

**DEMANDE D'APPROBATION DES CONTRATS
D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DÉCOULANT DE
L'APPEL D'OFFRES A/O 2015-01**

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES	5
3. RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS.....	6
3.1. Pénalités et dommages liés à la date de début des livraisons	6
3.2. Dommages liés au défaut de livrer l'énergie programmée	6
3.3. Dommages en cas de révision de la puissance contractuelle	6
4. DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE TRANSPORT APPLICABLE	7
4.1. Étape 1 du Processus : exigences minimales	7
4.2. Étape 2 du Processus : classement des soumissions	8
4.2.1. <i>Méthodologie d'évaluation</i>	9
4.2.2. <i>Critère monétaire</i>	9
4.2.3. <i>Critères non monétaires</i>	10
4.2.4. <i>Offres retenues pour former des combinaisons de soumissions</i>	13
4.3. Étape 3 du Processus : choix de la combinaison optimale	13
4.3.1. <i>Évaluation des synergies en transport</i>	13
4.3.2. <i>Modèle d'optimisation pour la formation des combinaisons</i>	13
4.4. Résultats obtenus	13
5. DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN SONT RESPECTÉES.....	14

ANNEXES TECHNIQUES

ANNEXE TECHNIQUE N° 1 : PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2015-01 ...	17
ANNEXE TECHNIQUE N° 2 : RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2	18
ANNEXE TECHNIQUE N° 3 : SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES.....	19

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Projets retenus	5
Tableau 2 : Pénalités pour retard relatif au début des livraisons	6
Tableau 3 : Critères d'évaluation.....	9
Tableau 4 : Grille de pondération des critères non monétaires.....	11
Tableau 5 : Combinaison retenue C-01	14

1. CONTEXTE

1 Hydro-Québec Distribution (le « **Distributeur** ») a lancé, le 4 mars 2015, un appel d'offres
2 visant l'achat de 500 MW de puissance garantie et d'énergie associée conformément à la
3 décision D-2014-205 de la Régie de l'énergie (la « **Régie** »). Le Distributeur était disposé à
4 accepter une offre de 500 MW dont la date de début des livraisons serait le 1^{er} décembre 2018
5 ou, au plus tard, le 1^{er} décembre 2019.

6 Le Distributeur demande l'approbation des trois contrats découlant de cet appel d'offres,
7 conformément aux exigences du *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un*
8 *contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de*
9 *l'énergie*¹.

2. CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES

10 Toutes les soumissions indiquaient une date de début des livraisons au 1^{er} décembre 2018.

11 Au total, sept soumissions ont été reçues, totalisant 830 MW (offres principales seulement).
12 Aucune soumission n'a été rejetée à l'ouverture. Comme les soumissions pouvaient comporter
13 deux variantes, le Distributeur a reçu en tout dix offres-années.

14 Après une analyse rigoureuse et pour fins de préparation des contrats, le Distributeur a retenu
15 trois projets provenant du même soumissionnaire. Le tableau 1 énumère ces trois projets
16 retenus, desquels ont découlé les contrats d'approvisionnement en électricité soumis pour
17 approbation.

**TABLEAU 1 :
PROJETS RETENUS**

Nom du promoteur	Soumission	Date de début des livraisons	Puissance contractuelle (en MW)
Hydro-Québec Production	Système de puissance HQP - 1	1 ^{er} déc. 2018	100
Hydro-Québec Production	Système de puissance HQP - 2	1 ^{er} déc. 2018	200
Hydro-Québec Production	Système de puissance HQP - 3	1 ^{er} déc. 2018	200
Total			500

¹ R.R.Q., c. R-6.01, r.0.04.01.

3. RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS

3.1. Pénalités et dommages liés à la date de début des livraisons

1 Le fournisseur doit assumer le risque associé aux obligations de ses projets. Il lui appartient
2 notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les permis requis à
3 cet égard.

4 Si la confirmation de la disponibilité de la puissance contractuelle garantie ou le début des
5 livraisons de l'énergie associée surviennent après la date de début des livraisons du
6 1^{er} décembre 2018, les trois contrats prévoient une pénalité quotidienne ajustée selon les
7 besoins du Distributeur. Le tableau 2 indique le montant des pénalités quotidiennes par MW
8 selon la période de l'année où les livraisons débutent réellement. Ainsi, la somme des pénalités
9 pourrait atteindre un montant annuel maximum de 80 000 \$ par MW.

TABLEAU 2 :
PÉNALITÉS POUR RETARD RELATIF AU DÉBUT DES LIVRAISONS

Mois de référence	Pénalité par jour
Décembre et mars	260 \$/MW
Janvier et février	540 \$/MW
Avril à novembre	131 \$/MW

3.2. Dommages liés au défaut de livrer l'énergie programmée

10 Après avoir transmis un avis de disponibilité de la puissance contractuelle au Distributeur, le
11 fournisseur retenu doit garantir sa contribution en énergie programmée par le Distributeur. Pour
12 chaque heure où le fournisseur est en défaut de livrer la quantité d'énergie horaire programmée
13 pour laquelle il s'est engagé, il doit payer des dommages au Distributeur. Ceux-ci sont établis
14 sur la base de la prime de puissance annuelle en cours et d'un coût de remplacement relié aux
15 prix de marché au moment du défaut.

16 De plus, si le fournisseur cumule des pénalités pour défaut de livrer pour un montant supérieur
17 ou égal à sa prime de puissance contractuelle annuelle, une clause de résiliation du contrat
18 peut être appliquée. Toutefois, s'il montre une performance sans défaut pour une période de
19 300 heures consécutives de programmation, le cumulatif des pénalités est ramené à zéro.

3.3. Dommages en cas de révision de la puissance contractuelle

20 Si le fournisseur est incapable de respecter les livraisons d'énergie programmée correspondant
21 à la puissance contractuelle garantie pendant une période de plus de 100 heures au cours
22 d'une même période de six mois, les quantités au contrat peuvent être révisées à la baisse.
23 Des dommages de deux fois la prime de puissance contractuelle de la première année, en \$
24 par MW de puissance contractuelle, sont alors payés par le fournisseur sur la base de la
25 différence entre les quantités contractuelles originales et les quantités révisées.

1 Les dommages liquidés et pénalités, de même que les droits de résiliation prévus aux contrats
2 protègent le Distributeur contre les principaux préjudices prévisibles découlant d'un défaut du
3 fournisseur. Enfin, l'ensemble des protections prévues aux contrats en faveur du Distributeur
4 constituent, pour le fournisseur, de forts incitatifs à respecter ses engagements.

5 De plus, après le début des livraisons, le Distributeur présentera, dans son rapport annuel à la
6 Régie, un suivi indiquant, pour chacun des contrats et sur une base mensuelle, les quantités
7 d'énergie livrées, le détail des montants facturés pour l'énergie et, le cas échéant, les
8 dommages liquidés et pénalités, avec les explications et justifications pertinentes.

4. DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE TRANSPORT APPLICABLE

9 La méthodologie d'évaluation retenue a mené à la sélection de la combinaison de contrats la
10 moins coûteuse pour les conditions demandées, et ce, dans le respect des critères définis au
11 document d'appel d'offres. Cette méthodologie est expliquée dans le présent document.

12 L'application de la méthodologie a été supervisée par les firmes Merrimack Energy Group Inc.
13 et Raymond Chabot Grant Thornton & Cie, comme en font foi leurs rapports (pièces HQD-2,
14 documents 3 et 4).

15 Le processus de sélection (le « **Processus** ») des offres comprend trois étapes. La première
16 est constituée d'une série d'exigences minimales qu'une offre se doit de respecter afin de faire
17 l'objet d'une évaluation dans les étapes ultérieures. Les deuxième et troisième étapes
18 impliquent la sélection des offres les plus intéressantes et les moins coûteuses. À l'étape 2, les
19 offres-années sont évaluées individuellement et, à l'étape 3, elles font l'objet d'une évaluation
20 combinée les unes avec les autres.

21 Une soumission comporte une offre principale et peut inclure, en plus de l'offre principale,
22 jusqu'à deux variantes. Le terme « offre » est utilisé de façon générique et il peut s'agir d'une
23 offre principale ou d'une variante, sans distinction. Le terme « offre-année » réfère
24 spécifiquement à une date de début des livraisons.

4.1. Étape 1 du Processus : exigences minimales

25 À l'étape 1 du Processus, chaque offre a été vérifiée pour s'assurer que les six exigences
26 minimales suivantes étaient respectées :

- 27 • Le soumissionnaire devait avoir identifié un site pour le projet qu'il propose. Il devait
28 avoir entrepris des démarches pour faire l'acquisition des terrains qui le composent ou
29 pour en obtenir l'usage. À cet égard, il devait détenir au minimum une lettre d'intention
30 avec les propriétaires de chacun des terrains visés, portant sur l'acquisition de ces
31 droits.

- 1 • La production d'une centrale située à l'extérieur du Québec était également admissible à
2 condition, d'une part, qu'elle ne transite pas au moyen de la capacité de réception
3 actuelle des interconnexions existantes avec les réseaux à l'extérieur de la zone
4 d'équilibrage du Québec et, d'autre part, que le soumissionnaire démontre sa capacité à
5 rencontrer les obligations pour la durée du contrat.
- 6 • Le soumissionnaire devait garantir la flexibilité de programmation et la fermeté des
7 livraisons d'énergie associées aux ressources de puissance garantie lorsque celles-ci
8 seront requises par le Distributeur. Dans le cas où l'offre portait sur de la puissance
9 garantie provenant d'un système, le soumissionnaire devait certifier qu'il disposerait
10 d'une marge de puissance au moins égale à la quantité de puissance garantie qu'il s'est
11 engagé à fournir au Distributeur. Dans l'éventualité où sa soumission était retenue aux
12 termes du processus d'évaluation, il s'engageait à transmettre annuellement au
13 Distributeur un bilan de puissance pluriannuel pour toute la durée du contrat.
- 14 • Le soumissionnaire devait avoir une expérience dans le développement et dans
15 l'exploitation d'au moins un projet de nature similaire à celui proposé pour livrer
16 l'électricité au Distributeur dans le cadre du présent appel d'offres. Pour les fins de cette
17 évaluation, les réalisations du personnel-clé du soumissionnaire et de ses partenaires
18 étaient prises en compte. L'évaluation était réalisée sur la base des informations
19 fournies par le soumissionnaire.
- 20 • Le procédé de production d'électricité proposé par le soumissionnaire devait avoir atteint
21 une maturité technologique éprouvée et les équipements stratégiques de production
22 devaient être disponibles sur une base commerciale.
- 23 • Tous les travaux d'intégration requis pour assurer le raccordement ferme au réseau
24 d'Hydro-Québec des ressources de puissance garantie offertes par le soumissionnaire
25 devaient pouvoir être complétés à temps pour respecter le délai demandé par le
26 soumissionnaire pour la mise sous tension initiale de son poste électrique.

27 Aucune des dix offres-années figurant dans les sept soumissions déposées n'a été rejetée pour
28 cause de non-conformité, de sorte que toutes ces offres-années ont été retenues pour l'étape 2
29 du Processus.

4.2. Étape 2 du Processus : classement des soumissions

30 À l'étape 2 du Processus, chacune des dix offres-années a été évaluée sur la base de six
31 critères, soit le prix de l'électricité, le développement durable, la capacité financière,
32 l'expérience pertinente du soumissionnaire, la faisabilité du projet et sa flexibilité. La
33 pondération des critères est présentée au tableau 3.

**TABLEAU 3 :
CRITÈRES D'ÉVALUATION**

Critères	Pondération
Prix de l'électricité	60
Développement durable	15
Capacité financière	10
Expérience pertinente	5
Faisabilité du projet	5
Flexibilité	5
Total	100

1 Ces critères et leur pondération sont conformes à la décision D-2014-205² de la Régie, plus
2 particulièrement à son paragraphe 269.

4.2.1. Méthodologie d'évaluation

- 3 • Chaque soumission a été analysée individuellement pour chacun des six critères
4 identifiés au document d'appel d'offres.
- 5 • Lorsqu'une soumission comportait des variantes, chacune des variantes a été évaluée
6 individuellement au même titre que l'offre principale.
- 7 • Pour un critère donné, la même personne a évalué toutes les offres, de façon à assurer
8 une uniformité de traitement.
- 9 • Pour chaque critère (ou sous-critère), une méthode d'évaluation a été élaborée à
10 l'avance et revue par la firme Merrimack Energy Group Inc.
- 11 • Les évaluations ont été revues par la firme Merrimack Energy Group Inc. afin d'assurer
12 l'indépendance du processus.

4.2.2. Critère monétaire

Méthodologie de base

- 13 • La comparaison des offres reçues a été effectuée sur la base du coût unitaire actualisé
14 (annuité croissante, \$ de 2015).
- 15 • Le coût unitaire actualisé était constitué de la somme des éléments de coûts suivants :

² Dossier R-3864-2013, *Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur.*

- 1 ○ le prix de la composante puissance offert par le soumissionnaire, incluant les
2 formules d'indexation retenues ;
- 3 ○ le prix de la composante énergie offert par le soumissionnaire, incluant les
4 formules d'indexation retenues ;
- 5 ○ les coûts de transport fournis par Hydro-Québec TransÉnergie.
- 6 • Un maximum de 60 points a été accordé au critère monétaire. L'offre comportant le coût
7 le plus bas a reçu le maximum de points, soit 60 points, et celle comportant le coût le
8 plus élevé s'est vu attribuer le minimum de points, soit 5 points. Le pointage accordé
9 aux autres offres a été déterminé comme suit :

$$= 5 + 55 X \left\{ \frac{\text{Coût de l'offre (ou variante) la plus élevée moins Coût de l'offre (ou variante) visée}}{\text{Coût de l'offre (ou variante) la plus élevée moins Coût de l'offre (ou variante) la moins élevée}} \right\}$$

Hypothèses utilisées pour l'analyse économique

- 10 • Outre les taux fixes, les seuls indices admissibles aux fins d'indexation des prix offerts
11 étaient l'indice des prix à la consommation canadien et le prix du gaz naturel.
- 12 • Pour chacun de ces indices, le Distributeur disposait de prévisions effectuées par des
13 organismes externes à Hydro-Québec.
- 14 • L'indice des prix à la consommation canadien pouvait s'appliquer tant avant qu'après le
15 début des livraisons selon certaines règles établies à l'annexe 5 du document d'appel
16 d'offres.
- 17 • Le taux d'actualisation utilisé pour les analyses était de 5,651 %, soit le coût prospectif
18 du capital, conformément à la décision D-2014-018³.

19 Les paramètres économiques utilisés dans le cadre de l'appel d'offres sont présentés à
20 l'annexe technique n^o 1.

4.2.3. Critères non monétaires

21 Les critères non monétaires et leur pondération sont conformes à ceux approuvés par la Régie
22 dans sa décision D-2014-205⁴. La pondération des critères est présentée au tableau 4.

³ Paragraphe 418.

⁴ Paragraphe 269.

**TABLEAU 4 :
GRILLE DE PONDÉRATION DES CRITÈRES NON MONÉTAIRES**

Critères	Pondération
Développement durable	15
Émissions de gaz à effets de serres (GES)	5
Caractère renouvelable de l’approvisionnement	4
Émissions d’oxyde d’azote (NOx)	2
Existence d’un système de gestion environnementale	1
Indicateur à caractère social	3
Capacité financière	10
Solidité financière	4
Plan de financement	6
Expérience pertinente (Soumissionnaire, partenaires, employés clés)	5
Faisabilité du projet	5
Raccordement au réseau	1
Plan directeur de réalisation du projet	1
Plan d’approvisionnement en combustible ou en énergie d’appoint	2
Plan d’obtention des autorisations environnementales	1
Flexibilité	5
Total	40

Développement durable

1 En matière de développement durable, la soumission est évaluée en tenant compte des
2 critères suivants :

- 3 • Minimisation des émissions de gaz à effet de serre (GES).
- 4 • Caractère renouvelable de l’approvisionnement en combustible.
- 5 • Émissions d’oxyde d’azote (NOx).
- 6 • Existence d’un système de gestion environnementale (SGE) : un point est attribué au
7 soumissionnaire qui est en mesure de présenter un document attestant de son
8 accréditation ou de celle de sa société-mère à un SGE.

- 1 • Indicateur à caractère social : L'obtention de l'appui des élus locaux et l'existence d'un
2 plan de consultation publique complète la démonstration du programme d'insertion du
3 projet dans la communauté.

Capacité financière

4 La capacité financière du soumissionnaire est basée sur :

- 5 • L'évaluation de la solidité financière du soumissionnaire : Le Distributeur a notamment
6 tenu compte de la cote de crédit du soumissionnaire ou de celle de ses sociétés affiliées
7 qui se portaient garantes de ses engagements. Les soumissionnaires n'ayant pas de
8 cote de crédit pouvaient demander au Distributeur de faire réaliser une évaluation de
9 crédit par une agence spécialisée, mais aucun ne l'a fait.
- 10 • Le plan de financement proposé : L'évaluation du plan de financement proposé reposait
11 sur les documents justificatifs soumis, la source de financement, ainsi que sur la
12 structure de détention et de financement proposée.

Expérience pertinente

13 L'expérience du soumissionnaire, de ses sociétés affiliées, de ses partenaires, de ses
14 consultants, ainsi que de ses principaux fournisseurs dans la réalisation de projets similaires à
15 celui proposé était considérée.

Faisabilité du projet

16 La faisabilité du projet proposé par le soumissionnaire était jugée sur la base des éléments
17 suivants :

- 18 • Le raccordement au réseau : L'analyse portait sur la faisabilité de raccorder la centrale
19 proposée par le soumissionnaire au réseau de TransÉnergie de façon fiable et
20 sécuritaire dans les délais visés. Le Distributeur fondait son évaluation sur la base des
21 analyses de TransÉnergie.
- 22 • Le plan directeur de réalisation du projet : Le plan était jugé sur la qualité et le réalisme
23 du plan directeur du soumissionnaire indiquant les principales activités liées au projet,
24 les délais, le cheminement critique, les dates clés et le degré d'avancement du projet à
25 la date de dépôt des soumissions.
- 26 • Le plan d'approvisionnement en combustible ou en énergie d'appoint : Les
27 soumissionnaires qui pouvaient démontrer leur capacité à gérer de façon efficace
28 l'approvisionnement en combustible se sont vus attribuer des points pour ce critère.
- 29 • Le plan d'obtention des autorisations environnementale : Le plan devait permettre de
30 respecter la date de début des livraisons. Le Distributeur cherchait à évaluer la capacité
31 du soumissionnaire à mener à bien, dans des délais convenus, l'exercice conduisant à
32 l'obtention des permis requis pour la réalisation du projet.

Flexibilité

- 1 • Le Distributeur visait à obtenir des contrats qui lui offriraient de façon économique la
2 flexibilité requise pour assurer l'équilibre offre-demande en puissance et pour réagir
3 efficacement aux divers aléas auxquels il est confronté. Un soumissionnaire qui offrait
4 un plus grand nombre d'heures de programmation de l'énergie associée à la puissance
5 garantie que le total annuel minimum de 300 heures se voyait accorder des points,
6 selon le nombre d'heures additionnelles.

4.2.4. Offres retenues pour former des combinaisons de soumissions

- 7 Les résultats de l'étape 2 sont présentés à l'annexe technique n° 2.
8 Cinq offres-années ont été retenues pour les fins des combinaisons à l'étape 3. L'écart entre
9 les cinq premières offres et les cinq dernières justifie la décision du Distributeur de ne retenir
10 que les cinq premières à l'étape 3 du Processus.

4.3. Étape 3 du Processus : choix de la combinaison optimale

4.3.1. Évaluation des synergies en transport

- 11 Toutes les offres-années retenues pour l'étape 3 du Processus étaient constituées de projets
12 déjà en service, ainsi aucune synergie entre les projets n'était possible.

4.3.2. Modèle d'optimisation pour la formation des combinaisons

- 13 Compte tenu du nombre limité d'offres-années retenues pour l'étape 3 du Processus, le recours
14 à un modèle d'optimisation n'était pas requis.

4.4. Résultats obtenus

- 15 Le Distributeur recherche des combinaisons qui comportent le coût moyen en \$/MWh le plus
16 faible (incluant le coût de transport tel qu'évalué à l'étape 2) et qui permettent d'atteindre les
17 quantités visées.

- 18 Les deux combinaisons obtenues ont été transmises à Hydro-Québec TransÉnergie pour
19 l'évaluation des coûts de transport applicables à chaque combinaison. L'annexe technique n° 3
20 présente la synthèse des deux combinaisons analysées, identifiées C-01 et C-02. Les coûts
21 totaux de chaque combinaison y sont également présentés à la colonne « Étape 3 – \$/MWh ».

- 22 Il ressort de cette analyse que la combinaison C-01 est celle qui présente le coût total en
23 puissance garantie et énergie associée le plus bas, incluant les coûts de transport. La
24 combinaison C-01 est donc la solution optimale retenue. Elle est présentée au tableau 5 et
25 comporte trois projets, émanant d'un seul soumissionnaire, pour un total de 500 MW.

TABLEAU 5 :
COMBINAISON RETENUE C-01

Nom du projet	Nom du soumissionnaire	Total (MW)
Système de puissance HQP - 1	Hydro-Québec Production	100
Système de puissance HQP - 2	Hydro-Québec Production	200
Système de puissance HQP - 3	Hydro-Québec Production	200
	Quantité attribuée	500
	Quantité recherchée	500
	% attribué versus recherché	100 %

1 Le coût moyen des soumissions retenues pour la puissance garantie est de 106,04 \$/kW/an et
2 de 60,52 \$/MWh pour l'énergie, incluant un coût de transport de 5 \$/MWh.

5. DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS PRÉSENTÉES AU PLAN SONT RESPECTÉES

3 Les présents contrats soumis à la Régie respectent en tout point les caractéristiques de la
4 décision D-2014-205, soit les suivantes :

- 5 • Les contrats portent sur une puissance garantie maximale de 500 MW.
- 6 • La durée des contrats est de 20 ans.
- 7 • Bien qu'aucun soumissionnaire ne se soit prévalu de cette option, les projets avec une
8 date de début des livraisons plus tardive, au 1^{er} décembre 2019, étaient admissibles.
- 9 • La puissance garantie est disponible durant toute l'année contractuelle.
- 10 • Le fournisseur sera avisé au plus tard quatre heures avant le début des livraisons
11 d'énergie associée. Un préavis de programmation d'énergie associée, bien que non
12 obligatoire, peut être transmis 32 heures avant le début des livraisons.
- 13 • Les contrats comportent un prix pour la composante puissance et un pour la
14 composante énergie.
- 15 • Les projets hors Québec n'utilisant pas les capacités des interconnexions actuelles
16 étaient admissibles. Aucun n'a été déposé.
- 17 • La grille des critères ainsi que la pondération des critères sont celles actuellement en
18 vigueur.

ANNEXES TECHNIQUES

ANNEXE TECHNIQUE N° 1 : PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2015-01

	IPC CAN			Gaz naturel (en \$ / MMBtu)						Taux de change		Taux d'actualisation		
	Note 1	2002=100	2014=100	Henry Hub	Basis	DAWN		\$CAN / \$US	Nominal	Réel	IPC de LT			
				\$US	\$US	\$US	\$CAN							
				Note 2	Note 3	Note 1	Note 4							
2013		122,8						1,0301	5,651%	3,58%	2,00%			
2014	1,91%	124,5	100,0	4,440	0,020	4,460	4,927	1,1047						
2015	0,51%	125,1	100,5	3,820	0,020	3,840	4,956	1,2907						
2016	2,12%	127,8	102,6	3,900	0,010	3,910	4,780	1,2226						
2017	2,00%	130,3	104,7	4,090	0,010	4,100	4,697	1,1456						
2018	2,00%	132,9	106,8	4,610	0,000	4,610	5,137	1,1144						
2019	2,00%	135,6	108,9	5,070	0,000	5,070	5,589	1,1024						
2020	2,00%	138,3	111,1	5,540	0,000	5,540	6,034	1,0891						
2021	2,00%	141,1	113,3	5,790	0,000	5,790	6,304	1,0887						
2022	2,00%	143,9	115,6	5,970	0,000	5,970	6,525	1,0929						
2023	2,00%	146,8	117,9	6,250	0,000	6,250	6,853	1,0965						
2024	2,00%	149,7	120,3	6,480	0,000	6,480	7,130	1,1004						
2025	2,00%	152,7	122,7	6,720	0,000	6,720	7,412	1,1030						
2026	2,00%	155,8	125,1	7,090	0,000	7,090	7,820	1,1030						
2027	2,00%	158,9	127,6	7,210	0,000	7,210	7,953	1,1030						
2028	2,00%	162,1	130,2	7,340	0,000	7,340	8,096	1,1030						
2029	2,00%	165,3	132,8	7,520	0,000	7,520	8,295	1,1030						
2030	2,00%	168,6	135,4	7,630	0,000	7,630	8,416	1,1030						
2031	2,00%	172,0	138,1	8,070	0,000	8,070	8,901	1,1030						
2032	2,00%	175,4	140,9	8,480	0,000	8,480	9,354	1,1030						
2033	2,00%	178,9	143,7	8,890	0,000	8,890	9,806	1,1030						
2034	2,00%	182,5	146,6	9,310	0,000	9,310	10,269	1,1030						
2035	2,00%	186,2	149,5	9,700	0,000	9,700	10,699	1,1030						
2036	2,00%	189,9	152,5	10,120	0,000	10,120	11,163	1,1030						
2037	2,00%	193,7	155,6	10,440	0,000	10,440	11,516	1,1030						
2038	2,00%	197,6	158,7	10,920	0,000	10,920	12,045	1,1030						
2039	2,00%	201,5	161,9	11,710	0,000	11,710	12,917	1,1030						

Note 1 : Cost Planner, IHS Global Insight, First Quarter 2015

Note 2 : Annual Energy Outlook 2015, EIA, April 2015 ([http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2015\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2015).pdf))

Note 3 : Gas Price Differentials Forecast to 2020, North American Gas Strategy Retainer Service, Ziff Energy, October 2014

Note 4 : Décision D-2015-018 (dossier R-3905-2014)

ANNEXE TECHNIQUE N° 2 : RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2

Rang	No. de la soumission	Nom du projet proposé	Statut des offres retenues	Prix de l'électricité /60	Développement durable /15	Capacité financière /10	Expérience pertinente /5	Faisabilité du projet /5	Flexibilité /5	Total /100
1	S-04-op-2018	Système de puissance HQP1	Retenue	60,00	15,00	10,00	5,00	5,00	1,00	96,00
2	S-07-op-2018	Système de puissance HQP2	Retenue	48,08	15,00	10,00	5,00	5,00	1,00	84,08
3	S-01-op-2018	Système de puissance HQP3	Retenue	42,36	15,00	10,00	5,00	5,00	1,00	78,36
4				37,47	14,00	9,00	5,00	5,00	5,00	75,47
5				30,62	14,00	9,00	5,00	5,00	5,00	68,62
6				13,10	14,00	4,00	4,00	3,75	0,00	38,85
7				10,37	14,00	4,00	4,00	3,75	0,00	36,12
8				7,70	14,00	4,00	4,00	3,75	0,00	33,45
9				10,72	5,00	6,00	5,00	5,00	0,00	31,72
10				5,00	5,00	6,00	5,00	5,00	0,00	26,00
			Min	5,00	5,00	4,00	4,00	3,75	0,00	26,00
			Max	60,00	15,00	10,00	5,00	5,00	5,00	96,00
			Moy	26,54	12,50	7,20	4,70	4,63	1,30	56,87

ANNEXE TECHNIQUE N° 3 : SYNTHÈSE DES COMBINAISONS ANALYSÉES

No. de la combinaison	MW	Étape 3 \$/MW	Écart en puissance vs le moindre coût \$/MW	Étape 3 \$/MWh*	Écart en énergie vs le moindre coût \$/MWh
1	500	106,04	Moindre coût	60,52	Moindre coût
2	500	121,03	14,99	87,99	27,47

* Incluant les pertes et les coûts de transport.