

Jean-François Blain
Analyste, secteur de l'énergie
Tél. : 514 453-5887
Courriel : j.f.b@sympatico.ca

2267, boul. Perrot
Notre-Dame de l'Île Perrot, Qc
J7V 8P4

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

295 **P** **NP** **DM57**

Projet d'aménagement hydroélectrique sur la
rivière Sainte-Anne à Saint-Joachim

6211-09-060

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)

Mandat d'examen du projet de centrale hydroélectrique de SOCIÉTÉ HYDRO-CANYON SAINT-JOACHIN INC. Rivière Sainte-Anne du Nord

**Mémoire
de M. Jean-François Blain
Analyste, secteur de l'énergie**

Le 5 avril 2013

TABLE DES MATIÈRES

Mise en contexte	3
Le Programme d'achat de 150 MW (PAE 2009)	9
Caractéristiques recherchées	9
Processus d'examen	10
Conditions d'admissibilité au Programme et modalités d'octroi des contrats	11
Le Guide de référence pour les centrales de 50 MW et moins	13
Lettres d'intention du MRN concernant l'octroi des forces hydrauliques	19
Absence de convention d'intégration au réseau de Transport	21
Coûts d'intégration au réseau et contribution du Transporteur	22
Achats prévus et coûts	24
Profil des livraisons	28
L'état des surplus d'Hydro-Québec Distribution	29
Sommaire des conclusions	31

Mise en contexte

Le mandat confié au Bureau d'audience publique sur l'environnement (BAPE) en ce qui concerne l'examen du projet d'aménagement d'une centrale hydroélectrique sur la rivière Ste-Anne du Nord par la Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. découle de la mise en œuvre du *Programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques* (le Programme d'achat) lancé en mars 2009 par le Gouvernement du Québec.

Ce programme a été initié le 25 mars 2009, lorsque le gouvernement a édicté le *Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques* (le Règlement) par son Décret numéro 336-2009, en application de l'article 74.3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la LRÉ) et le Décret numéro 337-2009 *concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques* (le Décret).

La demande d'approbation du Programme d'achat a été présentée à la Régie de l'énergie (la Régie) le 25 mai 2009 par Hydro-Québec dans ses activités de Distribution (le Distributeur).¹ Cette demande prévoit notamment que :

« Puisqu'il s'agit d'un programme qui sera dûment approuvé avant sa mise en place, le Distributeur n'est pas requis et n'envisage pas de présenter pour approbation auprès de la Régie les contrats d'achat d'électricité qui seront attribués dans le cadre de ce Programme. Le Distributeur prie donc la Régie de prendre acte du contrat-type qui sera utilisé et produit au dossier en annexe de la pièce HQD-1, Document 1.»²
(je souligne)

et

« Conformément à l'article 9 du *Décret concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour de petites centrales hydroélectriques*, le coût d'achat du Programme sera pris en compte dans

¹ Dossier R-3700-2009 de la Régie de l'énergie, pièce B-1.

² *Ibid*, paragraphe 7.

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

l'établissement du coût de service du Distributeur à titre de coûts d'approvisionnement de l'électricité postpatrimoniales³ et les écarts entre les coûts projetés et les coûts réels versés dans le compte de *pass-on* comme tout écart d'approvisionnement en électricité postpatrimoniales.»⁴
(je souligne)

et

« En raison de la nature de la présente demande et comme la Loi n'exige pas la tenue d'une audience publique, le Distributeur prie la Régie de traiter cette demande sur dossier. »⁵
(je souligne)

Le 27 mai 2009, soit 2 jours après le dépôt de la requête d'Hydro-Québec Distribution, la Régie, par un avis transmis uniquement par courriel et télécopieur, annonçait qu'elle examinerait cette demande sur dossier, sans tenir d'audience publique ni prévoir quelque budget de participation au dossier pour les personnes intéressées, les invitant à soumettre leurs commentaires par écrit avant le 17 juin 2009 à 12 h.⁶

La demande du Distributeur a ensuite été amendée le 22 juin 2009⁷, soit 5 jours après la date limite pour le dépôt des commentaires des personnes intéressées. Les amendements apportés à la demande concernaient notamment le traitement des coûts d'intégration des projets au réseau de transport d'électricité⁸. Le 26 juin 2009, la Régie avisait les personnes intéressées, par une simple lettre, qu'elle ne désirait pas recevoir de commentaires additionnels sur le contenu des pièces révisées déposées le 22 juin.⁹ Le 13 juillet 2009, la Régie rendait sa décision finale approuvant le Programme d'achat.¹⁰ Le 17 septembre 2009, la Régie rejetait la seule demande de remboursement de frais qui lui avait été soumise par l'une des personnes intéressées ayant transmis des commentaires.¹¹

³ L'électricité postpatrimoniales représente la part des approvisionnements du Distributeur destinés aux clients québécois qui excède le volume d'électricité patrimoniale fourni par la division Production d'Hydro-Québec, soit un maximum de 178,9 TWh par année (165 TWh + pertes de T et D).

⁴ Dossier R-3700-2009 de la Régie de l'énergie, pièce B-1. *Op cit*, paragraphe 8.

⁵ *Ibid*, paragraphe 10.

⁶ R-3700-2009, Avis aux personnes intéressées, 27 mai 2009, pièce cotée A-1.

⁷ R-3700-2009, 22 juin 2009, pièces amendées déposées sous la cote B-4.

⁸ *Ibid*, pièce HQD-1 Document 1 révisée, cotée B-4.

⁹ *Ibid*, pièce cotée A-4.

¹⁰ D-2009-094, R-3700-2009, 2009 07 13.

¹¹ D-2009-119, R-3700-2009, 2009 09 17.

Le 16 octobre 2009, le Distributeur avisait la Régie qu'il repoussait la date limite pour le dépôt des soumissions, initialement prévue le 17 novembre 2009, au 2 février 2010.¹² Le 19 octobre 2009, soit plus de deux mois après la décision finale (D-2009-094) de la Régie approuvant le Programme d'achat, le Distributeur déposait un addenda additionnel à sa demande, modifiant les articles 1.2, 1.8.2 et 1.10 de même que les sections 1.1 et 3.3 du Programme d'achat (PAE 2009-01) et précisant que les conditions et termes des soumissions reçues seraient valides jusqu'au 30 juin 2010.¹³

(je souligne)

La Régie n'a pas ré-ouvert le dossier ni effectué quelque suivi suite au dépôt de ces addenda par le Distributeur le 19 octobre 2009. La Régie a notamment confié l'examen sur dossier de cette demande, sans tenir audience publique, à une formation composée d'un seul régisseur.¹⁴ Suite à sa décision D-2009-094 du 13 juillet 2009 approuvant le Programme d'achat, la Régie n'a, publiquement, effectué aucune vérification subséquente du processus de sélection des soumissions, d'attribution des contrats ou des modalités de mise en œuvre du Programme.

Notamment, que ce soit au cours du processus d'examen, sur dossier, de la demande d'approbation du Programme ou subséquemment à son approbation, la Régie ne s'est pas assurée que ces approvisionnements du Distributeur étaient prudemment engagés et utiles pour la fourniture des besoins en électricité des clients québécois auxquels ils étaient destinés, tel que prévu par la Loi sur la Régie de l'énergie (LRÉ).¹⁵

(je souligne)

Or, selon les dispositions de la LRÉ :

52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité (...)

52.2. Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité

¹² R-3700-2009, pièce cotée B-6.

¹³ *Ibid*, pièce cotée B-7.

¹⁴ Voir les décisions D-2009-094 et D-2009-119.

¹⁵ Voir notamment les articles 2, 5, 31, 48, 52.1, 52.2, 52.3 (dont parties de 49, 50 et 51) et 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie, L.R.Q., chapitre R-6.01. Bien que la demande d'approbation du Programme d'achat ait été introduite par le Distributeur en vertu de l'article 74.3 de la LRÉ, les autres articles de la Loi ci-dessus mentionnés (sauf 2 et 5) sont attributifs des compétences exclusives de la Régie, dont celles qu'elle doit exercer, et, dans le cas de l'article 73, prescriptif des obligations du Distributeur d'électricité.

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement (...) Ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation (...)
(je souligne)

Pour sa part, le BAPE s'acquitte des mandats d'évaluation environnementale qui lui sont attribués par le Ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) en fonction des balises, critères et exigences applicables à l'étude d'impact tels qu'indiqués dans les directives émises par sa Direction des évaluations environnementales. Dans le cadre du Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim¹⁶ (le Projet), en ce qui concerne **le contexte et la raison d'être du projet**, cette Directive¹⁷ mentionne notamment à sa section 1.3 :

« L'étude (...) expose aussi le contexte d'insertion et la raison d'être du projet. À cet égard, elle décrit la situation actuelle dans le secteur d'activité, énonce les objectifs liés au projet, explique les problèmes ou besoins motivant le projet et présente les contraintes ou exigences liées à sa réalisation. (...)

L'exposé du contexte d'insertion et de la raison d'être du projet doit permettre d'en dégager les enjeux environnementaux, sociaux et économiques, en tenant compte des contraintes techniques, à l'échelle locale et régionale, ainsi que nationale et internationale, s'il y a lieu. (...)

Dans le cas d'un projet visant la production d'énergie, l'initiateur doit préciser le type de production (énergie de base ou de pointe), le marché (local, national ou externe) et, s'il y a lieu, les ententes conclues concernant l'achat de l'électricité produite par la centrale (par Hydro-Québec ou une autre compagnie). » (...)¹⁸
(je souligne)

Parmi divers éléments d'information utiles pour l'exposé du contexte et de la raison d'être du projet, la Liste 1¹⁹ mentionne les suivants :

L'état de situation : (dont) occasions d'affaires dans le secteur d'activité du projet;
les objectifs liés au projet;
les aspects favorables ou défavorables du projet par rapport aux problèmes ou besoins identifiés et aux objectifs poursuivis (avantages et inconvénients);
les intérêts et les principales préoccupations des diverses parties concernées;
les contraintes (...) sociales et économiques majeures;
(je souligne)

¹⁶ dossier 3211-12-179 du MDDEP

¹⁷ BAPE, Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim, pièce PR-2.

¹⁸ *Ibid*, pages 6 et 7.

¹⁹ *Ibid*, page 7.

Ainsi,

considérant le fait que la communauté des clients québécois approvisionnés en électricité par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) défraieront nécessairement les coûts des achats postpatrimoniaux, dont ceux relatifs au Projet,

considérant par ailleurs l'évolution récente de la demande d'électricité au Québec et les surplus des achats postpatrimoniaux engagés par le Distributeur par rapport aux besoins prévus,

considérant également la dynamique actuelle des marchés de l'électricité nord-américains et son incidence sur les pertes financières associées à la revente des surplus d'achats déjà engagés,

il ressort clairement que les intérêts économiques et sociaux de l'ensemble des clients québécois approvisionnés par Hydro-Québec (l'acheteur) dans ses activités monopolistiques de distribution sont mis en cause en ce qu'il supporteront, à même leurs tarifs, les coûts d'acquisition de l'électricité produite dans le cadre du Projet, tout comme ceux de l'ensemble des achats d'électricité postpatrimoniaux prévus dans le cadre du Programme.

Dans le présent mémoire, il sera démontré que:

- 1) les achats d'électricité postpatrimoniaux envisagés dans le cadre du Programme, dont ceux relatifs au Projet, sont inutiles compte tenu des surplus d'approvisionnements engagés par le Distributeur par rapport aux besoins en énergie du Québec prévus à moyen et long terme;
- 2) ces achats inutiles entraîneront des pertes économiques majeures qui seront récupérées dans les tarifs de l'ensemble des clients québécois d'Hydro-Québec Distribution;
- 3) les caractéristiques de l'électricité produite par les petites centrales hydroélectriques faisant partie du Programme d'achat, en plus d'occasionner des surplus additionnels en énergie inutilement acquis, ne garantissent aucunement la satisfaction des besoins additionnels du Distributeur requis pour satisfaire les besoins en puissance de ses clients de charge locale à la pointe hivernale;
- 4) dans l'ensemble, le Programme d'achat ne créera aucune richesse additionnelle, mais occasionnera plutôt des coûts inutilement encourus à l'ensemble de la collectivité québécoise qui excéderont largement les bénéfices économiques redistribués aux communautés locales et ne profiteront qu'aux intérêts privés des promoteurs qui initient et parrainent ces projets.

Par ailleurs, la section 1.4 de la Directive émanant de la Direction des évaluations environnementales du MDDEP indique clairement que :

- l'éventualité de la non-réalisation du projet fait partie des options que le BAPE doit envisager;
- la solution retenue doit tenir compte des enjeux sociaux et économiques tout autant qu'environnementaux;
- les critères considérés dans l'étude d'impact doivent permettre de démontrer que le Projet (production d'énergie) répond adéquatement aux besoins identifiés (les besoins en énergie et en puissance des clients québécois);
- les critères considérés dans l'étude d'impact doivent également satisfaire les objectifs du développement durable.

« 1.4 Solutions de rechange au projet

L'étude d'impact présente sommairement les solutions de rechange au projet y compris l'éventualité de sa non-réalisation ou de son report et, le cas échéant, toute solution proposée lors des consultations effectuées par l'initiateur. Le choix de la solution retenue doit être effectué en fonction des objectifs poursuivis et des enjeux environnementaux, sociaux et économiques, tout en tenant compte des contraintes techniques. Pour ce faire, l'étude présente le raisonnement et les critères utilisés pour en arriver à ce choix. Ces critères doivent notamment permettre de vérifier la réponse aux besoins identifiés et l'attention portée aux objectifs du développement durable. »²⁰

Le BAPE, nécessairement familier avec le concept de développement durable, connaît évidemment les objectifs qui y sont généralement associés, dont l'équité sociale tant sur le plan intra-générationnel que sur le plan intergénérationnel.

(je souligne)

Enfin, considérant que l'étude d'impact déposée au soutien du Projet ne fournit aucune description de la situation actuelle du secteur électrique québécois, n'identifie pas les besoins en énergie et en puissance que le Projet pourrait satisfaire, n'expose pas son contexte d'insertion par rapport aux enjeux sociaux et économiques qu'il soulève à l'échelle de la société québécoise et ne précise ni la nature ni la destination de l'énergie produite, pas plus qu'il n'en démontre l'utilité, le présent mémoire vise à couvrir l'ensemble de ces éléments relatifs au contexte et à la raison d'être du projet.

La Commission du BAPE, je l'espère, y trouvera de nombreuses informations qui lui seront également utiles, le cas échéant, lors de l'examen éventuel d'autres projets issus du Programme d'achat d'électricité de petites centrales hydroélectriques.

²⁰ BAPE, Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim, pièce PR-2, *op cit*, page 7.

Le programme d'achat de 150 MW (PAE 2009)

Caractéristiques recherchées

Pour se qualifier en vertu des conditions prévues au Programme d'achat d'électricité de petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01), les projets devaient respecter les exigences suivantes :

1. être un projet de 50 MW et moins, dont les forces hydrauliques sont en tout ou en partie du domaine de l'État;
2. être sous le contrôle des communautés locales, régionales ou autochtones;
3. être une source de bénéfices pour la région concernée;
4. avoir obtenu des autorités gouvernementales un avis que la demande d'octroi des forces hydrauliques est complète et recevable;
5. avoir fait l'objet d'une consultation auprès de la population visée par le projet;
6. avoir l'appui du milieu local ou régional.²¹

Le Projet à l'étude concerne une centrale dont la puissance installée est de 23,2 MW. Il est parrainé par une société dont les droits appartiennent en majorité (51%) à des administrations locale (municipalité) ou régionale (MRC); cependant, cela n'implique pas nécessairement que sa destinée soit sous le contrôle des communautés locales. Il constitue une source de revenus pour la région concernée, qui se traduiront en bénéfices à la condition que ces revenus additionnels n'entraînent pas une perte équivalente ou supérieure de revenus provenant d'autres activités.

Par ailleurs, le Projet n'a pas obtenu la confirmation des autorités gouvernementales à l'effet que les forces hydrauliques seront octroyées. Au contraire, tant le communiqué du 5 février 2013 du Ministère des Ressources naturelles (MRN) que sa lettre du 7 mars 2013²² en réponse à la question soumise le 5 mars par la Commission indiquent que les autorités gouvernementales n'ont pas l'intention d'octroyer les droits hydrauliques nécessaires à la réalisation du Projet.

Le projet a fait l'objet d'une consultation auprès de la population locale mais, sauf dans le cadre de la consultation menée par la Commission du BAPE, l'ensemble de la population concernée par le Projet – c'est-à-dire tous les clients québécois d'Hydro-Québec qui en supporteront les coûts – n'a pas été consultée dans le cadre de l'élaboration de l'étude d'impact.

²¹ R-3700-2009, pièce B-4, HQD-1 Document 1, pages 6 et 7.

²² BAPE, Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim, pièce DQ 5.1.

Le Projet reçoit l'appui du milieu local mais il ne saurait en être autrement dans la mesure où le modèle de partenariat financier mis en place pour la réalisation du Projet lui assure, *a priori*, d'être l'un de ses bénéficiaires aux frais de l'ensemble de la collectivité québécoise. Dans ce contexte, l'appui de la communauté locale ne peut aucunement garantir l'atteinte de l'objectif d'acceptabilité sociale au sens large que ce concept est sensé recouvrir.

Processus d'examen

Nous avons vu précédemment (Mise en contexte, pages 3, 4 et 5), que le processus d'examen retenu par la Régie de l'énergie pour traiter de la demande d'approbation du Programme d'achat, de même que l'absence de suivi consécutif à son approbation en ce qui concerne sa mise en œuvre et l'octroi des contrats, soulèvent de nombreuses questions, à tout le moins en ce qui concerne la déficience des pouvoirs de surveillance qui ont été exercés. D'autre part, certains aspects du processus de qualification, relatifs au respect de principes de droit aussi fondamentaux que la règle d'*audi alteram partem* ou à la présomption de validité des actes de l'administration publique, doivent également être examinés.

Mais si le Programme d'achat - et les projets qui en font partie - pose problème sur les plans de la justification énergétique et économique, de l'équité sociale et des conflits qu'il suscite entre les valeurs de protection de l'environnement et les besoins financiers des communautés, cela n'est pas tant imputable aux processus consultatifs et aux organismes qui les président qu'à une déficience de la gouvernance publique sur le plan politique. En absence de mécanismes appropriés pour assurer l'élaboration et la mise en œuvre d'une quelconque planification intégrée des ressources, ces problèmes et ces conflits sont condamnés à être perpétuellement remis en scène.

Lorsque les institutions démocratiques s'avèrent inaptes à assurer une gouvernance en fonction de l'intérêt commun et qu'elles se contentent plutôt d'improviser au gré d'une accumulation de compromis boiteux dictés par des intérêts particuliers et partisans, l'héritage politique qu'elles laissent à leur succession risque fort de s'avérer ingérable. À ce titre, la décision politique annoncée par la Ministre des Ressources naturelles le 5 février 2013²³, honnie par les uns et applaudie par les autres, constitue un cas d'espèce.

Quoi qu'il en soit, force est de constater que les diverses déficiences ayant affecté tant l'approbation initiale que l'encadrement de la mise en œuvre du Programme d'achat ont eu des répercussions dans le cadre de l'examen de l'étude d'impact du présent Projet par la Commission du BAPE. En témoignent notamment les communiqués CM5.3 et CM5.4 des 15 février et 15 mars 2013, annonçant le report de la deuxième partie de

²³ Ministère des Ressources naturelles, *Le gouvernement du Québec met fin au programme de petites centrales hydroélectriques*, 5 février 2013, pièce cotée DD7.

l'audience publique et la tenue d'une séance spéciale le 27 mars 2013. En témoignent aussi, et encore plus éloquemment, les réponses données respectivement par les représentants du MRN, d'Hydro-Québec, du MDDEFP et du Promoteur lors de la séance spéciale du 27 mars 2013²⁴. La plupart des réponses obtenues lors de cette séance étaient soit équivoques, soit contradictoires, soit impossibles à valider sur la base des faits connus et documentés, voire même tout cela à la fois, en plus de refléter des orientations et des interprétations imprécises, évasives, divergentes sinon irréconciliables.

Par contre, sur la question centrale de l'intention gouvernementale à l'effet de ne pas accorder les forces hydrauliques, les représentants du MRN et du MDDEFP ont réitéré les orientations confirmées précédemment par les réponses écrites de leurs ministères respectifs, déposées sous les cotes DQ5.1 et DQ6.1.

Tentons donc, malgré tout, d'en revenir aux faits.

Conditions d'admissibilité au Programme et modalités d'octroi des contrats

La Commission du BAPE est donc confrontée à un problème assez inusité : en effet de ce qui précède et compte tenu des intentions et interprétations formulées respectivement par le MRN, le MDDEFP et Hydro-Québec relativement à l'octroi des forces hydrauliques et à la validité du contrat, il y a lieu de se demander si le Projet confié à son examen est susceptible de réalisation ou s'il s'agit d'un non-lieu.

Un élément additionnel s'ajoute par ailleurs à ces considérations, à savoir la nécessité d'obtenir une confirmation d'entente de raccordement au réseau d'Hydro-Québec. Cette confirmation et celle relative à l'octroi des forces hydrauliques représentent les deux éléments incontournables pour assurer la réalisation du Projet. À défaut de les obtenir, la demande d'approbation sous examen n'a en effet plus d'objet.

Et cela n'est pas optionnel, puisque les termes-mêmes du Programme d'achat approuvé par la Régie de l'énergie ne laissent planer aucune ambiguïté quant aux conditions d'octroi d'un contrat :

« Conditions d'octroi

L'octroi d'un contrat sera conditionnel à l'obtention, à l'intérieur d'un délai de douze (12) mois à compter de la fermeture du Programme, (1) d'une lettre d'intention du MRNF quant à l'octroi des forces hydrauliques et (2) de la signature d'une convention d'avant-projet avec TransÉnergie. Dans le cas où le

²⁴ Voir à cet effet les notes sténographiques de la séance du 27 mars 2013, produites sous la cote DT4.

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

MRNF refuserait d'émettre une lettre d'intention pour un projet donné l'octroi du contrat sera révoqué par le Distributeur. »²⁵
(je souligne)

La question centrale qui est déterminante dans les conditions d'octroi ci-dessus décrites est la notion de « fermeture du programme ». Les deux éléments incontournables à la réalisation d'un projet, soit 1) la lettre d'intention du MRNF quant à l'octroi des forces hydrauliques et 2) la signature d'une convention d'avant-projet avec TransÉnergie (pour le raccordement d'une centrale au réseau), doivent être obtenues à l'intérieur d'un délai de douze (12) mois à compter de la fermeture du Programme.
(je re-souligne)

Cette condition est également contraignante pour le Distributeur, puisqu'il est précisé que « Dans le cas où le MRNF (maintenant MRN) refuserait d'émettre une lettre d'intention pour un projet donné l'octroi du contrat sera révoqué par le Distributeur. »
(je souligne)

Il est donc clair et incontestable que le Programme d'achat approuvé par la Régie de l'énergie comporte une date de fermeture, et que cette date de fermeture ne peut pas être abstraite, indéfinie dans le temps ou repoussée arbitrairement sur une base discrétionnaire, puisque deux obligations prescrites en vertu du programme d'achats et incontournables pour l'octroi d'un contrat doivent être satisfaites dans les douze (12) mois à compter de cette date.

Or, selon les documents déposés devant la Régie de l'énergie²⁶, il ne fait aucun doute que la « date de fermeture du Programme » correspond à la date limite jusqu'à laquelle il est possible de déposer une offre, soit le 2 février 2010 à 16h00. **Il en découle que, de façon obligatoire et incontournable, pour que les conditions d'octroi d'un contrat soient satisfaites en vertu des termes du Programme, les soumissionnaires devaient avoir obtenu 1) la lettre d'intention du MRNF quant à l'octroi des forces hydrauliques et 2) la signature d'une convention d'avant-projet avec TransÉnergie dans les douze (12) mois qui suivent, soit au plus tard le 2 février 2011 à 16h00.**
(je souligne)

²⁵ R-3700-2009, pièce cotée B-4, HQD-1 Document 1 révisée, 22 juin 2009, page 10.

²⁶ R-3700-2009, pièce cotée B-6, Lettre d'Hydro-Québec du 16 octobre 2009 informant la Régie que « le Distributeur a décidé de prolonger la période de dépôt des soumissions jusqu'au 2 février 2010. » et pièce cotée B-7, *Addenda No 1*, 19 octobre 2009, page 5, article 1.10 relatif au Dépôt des soumissions, confirmant que « Il est possible de déposer une offre (...) au plus tard le 2 février 2010 à 16h00, heure de Montréal. »

Ainsi, si la Commission du BAPE constate que ces deux conditions obligatoires pour l'octroi d'un contrat n'ont pas été satisfaites au plus tard le 2 février 2011, elle doit en venir à la conclusion que le Projet sous examen n'a pas satisfait, et ne pourra pas satisfaire les conditions juridiquement essentielles à sa réalisation. Dans ce cas, la demande d'examen dont la Commission est saisie est sans objet.

Le Guide de référence pour les centrales de 50 MW et moins

Le Programme d'achat qui a été soumis pour approbation à la Régie de l'énergie incluait un processus de mise en œuvre élaboré par le Ministère des Ressources naturelles et présenté sous la forme d'un Guide destiné aux communautés. **Les modalités prévues à ce Guide** ne sont pas énoncées à titre indicatif; elles **sont contraignantes et obligatoires**. Le *Guide de référence à l'intention des communautés locales et autochtones sur l'octroi des forces hydrauliques du domaine de l'État pour les centrales de 50 MW et moins*²⁷ (le Guide) décrit les 10 étapes du processus de qualification menant à la signature d'un bail de location des forces hydrauliques du domaine de l'État et définit l'ensemble des exigences et obligations légales que doit satisfaire le promoteur. Parmi ces exigences, mentionnons :

« Étape 1 : Demande d'avis de préfaisabilité d'un site au MRNF

Une MRC, une municipalité, une communauté autochtone ou un regroupement de ces organisations peut agir à titre de promoteur pour la mise en valeur d'un site hydroélectrique du domaine de l'État. Avant d'entreprendre le montage détaillé du projet, le promoteur doit obtenir du ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) un avis de préfaisabilité sur la compatibilité du projet envisagé avec les autres usages du territoire. À cette fin, il **doit** transmettre à la Direction de la production d'électricité une demande d'avis de préfaisabilité en utilisant le formulaire accessible dans le site Internet du MRNF (...)

Lorsque le promoteur est composé d'au moins une MRC ou une municipalité, la demande d'avis de préfaisabilité au MRNF doit être accompagnée d'une résolution de la MRC ou des MRC concernées appuyant ladite demande. »²⁸
(je souligne)

Notons que la notion de promoteur est définie sans ambiguïté : seul(e) une MRC, une municipalité, une communauté autochtone ou un regroupement de ces organisations peut agir à titre de promoteur.

²⁷ Ministère des Ressources naturelles, Guide déposé par Hydro-Québec Distribution au soutien de sa demande d'approbation du Programme d'achat auprès de la Régie de l'énergie, R-3700-2009, pièce cotée B-4, HQD-1 Document 1, Annexe 1, 25 mai 2009.

²⁸ Guide, *op cit*, page 8.

À l'étape 1, l'obtention d'un avis de pré faisabilité du MRN est une condition préalable et obligatoire (« doit obtenir ») et cette demande d'avis doit être accompagnée d'une résolution de la MRC.

À l'étape 2 du processus de qualification, il est mentionné que « La réalisation des prochaines étapes est conditionnelle à l'obtention par le promoteur de l'avis de pré faisabilité de la part du MRNF. »²⁹

L'étape 3 du processus de qualification concerne la préparation de l'avis de projet. Parmi les exigences à satisfaire à cette étape, mentionnons celles-ci :

« Un avis de projet est un document écrit qui officialise l'intention d'un promoteur d'entreprendre la réalisation d'un projet. (...) »

En plus d'une copie de l'avis de projet, le MRNF **exige** que la documentation, relativement aux éléments suivants, lui soit fournie :

- demande d'étude exploratoire sur les coûts de raccordement au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie;
- structure de propriété de l'entreprise et choix d'un partenaire privé; (...)³⁰
(je souligne)

Notons que ce passage reprend la notion de « promoteur » indiquant, sans équivoque, que c'est uniquement la municipalité, la MRC, la communauté autochtone ou un regroupement de ces organisations qui **peut** agir à ce titre et qui **doit** notamment identifier son partenaire privé (minoritaire), le cas échéant.

« Le promoteur **doit** demander à Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) une étude exploratoire sur la faisabilité d'intégrer au réseau l'électricité à produire. Le coût de cette étude exploratoire est établi par les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Décisions D-2007-08 et D-2007-34, 20 février 2007 et 30 mars 2007). (...) »

Les municipalités **doivent** se conformer à certaines règles dans le choix d'un partenaire privé pour l'exploitation d'une centrale hydroélectrique. La Loi sur les compétences municipales (LCM) prévoit que la municipalité **doit** avoir le contrôle de l'entreprise créée à cette fin. Le choix du partenaire **doit** faire suite à un appel de candidatures effectué par la municipalité (art. 17.2 ou 111.0.1 LCM). La Loi prévoit également que les contrats conclus par cette entreprise sont assujettis au régime municipal de demandes de soumissions (art. 17.3 ou 111.0.2 LCM). (...)

(je souligne, avec insistance)

(...) l'entreprise **devra** se soumettre aux règles applicables aux contrats municipaux pour les acquisitions, l'exécution de travaux de construction ou la

²⁹ Guide, *op cit*, page 9.

³⁰ *Ibid*, page 9.

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

fourniture de services qui n'auraient pas été prévus lors de l'appel de candidatures visant à choisir le partenaire privé (art. 17.3 ou 111.0.2 LCM). (...)

L'appel de candidatures et les appels d'offres subséquents **doivent faire l'objet d'une inscription dans un système électronique d'appel d'offres accessible à tous les entrepreneurs du Canada et d'une publication dans un journal pour tous les contrats de construction, d'approvisionnement et de services de 100 000 \$ et plus, sauf les services rendus exclusivement par certains ordres professionnels qui sont assujettis à des règles particulières (art. 17.2, al. 3 ou 111.0.1, al. 3 LCM). (...)**

Les conditions de l'appel de candidatures **doivent** être soumises au MRNF.³¹
(je souligne)

Notons que l'expression « appel de candidatures », ci-dessus, fait référence au processus de sélection du partenaire privé (s'il y en a) auquel doit obligatoirement se conformer le promoteur (la municipalité, la MRC, etc.).

Par ailleurs, des exigences particulières s'appliquent lorsqu'une MRC désire exploiter une centrale hydroélectrique.

« Une MRC qui désire exploiter une centrale hydroélectrique **doit** adopter une résolution annonçant son intention de le faire. Une copie de cette résolution **doit** être envoyée à chacune des municipalités locales dont le territoire est compris dans celui de la MRC. La MRC **ne peut** décider d'exploiter l'entreprise qu'après 45 jours suivant l'envoi de cette résolution. Une municipalité locale peut communiquer son retrait du projet, par résolution. Elle peut le faire même après la période de 45 jours. Il faut donc encadrer correctement ce droit de retrait pour éviter que des municipalités se retirent du projet alors que la MRC a contracté d'importants engagements financiers à cet égard. (...) »³²
(je souligne)

Des exigences relatives au contrôle et à la structure de l'entreprise s'appliquent également et doivent être satisfaites à l'étape 3 du processus de qualification :

« La stratégie énergétique du Québec 2006-2015 laisse aux milieux intéressés la possibilité de développer des projets de petites centrales privées dans la mesure où ils (...) sont sous le contrôle de la communauté. (...) la Loi sur les compétences municipales (...) prévoit également que cette entreprise **doit** être sous le contrôle de la municipalité. (...)

Lorsque l'un des partenaires pour la construction et l'exploitation d'une centrale hydroélectrique est une entreprise du secteur privé, **les partenaires municipaux (...) doivent exercer un contrôle effectif et véritable** leur permettant de déterminer le sens des décisions concernant tous les aspects de la vie de l'entreprise. (...)

³¹ Guide, *op cit*, pages 10 et 11.

³² *Ibid*, page 11.

Le promoteur **devra** fournir le détail de la structure de propriété de l'entreprise

(...) L'information suivante est notamment requise :

- forme juridique de l'entreprise;
- répartition de l'actionnariat ou de l'apport au fonds commun;
- type de contrôle exercé par chacun des partenaires;
- lettres patentes, entente de partenariat, convention d'actionnariat; (...)

Le milieu **doit** avoir un **contrôle effectif** de l'entreprise. À cet égard, la société en commandite ne permet pas de satisfaire à cette exigence. (...) »³³
(je souligne, avec persévérance)

Il importe de mentionner que le contrôle exercé par le promoteur (municipalité, MRC, etc.) ne peut pas être effectif si l'une ou l'autre des modalités convenues dans le(s) contrat(s) qui le lie à son partenaire privé comporte quelque restriction à l'exercice de ce pouvoir sur le plan décisionnel. Par exemple, si en vertu du (des) contrat(s) ou de la (des) convention(s) qui lie le promoteur (la municipalité) à son partenaire privé, la municipalité se voit attribuer 51 % des actions de l'entreprise et une part équivalente des votes mais que, d'autre part, certaines des décisions ne peuvent être prises sans une majorité de 60 ou 75 % des votes, il faut en conclure que le partenaire privé (qui détient dans ce cas-ci 49 % des votes) détient un droit de veto qu'il peut opposer à l'encontre de ces décisions. Dans ce cas, la municipalité n'a pas un **contrôle effectif** de l'entreprise et la Commission du BAPE ne peut pas conclure que cette exigence de qualification, telle qu'énoncée dans le Programme, est satisfaite.

L'étape 4 du processus de qualification concerne le dépôt de l'avis de projet et de la demande d'octroi des forces hydrauliques. Les modalités suivantes sont prévues :

« Lorsque le promoteur est prêt à soumettre son avis de projet au MDDEP, il envoie une copie au MRNF accompagnée des documents complémentaires décrits à l'étape 3 et d'une lettre demandant l'octroi des forces hydrauliques et la location des terres du domaine de l'État.

Le fait de soumettre l'avis de projet au MDDEP lance la procédure d'évaluation environnementale prévue aux articles 31.1 et suivants de la Loi sur la qualité de l'environnement. Aussi est-il préférable que le promoteur ait reçu une lettre d'intention du MRNF sur le projet avant de commencer le processus environnemental » (prévu à l'étape 7 du processus)³⁴
(je souligne)

L'étape 5 du processus de qualification concerne l'émission par le MRN de la lettre d'intention relative à l'octroi des forces hydrauliques. Telle que décrite dans le Guide, cette étape clarifie la chronologie des démarches exigées du promoteur (la municipalité).

³³ Guide, *op cit*, pages 11 et 12.

³⁴ *Ibid*, page 13.

Plus particulièrement, elle précise la séquence selon laquelle la municipalité doit d'abord obtenir du MRN la lettre d'intention concernant l'octroi des forces hydrauliques, compléter ensuite ses démarches auprès d'Hydro-Québec Transénergie en vue de conclure une entente de raccordement au réseau de transport, procéder au dépôt de cette entente selon un délai prescrit, et, parallèlement à cette démarche, peut négocier avec ses créanciers les conditions du financement requis pour son projet, en conformité aux exigences des lois municipales, et doit obtenir à cette fin l'approbation du ministre des affaires municipales et des régions (MARM) et des personnes habiles à voter.

« Après l'analyse du dossier, si tous les documents sont conformes et à la satisfaction du MRNF, celui-ci avise par écrit le promoteur de son intention de recommander au gouvernement l'octroi des forces hydrauliques et des terres nécessaires du domaine de l'État (...)

Par cette lettre d'intention, le MRNF exige aussi le dépôt de l'étude exploratoire d'Hydro-Québec TransÉnergie sur les coûts de raccordement au réseau de transport.

Pour le promoteur, la lettre d'intention est un élément clé pour négocier avec les créanciers et les autres partenaires engagés dans le projet. À ce titre, les secteurs Territoire et Mines du MRNF reçoivent copie de la lettre d'intention adressée au promoteur afin de préserver l'usage d'exploitation des forces hydrauliques du site.

De plus, elle permet d'enclencher les démarches auprès d'Hydro-Québec TransÉnergie en vue d'une entente de raccordement au réseau de transport, conformément aux dispositions des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Décisions D-2007-08 et D-2007-34, 20 février 2007 et 30 mars 2007).

Le promoteur dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'expédition de cette lettre d'intention pour informer le MRNF de sa décision d'y donner suite ou non. Ce délai pourra être prolongé pour une durée additionnelle maximale de 12 mois avec l'accord du MRNF.

À cette étape, la municipalité qui désire financer sa mise de fonds au moyen d'un emprunt doit se conformer aux exigences des lois municipales. Elle doit obtenir l'approbation du ministre du MAMR et celle des personnes habiles à voter. Si la municipalité engage ses crédits, elle peut être assujettie, le cas échéant, à l'autorisation préalable du ministre qui pourrait exiger l'approbation des personnes habiles à voter. »³⁵
(je souligne encore)

La Commission du BAPE notera que les dispositions prévues à l'étape 5 du processus de qualification engagent les obligations et les droits de la municipalité (le promoteur) et circonscrivent les devoirs administratifs du MRN ainsi que l'exercice des pouvoirs du

³⁵ Guide, *op cit*, page 13.

MARM. Étant définies avec un tel degré de précision, **ces modalités ne peuvent pas être formulées uniquement à titre indicatif mais le sont bel et bien, et manifestement, à titre prescriptif, puisqu'elles donnent ouverture à l'exercice de droits et sont légalement contraignantes.**

L'étape 6 du processus de qualification décrit les modalités du Programme d'achat et définit les exigences qui doivent avoir été satisfaites pour qu'un projet puisse être présenté dans le cadre de ce programme. Notamment, il y est mentionné que le Programme d'achat est soumis à l'approbation de la Régie de l'énergie en vertu de l'article 74.3 de la LRÉ, modifié en décembre 2006 conformément aux orientations de la Stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec, ce qui fournit une indication additionnelle à l'effet que les exigences décrites aux étapes 1 à 5 du processus de qualification devaient (ou auraient dû) avoir été satisfaites préalablement, soit entre 2006 (publication du Guide) et 2009 (dépôt du Programme pour approbation par la Régie de l'énergie).

De plus, il y est confirmé que la mise sur pied du Programme d'achat a été confiée à Hydro-Québec dans ses activités monopolistiques de distribution (le Distributeur), ce qui ne laisse aucun doute quant au fait que l'électricité achetée est destinée, à titre d'électricité postpatrimoniale, aux besoins des clients québécois. Les volumes d'achats prévus en vertu du Programme sont par ailleurs traités comme tel dans les Plans d'approvisionnement qu'Hydro-Québec Distribution doit soumettre à l'approbation de la Régie à titre de division réglementée.

« Pour participer au programme d'achat d'Hydro-Québec tel que le permet l'article 74.3 de la Loi sur la Régie de l'énergie, modifié en décembre 2006, le promoteur doit déposer une lettre qui démontre qu'une demande pour l'octroi des forces hydrauliques du domaine de l'État pour le site à aménager a été déposée au MRNF. En fait, le gouvernement a mandaté le distributeur d'énergie pour mettre sur pied un programme d'achat de l'électricité. (...) »

le gouvernement du Québec croit opportun qu'un programme d'achat (...) de 150 MW (...) soit mis en place par Hydro-Québec (et qu'il soit) soumis pour approbation à la Régie de l'énergie tel que le prévoit la Loi sur la Régie de l'énergie.(...)

Les projets présentés dans le cadre de ce programme devront respecter, notamment, les éléments suivants :

- être sous le contrôle des communautés locales ou autochtones;
- obtenir des autorités gouvernementales un avis de préqualification favorable;
- avoir fait l'objet d'une consultation auprès de la population visée par le projet; »³⁶

(... et j'ai fini de souligner)

³⁶ Guide, *op cit*, page 14.

Enfin, selon les étapes prévues dans le Guide, la procédure d'autorisation environnementale – étude d'impact ne commence qu'à l'étape 7, c'est-à-dire après que toutes les exigences prévues aux étapes 1 à 6 du processus de qualification ont été satisfaites.

La Commission du BAPE comprendra que l'inclusion de ces longs et nombreux extraits du Guide ont été rendus nécessaires pour tenter de dissiper la grande confusion introduite dans son processus d'examen du Projet par les affirmations confuses, imprécises et contradictoires faites par les représentants d'Hydro-Québec, du promoteur et des ministères concernés en réponse à ses nombreuses questions.

Il est tout à fait inconcevable que ni le MRN, ni le MDDEPF, ni Hydro-Québec n'aient fourni en temps opportun à la Commission les clarifications relatives au déroulement du processus de qualification du Programme pour qu'elle puisse s'acquitter de son mandat dans des conditions adéquates.

Dans l'état actuel du dossier et alors qu'il arrive à l'étape finale de son examen par la Commission du BAPE, à défaut que l'ensemble des documents administratifs et lettres d'intention aient été déposées, il est impossible de dire si les ministères se sont acquittés de leur devoir d'encadrement de ce processus, pas plus qu'il est possible d'affirmer que le promoteur a satisfait les nombreuses exigences énoncées précédemment et qui devaient avoir été satisfaites préalablement.

Lettres d'intention du MRN concernant l'octroi des forces hydrauliques

En réponse à la question DQ11 que le BAPE lui a adressée le 4 avril 2013, le promoteur a déposé le 8 avril 2013, sous la cote DQ11.1, les **lettres d'intention émises par le MRN concernant l'octroi des forces hydrauliques** requises pour la réalisation du Projet. La Commission notera que la lettre d'intention originale, datée du 24 février 2010, a été émise après la date limite pour la réception des soumissions prévue au Programme, mais avant la fin de la période de 12 mois après cette date pendant laquelle cette lettre d'intention devait avoir été obtenue du MRN.

Conformément aux exigences de qualification du Programme, la lettre d'intention originale (24 février 2010) du MRN stipule que « cette lettre d'intention est valide pour un an (et) pourra être renouvelée par le MRNF pour une durée maximale d'un an, et ce, sur demande écrite du promoteur devant être acheminée à la Direction de la production d'électricité quatre semaines avant le 21 février 2011. »

La lettre d'intention originale (24 février 2010) du MRN a ensuite été reconduite une première fois par le MRN, pour une période additionnelle d'un an, par la deuxième lettre d'intention du MRN datée du 10 février 2011.

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

L'intention d'octroyer les forces hydrauliques a ensuite été reconduite pour une seconde fois, encore pour une période d'un an, par la troisième lettre du MRN, celle-ci datée du 30 mai 2012. (je souligne)

Il ressort donc des lettres d'intention du MRN déposées par le promoteur (DQ11.1) :

1. que la lettre d'intention originale du MRN a été émise (24 février 2010) à l'intérieur du délai prescrit par le Programme d'achat; ce délai donnait 12 mois au promoteur, après la date de fermeture des soumissions (2 février 2010), pour obtenir une lettre d'intention du MRN, soit jusqu'au 2 février 2011;
2. que la deuxième lettre d'intention du MRN, datée du 10 février 2011, a été émise à l'intérieur des douze mois pendant lesquels la lettre d'intention originale avait effet, soit avant le 24 février 2011;
3. que la troisième lettre d'intention du MRN, datée du 30 mai 2012, a été émise bien au-delà de la période de douze mois pendant laquelle la deuxième lettre d'intention avait effet, soit plus de 3 mois après le 24 février 2012; les lettres déposées ne permettent pas de savoir si ce dépassement du délai prescrit en vertu du Programme est attribuable à un retard ou une négligence du MRN ou plutôt au défaut du promoteur d'avoir demandé la deuxième reconduction au MRN en temps opportun.

Cependant, même si le défaut d'émettre la troisième lettre d'intention dans les délais prescrits (soit, avant le 24 février 2012) était imputable au MRN, il demeure qu'aucune lettre d'intention n'a été déposée attestant de la reconduction des droits relatifs aux forces hydrauliques par le MRN à compter du 24 février 2013. Il faut donc en conclure que **le promoteur ne dispose plus d'une lettre d'intention du MRN relative à l'octroi des forces hydrauliques requises pour la réalisation de son projet et ce, au moins depuis le 24 février 2013.**

La Commission est donc forcée de conclure que le promoteur ne détient pas de lettre d'intention du MRN concernant l'octroi des forces hydrauliques tel que requis en vertu du Programme et que, en conséquence, les exigences nécessaires à la réalisation du Projet ne sont pas satisfaites.

De plus, si la Commission constate que le promoteur n'a pas fait la démonstration que toutes les obligations légales prévues aux étapes 1 à 6 du *Guide* ont été satisfaites, elle doit conclure que le projet ne se qualifie pas en vertu des exigences du Programme.

Absence de convention d'intégration au réseau de Transport

Les questions DQ13 et DQ14 adressées respectivement au promoteur et à Hydro-Québec par la Commission le 9 avril 2013 (sic) indiquent que ni l'emplacement définitif du poste de départ, ni le tracé définitif du raccordement de 69 KV au réseau de transport n'ont été confirmés à ce jour.

La pièce DA25 déposée par le promoteur le 1^{er} février 2013 en réponse à des demandes formulées par la Commission « lors de la première partie des audiences publiques » (sic) démontre par ailleurs plusieurs faits que la Commission du BAPE ne peut pas passer sous silence :

- il n'y a au dossier qu'une *Étude exploratoire du projet de raccordement*, produite par Hydro-Québec le 1^{er} février 2010 (sic) sous la cote PR1 annexe C, mais toujours aucune *Entente (formelle) de raccordement au réseau de transport* dûment signée avec Transénergie alors qu'il s'agit d'une exigence qui devrait avoir été satisfaite à l'étape 5 du processus de qualification du projet selon les dispositions du *Guide*;
- en conséquence, les coûts définitifs d'intégration au réseau ne sont toujours pas établis et seul un *estimé préliminaire des coûts d'intégration au réseau*, présenté au Tableau 1, page 4, de la pièce PR1 annexe C, est déposé au dossier;
- l'estimé préliminaire des coûts d'intégration au réseau n'inclut pas la contribution de Transénergie aux coûts du poste de départ, qui ne sont pas davantage établis de manière définitive; la contribution maximale du Transporteur aux coûts du poste de départ peut cependant être estimée à 1 716 800,00 \$ selon les critères applicables à une ligne de raccordement de 69 KV (74 \$/KW x 23 200 KW)³⁷;
- les ingénieurs agissant dans le dossier au nom du promoteur (la municipalité), soit le signataire de la pièce DA25 (sgourdeau@axor.com) et autres collègues (inormandin@axor.com et nbergeron@axor.com), sont à l'emploi du partenaire privé du projet, Groupe Axor inc., ce qui soulève de sérieuses questions tant en matière d'indépendance et d'éthique professionnelles qu'en ce qui concerne le contrôle effectif que le promoteur (la municipalité) est sensé exercé sur le projet.

³⁷ R-3700-2009, pièce B-4, HQD-1 document 1 révisée, 22 juin 2009, page 21.

Par ailleurs, les modalités du Programme d'achat approuvé par la Régie de l'énergie prévoient que :

« (...) si le projet est retenu par le Distributeur, les ententes suivantes devront être conclues entre le promoteur et le Transporteur :

(...) Une convention d'avant-projet pour le raccordement de la centrale au réseau d'Hydro-Québec. (...) »³⁸

Or, un *contrat d'approvisionnement en électricité* entre Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. et Hydro-Québec Distribution (sic) conclu le 1^{er} mai 2011, et déposé au dossier sous la cote DA3, atteste du fait que le projet a effectivement été retenu par le Distributeur depuis près de deux ans déjà. La Commission doit notamment s'interroger sur la validité d'un contrat commercial dont l'un des signataires, Hydro-Québec Distribution, est une entité qui n'existe pas au sens juridique du terme.

Coûts d'intégration au réseau et contribution du Transporteur

En absence d'une convention pour l'intégration du Projet au réseau de transport dûment conclue entre le promoteur et la division Transénergie d'Hydro-Québec, ni les caractéristiques définitives, ni les coûts réels du poste de départ et de la ligne de raccordement ne sont connus pour l'instant.

Cependant, les modalités de calcul et le montant de la contribution financière du Transporteur aux coûts de ces installations ont déjà été prévus et déterminés par Hydro-Québec. Et, compte tenu du fait que l'électricité produite par le Projet est acquise à titre d'achats pospatrimoniaux d'Hydro-Québec Distribution, les coûts engagés par le Transporteur seront récupérés en totalité dans les tarifs des clients québécois :

« Les travaux d'intégration de la centrale au réseau d'Hydro-Québec sont réalisés par le Transporteur et les coûts d'intégration jusqu'à concurrence d'un maximum de 622 \$/kW, multiplié par la puissance installée en kW de la centrale, sont assumés par le Distributeur après prise en compte de la contribution maximale versée au promoteur du projet par le Transporteur, selon les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*. »³⁹

(je souligne)

Or, par sa décision D-2009-071 du 4 juin 2009, la Régie de l'énergie a établi que la contribution financière maximale du Transporteur au raccordement de centrales visant à alimenter la charge locale (les clients québécois) doit respecter le principe de neutralité

³⁸ R-3700-2009, pièce B-4, HQD-1 document 1 révisée, 22 juin 2009, page 22.

³⁹ *Ibid*, page 19, lignes 4 à 9.

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

tarifaire et, considérant que cette contribution est récupérée dans les tarifs de distribution, elle doit être établie en fonction des besoins en pointe auxquels la centrale peut effectivement répondre plutôt que sur sa puissance installée.⁴⁰
(je souligne)

Hydro-Québec a plutôt proposé que ce principe de neutralité tarifaire ne s'applique pas au Programme et que la contribution maximale du Transporteur aux coûts d'intégration au réseau des centrales de 50 MW et moins soit établie en fonction de leur puissance installée plutôt que sur la base de leur contribution en puissance lors de la pointe hivernale et totalement récupérés dans les tarifs de distribution des clients québécois.

« Dans la mesure où la contribution des projets de petites centrales hydrauliques à la pointe de consommation du réseau est très variable selon les apports hydriques et que chaque kilowatt vaut 622 \$, les montants impliqués sont très importants. À titre d'exemple, si la production moyenne d'une centrale de 25 MW installés est de 2 MW pour les mois de janvier à mars, la contribution maximale du Transporteur pourrait être significativement réduite, (...) passant de 15 550 k\$ à 1 244 k\$. »⁴¹

Comprendre : $622 \$ / KW \times 2\ 000\ KW = 1\ 244\ 000 \$$
plutôt que : $622 \$ / KW \times 25\ 000\ KW = 15\ 550\ 000 \$$

Quelle est donc l'incidence financière de cette contribution aux coûts d'intégration au réseau des petites centrales (basée sur leur puissance installée plutôt que leur contribution en puissance à la pointe hivernale) en terme de coûts additionnels que devront éponger les clients québécois à même leurs tarifs de distribution ?

Dans le projet dont nous discutons, les coûts d'intégration au réseau s'établiront à :

Poste de départ ⁴² :	$74 \$ / KW \times 23\ 200\ KW = 1\ 716\ 800 \$$
Raccordement au réseau ⁴³ :	$622 \$ / KW \times 23\ 200\ KW = 6\ 184\ 000 \$$
Total	7 900 800 \$
Plutôt que,	$622 \$ / KW \times 2\ 000\ KW = 1\ 244\ 000 \$$
selon le principe de neutralité tarifaire ⁴⁴ .	

Les coûts additionnels que devront éponger les clients québécois dans leurs tarifs de distribution seront donc de 6 656 800 \$ (7 900 800 \$ - 1 244 000 \$).

⁴⁰ R-3700-2009, pièce B-4, HQD-1 document 1 révisée, 22 juin 2009, page 17.

⁴¹ *Ibid*, pages 17-18.

⁴² *Ibid*, page 21.

⁴³ PR1, Annexe C, page 4.

⁴⁴ En application de la décision D-2009-071, la contribution aux coûts d'intégration au réseau aurait plutôt été établie en fonction de la contribution en puissance à la pointe hivernale, soit environ 2 MW.

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

Si le principe de neutralité tarifaire s'était appliqué, ces coûts d'intégration au réseau auraient plutôt été assumés par le promoteur, et cela aurait porté le coût de son projet de 62 800 000 \$ (estimé) à 69 456 800 \$ (+ 6 656 800 \$).

À cette **subvention initiale de 6 656 800 \$ fournie par la collectivité pour couvrir les coûts d'intégration au réseau du projet**, s'ajouteront pendant 20 ans les pertes financières liées à l'achat de son électricité, inutile compte tenu des surplus d'achats postpatrimoniaux à long terme déjà engagés par Hydro-Québec Distribution.

Achats prévus et coûts

Les volumes d'achat prévus dans le cadre du Programme (PAE 2009) de même que les coûts associés à ces achats peuvent être établis selon les informations fournies dans la décision finale D-2009-094 de la Régie de l'énergie.

Coût du programme d'achat 150 MW D-2009-094

Tableau 1.1

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Mises en service prévues en MW	40	60	120	150	150	150	150	150
Énergie annuelle prévue en TWh	0,2	0,3	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Prix en vigueur* en ¢ / KWh	7,88	8,08	8,28	8,48	8,69	8,91	9,13	9,36
Coût annuel des achats en M\$ courants	15,8	24,2	49,7	67,8	69,5	71,3	73,0	74,9
Coût cumulatif (M\$)	15,8	40,0	89,7	157,5	227,0	298,3	371,3	446,2

Tableau 1.2

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Mises en service prévues en MW	150	150	150	150	150	150	150	150
Énergie annuelle prévue en TWh	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Prix en vigueur en ¢ / KWh	9,59	9,83	10,08	10,33	10,59	10,86	11,13	11,40
Coût annuel des achats en M\$ courants	76,7	78,6	80,6	82,6	84,7	86,9	89,0	91,2
Coût cumulatif (M\$)	599,6	678,2	758,8	841,4	926,1	1013,0	1102,0	1193,2

Tableau 1.3

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Mises en service prévues en MW	150	150	150	150	110	90	30	150
Énergie annuelle prévue en TWh	0,8	0,8	0,8	0,8	0,55	0,45	0,15	0,8
Prix en vigueur en ¢ / KWh	11,69	11,98	12,28	12,59	12,90	13,23	13,56	13,90
Coût annuel des achats en M\$ courants	93,5	95,8	98,2	100,7	71,0	59,6	20,3	111,2
Coût cumulatif (M\$)	1286,7	1382,5	1480,7	1581,4	1652,4	1712,0	1732,3	111,2

Source: D-2009-094, R-3700-2009, Régie de l'énergie, 2009 07 13, p. 11.

*Prix établi selon la proposition de HQD, de 7,5 ¢/kWh en 2010 indexé annuellement de 2,5 % (R-3700-2009, HQD-1 Doc 1).

Le coût total des achats du Programme PAE 2009 atteint 1,732 G\$ (1 milliard 732 millions \$) sur la durée des contrats. Considérant la situation actuelle des surplus d'achats (pospatrimoniaux) à long terme engagés par Hydro-Québec Distribution, divers moyens de gestion des surplus sont déjà déployés pour limiter les pertes financières qui en résultent.

Ces moyens de gestion des surplus sont les suivants :

- accepter les livraisons engagées et revendre la part des achats engagés qui sont en surplus par rapport aux besoins. Avec un coût moyen des achats à long terme de 10,22 ¢ / KWh et un revenu de revente dans les marchés de court terme de seulement 3,75 ¢ / KWh, les pertes à la revente s'élèvent à 64,7 M\$ / TWh de surplus. Il s'agit du moyen de gestion le plus défavorable;
- laisser une partie de l'électricité patrimoniale, qui coûte 2,8 ¢ / KWh, inutilisée. Bien qu'il s'agisse d'une option en apparence absurde, et certainement très impopulaire politiquement, c'est paradoxalement le moyen de gestion qui occasionne les plus faibles pertes financières, soit 28,9 M\$ par TWh inutilisé;
- utiliser la convention d'énergie différée qui consiste à payer la division Production d'Hydro-Québec pour stocker les surplus d'achats engagés par la division Distribution pour une utilisation ultérieure. HQ Distribution a déjà pleinement utilisé la quantité de stockage maximale dont elle peut disposer en vertu de la convention d'énergie différée;

- suspendre en tout ou en partie la réception de certains volumes d'achats engagés en payant au producteur (le fournisseur d'électricité postpatrimoniale) les pénalités prévues au contrat d'achat. C'est ce que HQ Distribution fait avec son contrat d'achat auprès de la centrale au gaz naturel de TCE à Bécancour depuis 6 années déjà. La Régie de l'énergie autorise la suspension de ces livraisons, bien qu'elles ont coûté 150 à 200 M\$ de pénalités par année depuis 6 années consécutives (pertes épongées dans les tarifs de distribution), parce que cette option demeure néanmoins moins coûteuse que les pertes qui seraient encourues à la revente.

En situation de surplus par rapport aux quantités qui peuvent être écoulées (niveau de la demande), un fournisseur privilégié, pour limiter ses pertes financières, la vente en priorité de ceux parmi ses produits qui lui ont coûté le plus cher à acquérir. En effet, dans une situation où un commerçant vend son produit, par exemple, à un prix unitaire de x, parmi divers approvisionnements qu'il a acquis, il préférera laisser invendu celui qui lui a coûté le moins cher à acquérir. C'est la situation dans laquelle se trouve actuellement Hydro-Québec Distribution.

Et puisque Hydro-Québec Distribution (HQD) est appelée à gérer des d'approvisionnements engagés qui seront en surplus par rapport aux besoins de sa clientèle (la charge locale) pour au moins les 10 à 15 prochaines années, considérant par ailleurs que HQD a déjà déployé les moyens de gestion de ses surplus qui occasionnent à ses clients québécois les moindres pertes financières, des moyens de gestion des surplus additionnels devront fort probablement être déployés.

Or, parmi l'ensemble des achats postpatrimoniaux à long terme qui font partie de ses approvisionnements planifiés, les achats éventuels effectués en vertu du Programme d'achats d'électricité des petits barrages hydroélectriques sont les plus susceptibles de rester inutilisés parce que, justement, les pertes financières qui seraient occasionnées par des approvisionnements éoliens restés inutilisés seraient encore plus importantes.

Quelle est donc la valeur des pertes additionnelles que les clients québécois auraient à éponger dans leurs tarifs du fait que les achats effectués par HQD en vertu du Programme PAE 2009 sont inutiles par rapport aux besoins en électricité du Québec pour plusieurs années à venir ? Le tableau 2, à la page suivante, fournit une estimation de ces pertes en comparant le prix d'achat prévu en vertu du Programme à un prix de revente établi à partir du revenu unitaire moyen des ventes de court terme de 2012, soit 3,75 ¢ / KWh⁴⁵ indexé à un taux annuel de 2,5 %, multiplié par le volume des livraisons prévues pour chacune des 20 années sur lesquelles s'étend le Programme d'achat.

⁴⁵ Revenu unitaire moyen des ventes de court terme dans les marchés hors Québec pour l'année 2012, Rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec, Données d'exploitation, page 99.

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

Tableau 2

Pertes financières résultant du Programme d'achat PAE 2009

	A	B	A – B	multiplicateur	
Année	coût des achats en ¢ / KWh	revenu de revente en ¢ / KWh	perte à la revente en ¢ / KWh	volume d'achats en TWh	valeur des pertes en M\$
2012	7,88	3,75	4,13	0,2	8,26
2013	8,08	3,84	4,24	0,3	12,72
2014	8,28	3,94	4,34	0,6	26,04
2015	8,48	4,04	4,44	0,8	35,52
2016	8,69	4,14	4,55	0,8	36,40
2017	8,91	4,24	4,67	0,8	37,36
2018	9,13	4,35	4,78	0,8	38,24
2019	9,36	4,46	4,90	0,8	39,20
2020	9,59	4,57	5,02	0,8	40,16
2021	9,83	4,68	5,15	0,8	41,20
2022	10,08	4,80	5,28	0,8	42,24
2023	10,33	4,92	5,41	0,8	43,28
2024	10,59	5,04	5,55	0,8	44,40
2025	10,86	5,17	5,69	0,8	45,52
2026	11,13	5,30	5,83	0,8	46,64
2027	11,40	5,43	5,97	0,8	47,76
2028	11,69	5,57	6,12	0,8	48,96
2029	11,98	5,71	6,27	0,8	50,16
2030	12,28	5,85	6,43	0,8	51,44
2031	12,59	5,99	6,60	0,8	52,80
2032	12,90	6,14	6,76	0,55	37,18
2033	13,23	6,30	6,93	0,45	31,19
2034	13,56	6,46	7,10	0,15	10,65
Total					867,32

À moins d'un revirement des tendances économiques et de la dynamique actuelles des marchés de l'énergie, les pertes financières associées au Programme d'achat pourraient s'élever à plus de 850 M\$ cumulativement.

Profil des livraisons

En absence de réservoir permettant de moduler la production d'énergie, la contribution des petites centrales de moins de 50 MW, de type *au fil de l'eau*, est totalement inverse sur le plan des apports saisonniers par rapport au profil de la demande annuel de la clientèle d'Hydro-Québec.

En fait, ces centrales fourniront de l'énergie à Hydro-Québec principalement entre les mois de mai et octobre pendant lesquels HQD est déjà aux prises avec des surplus d'énergie importants par rapport à la demande. À l'inverse leur contribution sera négligeable pendant les mois les plus froids de l'année, période pendant laquelle HQD aurait besoin de puissance additionnelle pour faire face aux pointes ponctuelles de la demande hivernale associée au chauffage des bâtiments. Il s'agit donc, en fait, du profil de livraison le plus contre-indiqué par rapport au profil de la demande québécoise que HQD doit satisfaire.

Dans le cas du projet à l'étude, la production annuelle d'énergie prévue selon la proposition de débit esthétique soumise par le promoteur (pièce DA20) atteint 83 260 MWh, ce qui correspond à un facteur d'utilisation (F.U.) moyen de 40,97 % de la puissance installée sur une base annuelle (23,2 MW x 8760 heures = 203 232 MWh). Si la puissance offerte pendant les mois les plus froids de l'année n'est que de 2 MW, tel que le prévoit Hydro-Québec⁴⁶, le facteur d'utilisation de cette centrale pourrait être aussi faible que 8,5 à 10 % de la puissance installée au moment de l'année où Hydro-Québec en aurait le plus besoin (janvier – février – mars)⁴⁷.

À titre de comparaison, HQD compte sur une contribution en puissance de 30 à 35 % en moyenne à partir de ses parcs éoliens, celle-ci étant par ailleurs répartie assez uniformément tout au long de l'année, incluant la pointe hivernale, ce qui représente une contribution en puissance à la pointe hivernale environ 4 fois plus élevée en terme de F.U. que celle offerte par les petites centrales hydroélectriques.

De tous les approvisionnements postpatrimoniaux engagés par HQD, les achats effectués en vertu de ce Programme sont ceux qui comportent les pires caractéristiques en terme de profil saisonnier, totalement opposé, aux besoins de la clientèle québécoise que HQD a l'obligation d'approvisionner. Leur apport contribue donc à aggraver l'opposition des profils saisonniers de l'offre et de la demande d'électricité du Québec.

⁴⁶ R-3700-2009, pièce B-4, HQD-1 document 1 révisée, 22 juin 2009, pages 17-18.

⁴⁷ 2 MW x 720 h / mois = 1 440 MWh; 1/12^e de 203 232 MWh = 16 936 MWh / mois @ 100 %; et 1 440 MWh / 16 936 MWh = F.U. de 8,5 %.

L'état des surplus d'Hydro-Québec Distribution

Lorsqu'on examine l'ensemble des approvisionnements disponibles d'Hydro-Québec Distribution (volume d'électricité patrimoniale + engagements d'achats postpatrimoniaux engagés à long terme) d'une part et la prévisions de ses besoins en énergie, d'autre part, pour la décennie 2011-2020, l'importance des surplus d'approvisionnements par rapport aux besoins en énergie ne fait aucun doute.

Tableau 3

Bilan des besoins et des approvisionnements en énergie 2012-2020

en TWh

(avant moyens de gestion)

	TWh approvisionnement disponibles	TWh prévision des besoins en énergie	TWh surplus (déficit)	¢ / KWh coût moyen des approv long terme	M\$ valeur des surplus
2012	191,8	181,0	10,8	9,83	1 061,64
2013	194,7	186,2	8,5	10,01	850,85
2014	197,5	187,7	9,8	10,57	1 035,86
2015	199,3	188,8	10,5	10,70	1 123,50
2016	201,3	192,3	9,0	10,80	972,00
2017	201,7	193,0	8,7	9,71	844,77
2018	201,7	194,7	7,0	9,88	691,60
2019	201,7	196,5	5,2	10,00	520,00
2020	201,8	199,2	2,6	10,19	264,94
Totaux	1791,5	1719,4	72,1	10,22	7 365,16

note:

le coût moyen des approvisionnements de long terme provient du dossier R-3748-2011,
pièce HQD-5 doc 6, page 12, Tableau 22.1

Les constats qui se dégagent de ce bilan sont les suivants :

Au total, pour la décennie 2011-2020, les engagements d'achats post patrimoniaux de HQD impliquent la réception de 174,7 TWh d'énergie. ces achats auront entraîné des coûts d'approvisionnement de 18,318 G\$ (18 milliards 318 millions \$) cumulativement.

À compter des années 2016-2017, les volumes d'approvisionnements post patrimoniaux atteindront 20,9 TWh par année. Comme ces contrats d'achats de long terme se poursuivent tous pour un terme minimal de 20 ans, il est à prévoir que, sur la base des engagements d'achats actuels de HQD, le volume des livraisons d'électricité

postpatrimoniale dépassera les 200 TWh pour la décennie 2021-2030 avec des coûts de 22 à 23 G\$ pour les clients domestiques d'Hydro-Québec.

HQD devra « gérer » des surplus d'approvisionnements de 72,1 TWh, d'une valeur de 7,365 G\$ (7,365 milliards de \$) sur la période 2012-2020.

Considérant le coût moyen d'acquisition de ces approvisionnements (10,22 ¢/ KWh) et le prix que HQD pourrait obtenir par la revente de ces surplus (actuellement environ 3,5 à 4 ¢/ KWh), il est à prévoir que les pertes financières à récupérer dans les tarifs des clients québécois pourraient s'élever à environ 4,5 G\$ cumulativement (10,22 ¢/ KWh - 4 ¢/ KWh = 6,22 ¢/ KWh et = 6,22 ¢/ KWh x 72,1 TWh = 4,485 G\$) pour la période 2012-2020.

Cela équivaut à un surcoût tarifaire de 498 M\$ par année en moyenne pour chacune des années 2012 à 2020 (4,485 G\$ / 9 années), soit environ 5 % par année de plus que le niveau auquel auraient été établis les tarifs en absence de surplus.

L'ensemble des moyens de gestion des surplus comporte un coût, qu'il s'agisse de revente, de suspension de livraisons impliquant des pénalités contractuelles, de l'utilisation de la convention d'énergie différée avec HQP ou encore de l'inutilisation d'une partie de l'électricité patrimoniale. Depuis 2008 jusqu'en 2013, les suspensions des livraisons de TCE approuvées par la Régie auront entraîné un coût (et un impact tarifaire) cumulatif de 1,2 G\$ pour les clients de HQD. Ces suspensions ont été autorisées parce qu'elles entraînaient une moindre perte financière pour les clients de HQD que la revente de l'énergie de TCE dans les marchés. Le niveau de perte à la revente est la différence entre le coût moyen des approvisionnements post patrimoniaux de long terme (10,22 ¢/ KWh) et le prix prévalant dans les marchés de gros (actuellement autour de 4 ¢/ KWh).

Le niveau de perte que la revente des surplus occasionnerait (dans ce cas-ci 6,22 ¢/ KWh) est le critère utilisé par la Régie de l'énergie pour justifier l'utilisation d'un autre moyen de gestion des surplus (en autant qu'il occasionne une moindre perte).

Sommaire des conclusions

Voici donc un sommaire des principales conclusions auxquelles mènent les différentes sections de ce mémoire :

- Les intérêts économiques et sociaux de l'ensemble des clients québécois approvisionnés par Hydro-Québec (l'acheteur) dans ses activités monopolistiques de distribution sont mis en cause en ce qu'il supporteront, à même leurs tarifs, les coûts d'acquisition de l'électricité produite dans le cadre du Projet, tout comme ceux de l'ensemble des achats d'électricité postpatrimoniale prévus dans le cadre du Programme.
- Les achats d'électricité postpatrimoniale envisagés dans le cadre du Programme, dont ceux relatifs au Projet, sont inutiles compte tenu des surplus d'approvisionnements engagés par le Distributeur par rapport aux besoins en énergie du Québec prévus à moyen et long terme.
- Les caractéristiques de l'électricité produite par les petites centrales hydroélectriques faisant partie du Programme d'achat, en plus d'occasionner des surplus additionnels en énergie inutilement acquis, ne garantissent aucunement la satisfaction des besoins additionnels du Distributeur requis pour satisfaire les besoins en puissance de ses clients de charge locale à la pointe hivernale.
- Dans l'ensemble, le Programme d'achat ne créera aucune richesse additionnelle, mais occasionnera plutôt des coûts inutilement encourus à l'ensemble de la collectivité québécoise qui excéderont largement les revenus additionnels procurés aux communautés locales et ne profiteront qu'aux intérêts privés des promoteurs qui initient et parrainent ces projets.
- Le Projet reçoit l'appui du milieu local mais il ne saurait en être autrement dans la mesure où le modèle de partenariat financier mis en place pour la réalisation du Projet lui assure, *a priori*, d'être l'un de ses bénéficiaires aux frais de l'ensemble de la collectivité québécoise. Dans ce contexte, l'appui de la communauté locale ne peut aucunement garantir l'atteinte de l'objectif d'acceptabilité sociale au sens large que ce concept est sensé recouvrir.

- Pour que les conditions d'octroi d'un contrat soient satisfaites en vertu des termes du Programme, les soumissionnaires devaient avoir obtenu 1) la lettre d'intention du MRNF quant à l'octroi des forces hydrauliques et 2) la signature d'une convention d'avant-projet avec TransÉnergie dans les douze (12) mois qui suivaient la fermeture de la période de dépôt des soumissions, soit au plus tard le 2 février 2011 à 16h00.

Si la Commission du BAPE constate que ces deux conditions obligatoires pour l'octroi d'un contrat n'ont pas été satisfaites au plus tard le 2 février 2011, elle doit en venir à la conclusion que le Projet sous examen n'a pas satisfait, et ne pourra pas satisfaire les conditions juridiquement essentielles à sa réalisation. Dans ce cas, la demande d'examen dont la Commission est saisie est sans objet.

- Les modalités prévues dans le *Guide de référence à l'intention des communautés locales et autochtones sur l'octroi des forces hydrauliques du domaine de l'État pour les centrales de 50 MW et moins* ne sont pas énoncées à titre indicatif; elles sont contraignantes et obligatoires.
- Le contrôle que doit exercer le promoteur (municipalité, MRC, etc.) sur le projet ne peut pas être effectif si l'une ou l'autre des modalités convenues dans le(s) contrat(s) ou la (les) convention (s) qui le lie à son partenaire privé comporte quelque restriction à l'exercice de ce pouvoir sur le plan décisionnel.
- Le promoteur ne dispose plus d'une lettre d'intention du MRN relative à l'octroi des forces hydrauliques requises pour la réalisation de son projet et ce, au moins depuis le 24 février 2013.

La Commission est donc forcée de conclure que le promoteur ne détient pas de lettre d'intention du MRN concernant l'octroi des forces hydrauliques tel que requis en vertu du Programme et que, en conséquence, les exigences nécessaires à la réalisation du Projet ne sont pas satisfaites.

De plus, si la Commission constate que le promoteur n'a pas fait la démonstration que toutes les obligations légales prévues aux étapes 1 à 6 du *Guide* ont été satisfaites, elle doit conclure que le projet ne se qualifie pas en vertu des exigences du Programme.

Mémoire / Projet Hydro-Canyon Saint-Joachim
Déposé devant le BAPE

5 avril 2013

- Parce que les modalités d'établissement de la contribution du Transporteur aux coûts d'intégration du projet au réseau d'Hydro-Québec ne respectent pas le principe de neutralité tarifaire établi par la décision D-2009-071 de la Régie de l'énergie, les clients québécois devront éponger dans leurs tarifs de distribution des coûts additionnels de 6 656 800 \$.
- Le coût total des achats du Programme PAE 2009 atteint 1,732 G\$ (1 milliard 732 millions \$) sur la durée des contrats. À moins d'un revirement des tendances économiques et de la dynamique actuelles des marchés de l'énergie, les pertes financières associées au Programme d'achat pourraient s'élever à plus de 850 M\$ cumulativement.

Pour l'ensemble de ces raisons, il est fortement recommandé à la Commission du BAPE de ne pas autoriser le projet de Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc.

et

de transmettre également au gouvernement du Québec les conclusions applicables plus largement à l'ensemble du programme d'achat PAE 2009 énoncées précédemment.



Jean-François Blain
Notre-Dame de l'Île Perrot
avril 2013