sainte-Marguerite et d'autres. La totalité des débits du fleuve et de ses principaux tributaires, la rivière des Outaouais et le Saguenay ainsi qu'un important pourcentage des débits des rivières de la Côte-Nord ont ainsi vu la chronologie de leur déversement dans l'estuaire et le golfe profondément modifiée, avec un impact marqué sur l'habitat de certaines espèces commerciales importantes du couloir fluvial, et des effets potentiellement importants sur les processus marins. Or, le fleuve Saint-Laurent connaît une période de transformation importante de son débit, lié à un cycle connu de 30 ans, mais aussi semble-t-il aux impacts des changements climatiques, particulièrement dans la région des Grands lacs, de sorte que dans ce contexte particulier, les débits des rivières de la Côte-Nord prennent une importance relative accrue.

Nous tentons de plus d'évaluer les impacts du projet de harnachement de la rivière Romaine dans un cadre plus global dans l'espace et dans le temps que ce que le promoteur a réalisé dans son étude d'impact. L'observation des impacts à long terme habituellement négligée par le promoteur peut causer des surprises. On n'a qu'à penser à la diminution des bancs de zostère au nord de la rivière La Grande, probablement liée aux transformations profondes des débits que cette rivière a

subi, et à l'impact démontré des développements de la rivière des Outaouais sur les habitats de plusieurs espèces de poissons du fleuve, pour réaliser à quel point il est difficile d'évaluer après un court intervalle de temps les impacts de grands projets hydroélectriques lorsque les patrons naturels des débits des rivières sont profondément perturbés. C'est à long terme et souvent à grande échelle que ces effets se font sentir. Dans le cas qui nous occupe ici, le promoteur a totalement ignoré les impacts cumulatifs des développements passés sur la Côte-Nord, lesquels ont affecté profondément les patrons d'écoulement des plusieurs rivières qui alimentent l'estuaire et le golfe. Nous avons voulu rétablir les choses et considérer le rôle de l'ensemble des apports d'eau douce au milieu marin dans un contexte où le principal débit, celui du fleuve, est en voie de subir des modifications profondes dues à la fois à des cycles naturels, mais aussi et surtout aux changements climatiques dont les effets sont déjà notables.

DES ESPÈCES AUX EFFECTIFS EN DÉCLIN

Nous avons mentionné plus haut l'impact du projet sur le reliquat de saumons qui fréquentent encore la rivière et sa disparition inéluctable, les frayères de capelan qui sont vouées à disparaître, et la truite de la rivière qui va devoir être remplacée par une espèce tolérante aux milieux altérés. Nous aimerions aussi mentionner deux espèces qui ont été observées dans le territoire du projet, le moucherolle à côtés olive, et dont les effectifs nécessitent d'après Rich *et al.* (2008) dans leur intéressant document *Partenaires d'envol* des « mesures de gestion » étant donné la baisse soutenue de ses effectifs dans la forêt boréale, et les quiscales rouilleux, dont la baisse d'effectifs se poursuit (pour cette dernière espèce, la baisse de population serait aussi due à la guerre menée contre les oiseaux noirs dans leur territoire d'hivernement). Ces espèces compteraient à peine un million d'individus pour la première, et deux millions pour la deuxième. Les problèmes de conservation que connaissent les espèces de la forêt nordique, d'après Rich *et al.* 2008, inclut les activités forestières à grande échelle et les activités industrielles comme les développements hydroélectriques, la prospection pétrolière et gazière, les extractions minières, l'accroissement de l'accès routier, etc. Inutile de dire que le projet sous étude va certainement contribuer à la décroissance de ces espèces, ainsi que d'autres, dont la paruline de Kirtland dont les effectifs sont tellement réduits qu'elle n'a été décelée dans le territoire qu'une seule fois. Elle ne compterait plus qu'environ 2 100 individus.

UN DÉVELOPPEMENT QUI N'EST PAS DURABLE

Le projet de centrale hydroélectrique sur la rivière Romaine est une résultante de la stratégie énergétique du Québec 2006-2015 qui entend privilégier un développement durable en mettant en valeur le potentiel d'énergie renouvelable du Québec. Une définition floue de ce qu'est le développement durable permet toutefois de se donner bonne conscience à peu de frais. Sources renouvelables d'énergie, « énergie verte », sont autant d'expressions qui font partie du vocabulaire gouvernemental. L'hydroélectricité est une énergie renouvelable, soit, mais « verte », rien n'est moins sûr. Le seul critère de réduction des émissions de gaz à effet de serre n'est pas, à

notre avis, suffisant pour qualifier un mode de production d'énergie de « vert ». Il doit aussi s'inscrire dans une réelle perspective de développement durable, c'est-à-dire qu'il permettra de préserver pour les générations futures les mêmes opportunités qu'ont les générations actuelles. On doit également considérer les impacts sur les écosystèmes qui sont altérés de façon irréversibles dans ces projets de « développement durable ».

Le capital naturel fournit biens et services desquels dépend toute vie, humaine y compris. Par biens et services, on peut penser à l'air et l'eau pure, au recyclage des déchets, à la restructuration de la matière, à la production alimentaire, à l'énergie, aux matériaux de base, etc. Ce capital doit être préservé, non seulement pour le respect du principe de développement durable mais parce que la survie de tout organisme vivant en dépend. Le mode actuel de développement réduit systématiquement ce capital. Dans les faits, la capacité des générations futures à assurer leur propre développement est déjà compromise. Nos propres options pour l'avenir diminuent également. Il est donc impératif d'adopter un développement qui soit durable dans les plus brefs délais. Cette approche ne devrait même pas être remise en question.

Le harnachement d'une rivière, en altérant l'environnement d'une manière irréversible, provoque une perte de ces biens et services indispensables au maintien de la vie, perte qui ne pourra jamais être compensée par une économie florissante. L'aspect économique d'un projet doit être intégré à sa dimension « durable » et non être un compromis au non-respect de sa dimension « durable ».

L'HYDROÉLECTRICITÉ ET SES IMPACTS SUR LA VIE AQUATIQUE

Après avoir tenté de démontrer que le projet sous étude, ainsi d'ailleurs que les autres projets hydroélectriques qui transforment irrémédiablement les rivières, ne répondent pas aux conditions d'un développement durable, que l'absence de bien-fondé du projet, autre que le seul argument économique, ne constitue pas une raison suffisante pour détruire un écosystème fonctionnel, et après avoir démontré qu'il existe des alternatives au projet que nous suggérons au gouvernement de mettre en place, nous abordons maintenant la question sous l'angle des impacts appréhendés principalement en raison de la perturbation de la chronologie des apports d'eau douce au milieu marin qui ont un impact sur sa productivité, et ce, dans un contexte où les importantes contributions des apports du fleuve lui-même dans l'estuaire et le golfe sont perturbés par les premiers effets des changements climatiques dans son bassin de drainage, qui s'ajoutent aux cycles de débit à longs termes que connaît le fleuve ainsi qu'aux développements hydroélectriques passés sur la Côte-Nord et ailleurs.

L'EAU DOUCE ET SA RENCONTRE AVEC LA MER

Les rivières ne coulent pas en vain dans la mer :
effets biologiques des rivières et des panaches estuariens

L'apport d'eau douce joue un rôle important sur la productivité des écosystèmes marins. Or comme pour ce qui est du système Saint-Laurent, ces apports ont connu au cours des ans des modifications importantes. Celles-ci pourraient-elles en venir à compromettre ce rôle des eaux douces et, par voie de conséquence, la productivité des espèces marines et leur exploitation ?

Les interactions subtiles des apports d'eau douce et des mouvements de marées constituent la clef de la compréhension des phénomènes complexes de productivité des estuaires. Un changement majeur dans le patron de circulation d'un estuaire provoqué par l'endiguement de rivière peut avoir des effets importants sur la productivité primaire et secondaire du système. Les exigences de la croissance planctonique incluent la stabilité verticale de la colonne d'eau, suffisamment de lumière et la disponibilité d'éléments nutritifs. Tous ces facteurs peuvent être influencés par l'apport d'eau douce. La réponse n'est pas simple toutefois, car la production primaire peut être accrue ou supprimée selon plusieurs conditions.

L'estuaire de la rivière Romaine abrite une grande diversité biologique qui reflète certainement des conditions marines particulières, différentes de l'ensemble de celles que l'on retrouve dans le chenal de Mingan. Comme les soulignent les *Études océanographiques complémentaires* présentées par le promoteur dans son étude d'impact, la plus grande productivité du secteur de l'estuaire de la Romaine explique probablement pourquoi tant d'espèces d'oiseaux, de crustacés et

de poissons s'y retrouvent en si grand nombre. L'estuaire est un pouponnière à crabe, une aire de concentration d'oiseaux où peuvent se retrouver jusqu'à 1 500 macreuses, 2 500 canards, et autant de limicoles, et une aire de frai pour le capelan qui risque de ne plus retrouver là les conditions adéquates de reproduction et qui connaît sur la côte nord des conditions adverses liées au problème d'érosion des berges. Il est impossible que toute cette faune se soit trompée: il doit y avoir là des conditions que les aménagements projetés risquent grandement de perturber ! Voyons ce qui peut rendre ce type de milieu si attrayant.

L'eau douce intervient par la stratification de la colonne d'eau

L'addition d'eau douce à l'eau salée a un effet physique marqué : elle provoque une stratification plus hâtive et une plus grande résistance à la désintégration éventuelle de la stratification thermique par l'effet de brassage des marées ou du vent. Ceci a pour conséquence que, dans les zones tempérées, la floraison planctonique peut commencer plus tôt près des côtes où l'influence de l'eau douce est prépondérante. Thordardottir (1986) a observé des variations interannuelles de l'initiation de la floraison planctonique printanière le long de la côte islandaise, et explique ces variations par l'interaction des écoulements d'eau douce et le régime des vents. Lorsque Thordardottir a établi le calendrier de la production primaire pour les années 1958-1982, il a observé plusieurs patrons : pour les stations les plus éloignées du rivage, donc loin de l'influence des rivières, peu de floraison a été observée en mars et avril, une floraison principale en mai, et peu de productivité par la suite. Plus près du rivage (donc près de l'écoulement des rivières), la production a commencé en mars et est demeurée à un niveau constant durant le reste de l'été. Aux distances intermédiaires du rivage un patron de floraisons égales au printemps et à l'automne est ressorti. Les profils de température et de salinité aux diverses stations ont montré que la stratification associée avec l'initiation de la floraison était attribuable à une réduction de salinité due aux apports d'eau douce, plutôt qu'au réchauffement des eaux de surface (les floraisons ont commencé près du rivage et se sont produites en dernier au large).

On constate donc l'élément déclencheur que constituent les coups d'eau printanier et l'intérêt qu'il peut y avoir de maintenir ces patrons d'écoulement pour le maintien de la productivité marine.

D'après Mann et Lazier (2006), deux éminents chercheurs de Bedford qui viennent de publier la troisième édition de *Dynamics of Marine Ecosystems*, une référence dans le domaine, deux mécanismes contrôlent le déplacement géographique de la floraison printanière aux latitudes tempérées de l'Atlantique : le mouvement sud-nord associé au réchauffement des eaux de surface soit le déplacement de l'isotherme 12°C, et la présence de rivières et de panaches estuariens dans les eaux côtières qui induisent une migration de la floraison printanière dans les eaux plus profondes à mesure que la saison progresse.

Les panaches

Les panaches sont généralement caractérisés par des niveaux plus élevés d'éléments nutritifs que dans le milieu océanique avoisinant, ainsi que par des patrons complexes de circulation qui peuvent faciliter la rétention de particules incluant des formes larvaires (Grimes et Kingsford, 1996). Les panaches jouent un rôle important dans l'apport d'éléments nutritifs aux eaux côtières. Les variations dans l'apport d'eau douce et la nature des panaches ont un impact sur les habitats pélagiques et benthiques ... et ont un fort potentiel d'affecter la productivité des pêcheries. Les zones frontières des panaches sont des sites d'activité biologiques intenses. Les densités de phytoplancton, de zooplancton, de larves de poissons et de necton sont souvent élevées dans ces zones et sont encore plus remarquables quand les débits sont importants. Grimes et Kingsford (1996) a mesuré des densités de larves de poisson 18 fois plus élevées et des concentrations d'oeufs 33 plus grandes dans les zones frontières des panaches. On considère typiquement que les décharges de rivières augmentent les éléments nutritifs dans l'eau et stimulent la production primaire et secondaire, qui alors augmentent les disponibilités de nourriture pour les larves, ce qui à son tour permet une meilleure croissance, moins de prédation et une meilleure survie. Les larves de poisson ont de meilleures conditions d'alimentation dans les panaches et leurs zones frontières que dans l'eau océanique (Rissik et Suthers, 1996).

Les apports d'eau douce influent sur la productivité marine

L'éminent écologiste K.F Drinkwater résumait ainsi les conclusions d'un atelier tenu en 1986 sur les interactions des eaux douces et des écosystèmes marins (la traduction est de nous) :

«Les communications présentées à l'atelier soulignent les effets marqués que les déversements des rivières dans les océans ont sur les processus chimiques et biologiques des eaux côtières. Les eaux douces initient d'importants mouvements de circulation, agissent sur la stabilité verticale, modifient les processus d'échanges et de mélange, et influencent la production d'éléments nutritifs et de production primaire. Les caractéristiques physiques et biologiques des eaux côtières reflètent la variabilité saisonnière et interannuelle des apports des rivières. L'influence sur les pêcheries est importante : on observe que les fluctuations interannuelles des rendements de certaines espèces de poissons varient en fonction des apports d'eau douce. Ces effets ne sont pas limités aux zones près des embouchures des rivières mais peuvent atteindre des milliers de kilomètres dans le cas des grands fleuves. ... Non seulement les projets hydroélectriques provoquent des altérations majeures au cycle naturel de décharge d'eau douce, mais ... ces changements peuvent causer des impacts significatifs et préjudiciables à de vastes zones marines adjacentes.³⁸ »

Sinclair *et al.* (1986) résument ainsi l'effet des apports d'eau douce dans la mer : « Within the Gulf of St-Lawrence there is persuasive evidence that inter-annual variability in runoff has an

³⁸ Drinkwater, K.F. 1986. *On the role of freshwater outflow on coastal marine ecosystems --- a workshop summary*. In: Stig Skreslet. *The role of freshwater outflow in coastal marine ecosystems*. Springer-Verlag Berlin.

impact on fisheries production. The mechanism by which the variability is induced is not understood. »

Les effets biologiques des déversements d'eau douce peuvent être considérés sous trois aspects :

- i) **les effets directs des matériaux** transportés par les rivières sur la production biologique dans le panache;
- ii) **l'entraînement et le brassage subséquent** des eaux riches en éléments nutritifs qui vont en toute probabilité contribuer à accroître la production primaire et secondaire;
- iii) **la stabilisation de la colonne d'eau** qui a pour conséquence d'accroître la productivité lors de la floraison planctonique printanière, mais qui peut inhiber le mélange vertical et, de là, réduire la productivité à d'autres temps de l'année. (Mann et Lazier, 2006) *L'effet de la modification du calendrier de déversement à la suite du harnachement d'une rivière est donc double : on se prive du coup d'eau printanier bénéfique sur la productivité, et on subit les accroissements de débit en d'autres temps de l'année qui inhibent la productivité.*

L'eau douce accroît la production secondaire :
la production du homard liée aux débits du fleuve Saint-Laurent

Rappelons tout d'abord à quel point la gestion du homard est préoccupante : dans son rapport de 2007 pour le ministre de Pêches et Océans, le Conseil pour la conservation des ressources halieutiques pointe du doigt les problèmes qui confrontent cette espèce : la faiblesse de la production d'œufs par recrue, la structure de taille des stocks inadéquate, les taux d'exploitation élevés qui posent des risques pour la durabilité de l'exploitation de cette espèce. Or il est intéressant d'observer à quel point les débits d'eau douce contribuent au maintien de cette ressource.

Sutcliffe (1973) a étudié le fleuve Saint-Laurent, pour lequel de bonnes données de débit à long terme sont disponibles. Il a démontré qu'une corrélation excellente (une des meilleurs dans le métier) existait entre le débit du fleuve en avril et les captures de homard dans le golfe avec un intervalle de neuf années, soit le temps que prennent les homards pour atteindre une taille commerciale. Il a conclu que la survie des larves de homard était meilleure lors des années de fort débit et que cette meilleure survie se reflétait dans les captures après cet intervalle de neuf ans (Fig. 1).

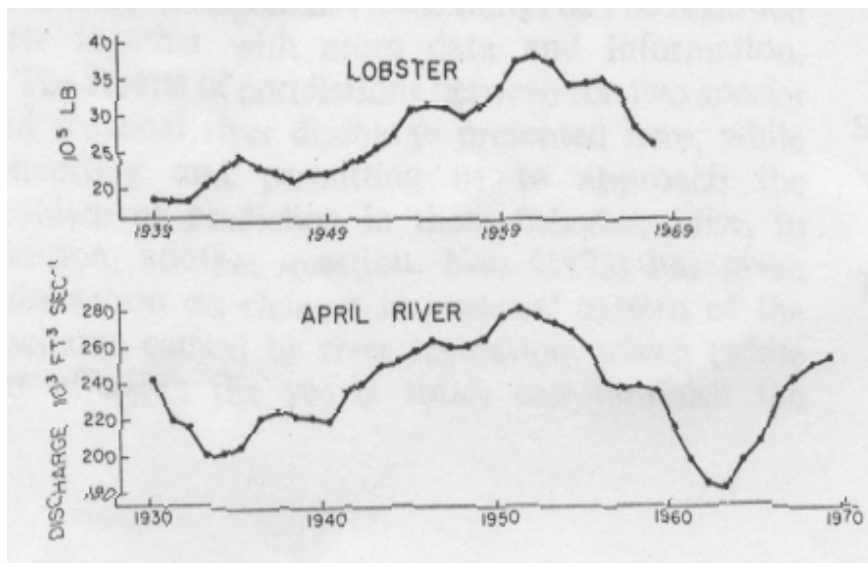


Fig. 1 – Prises de homard au Québec et débit du St-Laurent en avril, moyennes de trois ans, $r=0.831$. D'après Sutcliffe, 1973.

Ce rapport lui a permis de conclure que le brassage de substances nutritives associées au panache estuarien est le principal facteur influençant la productivité biologique.

La corrélation a été vérifiée pour les 15 années subséquentes (Drinkwater, 1987) une des meilleures corrélations de ce type (Fig. 2).

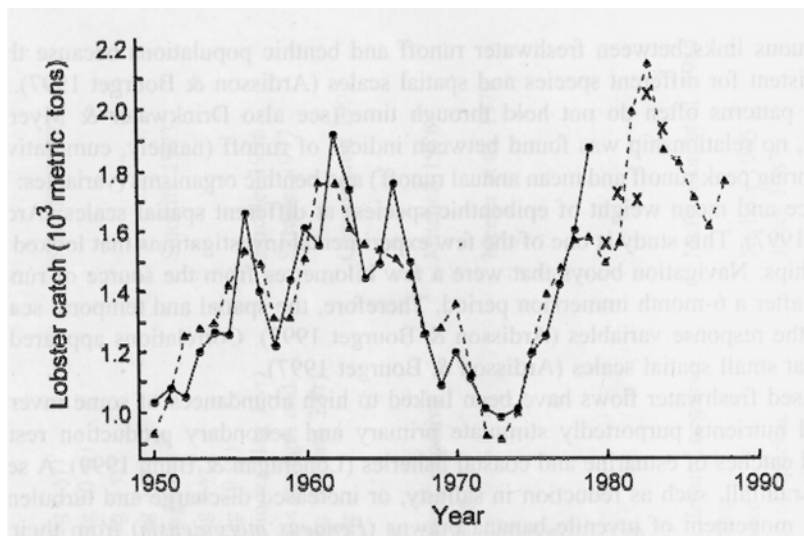


Fig. 2 – Comparaison des prises de homard dans le golfe Saint-Laurent et des prévisions de prises à l'aide d'une régression utilisant RIVSUM, soit le total des débits du fleuve Saint-Laurent, de la rivière des Outaouais et du Saguenay. La ligne solide représente les prises, tandis que la ligne pointillée représente les prévisions. Les croix représentent les prises de 1980 à 1984. D'après Sinclair et al. 1986.

Dans le cas du homard du détroit de Northumberland, comme le rapporte Sutcliffe (1973), il n'y a pas eu de corrélation établie avec les débits du Saint-Laurent, mais avec les débits du mois de juin de la rivière Miramichi, la principale rivière du secteur (Fig. 3), une indication que les larves de homard produites en début de saison ont de meilleures chances de survie. Sutcliffe précise toutefois que ces corrélations n'indiquent pas nécessairement que des événements physiques et de nature biologique sont immédiatement inter reliés. Il note qu'il y a sans doute des délais entre le moment où les débits des rivières surviennent et l'effet sur l'espèce.

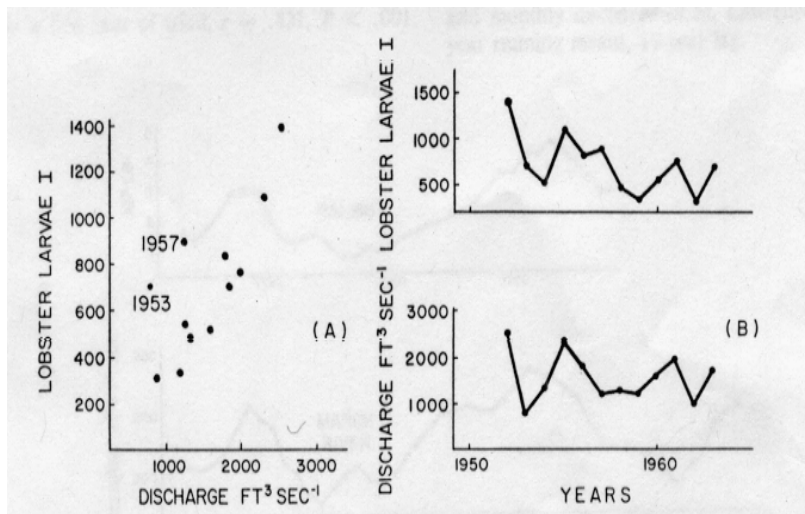


Fig. 3 – Production estimée de larves de homard dans le nord du détroit de Northumberland et les débits de juin de la rivière Miramichi. 1952-1963. D'après Sutcliffe, 1973.

Le débit et l'entraînement ne sont pas les seuls facteurs physiques qui influencent la productivité des homards. Le déversement d'eau douce conduit à une stratification plus hâtive de la colonne d'eau et à une plus grande résistance au mélange vertical, ce qui a pour effet que la couche de surface peut devenir plus chaude en été, effet qui peut facilement affecter la productivité et la survie des larves de homard (Mann et Lazier, 2006).

Cette stratification permet à un autre mécanisme de jouer : il est suggéré par Boudreau *et al.* (1992) cité par Mann et Lazier (2006), à l'effet que les larves de homard qui sont planctoniques jusqu'au stade IV ne descendent pas dans la colonne d'eau en présence de thermocline. Ce n'est que lorsque la colonne d'eau atteint la zone côtière et que le mélange vertical s'effectue jusqu'au fond que les larves peuvent se déposer et commencer leur développement comme juvéniles. (Il est à noter que les forts vents peuvent faire disparaître cette structure et avoir comme effet que les homards sont déposés dans des secteurs qui ne leur conviennent pas, autre effet pernicieux des changements climatiques.

Nous ne pouvons que noter à quel point il est essentiel de maintenir des apports d'eau douce durant les périodes où cet apport est crucial pour l'espèce, soit durant les crues printanières. On observe présentement une recrudescence d'activité de la part des associations locales de pêcheurs visant à accroître la population locales de homard, par le lâcher de larves et par la construction de récifs artificiels. Doit-on voir dans les problèmes de recrutement que connaît l'espèce une relation de cause à effet avec les perturbations des débits qui atteignent maintenant l'estuaire et le golfe ?

L'eau douce, un facteur positif pour les poissons commerciaux :
la morue et l'aiglefin

Sutcliffe (1973) s'est aussi penché sur les relations entre les débits du Saint-Laurent en mars et les prises d'aiglefin au Québec, en utilisant des données de 1932 à 1970 (fig. 4). À la lumière de ces résultats qui indiquent une relation étroite entre les débits de printemps et la productivité d'espèces marines économiquement importantes, Sutcliffe souligne la sensibilité de ces espèces aux fluctuations des débits de rivières à des périodes critiques dans l'année et les conséquences que des modifications de débits peuvent avoir sur ces espèces.

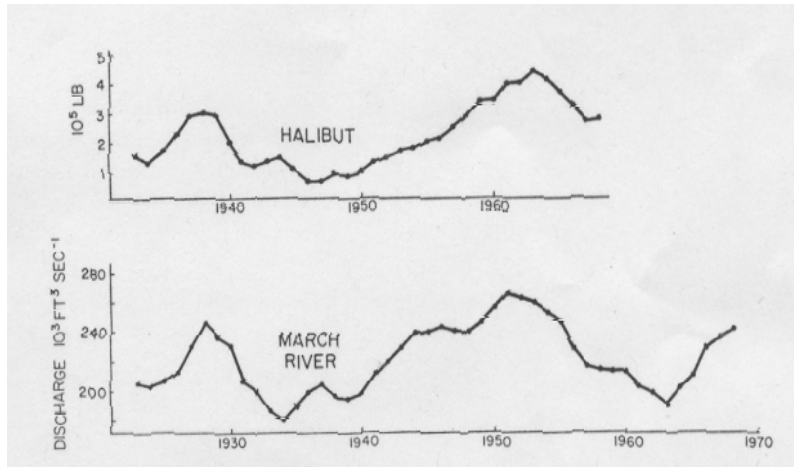


Fig. 4 – Prises d'aiglefin au Québec et débit du Saint-Laurent en mars, moyennes de 3 ans, délais de 10 ans. D'après Sutcliffe, 1973.

Platt *et al.* (2003) se sont aussi intéressés à l'aiglefin dans la région du banc de Nouvelle Écosse. Ils ont déterminé le moment de l'éclosion planctonique printanière (elle-même initiée par l'apport d'eau douce) pour la période de 1979 à 2001 au banc de Nouvelle-Écosse où on peut trouver des larves et des œufs d'aiglefin. Ils ont déterminé qu'ils pouvaient expliquer 89 % de la variance de la survie des larves par la variation de la chronologie de l'éclosion planctonique. Deux années, 1981 et 1999, qui avaient connu une éclosion planctonique particulièrement hâtive ont produit des effectifs exceptionnels.

Des résultats similaires ont été établis pour la mer du Nord. Entre 1960 et 1970, les stocks de gadidés (morue, aiglefin, tcaud, etc.) ont quintuplé à la suite d'une bonne survie des larves, provoquant ainsi une augmentation des stocks. L'hypothèse invoquée par Cushing (1982) pour expliquer ce phénomène fait appel au principe de match/mismatch : **une classe d'âge de poissons est forte si le maximum de la production de zooplancton survient au moment de l'apparition des larves qui s'en nourrissent.** Un délai dans la production de zooplancton favorise la morue tandis qu'une production hâtive favorise l'aiglefin. Par ailleurs, Beaugrand *et al.* (2003) ont apporté des données convaincantes qui établissent la dépendance du recrutement des morues dans la mer du Nord à la qualité, quantité, et à la chronologie de la floraison du zooplancton. Comme on l'a vu plus haut, l'apport d'eau douce peut avoir une grande importance dans l'initiation de cette floraison printanière.

La productivité de la morue en Islande, du Robalo au Chili et de 13 espèces de poisson en Méditerranée aussi influencée par les débits des rivières

En Islande, il y a un intérêt commercial associé à l'effet de l'eau douce, car les principales aires de ponte des poissons commerciaux se retrouvent le long des côtes sud et sud-ouest, les zones les plus affectées par l'eau douce (Thordardottir, 1986) a établi que les premiers stades des copépodes constituent une composante importante de la diète de la morue, et on a déterminé que les années où les densités de zooplancton étaient les plus grandes étaient les années où la production de phytoplancton commençait tôt dans les conditions favorables de la stratification induite par l'écoulement d'eau douce.

Quiñones et Montes rapportent quant à eux des corrélations positives ($r= 0,94$ et $r=0,80$) entre les débits annuels de deux rivières au Chili, la rivière Itata et la rivière Bio-Bio, et les prises marines de Robalo (*Eleginops maclovinus*), avec un intervalle de quatre années.

Lloret *et al.* notent pour leur part que la plus grande partie des prises mensuelles de 13 espèces de poissons commerciaux dans la zone côtière du nord-ouest de la Méditerranée ont été significativement positivement corrélées avec le débit des rivières locales Rhone et Muga, et l'indice de vent durant la période de frai, après un délai de moins d'un an. Les résultats suggèrent un lien entre le recrutement des espèces méditerranéennes et les conditions locales de vent et de débit de rivière, ainsi que les conditions globales de l'oscillation nord atlantique.

On peut multiplier les exemples et citer le cas du fleuve Fraser. Un panache contenant une agrégation de zooplancton se forme le long de la ligne de rencontre du panache d'eau douce avec l'eau du détroit de Georgie. Des copépodes, amphipodes et euphausiacés sont significativement plus abondants dans le panache estuarien que dans le panache de rivière ou que dans les eaux avoisinantes du détroit. Les harengs et les salmonidés sont plus abondants dans l'eau douce et le panache estuarien que dans l'eau avoisinante.

L'eau douce et sa rencontre avec la mer : conclusions

En résumé, trois mécanismes physiques interagissent pour influencer la production secondaire des estuaires et des panaches.

- La présence d'eau douce dans un estuaire ou une zone côtière conduit à une stratification plus hâtive et par conséquent à une floraison planctonique printanière plus hâtive. Cette floraison peut être bénéfique aux organismes qui s'alimentent dans le plancton à cette période, comme par exemple, les larves de morues en Islande ou le homard dans le golfe.
- Les courants liés à la flottabilité (de l'eau douce) peuvent induire du brassage et l'entraînement des eaux riches en substance nutritive qui accroît la production primaire et secondaire.
- Les forts vents approfondissent le mélange et font remonter les substances nutritives qui stimulent la production de plancton.

En résumé :

- Dans un premier cas, nous avons démontré l'importance des crues printanières pour la reproduction des poissons du fleuve.
- Dans un deuxième exemple, l'importance des crues printanières pour l'initiation de la floraison phytoplanctonique, début du cycle annuel de la productivité marine.
- Un troisième exemple nous a permis de démontrer l'importance des crues printanières pour la survie des stades larvaires du homard.
- Enfin, un quatrième exemple a démontré l'importance des crues printanières pour la survie des larves de morues et d'aiglefin.

Nous devons conclure avec Sinclair et al (1986) que la production des pêcheries est liée à des facteurs qui agissent à l'intérieur des frontières du golfe, y compris les déversements d'eau douce. La modification de la magnitude ou du patron de ces déversements peut avoir des effets marqués sur cette production. La chronologie de ces déversements est d'une importance primordiale.

EFFETS DE L'ALTÉRATION DES DÉBITS QUI ATTEIGNENT L'ESTUAIRE ET LE GOLFE

L'eau douce, et particulièrement les forts débits printaniers, est donc bénéfique pour la vie marine. Mais qu'est-il advenu de cette eau dans les années passées de la vie du fleuve et que prévoit-on pour l'avenir ?

Le Saint-Laurent : un fleuve perturbé :
effets des altérations des débits d'eau douce

Les altérations des débits d'eau douce aux estuaires et environnements côtiers ont nombre d'effets sur les habitats et les organismes. Les effets sont dus aux altérations des débits *per se*, c'est à dire les changements de volume et de charge sédimentaires, mais aussi les changements des attributs chimiques de l'eau (i.e. la salinité, la température, les nutriments et les contaminants). Les modifications de l'apport d'eau douce dans les eaux réceptrices sont identifiées par Pêches et Océans parmi les principaux stressors du milieu marin. (P&O, 2005). Si on considère le système Saint-Laurent, on réalise à quel point les aménagements des rivières qui l'alimentent, ainsi que les aménagements du fleuve lui-même, ont profondément perturbé les régimes naturels des écoulements d'eau. Le Saint-Laurent déverse 424 km^3 d'eau dans le golfe (Sinclair *et al.*, 1986) soit environ $17\,900 \text{ m}^3/\text{sec}$, mais comme on l'a vu plus haut, le débit du fleuve est hautement contrôlé, à la fois à des fins de gestion de la navigation et, surtout, profondément perturbé pour ce qui est de la chronologie de ses débits. Si on considère les débits du Saguenay et du fleuve, c'est plus de 90 % de l'eau atteignant le golfe qui a vu son calendrier d'écoulement modifié à des fins de production hydroélectrique, plus de 90 % de l'eau dont les déversements ont été étalés pour atténuer ou faire totalement disparaître les coups d'eau printaniers, et dont l'effet bénéfique sur la productivité marine a été grandement atténué ou même contrecarré. Cette variabilité intrasaisonnière réduit considérablement les effets de la variabilité interannuelle. Neu (1976) estimait que lors de l'aménagement de la Manicouagan, l'écoulement du printemps et de l'été à l'entrée du Golfe avait été réduit du tiers à la moitié.

Victimes de développements passés :
les poissons du Saint-Laurent

Les variations de débits des cours d'eau ont des impacts majeurs sur les habitats aquatiques et les populations de poissons. Des conditions de fort débit au printemps assurent un contact entre le lit principal du cours d'eau et la plaine inondable et ouvrent l'accès à des zones de reproduction ou frayères, dont la présence est essentielle au maintien des populations de poissons. (Brodeur, Mingelbier et Morin, 2006). Dans le couloir fluvial, c'est dans la région de Sorel que le maintien de débits élevés est le plus essentiel aux activités de reproduction. Le débit du Saint-Laurent peut y varier de $5\,000$ à $20\,500 \text{ m}^3/\text{sec}$ et l'effet optimal des crues printanière se situerait à $14\,500 \text{ m}^3/\text{sec}$. Ce niveau n'a toutefois été observé qu'une année sur quatre entre 1960 et 1998 en raison du contrôle des débits aux fins de la navigation et, surtout, pour ce qui est de la rivière des Outaouais, aux fins de production hydroélectrique. L'écêtage des crues printanières, et surtout la

réduction drastique de leur durée, aurait privé les populations de brochet et de perchaude respectivement de 78 et de 84 % de leur habitat de reproduction. Dans ces circonstances, les alevins n'ont pas le temps de quitter les sites d'éclosion avant la baisse des eaux et sont victimes de leur assèchement subséquent. Il est à noter que le gouvernement du Québec a dû intervenir récemment au lac Saint-Pierre pour tenter de corriger la situation de l'état précaire des stocks de perchaude.

Le cas du poulamon fournit un autre exemple d'impact lié à la régularisation des cours d'eau. La population de poulamons de la Mauricie connaît un déclin important depuis le milieu des années 1980. L'abondance du stock dans la rivière Sainte-Anne a d'ailleurs semblé plus faible que jamais lors des hivers 1987-1988 et 1991-1992. Ce déclin de la population peut être attribué à plusieurs facteurs, dont les faibles débits dans le fleuve et dans la rivière Sainte-Anne au milieu des années 1980, qui ont limité l'accès des géniteurs aux frayères et ont réduit la qualité de celles-ci, d'où un recrutement plus faible en 1986 et 1987. De la même façon, le déclin observé chez l'anguille d'Amérique pourrait en partie être attribuable à la régularisation de plusieurs cours d'eau, notamment celle du fleuve Saint-Laurent (Savaria *et al.*, 2003).

Le fleuve : un avenir incertain

Si l'on cherche à prédire le régime d'écoulement du fleuve Saint-Laurent à long terme, on pourrait s'attendre à une remontée des débits et niveaux associés au cours de la prochaine décennie. Toutefois, selon un groupe d'experts internationaux, l'application de modèles numériques simulant l'impact des changements climatiques conduit à prévoir une baisse des niveaux et débits dans presque tous les scénarios considérés. « *Les scénarios typiques laissent entendre que les niveaux d'eau des Grands Lacs pourraient baisser de 0,5 à 1 mètre en moyenne, et que le débit du fleuve Saint-Laurent pourrait accuser une diminution pouvant atteindre les 20 % au cours des trente prochaines années* » (Lee, 2000).

Un rôle accru pour les rivières de la côte-nord

Dans ce contexte, au vu de l'importance des apports d'eau douce pour la productivité du golfe, les apports d'eau douce des rivières de la Côte-Nord prennent une importance relative encore plus grande en remplaçant les eaux douces auxquelles le fleuve contribue d'une manière réduite. Il ne faut pas croire en effet qu'étant donné l'importance du débit du fleuve, celui des rivières est négligeable : au total, les débits moyens de l'ensemble des rivières de la Côte-Nord atteignent 21,1 % de l'apport d'eau douce dans l'estuaire et le golfe et 30,7 % du débit du fleuve à Québec. Les débits des rivières déjà harnachées et celui des rivières qui font l'objet de projets à venir totalisent 58 % des débits des rivières de la Côte-Nord (Voie Verte, Centre Saint-Laurent http://www.qc.ec.gc.ca/csl/inf/inf016_f.html).

Les ressources marines du golfe dans un état précaire

Il est difficile ou même impossible d'isoler ce facteur dans les évaluations de la productivité totale du golfe et de mesurer l'effet que les aménagements passés ont pu avoir sur les ressources

marines du golfe. Mais on ne peut pas non plus écarter de la main ces effets et laisser croire qu'ils sont inexistantes. Les frontières des écosystèmes marins ne sont pas facilement définies car les conditions physiques et les mouvements des organismes fluctuent sur de grandes distances dans la mer, et ces fluctuations devraient être gardées à l'esprit quand on traite des processus écologiques dans les océans influencés par les écoulements d'eau douce (Skreslet, 1986).

Si on regarde la situation d'ensemble, on constate que les ressources marines du golfe sont dans bien des cas dans un état précaire, et l'exploitation de certaines espèces donne des maux de tête aux gestionnaires. « *La majorité des ressources démersales, qui ont longtemps alimenté les principales pêcheries de l'Atlantique nord-ouest, se sont sérieusement amenuisées entre la fin des années 80 et le début des années 90, sous l'effet combiné de la surpêche, de basses températures liées au renforcement des courants du Labrador et d'autres facteurs, comme la mauvaise alimentation des poissons, l'absence de capelans (*Mallotus villosus*), la prédation des phoques et la faible concentration d'oxygène. En 2002, de nombreuses pêcheries démersales (près des côtes) sont encore fermées ou soumises à des réglementations rigoureuses qui limitent leurs opérations, près de dix ans après l'introduction de ces mesures de gestion.* » (L'état des ressources halieutiques marines mondiales, FAO)³⁹. L'état général du golfe est préoccupant : la couverture de glace diminue avec les années, et la zone anoxique qui affecte les eaux profondes s'étend de plus en plus, avec un impact certain sur les poissons de fond. Nous avons vu plus haut l'état précaire des stocks de homard et les mesures de gestion qui sont suggérées, et dont certaines sont mises en oeuvre. Craignant de perturber davantage encore le calendrier d'écoulement des eaux douces dans le milieu marin du golfe, avec les perturbations sur les espèces marines qui peuvent en résulter, force nous est donc de conclure qu'on ne peut traiter à la légère le harnachement de la rivière Romaine. Ceux qui sont préoccupés par l'avenir du golfe et de ses ressources doivent admettre qu'il doit y avoir une limite à ne pas dépasser si on ne veut pas mettre cet avenir en péril.

Les mammifères du Saint-Laurent et les débits d'eau douce

Lors d'un atelier scientifique sur les mammifères marins de l'estuaire du Saint-Laurent, leurs habitats et leurs ressources alimentaires, tenu à Mont-Joli en avril 2000, les participants ont sélectionné quatre espèces qui figurent indiscutablement parmi les dix espèces ou groupes d'espèces les plus importants dans l'alimentation des mammifères marins dans la zone d'étude : le capelan, le lançon, le hareng atlantique et les euphausides. En effet, ces espèces sont abondantes dans la zone d'étude et chacune d'elle est reconnue pour constituer une ressource très importante pour au moins trois des huit espèces de mammifères marins communes dans cette zone. Relativement à ces espèces, et particulièrement les euphausides, les participants notent dans le compte-rendu que « *les harnachements par des barrages du Saint-Laurent, de la rivière Saguenay et de plusieurs rivières importantes de la Côte-Nord, afin de régulariser les niveaux d'eau et de produire de l'électricité, ont considérablement réduit les variations saisonnières des apports d'eau douce dans l'estuaire maritime.* » Ils estimaient que « *depuis 1970, l'amplitude des*

³⁹ <http://www.fao.org/docrep/009/y5852f/Y5852F00.HTM>

fluctuations saisonnières de ces apports a été réduite de moitié avec une crue printanière moins importante et des débits plus élevés en hiver. Actuellement, les apports d'eau douce du Saguenay, des rivières Betsiamites, aux Outardes et Manicouagan se font surtout sous la forme de brèves pointes de débit qui ne correspondent plus du tout au cycle annuel naturel. Les impacts de ces modifications sur les ressources de la zone d'étude ne sont pas connus car on ne dispose pas suffisamment de données antérieures à 1970. Cependant, on peut aisément mettre en évidence ce qui pourrait rendre certaines espèces vulnérables à la régularisation des cours d'eau, comme par exemple les mécanismes d'agrégation des euphausides dans la zone d'étude qui pourraient être modifiés par des changements dans les apports d'eau douce dans l'estuaire. » Savaria et al., 2007.

Cette préoccupation n'a pas été atténuée par les résultats de l'étude d'impact, comme le ministère de Pêches et Océans le souligne dans ses questions au promoteur : « *Le MPO est d'avis que l'étude ne peut conclure que le projet n'aura pas d'effet sur les proies zooplanctoniques des mysticètes, car le modèle NPZ ne peut être utilisé à cette fin* ». On aura compris qu'il s'agit des conclusions de l'étude de Saucier et al. (2007), que le promoteur utilisait à mauvais escient en affirmant que les communautés planctoniques ne seraient pas affectées et que les proies des mammifères marins ni leurs habitats ne seraient pas affectés non plus. Notons que Hydro Québec a répondu à ce questionnement en déclarant simplement qu'il prenait bonne note du commentaire, ce qui est inacceptable.

Impact appréhendé sur les ressources d'une réserve de parc national : comment concilier les objectifs d'un projet industriel majeur avec ceux d'un parc ?

Sans vouloir faire preuve de cynisme, il est intéressant de s'arrêter un peu sur le Plan directeur de la réserve de parc de Mingan, et tenter de déceler comment le harnachement de la rivière Romaine qui, faut-il le rappeler, se déverse dans la réserve de parc de Mingan, pourrait mettre en péril les objectifs de conservation qu'il met de l'avant : « *La gestion d'un parc national doit être centrée sur l'intégrité écologique. La RPNCAM possède un patrimoine naturel extraordinaire. Ce milieu naturel précieux est à protéger notamment parce qu'il abrite des éléments représentatifs de paysages naturels canadiens, qu'il contribue au bien-être et à l'économie de communautés locales, et qu'il a permis à l'homme de survivre en harmonie avec ces écosystèmes au cours de siècles.* » (Plan directeur, réserve de Parc national de l'Archipel-de-Mingan).

La protection de l'intégrité écologique de la réserve de parc de Mingan demeure un grand défi, continue le document, et un des enjeux est la connaissance incomplète des composantes et des processus naturels du parc. Et pour parvenir à la protection de l'intégrité écologique, on se fixe, entre autres, comme objectif, « *d'effectuer le suivi de l'utilisation du territoire du parc et de mettre en place les mesures préventives et correctrices visant à minimiser les impacts sur les écosystèmes* ».

Même si l'étude d'impact du promoteur conclut que « *La diminution des crues de la Romaine n'entraînera pas d'impact sur l'intégrité de la réserve de parc national du Canada de l'Archipel-*

de-Mingan (RPNCAM) », Nature Québec ne peut pas concevoir que la disparition des crues printanières et le déversement accru d'eau en hiver soit sans effet sur les ressources du parc, en particulier les espèces d'oiseaux marins, de poissons et de mammifères marins qui s'y retrouvent. Les conclusions de l'étude d'impact à l'effet que « *La réduction de la superficie du panache un printemps sur deux n'entraînera pas d'impact négatif sur la productivité des eaux entourant la RPNCAM ni sur les ressources marines planctoniques ou benthiques* » va à l'encontre des conclusions des nombreuses études citées plus haut et qui présentent des évidences du contraire, surtout pour ce qui est de l'interruption totale des débits d'eau douce pendant un an que le projet de construction va provoquer. Il est plus que surprenant que le modèle mathématique sur lequel se base cette prédiction, récemment modifié pour être utilisé à grande échelle, arrive à conclure à l'absence totale d'effets négatifs de la modification profonde des débits de la Romaine sur l'écologie marine de son estuaire.

Par ailleurs, il y a l'impact sur les visiteurs et l'attrait touristique du parc qui devra composer avec une circulation automobile et de camions qui va s'accroître considérablement.

Les débits réservés ne sont pas respectés :
le saumon de la Romaine y survivra-t-il ?

Comme le notait le document de présentation de la politique gouvernementale des débits réservés lors de sa publication en 1996, « *l'exploitation de centrales hydroélectriques entraîne, à divers degrés, des modifications du régime d'écoulement qui, à leur tour, peuvent occasionner des effets négatifs sur les habitats du poisson et la libre circulation de ce dernier* ». Le gouvernement se fondait donc sur les recommandations du rapport Doyon pour mettre en place cette politique qui incitait les promoteurs des projets d'endiguement de rivière à des fins de production hydroélectrique à respecter les principes directeurs suivants :

- aucune perte nette d'habitats du poisson ou de productivité des milieux ;
- maintien de la libre circulation du poisson dans les cours d'eau ;
- contribution à la protection de la biodiversité des écosystèmes aquatiques.

Qu'en est-il dans la réalité du respect de cette politique ? Malgré la présence des milliers de barrages au Québec, aucune étude avant celle de Lajoie *et al.* (2006) ne s'était jamais intéressée à vérifier le respect des normes de ces débits réservés en aval de ces ouvrages. Pourtant, la vérification de ces normes est très importante pour protéger les habitats du poisson et s'assurer de la qualité de l'eau en aval des barrages.

Et bien, cette étude a permis d'établir que les débits réservés ne sont pas respectés. Il ressort de cette étude que ces deux caractéristiques (fréquence et écart des débits) sont influencées par trois facteurs :

- le mode de gestion de barrages : ces écarts sont plus élevés en régime d'inversion (écoulement printemps/hiver inversé) qu'en régime de type naturel ;
- la taille des bassins versants ;

- et surtout la saison : la fréquence du nombre des jours de débits inférieurs aux débits réservés est plus élevée au printemps qu'en hiver (ce qui vise à emmagasiner l'eau).

Les fréquences moyennes de non respect des débits réservés sont environ huit fois plus élevées au printemps qu'en hiver en régime d'inversion. Ces résultats démontrent que c'est particulièrement en régime d'inversion que les débits réservés écologiques ne sont pas respectés, le régime le plus affecté par les barrages au Québec.

Dans le cas du projet la Romaine, on simplifie davantage encore le problème d'observance de la politique des débits réservés en n'en établissant tout simplement pas. Les débits de la rivière vont être complètement interrompus pendant une année, quitte à réintroduire éventuellement du saumon d'élevage pour remplacer le saumon sauvage que la durée de l'attente aura trop impatienté ! Le remplacement de géniteurs sauvages de la Romaine par des saumons d'élevage pose également un problème de biodiversité, ce remplacement n'est pas d'une totale équivalence en termes de biodiversité intraspécifique.

Effets de l'altération des débits qui atteignent l'estuaire et le golfe : conclusions

Nous n'avons pas épuisé dans notre mémoire, loin s'en faut, le nombre important de publications scientifiques qui traitent de la question des interactions positives des débits d'eau douce avec le milieu marin. Le phénomène de ces interactions, que rapportent ces publications, est universel. Dans tous les océans du monde où des chercheurs se sont donné la peine de les quantifier, on note avec intérêt que ces interactions se manifestent et sont rapportées dans des rapports ou des publications scientifiques, que ce soit en Méditerranée, sur les côtes chiliennes, dans la baie de San Francisco, de Chesapeake ou en Islande. Comme mentionné plus haut, le traité de biologie marine de Mann et Lazier (2006) fait de cette question une étude approfondie.

Il y a donc lieu de se poser de sérieuses questions à la lecture du rapport de Saucier *et al.* (2007) commandé par Hydro-Québec et qui conclut à l'absence d'impacts positifs des crues printanières de la rivière Romaine. Mieux encore, d'après ce rapport, l'**absence** de ces crues printanières aurait un impact positif sur l'écologie du chenal de Mingan. Ce document donne aux forçages saisonniers – convection hivernale, tidaux (marée) et synoptiques (échanges avec le détroit et résurgences côtières) dans l'archipel – le rôle prépondérant, un « régime productif qui est principalement piloté par les mélanges dus à la marée », une notion tout à fait à l'opposé du rôle de la marée tel que présenté par Mann et Lazier (2006) : pour ces auteurs, l'effet des courants de marée s'oppose à celui – positif – des eaux douces : « *Au large, la stratification est toujours liée à un effet de différence de température. Dans les zones côtières, un facteur additionnel affecte la stratification (et donc la production primaire), c'est la présence d'eau douce. On doit voir la situation côtière ainsi : la présence d'eau douce accroît la stratification tandis que le vent et les courants de marée provoquent de la turbulence et détruisent la stratification* ». On voit donc à quel point les conclusions du rapport de Saucier, sur lequel s'échafaudent toutes les hypothèses de l'absence d'impacts sur la région côtière du projet de la Romaine, viennent en contradiction avec ce qui est maintenant reconnu comme fondamental par la biologie marine.

De plus, les données de l'étude d'impact nous démontrent sans l'ombre d'un doute l'importance considérable de l'attrait que constitue pour diverses espèces fauniques le secteur de l'estuaire de la Romaine. La réalité de la répartition de l'activité biologique dans le secteur nous fait donc conclure à un attrait plus considérable que ce à quoi l'étude de Saucier nous préparait. Quand l'observation de la réalité et les projections virtuelles de modèles mathématiques aussi sophistiqués qu'ils soient ne sont pas d'accord, nous préférons la première comme décrivant plus fidèlement la réalité.

Enfin, il y a lieu de se poser des questions sur l'absence de vision à grande échelle des hypothèses présentées dans le rapport Saucier. L'exemple présenté plus haut du rôle des eaux douces sur la survie des larves de homard, qui bénéficient sur de longues distances des effets positifs de la stratification de la colonne d'eau liée à l'arrivée d'eau douce, est représentatif. L'effet local dans cet exemple pâlit devant l'importance de l'effet à longue distance.

Dans ce contexte, il est intéressant de citer Kimmerer (2004) qui, après des études exhaustives des effets de l'eau douce dans la baie de San Francisco, conclut (la traduction est de nous) : « *la variation en lien avec les débits d'eau douce de l'abondance ou de la survie d'organismes dans les niveaux trophiques élevés ne semble pas survenir par le transfert vers le haut de la chaîne trophique car cette relation semble absente pour les bas niveaux trophiques. Il semble plutôt que cette variation survienne par les modifications des attributs physiques de l'habitat qui varient avec les débits* ». On retrouve là le type d'interactions que nous décrivions plus haut, soit celle de l'eau douce avec la productivité du homard ; cette interaction semble se faire par des interactions de type physique. Le manque de références de ce type d'effets dans le modèle de Saucier est peut-être là sa faiblesse la plus évidente.

Nous concluons donc que le projet, par ses impacts importants sur l'écosystème de la rivière, par ses impacts sur la biodiversité de son estuaire et celle de la réserve de parc de l'Archipel-de-Mingan doit être écarté en faveur d'alternatives.

OUVRAGES CITÉS

- Beaugrand, G., Brander, K.M., Lindley, J.A., Souissi, S. et Reid, P.C. (2003).
Plankton effect on cod recruitment in the North Sea. *Nature* 426, 661-664.
- Bernard, Jean-Thomas (2005).
Le marché québécois de l'électricité : à la croisée des chemins. Présenté à la Commission sur l'économie et le travail en Avril 2005. <http://www.eqttf-pfft.ca/submissions/Bernard.pdf>
- Bonn, P.J. (1992).
Essential elements in the case for river conservation. In *River Conservation and Management*. John Wiley, 11-33.
- Brodeur, P. Mingelbier, M. et Morin (2006).
Impact de la régularisation du débit des Grands lacs sur l'habitat de reproduction des poissons dans la plaine inondable du fleuve Saint-Laurent. *Naturaliste canadien*, 130(1), 60-68.
- Cushing, D.H. (1982).
Climate and Fisheries. Academic Press London.
- Drinkwater, K.F. (1986).
On the role of freshwater outflow on coastal marine ecosystems – a workshop summary. In: *Stig Skreslet. The role of freshwater outflow in coastal marine ecosystems*. Springer-Verlag Berlin
- Drinkwater, K.F. (1987).
Sutcliffe revisited: previously published correlations between fish stocks and environmental indices and their recent performance. In: *Environmental Effects of Recruitment to Canadian Atlantic fish Stocks* (ed. R.I. Perry and K.T. Frank) Can. Tech Rep. Fish. Aquat. Sci. 1556.
- EWEA (2005).
Integration of large scale of wind energy to the European power supply: Analysis, Issues and Recommendations. Décembre 2005.
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/
- Gillanders, B.M.; Kingsford, M.J. (2002).
Impact of changes in flow of freshwater on estuarine and open coastal habitats and the associated organisms. *Oceanogr. Mar. Biol. Ann. Rev.* 40: 233-309.
- Grimes, C.B. et M.J. Kingsford (1996).
How do riverine plumes of different sizes influence fish larvae: do they enhance recruitment? *Marine and Freshwater research* 47, 191-208.
- Hydro-Québec (2007).
Complexe de la Romaine – Étude d'impact sur l'environnement, volume 1 : *Vue d'ensemble et description des aménagements*.
- Iea Wind, Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power (2007).
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W82.pdf>
- Kimmerer, W. J. (2002).
Effects of Freshwater Flow on Abundance of Estuarine Organisms: Physical Effects or Trophic linkages? *Marine Ecology Progress Series* 243: 39-55.
- Lajoie, F., A.A. Assani, M. Matteau, M. Mesfioui et A. G. Roy (2006).
Comparison of Ecological Instream Flow and Release Flow Downstream of Dams in Quebec: The Effect of Dam Management Practices, Watershed Size and the Season. Water Qual. Res. J. Canada, 2006 • Volume 41, No. 3, 263-274

- Lambert, R. et J. Marcotte (1995).
Évaluation de la valeur en puissance d'un parc d'éoliennes incluant l'effet de corrélation entre le vent et la demande. Association canadienne de l'électricité.
- Lee, R. (2000).
Changements climatiques et évaluation environnementale. Collection de monographies en recherche et développement. Agence canadienne d'évaluation environnementale.
- Lloret, J., J Lleonart , I. Solé et J.M. Fromentin.
Fluctuations of landings and environmental conditions in the north-western Mediterranean Sea .
Fisheries Oceanography. 10(1): 33-50
- Loneragan, N.R. & Bunn, S.E. (1999).
River flows and estuarine ecosystems: implications for coastal fisheries from a review and a case study of the Logan River, southeast Queensland. *Australian Journal of Ecology* 24, 431-440.
- Mann, K.H., J.R.N. Lazier (2006).
Dynamics of Marine Ecosystems. Biological-Physical Interactions in the Oceans. Department of Fisheries and Oceans, Bedford Institute of oceanography. Dartmouth, Canada. Blackwell Publishing.
- Neu, H.J.A. (1976).
Runoff regulation for hydro power and its effect on the ocean environment. *Hydrological Sciences Bulletin* XXI, 3 Bedford Institute of Oceanography, Dartmouth, Nova Scotia.
- Pêches et Océans (2005).
Le golfe Saint-Laurent, Un écosystème unique. Plateforme pour la gestion intégrée du golfe Saint-Laurent. Direction des Océans et des Sciences. Cat FS 104-2/2005
- Platt, T., Sathyendranath, S., Edwards, A.M., Broomhead, D.S., et Ulloa, O. (2003).
Spring algal bloom and larval fish survival., *Nature* 423, 398-399.
- Parc Canada (2005).
Réserve de parc national de l'Archipel-de-Mingan. Plan directeur.
- Reid, R. (2004).
Choix de la filière énergétique pour la production d'électricité au Québec : éolien versus thermique. Rapport d'expertise préparé pour les audiences de la régie de l'énergie.
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/MemoiresParticip3526/Memoire_RRSE_Doc-7_Expertise-Reid_21avr04.pdf
- Régie de l'énergie (2004).
Plan d'approvisionnement 2005-2014 d'Hydro-Québec Distribution, R-3550-04. Engagement #1 du RNCREQ. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Memoires3550/RNCREQ-8_3550_RapExpertRaphalsCORRIGE_14juin05.pdf
- Rich, T.D., C.J.Beardmore, H. Berlanga, P.J. Blancher, M.S. Bradstreet, G.S. Butcher, D.W. Demarest, E.H. Dunn, W.C. Hunter, E.E. Inigo-elias, J.A. Kennedy, A.M. Martell, A.O. Panjabi, D.N. Pashley, K.V. Rosenberg, C.M. Rustay, J.S. Wendt, et T.C. Will (2008).
Plan nord-américain de conservation des oiseaux terrestres de Partenaires d'envol, Environnement Canada.
- Rissik, D. et I. M. Suthers (1996).
Feeding in a larval assemblage: the nutritional significance of an estuarine plume front . *Mar. Biol.* 125, 233-240.
- Saucier, F., B. Zakardjian, S. Senneville et V. Lefouest (2007).
Étude de l'effet de l'aménagement du complexe hydroélectrique de la rivière Romaine sur les conditions biologiques et physiques du chenal de Mingan à l'aide d'un simulateur numérique

tridimensionnel haute définition. Institut des sciences de la mer, Université du Québec à Rimouski.

- Savaria, J.Y., G. Cantin, L. Bossé, R. Bailey, L. Provencher et F. Proust (2003).
Compte rendu d'un atelier scientifique sur les mammifères marins, leurs habitats et leurs ressources alimentaires, tenu à Mont-Joli (Québec) du 3 au 7 avril 2000, dans le cadre de l'élaboration du projet de zone de protection marine de l'estuaire du Saint-Laurent. *Rapp. manus. can. sci. halieut. aquat.* 2647. v + 127 p.
- Schlacher, T.A., & Wooldridge, T.H. (1996).
Ecological responses to reductions in freshwater supply and quality in South Africa's estuaries: lessons for management and conservation. *Journal of Coastal Conservation* 2, 115-130.
- Serafy, J.E., Linderman, K.C., Hopkins, T.E. & Ault, J.S. (1997).
Effects of freshwater canal discharge on fish assemblages in a subtropical bay: field and laboratory observations. *Marine Ecology Progress Series* 160, 161-172.
- Sinclair, M. Bugden, G.L., Tang, C.L. Therriault, J.-C., and Yeats, P.A. (1986).
Assessment of effects of freshwater runoff variability on fisheries production in coastal waters. In *The Role of Freshwater Outflow in Coastal Marine Ecosystems* (ed. S. Skreslet), 139-160. Springer-Verlag, Berlin.
- Skreslet, S. (1986).
The Role of Freshwater Outflow in Coastal Marine Ecosystems. Springer-Verlag, Berlin. 453pp
- Sutcliffe, W.H. (1973).
Correlations between seasonal river discharge and local landings of the American lobster (*Homarus americanus*) and Atlantic halibut (*Hippoglossus hippoglossus*) in the gulf of St. Lawrence. *J. Fish. Res. Bd. Can.* 30, 856-859.
- Thordardottir, T. (1986).
Timing and duration of spring blooming south and southwest of Iceland. In: *The Role of Freshwater Outflow in Coastal Marine Ecosystems* (ed. S. Skreslet), 345-360. Springer-Verlag, Berlin.

ANNEXES À LA PREMIÈRE PARTIE

ÉVALUATION STRATÉGIQUE
DU PROJET

ANNEXE 1

Économie d'énergie annuelle en \$ pour une maison unifamiliale moyenne* 2008-2027

Année	¢/kWh	\$	Économies d'énergie		
	tarif D 2 ^e palier	Chauffage 14 616 kWh	Norme NovoClimat 25 % en \$	NovoClimat + solaire 40 % en \$	Géothermie 60 % en \$
2008	7,33	1 071	268	429	643
2009	7,48	1 093	273	437	656
2010	7,63	1 115	279	446	669
2011	7,78	1 137	284	455	682
2012	7,93	1 159	290	464	695
2013	8,09	1 182	296	473	709
2014	8,25	1 206	301	482	723
2015	8,42	1 231	308	492	738
2016	8,59	1 256	314	502	753
2017	8,76	1 280	320	512	768
10 ans		11 730	2 933	4 692	7 036
¢ / kWh		8,03	2,01	3,21	4,82
2018	8,94	1 307	327	523	784
2019	9,11	1 332	333	533	799
2020	9,30	1 359	340	544	816
2021	9,48	1 386	346	554	831
2022	9,67	1 413	353	565	848
2023	9,86	1 441	360	576	865
2024	10,06	1 470	368	588	882
2025	10,26	1 500	375	600	900
2026	10,47	1 530	383	612	918
2027	10,68	1 561	390	624	937
20 ans		26 029	6 508	10 411	15 616
¢ / kWh		8,90	2,23	3,56	5,34

Notes:

1) maison unifamiliale moyenne (154 m²) chauffée à l'électricité, consommant 26 484 kWh/an dont 14 616 kWh dédiés au chauffage

2) tarif D pour le deuxième palier de consommation, établi à 7,33 ¢/kWh à compter du 1^{er} avril 2008, avec augmentation de 2% annuellement

3) valeur des économies d'énergie avant le coût d'investissement, qu'il s'agisse de la part du client, du Distributeur ou d'un partenaire

ANNEXE 2

Bilan en énergie d'Hydro-Québec Distribution 2007-2017 en TWh

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	→ taux annuel moyen de 1,2% →										
Prévisions des ventes	172,0	171,0	168,8	170,8	172,9	175,0	177,0	179,2	181,3	183,5	185,7
Pertes de T et D+ajust.	13,1	12,9	12,9	13,0	13,1	13,2	13,3	13,4	13,6	13,8	13,9
Besoins en énergie	185,1	183,9	181,7	183,8	186,0	188,2	190,3	192,6	194,9	197,3	199,6
Approvisionnementnements											
Bloc patrimonial	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnementnements additionnels requis	6,2	5,0	2,8	4,9	7,1	9,3	11,4	13,7	16,0	18,4	20,7
Contrats signés	Approvisionnementnements "post patrimoniaux"										
TCE / 507 MW + 40 pte	4,4	4,3	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
A/O HQP 2002 600 MW	4,4	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
A/O 2003-01 biomasse	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
A/O 2004-02 cogénér.		0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2003-02 éolienne	0,4	0,7	1,1	1,9	2,2	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Appel d'offre en cours	→ coût moyen de 96 M\$/ TWh →										
A/O éolien 2000 MW					0,1	1,6	3,5	4,8	5,7	6,4	6,4
Appels d'offres à venir											
Biomasse II 125 MW						0,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Éolien 500 MW						0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6
Petite hydraul. 150 MW					0,0	0,2	0,3	0,6	0,8	0,8	0,8
Approvisionnementnements additionnels prévus	9,4	10,6	10,9	11,7	12,1	14,6	18,1	20,3	22,0	22,7	22,7
Total des approvi- sionnements prévus	188,3	189,5	189,8	190,7	191,9	194,1	195,5	196,7	197,9	199,0	199,0
Surplus	3,0	5,6	8,1	6,8	5,0	5,3	6,7	6,6	6,0	4,3	2,0
Déficit	→ perte à la revente de 25 M\$/ TWh de surplus →										

Données basées sur les mises à jour les plus récentes des dossiers R-3648-08 et R-3677-08 de la Régie de l'énergie

Jean-François Blain
Analyste, secteur de l'énergie

décembre 2008

ANNEXE 3

Bilan en énergie du producteur HQP, 2007-2021 en TWh

Ressources HQP	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Stock au 1er janvier	114,3	114,3	113,1	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,5	113,0	113,5	114,0	114,5	115,0
Hydrauliques, 32 973 MW	158,9	159,3	158,9	158,9	158,9	159,3	158,9	158,9	158,9	159,3	158,9	158,9	158,9	159,3	158,9
Thermiques															
Tracy, 660 MW	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gentilly-2, 675 MW	5,0	4,7	4,7	5,3	1,1	0,7	5,3	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
TAG, 881 MW	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Achats à long terme															
CFLco, 5 428 MW	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
CFLco, 682 MW nov-mars	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
prod. Privés, 1 206 MW	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
parcs éoliens															
privés, 70 MW	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
Existantes au 311206	199,8	202,1	201,9	202,2	198,0	198,1	202,2	202,1	202,1	202,6	202,1	202,1	202,1	202,6	202,1
stockage réserve énergie	0,0	1,2	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	0,0
remplissage, ajust. réfec.	2,4	0,5	0,3	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
achats production privée	0,0	0,2	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Projets en construction															
Mercier	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Péribonka	0,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Rapide-des-Cœurs		0,1	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Chute-Allard		0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
dérivation Rupert / gain															
EM-1, LG-2, LG-2A, LG-1				6,0	6,0	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Eastmain-1A					0,1	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Sarcelle					0,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Projet en autorisation															
La Romaine					sans La Romaine			214,9	214,4	214,9	214,4	214,4	214,4	214,9	214,9
								0,7	3,0	3,0	3,6	6,0	5,3	5,4	8,0
Total ressources	204,4	206,6	206,9	212,5	208,7	210,9	215,0	215,6	217,4	217,9	218,0	220,4	219,7	220,3	222,9

Bilan en énergie du producteur HQP, 2007-2021 en TWh

Engagements HQP	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Au Québec															
Bloc patrimonial	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0
Pertes	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
A/O 2002- HQP	4,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
ventes à HQD	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
livraisons, centrales	4,5	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Hors Québec															
contrats court-long terme	3,0	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,5	2,5	2,2	0,9	0,8	0,8	0,8	0,5	0,5
Total engagements	190,7	190,8	190,9	190,9	190,9	190,9	190,5	190,5	190,2	188,9	188,8	188,8	188,8	188,5	188,5

Sommaire HQP	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
							sans La Romaine	214,9	214,4	214,9	214,4	214,4	214,4	214,9	214,9
Total ressources	204,4	206,6	206,9	212,5	208,7	210,9	215,0	215,6	217,4	217,9	218,0	220,4	219,7	220,3	222,9
Total engagements	190,7	190,8	190,9	190,9	190,9	190,9	190,5	190,5	190,2	188,9	188,8	188,8	188,8	188,5	188,5
							sans La Romaine	24,4	24,2	26,0	25,6	25,6	25,6	26,4	26,4
Marge de manoeuvre	13,7	15,8	16,0	21,6	17,8	20,0	24,5	25,1	27,2	29,0	29,2	31,6	30,9	31,8	34,4



Fondée en 1981, l'Union québécoise pour la conservation de la nature (UQCN) est un organisme à but non lucratif devenu Nature Québec en 2005.

Nature Québec souscrit aux trois objectifs principaux de la Stratégie mondiale de conservation :

- maintenir les processus écologiques essentiels et les écosystèmes entretenant la vie;
- préserver la diversité génétique de toutes les espèces biologiques;
- favoriser le développement durable en veillant au respect des espèces et des écosystèmes.

Nature Québec réfléchit sur l'utilisation de la nature dans l'aménagement du territoire agricole et forestier, dans la gestion du Saint-Laurent et dans la réalisation de projets de développement urbain, routier, industriel, et énergétique. Les experts des commissions Agriculture, Aires protégées, Biodiversité, Eau, Énergie et Foresterie, au cœur du fonctionnement de Nature Québec, cherchent à établir les bases des conditions écologiques du développement durable.

Résolument engagé dans un processus qui vise à limiter l'empreinte écologique causée par les usages abusifs, Nature Québec participe aux consultations publiques et prend position publiquement pour protéger l'intégrité biologique et la diversité des espèces sur le territoire québécois lorsque des projets de développement fragilisent les écosystèmes et les espèces biologiques.