

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE LA RÉGIE**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA  
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026 DU DISTRIBUTEUR**

---

**INTERVENTIONS EN ÉCONOMIE D'ÉNERGIE**

1. **Références :** (i) Pièce [B-0006](#), p. 18-19;  
(ii) Dossier R-3980-2016, Pièce [A-0042](#), p. 82 et 83.

**Préambule :**

(i) « Pour la clientèle affaires, le Distributeur prévoit maintenir son offre de programmes d'aide à la mise en œuvre de projets en économie d'énergie à un niveau relativement stable. Le Distributeur continuera de valoriser le rôle-conseil et l'accompagnement afin d'accroître la compétitivité des entreprises. Par ailleurs, le volet Système de gestion de l'énergie électrique pour les grandes entreprises sera bonifié afin de poursuivre le processus d'amélioration continue de leur performance énergétique.

À plus long terme, le Distributeur mise sur des stratégies visant des changements de comportement durables et la transformation de marché. À cet effet, le Distributeur interviendra auprès des organismes compétents pour faire évoluer les normes et codes en efficacité énergétique. » [nous soulignons]

(ii) « Aujourd'hui, je pense que l'ensemble des clients, et de la société en général, est beaucoup plus, beaucoup plus sensible aux questions environnementales, aux questions d'efficacité énergétique, et on pense que notre rôle est plus à travers un rôle de sensibilisation, d'information, beaucoup plus qu'un rôle de subventions. Il peut rester des niches spécifiques où il y a, on a avantage à donner de l'aide financière, notamment dans la, pour la clientèle Affaires [...]. »

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez élaborer sur la nature des « *changements de comportements durables* » et la « *transformation de marché* » que le Distributeur espère observer auprès de la clientèle affaires à plus long terme.

**Réponse :**

1 **Les changements de comportements durables réfèrent à des changements**  
2 **qui, à terme, sont permanents et indépendants de programmes, d'incitatifs ou**  
3 **de messages à cet effet. La transformation de marché réfère à un taux élevé**  
4 **d'adoption de produits dont la performance est supérieure à celle spécifiée**  
5 **par un règlement, ou de pratiques à l'issue desquelles les bâtiments ou**  
6 **systèmes montrent des performances plus élevées que la pratique courante**  
7 **dans un marché donné.**

8 **Au marché Affaires, la transformation de marché ciblée par le Distributeur est**  
9 **un changement des pratiques en conception de projets de bâtiments ou de**

1 systèmes industriels visant à ce que l'efficacité énergétique soit prise en  
2 compte dès le début des travaux, incluant l'achat de produits dont les  
3 performances sont supérieures à celles prévues aux règlements.

4 Le soutien à l'éclairage à DEL est un bon exemple d'intervention visant une  
5 transformation de marché en matière de technologie. Bien qu'il existe des  
6 normes de performance sur les produits à DEL, elles ne constituent pas  
7 encore le minimum exigé par les règlements touchant l'efficacité énergétique.  
8 Toutefois, un taux élevé d'adoption de ce type d'éclairage favorisera  
9 l'évolution de ces normes vers des performances plus contraignantes pour  
10 les produits d'éclairage.

11 La conception intégrée des bâtiments et la norme ISO 50 001 sont deux  
12 véhicules choisis par le Distributeur afin de transformer les pratiques en  
13 matière de conception des bâtiments et de gestion de l'énergie dans les  
14 industries.

1.2 Veuillez préciser les moyens concrets que le Distributeur prévoit mettre en place  
auprès des organismes compétents pour faire évoluer les normes et codes en  
efficacité énergétique. Veuillez également élaborer sur l'échéancier prévu à cet effet.

**Réponse :**

15 Le Distributeur participe aux travaux de divers organismes dans le but de faire  
16 évoluer les normes applicables aux principaux usages électriques. Les  
17 ingénieurs d'Hydro-Québec participent notamment aux travaux du *Design*  
18 *Light Consortium* et à divers autres travaux visant à faire évoluer le code du  
19 bâtiment du Québec. Le Distributeur assure aussi une présence sur le comité  
20 technique stratégique CSA402 visant le secteur industriel. Par ailleurs, le  
21 Distributeur a participé au développement de la norme canadienne CSA sur la  
22 surveillance et le mesurage de la performance énergétique des systèmes d'air  
23 comprimé (réf. C-873-16) entrée en vigueur en 2016.

24 Le Distributeur n'étant qu'un contributeur dans ce type de processus, il ne lui  
25 est pas possible de préciser d'échéancier à cet égard.

**PRÉVISION DE LA DEMANDE**

2. Références :
- (i) Pièce [B-0008](#), p. 11;
  - (ii) [État de l'énergie au Québec](#), rapport produit par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, décembre 2016, p. 31;
  - (iii) Idem, p. 33.

**Préambule :**

(i) « Au moment d'établir la prévision économique du Distributeur, la prévision disponible de la SCHL (tirée de la publication Perspectives du marché de l'habitation au Canada) tablait sur la construction de 35 000 unités de logement (-8 % par rapport à 2015) en 2016 et 2017. Compte tenu du délai de construction et d'occupation des nouveaux logements, la croissance du nombre de nouveaux abonnements résidentiels devrait ralentir au cours des prochaines années.

Globalement, la population de 15 ans et plus au Québec devrait augmenter de 465 600 individus entre 2016 et 2026, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,7 %. Il en résultera un accroissement de 321 600 nouveaux abonnements résidentiels sur la même période. À moyen et long termes, l'évolution du marché de l'habitation continuera d'être modelée par les changements démographiques. » [nous soulignons]

(ii) « Le nombre total de logements au Québec a par ailleurs connu une hausse de 34 %, alors que la population n'augmentait que de 17 %. La surface moyenne de plancher augmente non seulement parce que les logements sont plus grands, mais aussi parce que le parc de maisons unifamiliales et attenantes croît plus rapidement que celui des appartements. En plus d'être de plus petite taille, les appartements requièrent 30 % moins d'énergie par m2 par année [...]. » [nous soulignons]

(iii) « Le nombre de consommateurs d'électricité résidentiel progresse : on compte de plus en plus de compteurs électriques, qui consomment en moyenne plus d'électricité chacun. Le nombre d'abonnés résidentiels d'Hydro-Québec augmente ainsi plus rapidement que la population [...]. De 415 abonnements par 1 000 habitants en 1992, le Québec est passé à 471 abonnements en 2015. De plus, la moyenne de la consommation par abonnement tend à augmenter : si les ventes fluctuaient entre 15 000 et 16 500 kWh/an par abonnement entre 1992 et 2002, elles varient entre 16 000 et 17 500 kWh/an pour la période allant de 2002 à 2015. La variation des températures hivernales entraîne des fluctuations importantes dans la consommation d'une année à l'autre, mais une tendance à la hausse de la consommation par compteur semble clairement se dégager. » [nous soulignons]

**Demande :**

2.1 La Régie est consciente que les extraits des références (ii) et (iii) font état d'observations produites à partir de données historiques. Celles-ci suggèrent néanmoins que le nombre d'abonnements résidentiels augmenterait plus rapidement que la population, ce qui, de la compréhension de la Régie, semble être en contradiction avec les hypothèses du Distributeur (référence (i)). Veuillez élaborer à cet effet.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur tient d'abord à préciser que la croissance prévue des**  
2 **abonnements résidentiels est supérieure à celle de la population âgée de**  
3 **15 ans et plus. En effet, il est prévu que le nombre d'abonnements augmente**  
4 **de 321 600 au cours des dix prochaines années, soit une hausse de 8 % (0,8 %**  
5 **par an) par rapport à une augmentation de la population âgée de 15 ans et**  
6 **plus de 465 600, soit une hausse de 7 % sur dix ans (0,7 % par an).**

1 La croissance de la population totale n'est pas nécessairement un indicateur  
2 adéquat de la croissance des abonnements résidentiels et agricoles. Les  
3 groupes d'âges n'ont pas tous le même impact sur l'accroissement possible  
4 des abonnements. Par exemple, les variations de la population âgée de moins  
5 de 15 ans n'ont pas d'incidence sur le nombre d'abonnements.

6 En utilisant la population totale plutôt que celle âgée de 15 ans et plus, la  
7 Chaire de gestion du secteur de l'énergie amplifie l'écart entre la croissance  
8 des abonnements et celle de la population sur la période 1990 à 2012. En effet,  
9 sur cette période, le nombre de logements a cru à un rythme de 1,3 % par  
10 année alors que la croissance annuelle de la population et celle de la  
11 population âgée de 15 ans et plus ont été respectivement de 0,7 % et de 0,9 %.  
12 C'est en raison de la faible natalité au cours de cette période que la population  
13 totale (variable utilisée par Chaire de gestion du secteur de l'énergie) a  
14 augmenté moins rapidement que la population âgée de 15 ans et plus.

15 De plus, la période 1990 à 2012 est caractérisée par un marché résidentiel au  
16 Québec qui avait atteint un creux historique dans les années 1990, suivi d'une  
17 forte récupération des mises en chantier dès le début des années 2000. Le  
18 Distributeur estime donc que les constats de cette période ne peuvent se  
19 comparer à la situation prévue sur la période 2016 à 2026.

### ALÉAS DE LA DEMANDE

3. **Références :** (i) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0116](#), p. 16-17;  
(ii) Pièce [B-0006](#), p. 14.

#### Préambule :

- (i) « Réponse du Distributeur à la question 8.3 de la Régie :

« *L'impact maximal d'un réajustement à la hausse de la température de consigne par les clients résidentiels est estimé à environ 1 TWh. Cependant ce risque n'est pas associé à des conditions climatiques particulières. Le Distributeur souligne qu'à la lumière des résultats du sondage cités au préambule (i), il demeure confiant que les clients résidentiels maintiennent à la baisse les températures de consigne.* »

(ii) Tableau 3 : Aléas sur les besoins en énergie – Écart type

En TWh	2017	2018	2019	2020	2021
Aléa climatique	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5
Aléa sur la demande prévue	2,6	3,0	3,5	4,5	5,4
Aléa global	3,5	3,9	4,2	5,1	5,9

Tableau 4 : Aléas sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver – Écart type

En MW	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Aléa climatique	1 530	1 560	1 560	1 570
Aléa sur la demande prévue	720	830	940	1 070
Aléa global	1 690	1 760	1 830	1 900

**Demande :**

3.1 Veuillez préciser de quelle manière le Distributeur évalue le risque d'un réajustement à la hausse de la température de consigne des thermostats (référence (i)) dans la détermination des aléas sur les besoins en énergie et sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver (référence (ii)), sur l'horizon de 5 ans.

**Réponse :**

1 Les aléas sur les besoins en énergie et en puissance présentés à la  
2 référence ii sont basés sur un calcul d'écart type centré sur un scénario de  
3 référence. Le risque associé à une hausse de température de consigne n'est  
4 pas traité de manière spécifique dans cet exercice, d'une part, puisqu'il n'est  
5 pas symétrique et, d'autre part, en raison de la difficulté à définir un scénario  
6 probabiliste de hausse de température de consigne.

7 Toutefois, l'abaissement de la température de consigne observé influence  
8 indirectement l'aléa de la demande du présent plan d'approvisionnement  
9 puisque l'incertitude sur l'historique de la demande, qui inclut les années  
10 récentes durant lesquelles le comportement de la clientèle résidentielle a été  
11 modifié, est prise en considération dans l'établissement de cet aléa.

## APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 15;
  - (ii) Pièce [B-0009](#), p. 21-24;
  - (iii) Pièce [B-0009](#), p. 25-26;
  - (iv) Pièce [B-0009](#), p. 39;
  - (v) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0024](#), p. 17.

### Préambule :

- (i) Tableau 5 – Sommaire des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme sous contrat
- (ii) Tableau 3C-1 – Liste des contrats d’approvisionnement de long terme en vigueur
- (iii) Tableau 3C-2 – Contribution en énergie des contrats d’approvisionnement existants (TWh)
- Tableau 3C-3 – Contribution en puissance des contrats d’approvisionnement existants (MW)
- (iv) Tableau 3E-1 – Coûts des approvisionnements existants et prévus
- (v) Tableau A-1 – Volumes et coûts des approvisionnements post-patrimoniaux

### Demandes :

- 4.1 Veuillez compléter le tableau de la référence (ii) en y ajoutant une colonne comprenant les dates de fin de chacun des contrats.

### Réponse :

- 1 **Le tableau R-4.1 présente la liste des contrats d’approvisionnement de long**  
2 **terme en vigueur avec la date prévue de fin de chacun d’entre eux.**



**TABLEAU R-4.1 :**  
**LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME EN VIGUEUR**

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons	Date prévue de fin des livraisons
<b>Parcs éoliens</b>				
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Baie-des-Sables)	Baie-des-Sables / Métis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006	21 novembre 2026
Cartier Énergie Éolienne Inc. (l'Anse-à-Valleau)	Gaspé	100,5	10 novembre 2007	9 novembre 2027
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Carleton)	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008	21 novembre 2028
Northland Power Inc. (St-Ulric St-Léandre)	St-Ulric / St-Léandre	133,3	20 novembre 2009	19 novembre 2029
Northland Power Inc. (Mont-Louis)	Mont-Louis	100,5	17 septembre 2011	16 septembre 2031
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Montagne sèche)	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	25 novembre 2011	24 novembre 2031
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Gros-Morne)	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5	29 novembre 2011	28 novembre 2032
		111,0	6 novembre 2012	28 novembre 2032
Énergie éolienne le Plateau S.E.C. (Le Plateau)	MRC d'Avignon	138,6	28 mars 2012	27 mars 2032
EEN CA Saint-Robert Bellarmin S.E.C. et Enbridge projet éolien Saint-Robert Bellarmin S.E.C. (St-Robert-Bellarmin)	St-Robert-Bellarmin	80,0	11 octobre 2012	10 octobre 2032
Kruger Énergie Montérégie S.E.C. (Montérégie)	St-Rémi	101,2	12 décembre 2012	11 décembre 2032
EEN CA Massif du Sud S.E.C. et Enbridge Massif du Sud Wind Project Limited Partnership (Massif du Sud)	MRC Les-Étchemins MRC Bellechasse	150,0	18 janvier 2013	17 janvier 2033
EEN CA Lac Alfred S.E.C. et Enbridge Projet éolien LacAlfred S.E.C. (Lac-Alfred)	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0	19 janvier 2013	18 janvier 2033
		150,0	31 août 2013	18 janvier 2033
Venterre NRG Inc. (New Richmond)	MRC Bonaventure	67,8	13 mars 2013	12 mars 2033
Éoliennes de l'Érables Inc. (De L'Érable)	MRC de L'Érable	100,0	16 novembre 2013	15 novembre 2033
Parc éolien communautaire Viger-Denonville S.E.C. (Viger-Denonville)	St-Paul-de-la-Croix et St- Épiphane MRC Rivière-du-Loup	24,6	19 novembre 2013	18 novembre 2033
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 2)	MRC de la Côte-de- Beaupré	131,2	28 novembre 2013	27 novembre 2033
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Des Moulins)	MRC de l'Amiante MRC d'Avignon	156,9	7 décembre 2013	6 décembre 2033

**TABLEAU R-4.1 :  
LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME EN VIGUEUR  
(SUITE)**

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons	Date prévue de fin des livraisons
<b>Parcs éoliens</b>				
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 3)	MRC de la Côte-de- Beaupré	140,6	10 décembre 2013	9 décembre 2033
S.E.C. EEN CA La Mitis et Énergie de La Mitis Inc. (La Mitis)	TNO de Lac-à-la-Croix MRC La Mitis	24,6	17 octobre 2014	16 octobre 2034
Par éolien de la Seigneurie de Beaupré 4, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 4)	MRC de la Côte-de- Beaupré	67,9	1er décembre 2014	30 novembre 2034
Énergie éolienne communautaire Le Plateau S.E.C. (Le Plateau 2)	TNO du Ruisseau-Ferguson MRC Avignon	21,15	12 décembre 2014	11 décembre 2034
Société en commandite Fleur de lis Éoliennes Saint-Damase (St-Damase)	St-Damase MRC La Matapédia	23,5	2 décembre 2014	1er décembre 2034
Énergie éolienne Vents du Kempt S.E.C. (Vents du Kempt)	MRC La Matapédia	101,05	3 décembre 2014	2 décembre 2034
Éoliennes Témiscouata S.E.C. (Témiscouata)	Saint-Honoré-de-Témiscouata MRC Témiscouata	23,5	1er décembre 2014	30 novembre 2034
Saint-Philémon LP (Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	16 janvier 2015	15 janvier 2035
S.E.C. EEN CA Le Granit et Énergie du Granit Inc. (Le Granit)	Saint-Robert-Bellarmin MRC Le Granit	24,6	14 novembre 2014	13 novembre 2034
EEN CA Rivière-du-Moulin S.E.C. et Éolien DIM S.E.C. (Rivière du Moulin)	MRC Fjord-du-Saguenay MRC Charlevoix	150,0 200,0	27 novembre 2014 14 novembre 2015	26 novembre 2034 26 novembre 2034
Boralex inc. (Parc Témiscouata II (anc. St-Valentin))	Saint-Honoré-de-Témiscouata et de Saint-Elzéar-de-Témiscouata MRC de Témiscouata	51,7	11 novembre 2015	10 novembre 2035
EEN CA Mont-Rothery S.E.C. (Mont-Rothery)	MRC Charlevoix-Est	74,0	1er décembre 2015	30 novembre 2035
Énergies Durables Kahnawá:ke Inc. (St-Cyprien)	St-Cyprien-de-Napierville MRC Jardins de Napierville	18,8	(1er janvier 2018)	(31 décembre 2037)
Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C. (Côte-de-Beaupré)	TNO de Lac-Jacques-Cartier MRC La Côte-de-Beaupré	23,5	19 novembre 2015	18 novembre 2035
Éoliennes Belle-Rivière S.E.C. (Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(1er octobre 2017)	(30 septembre 2037)
Éoliennes Frampton S.E.C. (Frampton)	Frampton MRC Nouvelle Beauce	24,0	15 décembre 2015	14 décembre 2035
Parc éolien Pierre-De Saurel S.E.C. (Pierre-de-Saurel)	Yamaska, St-Robert et St-Aimé MRC Pierre-de-Saurel	24,6	(1er décembre 2016)	(30 novembre 2036)
Parc éolien Projet Mesgi'g Ugiu's'n (MU) S.E.C. (Mesgi'g Ugiu's'n)	TNO de Rivière Nouvelle MRC d'Avignon	149,7	(1er décembre 2016)	(30 novembre 2036)
Énergie Éolienne Roncevaux S.E.C. (Roncevaux)	MRC d'Avignon	74,8	(1er décembre 2016)	(30 novembre 2041)
Parc éolien Nicolas-Riou S.E.C. (Nicolas-Riou)	MRC des Basques MRC Rimouski-Neigette	224,4	(1er décembre 2017)	(30 novembre 2042)
Parc éolien Mont Sainte-Marguerite S.E.C. (Mont Sainte-Marguerite)	MRC de Lotbinière MRC Robert-Cliche MRC des Appalaches	147,2	(1er décembre 2017)	(30 novembre 2042)

**TABLEAU R-4.1 :  
LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME EN VIGUEUR  
(SUITE)**

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons	Date prévue de fin des livraisons
<b>Centrales de cogénération</b>				
TransCanada Energy Ltd. (Centrale de production d'électricité de Bécancour)	Bécancour	507 + 40 en pointe	17 septembre 2006	16 septembre 2026
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville)	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1er juillet 2007	30 juin 2027
Tembec (Abitibi-Témiscamingue)	Témiscaming	8,1	15 décembre 2008	14 décembre 2023
FibreK S.E.N.C. (Renouvellement SF 2012)	St-Félicien	33,2	5 mai 2012	4 mai 2037
Terreau Biogaz Inc. (Haute-Yamaska – Roland Thibault)	Sainte-Cécile-de-Milton	1 1 1	29 juin 2012 20 juin 2013 (1er décembre 2028)	28 juin 2036 28 juin 2036 (28 juin 2036)
EBI Énergie Inc (Saint-Thomas)	Saint-Thomas	9,4	4 juillet 2012	3 juillet 2037
WM Québec Inc. (Saint-Nicéphore)	Saint-Nicéphore	7,6	2 octobre 2012	1er octobre 2032
FibreK S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	St-Félicien	9,5	16 novembre 2012	15 novembre 2027
PF Résolu Canada Inc. (Dolbeau-Mistassini)	Maria Chapdelaine	26,5	22 décembre 2012	21 décembre 2027
PF Résolu Canada Inc. (Gatineau)	Gatineau	15,0	15 juin 2013	14 juin 2028
Fortress Bioenergy Ltd (Thurso)	Thurso	18,8	2 octobre 2013	1er octobre 2028
Domtar Inc. (Windsor)	Windsor MRC Val Saint-François	30,0	10 novembre 2013	9 novembre 2028
Tembec Énergie S.E.C. (Témiscaming #2)	Témiscaming	50,0	29 janvier 2015	28 janvier 2040
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville #2)	Val Saint-François	3,75	3 novembre 2014	2 novembre 2029
Fortress Bioenergy Ltd (Thurso 2014)	Thurso	5,2	1er avril 2015	31 mars 2040
9139-3991 Québec Inc. (Valleyfield)	Salaberry-de-Valleyfield (Québec)	9,75	(31 mars 2018)	(30 mars 2043)
Biomont Énergie Inc. (Cogénération Biomont)	Montréal	4,8	(1er juillet 2017)	(30 juin 2042)
Énergie LSQ S.E.C (Énergie Quévillon 2014)	Lebel-sur-Quévillon	45,0	(1er avril 2018)	(31 mars 2043)
Bioénergie Sacré-Cœur S.E.C. (Boisaco)	Sacré-Cœur MRC de la Haute Côte-Nord	9,9	(15 mars 2018)	(14 mars 2043)
Finaxo Canada Inc. (Cogénération Bedford)	Bedford MRC Brome-Missisquoi	9,5	(30 juin 2018)	(29 juin 2043)
Domtar Inc. (Windsor)	Windsor MRC Val Saint-François	17,0	(1 novembre 2017)	(31 octobre 2037)
Chantiers Chibougamau (Assinica)	Nord-du-Québec	4,5	(19 mars 2019)	(18 mars 2044)
Cogénération Val D'Or S.E.C. (Val D'Or)	MRC La Vallée de l'Or	9,9	(30 juillet 2018)	(29 juillet 2043)

**TABLEAU R-4.1 :  
LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME EN VIGUEUR  
(SUITE)**

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons	Date prévue de fin des livraisons
<b>Centrales hydrauliques</b>				
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	350,0	1er mars 2007	28 février 2027
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	250,0	1er mars 2007	28 février 2027
Hydro-Québec Production (HQP-1)		100,0	(1er décembre 2018)	(30 novembre 2038)
Hydro-Québec Production (HQP-2)		200,0	(1er décembre 2018)	(30 novembre 2038)
Hydro-Québec Production (HQP-3)		200,0	(1er décembre 2018)	(30 novembre 2038)
Société d'énergie de la Rivière Franquelin Inc. (Chutes à Thompson)	Franquelin	9,9	22 décembre 2010	21 décembre 2030
Ville de Saguenay (Chute-Garneau)	Saguenay	5,3	9 mars 2011	8 mars 2031
Ville de Saguenay (Pont-Arnaud)	Saguenay	8,0	22 mars 2011	21 mars 2031
Société d'Énergie Rivière Sheldrake Inc. (Courbe du Sault, rivière Sheldrake)	Rivière-au-Tonnerre MRC de Minganie	25,0	11 janvier 2013	10 janvier 2033
Énergie hydroélectrique ouïatchouan S.E.C. (Val-Jalbert)	Chambord MRC Domaine-du-Roy	16,0	6 février 2015	5 février 2035
Énergie hydroélectrique pessamit, S.E.C. (Chutes du six milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	13,2	(1er décembre 2018)	(30 novembre 2038)
Énergie hydroélectrique pessamit, S.E.C. (Chutes du quatre milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	5,5	(1er décembre 2018)	(30 novembre 2038)
Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. (Hydro Canyon St-Joachim)	St-Joachim MRC La Côte-de-Beaupré	23,2	(1er décembre 2016)	(30 novembre 2036)
Énergie hydroélectrique Mistassini S.E.C. (11e Chute - Riv Mistassini)	Mistassini	16,0	(1er avril 2018)	(31 mars 2038)

4.2 Considérant les tableaux de la référence (iii), veuillez ventiler le tableau de la référence (iv) afin de présenter séparément les données (quantités, prix et coûts) en énergie et en puissance.

Réponse :

1           Le tableau R-4.2 présente une ventilation des volumes, des prix et des coûts  
2           des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux par appels  
3           d'offres.

4           Hormis les contrats avec le Producteur et certains contrats de biomasse, les  
5           contrats postpatrimoniaux ont un prix payé pour l'électricité (exprimé en  
6           \$/MWh) qui inclut les composantes énergie et puissance. Le Distributeur ne  
7           peut donc présenter l'information détaillée en énergie et en puissance pour  
8           les appels d'offres concernés. De plus, le Distributeur indique  
9           respectueusement qu'il n'est pas en mesure de présenter les informations  
10          détaillées pour chacun des contrats des différents appels d'offres au prix  
11          d'efforts raisonnables.

12          Par ailleurs, afin de respecter l'obligation de confidentialité à laquelle le  
13          Distributeur est tenu en vertu de certains contrats, des informations de ce  
14          tableau sont déposées sous pli confidentiel.

**TABLEAU R-4.2 :**  
**COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Approvisionnement totaux</b>										
Quantité (TWh)	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0
Prix (\$/MWh)	33,66	34,90	35,89	36,63	37,36	38,03	38,77	39,59	40,52	41,25
Coûts (M\$)	6 095,3	6 378,3	6 598,0	6 793,6	6 893,3	7 055,7	7 230,6	7 444,5	7 624,0	7 796,1
<b>Approvisionnements patrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	165,7	165,6	166,3	167,6	166,7	167,5	168,1	169,3	169,2	169,8
Prix (\$/MWh)	27,03	27,51	28,06	28,62	29,19	29,78	30,37	30,98	31,60	32,23
Coûts (M\$)	4 480,2	4 555,3	4 665,6	4 796,1	4 865,5	4 986,0	5 105,5	5 244,3	5 347,4	5 472,5
<b>Approvisionnements postpatrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	15,4	17,2	17,6	17,9	17,8	18,1	18,4	18,8	18,9	19,2
Prix (\$/MWh)	105,20	106,16	109,99	111,68	113,75	114,59	115,68	117,21	120,18	121,10
Coûts (M\$)	1 615,1	1 823,0	1 932,4	1 997,6	2 027,8	2 069,7	2 125,1	2 200,3	2 276,7	2 323,6
<b>Approvisionnements de long terme en énergie</b>										
Quantité (TWh)	15,3	17,2	17,6	17,9	17,8	18,0	18,3	18,7	18,8	18,9
Prix (\$/MWh)	103,18	104,12	108,12	109,37	111,14	111,83	112,70	113,51	114,87	113,78
Coûts (M\$)	1 583,1	1 786,5	1 898,9	1 953,6	1 978,4	2 015,8	2 065,4	2 120,6	2 160,2	2 154,1
<b>A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie</b>										
Quantité (TWh)	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,4	3,6	4,0	4,1	4,3
Prix (\$/MWh)										
Coûts (M\$)										
<b>Bécancour</b>										
Quantité (TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Prix (\$/MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coûts (M\$)										
<b>HQP Base - 350 MW</b>										
Puissance (MW)	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Prix (\$-kW-an)										
Coût puissance (M \$)										
Quantité (TWh)	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Prix (\$/MWh)										
Coût énergie (M \$)										
<b>HQP Cyclable - 250 MW</b>										
Puissance (MW)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Prix (\$-kW-an)										
Coût puissance (M \$)										
Quantité (TWh)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Prix (\$/MWh)										
Coût énergie (M \$)										
<b>Rappels</b>										
Puissance (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50	138	225	275	300
Prix (\$-kW-hiver)										
Coût puissance (M \$)										
Quantité (TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	0,8	0,9
Prix (\$/MWh)										
Coût énergie (M \$)										
<b>A/O 2004-02 - Cogénération</b>										
Puissance (MW)	8	8	8	8	8	8	8	-	-	-
Prix (\$-kW-an)	97,84	99,66	101,63	103,68	105,73	107,85	104,85	-	-	-
Coût puissance (M \$)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	-	-	-
Quantité (TWh)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-
Prix (\$/MWh)	86,41	88,01	89,67	91,52	93,42	95,44	97,53	-	-	-
Coûts (M\$)	5,7	5,9	6,0	6,1	6,2	6,3	6,2	-	-	-
<b>A/O 2003-01 - Biomasse I</b>										
Puissance (MW)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Prix (\$-kW-an)										
Coût puissance (M \$)										
Quantité (TWh)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Prix (\$/MWh)										
Coûts (M\$)										

**TABLEAU R-4.2 :**  
**COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS**  
**(SUITE)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>A/O 2009-01 - Biomasse II</b>										
Quantité (TWh)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Prix (\$/MWh)	119,27	122,18	125,03	128,37	131,50	134,65	137,78	140,97	144,20	147,50
Coûts (M\$)	44,9	46,1	47,2	48,7	49,8	51,1	52,4	53,8	54,9	56,1
<b>PAE 2011-01 - Biomasse III</b>										
Quantité (TWh)	1,1	1,7	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Prix (\$/MWh)	110,91	114,30	117,07	119,44	121,79	124,24	126,68	129,22	131,83	134,45
Coûts (M\$)	121,9	193,3	224,8	235,6	239,6	244,4	249,2	254,9	259,3	264,5
<b>A/O 2003-02 - Éolien I <sup>(1)</sup></b>										
Quantité (TWh)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Prix (\$/MWh)										
Coûts (M\$)										
<b>A/O 2005-03 - Éolien II</b>										
Quantité (TWh)	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Prix (\$/MWh)	99,91	100,75	101,64	102,57	103,51	104,49	105,49	106,52	107,60	108,69
Coûts (M\$)	615,8	620,9	626,4	634,1	637,9	644,0	650,1	658,6	663,1	669,9
<b>A/O 2009-02 - Éolien III</b>										
Quantité (TWh)	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Prix (\$/MWh)	131,52	132,49	133,83	135,22	136,61	138,05	139,50	140,99	142,54	144,08
Coûts (M\$)	98,7	114,0	115,2	116,8	117,6	118,8	120,1	121,7	122,7	124,0
<b>A/O 2013-01 - Éolien IV</b>										
Quantité (TWh)	0,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Prix (\$/MWh)	94,57	83,59	84,08	84,60	85,12	85,65	86,19	86,74	87,32	87,89
Coûts (M\$)	75,4	152,6	153,5	154,9	155,4	156,4	157,3	158,8	159,4	160,4
<b>PAE 2009-01 - Petite hydraulique</b>										
Quantité (TWh)	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Prix (\$/MWh)	87,54	88,95	89,83	91,28	93,56	95,90	98,30	100,75	103,27	105,85
Coûts (M\$)	31,5	39,0	51,8	61,5	62,9	64,4	66,0	67,9	69,4	71,1
<b>Entente d'intégration éolienne</b>										
Quantité garantie (TWh)	10,2	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
Prix (\$/MWh)	6,28	6,40	6,52	6,66	6,79	6,92	7,06	7,20	7,35	7,49
Coûts (M\$)	64,3	72,7	74,2	75,9	77,2	78,7	80,3	82,2	83,6	85,0
<b>A/O 2015-01 - Contrats LT 500 MW avec HQP</b>										
Puissance (MW)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Prix (\$-kW-an)	112,52	112,71	114,96	117,26	119,61	122,00	124,44	126,93	129,47	129,47
Coût puissance (M \$)	4,7	56,4	57,5	58,6	59,8	61,0	62,2	63,5	64,7	64,7
Energie (TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Prix (\$/MWh)	0,00	59,24	60,43	61,63	62,87	64,12	65,41	66,71	68,05	68,05
Coût énergie (M \$)	0,0	0,8	2,8	2,5	4,2	6,0	10,2	10,5	11,9	11,9
<b>· Approvisionnements de court terme en énergie</b>										
Quantité (TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3
Prix (\$/MWh)	73,93	49,49	50,46	52,21	54,46	57,04	59,74	62,50	65,18	67,82
Coûts (M\$)	0,7	0,7	0,3	1,2	1,4	2,1	2,7	5,6	8,9	17,4
<b>· Approvisionnements en puissance</b>										
Coûts (M\$)	31,2	35,8	33,2	42,7	48,0	51,8	57,0	74,1	107,5	152,2

<sup>(1)</sup> Incluant 75 % de la subvention du programme ÉcoÉnergie.de 10 \$/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011.

4.3 Considérant les tableaux des références (iii) et (v), veuillez ventiler le tableau de la référence (iv) en ajoutant les données (quantités, prix et coûts) en énergie et en puissance pour chacun des contrats d'approvisionnement existants.

Réponse :

1

Voir la réponse à la question 4.2.

## FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 24-25;
  - (ii) Dossier R-3648-2007, pièce [B-18](#), p. 9-10;
  - (iii) Dossier, R-3864-2013, pièce [B-0021](#), p. 42-43.

### Préambule :

(i) « Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, ainsi que des caractéristiques des ressources déployées par le Distributeur.

Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Le tableau 9 présente l'évolution des taux de réserve depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2014-2023.

**TABLEAU 9 :**  
**ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR**  
**RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

	Année			
	courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2014-2023	9,5%	9,8%	10,4%	10,9%
État d'avancement 2014	9,5%	9,9%	10,6%	11,1%
État d'avancement 2015	9,4%	9,5%	10,0%	10,4%
Plan d'approvisionnement 2017-2026	9,5%	9,9%	10,1%	10,4%

La méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle utilisée lors du précédent plan d'approvisionnement. Les taux de réserve requise demeurent comparables aux taux de réserve requise de l'état d'avancement 2015. Toutefois, l'écart observé à l'horizon d'un an s'explique par une hausse de l'aléa global sur les besoins et une augmentation du niveau de l'option d'électricité interruptible à partir de cet horizon (+150 MW) ».

(ii) « L'évaluation de la réserve requise du Distributeur est réalisée avec le modèle « MARS » de General Electric. Plusieurs membres du NPCC utilisent ce modèle pour leur démonstration de fiabilité. Les analyses du NPCC sont également réalisées avec ce modèle.

Dans ce modèle, l'aléa global de la demande est représenté par des facteurs multiplicatifs ayant chacun une probabilité d'occurrence différente. Des déviations, par rapport au scénario moyen de la demande, allant jusqu'à deux écarts types, sont considérées.

Le modèle « MARS » génère de manière aléatoire la disponibilité de chaque groupe de chaque centrale électrique à l'aide de la probabilité de panne associée à chaque centrale, selon un historique des dernières années.



La fiabilité en puissance prend en compte l'indisponibilité des ressources et l'aléa global de la demande. Le modèle effectue un grand nombre de simulations.

L'espérance de délestage pour l'ensemble des simulations effectuées ne doit pas dépasser le critère (0,1 jour par année de délestage) ».

(iii) « Dans le cadre du Plan, le Distributeur a présenté une réévaluation de la réserve requise de l'électricité patrimoniale en révisant l'ensemble des paramètres pouvant affecter l'estimation du niveau de réserve requise.

Ainsi, le Distributeur a actualisé le parc de production du Producteur en tenant compte de tous les retraits et ajouts effectués depuis la revue triennale de 2005. De plus, le Distributeur a eu recours aux taux de panne utilisés dans la revue triennale de 2011 du NPCC. Ces taux de panne sont basés sur un historique de cinq ans allant de 2006 à 2010. L'aléa global de la demande est maintenu à 4,5 % tel que stipulé dans l'entente mentionnée ci-dessus. Enfin, le Distributeur a utilisé, pour cette réévaluation, le modèle de fiabilité MARS GE ».

**Demandes :**

5.1 Veuillez indiquer si le Distributeur utilise encore le modèle MARS pour établir le niveau de réserve requise en puissance. Dans la négative, veuillez préciser quel modèle est désormais utilisé.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur confirme qu'il utilise toujours le modèle MARS dans ses**  
2 **évaluations de fiabilité.**

5.2 Veuillez ventiler les résultats (%) du tableau de la référence (i) selon les impacts respectifs de la prévision des besoins à satisfaire, des aléas de la demande et de l'indisponibilité des ressources.

**Réponse :**

3 **Le tableau R-5.2 présente l'impact des aléas de la demande et de**  
4 **l'indisponibilité des ressources sur le taux de réserve.**

**TABLEAU R-5.2 :**  
**IMPACT DE L'ALÉA DE LA DEMANDE ET DE L'INDISPONIBILITÉ DES RESSOURCES**  
**SUR LE TAUX DE RÉSERVE**

	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Indisponibilité des ressources	30,2%	29,8%	30,0%	29,2%
Aléa de la demande	69,8%	70,2%	70,0%	70,8%

5.3 Au tableau de la référence (i), veuillez préciser à quelles années le Distributeur fait référence.

**Réponse :**

1 **Pour le présent Plan, l'année courante désigne l'hiver 2016-2017 et les autres**  
2 **colonnes les hivers 2017-2018 à 2019-2020, respectivement.**

5.4 Pour calculer le taux de réserve de l'année courante, veuillez préciser si le niveau des besoins à satisfaire intégré au modèle est basé sur les données de l'année historique, de l'année de base ou de l'année témoin.

**Réponse :**

3 **Le taux de réserve de l'année courante est basé sur la prévision des besoins à**  
4 **satisfaire de la pointe 2016-2017.**  
5 **Voir également la réponse à la question 4.2 de la demande de renseignements**  
6 **de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-3, document 2.**

5.5 Veuillez préciser si le même niveau de besoins à satisfaire est utilisé dans le modèle pour chacune des années ou s'il est ajusté d'une année à l'autre.

**Réponse :**

7 **Le Distributeur utilise la prévision des besoins à satisfaire pour chacune des**  
8 **années du Plan.**

6. **Références :** (i) Pièce [B-0006](#), p. 27;  
(ii) Pièce [B-0006](#), p. 19.

**Préambule :**

(i) « Le réseau de transport est conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus par le scénario de demande de référence en y ajoutant 4 000 MW. L'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère ».

(ii) Tableau 7 – Bilan en puissance

**Demandes :**

6.1 Veuillez préciser si le scénario de demande de référence correspond à la prévision des besoins à la pointe incluant la réserve en puissance.

**Réponse :**

1           **La prévision des besoins à la pointe du scénario de référence n'inclut pas la**  
2           **réserve en puissance.**

6.2    Advenant une réponse positive à la question précédente, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le réseau de transport doit être conçu pour acheminer, à l'horizon 2025-2026, plus de 8 000 MW<sup>1</sup> supplémentaires à la quantité de puissance prévue au scénario de référence.

**Réponse :**

3           **Voir la réponse à la question 6.1.**

4           **Il est erroné d'affirmer que le réseau de transport est conçu pour acheminer**  
5           **plus de 8 000 MW supplémentaires à la quantité de puissance prévue au**  
6           **scénario de référence. À ce sujet, voir notamment, au dossier R-3981-2016, les**  
7           **pages 2 et 3 de la pièce HQT-15, document 2.2 (B-0103), de même que les**  
8           **pages 235 à 241 des notes sténographiques de l'audience du 18 novembre**  
9           **2016 (pièce A-0027).**

7.    **Références :** (i)    Pièce [B-0007](#), p. 15;  
                         (ii)    Suivi D-2015-013, [lettre de dépôt des annexes A à F](#), datée du 12 décembre 2016.

**Préambule :**

(i)    « *Joindre au plan d'approvisionnement, dès que disponible, la démonstration du respect des critères de fiabilité en énergie et puissance réalisée en novembre de l'année où le plan est déposé* ».

(ii)   « *Dans le cadre du suivi administratif concernant les critères de fiabilité établis par la Régie, notamment à la décision D-2015-013, veuillez trouver ci-joint :*

*Annexe A : Respect du critère de fiabilité en énergie d'un écart type pour le Distributeur.*

*Annexe B : Respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur.*

*Annexe C : Respect du critère de fiabilité en puissance – Bilan du Producteur (**confidentiel**).*

*Annexe D : Respect du critère de fiabilité en puissance – Bilan du Distributeur.*

*Annexe E : Conciliation des bilans en puissance (**confidentiel**).*

*Annexe F : Lettre d'attestation de la fiabilité du PDG ».*

---

<sup>1</sup> 4 000 MW du critère de conception du réseau de transport et 4 177 MW de la réserve en puissance.

**Demande :**

7.1 Veuillez déposer les documents cités à la référence (ii) au présent dossier.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur dépose à l'annexe A les documents demandés. Il souligne que**  
2            **la confidentialité est levée sur les annexes C et E.**

**ANNEXE A :**

**RAPPORTS DÉPOSÉS DANS LE CADRE DU SUIVI ADMINISTRATIF  
CONCERNANT LES CRITÈRES DE FIABILITÉ**

**(QUESTION 7.1)**



# ANNEXE A

RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE  
D'UN ÉCART TYPE POUR LE DISTRIBUTEUR

## ANNEXE A

### RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE D'UN ÉCART-TYPE

#### APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS (TWh) (Scénario à + 1 écart-type du scénario moyen)

	Année 2017
<b>Besoins visés par le Plan</b>	<b>181,1</b>
+ Impact de l'aléa global sur les besoins (1 écart-type)	3,5
<b>Besoins d'un scénario de demande plus élevée</b>	<b>184,6</b>
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant les pertes)	178,9
<b>= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale</b>	<b>5,7</b>
<b>Moins : Approvisionnements existants</b>	<b>15,4</b>
- Hydro-Québec - Base	3,1
- Hydro-Québec - Cyclable	0,0
- Contrats de biomasse	1,7
- Contrats d'éolien	10,2
- Contrats de petites hydrauliques	0,4
- Achats d'énergie en hiver	0,0
<b>= Dépendance envers les marchés de court terme</b> (Note 1)	<b>(9,6)</b>

Source : Plan d'approvisionnement 2017-2026

Note (1) : Une donnée négative correspond à un surplus. Pour combler des besoins supplémentaires, le Distributeur dispose d'une marge de manoeuvre suffisante (conventions d'énergie différée, contrat cyclable et contribution des marchés de court terme).



# ANNEXE B

RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ  
EN ÉNERGIE DU PRODUCTEUR

## Hydro-Québec Production – État des réserves et de la fiabilité énergétique

### Critère de gestion – 2 ans à 2% de probabilité (-64 TWh) – Cycle des années 2017-18

A- Stock énergétique au 1<sup>er</sup> janvier 2017 (prévu) : 138,2 TWh

B- Stock énergétique prévu au 1<sup>er</sup> mai 2019 à hydraulicité normale de 2017 à 2018 : 96,1 TWh

C- Application du critère de gestion :

- cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité de janvier 17 à décembre 18 : -64,0 TWh
- moyens requis : 64 TWh

D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 64 TWh avant le 1<sup>er</sup> mai 2019

	<u>2017 (&gt;1<sup>er</sup> mai) – 2018 – 2019 (&lt;1<sup>er</sup> mai)</u> (TWh)
→ Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)	86,1
→ Production disponible non engagée (marge de manœuvre)	64,5 (22 +32 +11)
→ Importations (en sus de HQD, le cas échéant)	non requises
→ Total – moyens identifiés (note 1)	150,6 TWh

**Note 1** : Les moyens identifiés (150,6 TWh) excèdent les besoins spécifiques du scénario faible hydraulicité à 2% de probabilité sur 2 années consécutives (-64 TWh).

Novembre 2016

## Hydro-Québec Production – État des réserves et de la fiabilité énergétique

### Critère de gestion – 4 ans à 2% de probabilité (-98 TWh) – Cycle des années 2017-20

A- Stock énergétique au 1 <sup>er</sup> janvier 2017 (prévu) :	138,2 TWh
B- Stock énergétique prévu au 1 <sup>er</sup> mai 2021 à hydraullicité normale de 2017 à 2020 :	99,9 TWh
C- Application du critère de gestion :	
➤ cycle de faible hydraullicité à 2% de probabilité de janvier 17 à décembre 20 :	-98,0 TWh
➤ moyens requis : 98 TWh	

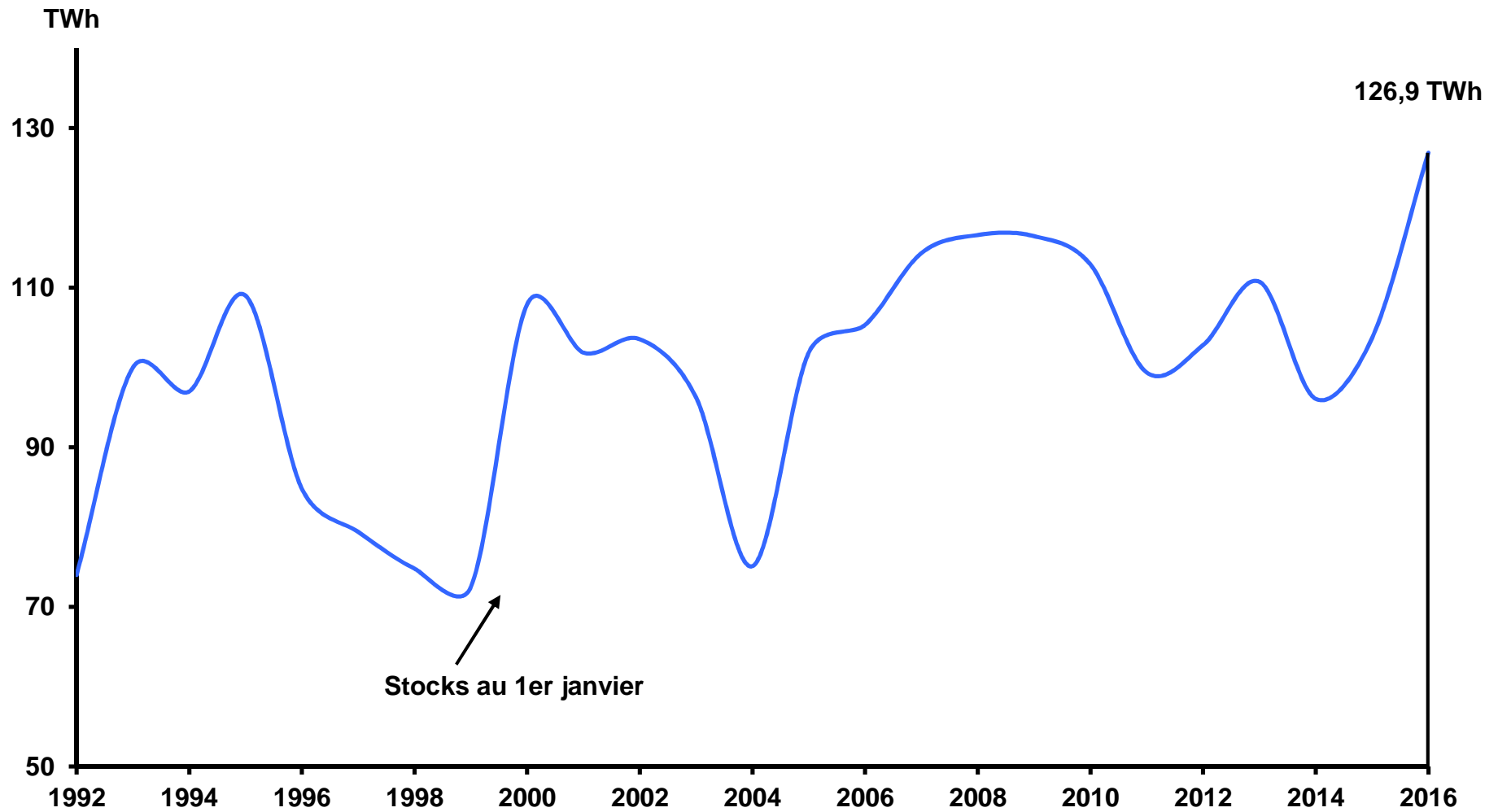
D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 98 TWh avant le 1<sup>er</sup> mai 2021

	<u>2017 (&gt;1<sup>er</sup> mai) – 2021 (&lt;1<sup>er</sup> mai)</u> <u>(TWh)</u>
→ Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)	89,9
→ Production disponible non engagée (marge de manœuvre)	128,3 (22 +32 +32 +32 +11)
→ Importations (en sus de HQD, le cas échéant)	non requises
→ Total – moyens identifiés (note 1)	218,2 TWh

**Note 1** : Les moyens identifiés (218,5 TWh) excèdent les besoins spécifiques du scénario faible hydraullicité à 2% de probabilité sur 4 années consécutives (-98 TWh).

Novembre 2016

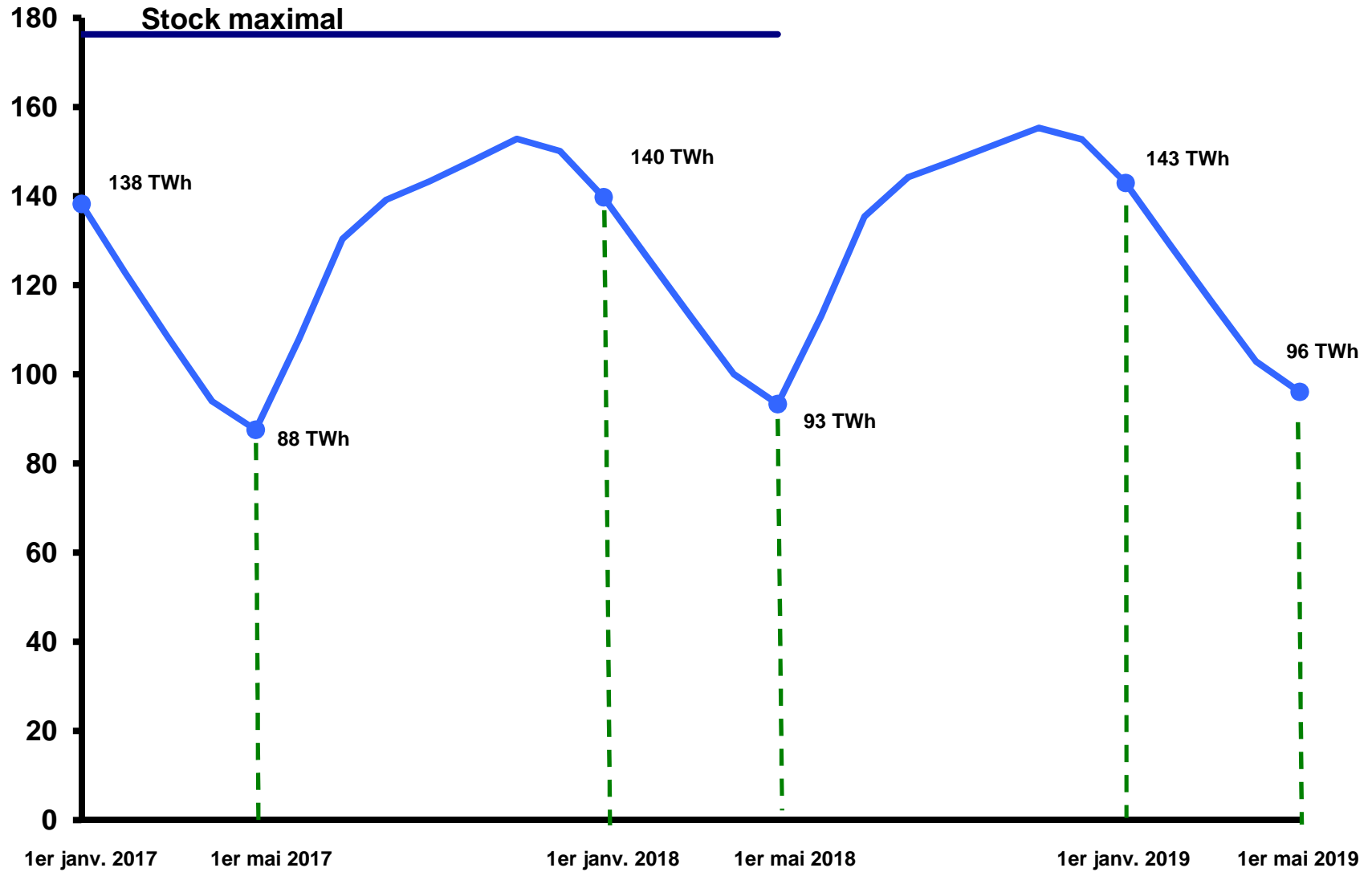
# Stocks énergétiques Historique 1992 - 2016



# ÉVOLUTION DU STOCK ÉNERGÉTIQUE

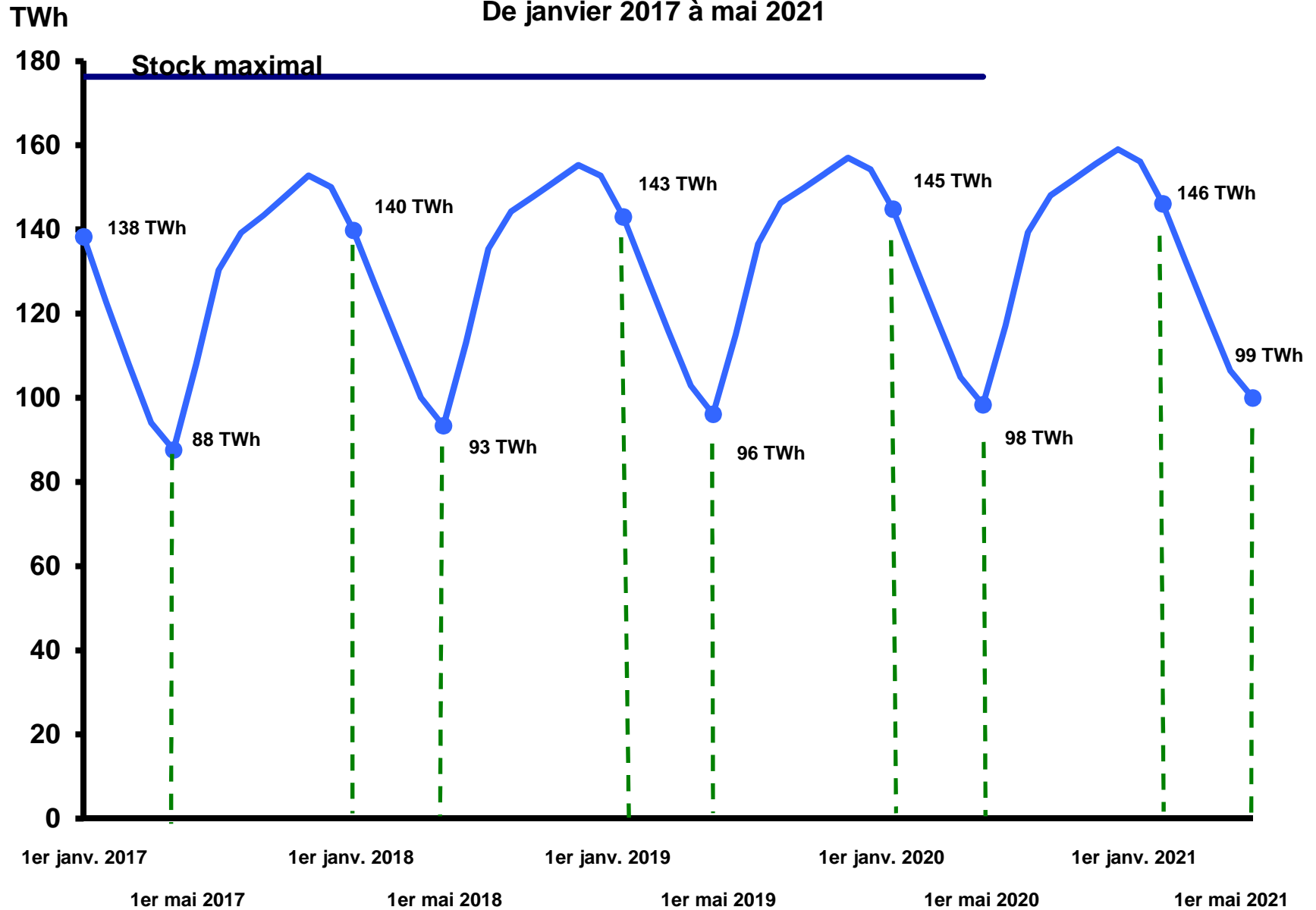
De janvier 2017 à mai 2019

TWh



# ÉVOLUTION DU STOCK ÉNERGÉTIQUE

De janvier 2017 à mai 2021



**ANNEXE C**  
**Démonstration de la fiabilité en puissance de HQP**  
**Hiver 2016-2017, en MW**

**CONFIDENTIEL**

	2016-2017
Électricité patrimoniale	34 342
Consommation des centrales	56
Autres engagements	2 415
<b>Total</b>	<b>36 813</b>
<hr/>	
Offre disponible à la pointe	39 729
Puissance interruptible	358
Achats de puissance court terme	700
<b>Total</b>	<b>40 787</b>
<hr/>	
Réserve disponible	3 974
Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité de 0,1 jour/an	3 285





# ANNEXE D

RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE  
BILAN DU DISTRIBUTEUR

**ANNEXE D**  
**Respect du critère de fiabilité en puissance**  
**Bilan du Distributeur pour l'année 2016-2017**  
**en MW**

	<b>2016-2017</b>
<b>Besoins à la pointe visés par le plan</b> (Note 1)	<b>37 727</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 596
<i>Taux de réserve requise</i>	<i>9,5%</i>
- Électricité patrimoniale - incluant réserve	37 442
<b>= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale</b>	<b>3 881</b>
<hr/>	
- Approvisionnements non patrimoniaux	<b>3 932</b>
▪ HQ Production - Base et cyclable	600
▪ Contrats de biomasse	235
▪ Contrats d'éolien	1 319
▪ Contrats de petites hydrauliques	87
▪ Électricité interruptible	996
▪ Nouvelles interventions en GDP	145
▪ Abaissement de tension	250
▪ Contrats de puissance de court terme	300
<hr/>	
<b>= Achats de puissance requis sur les marchés de court terme</b>	<b>0</b>

Note (1) : Prévission des besoins de novembre 2016.

## Conciliation des données en MW pour la pointe 2016-2017

OFFRE	HQD (1)	NERC (2)	NPCC (3)	HQP (4)
<b>Ressources d'Hydro-Québec Production</b>		(Notes A & B)	(Note B)	
- Ressources disponibles existantes	-	40 063	40 006	39 729
- Puissance interruptible	-	748	748	358
- Nouvelles ressources planifiées à la prochaine pointe	-	0	0	-
- Achats de court terme	-	700	700	700
- Engagements Hors-Québec	-	-1 026	-	-
<b>Ressources d'Hydro-Québec Distribution</b>				
- Électricité patrimoniale	37 442	-	-	-
- Contrats de long terme avec HQP	600	-	-	-
- Contrats de biomasse	235	235	235	-
- Contrats d'éolien	1 319	989	989	-
- Contrats de petites hydrauliques	87	87	87	-
- Électricité interruptible (option)	996	930	850	-
- Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	145	90	130	-
- Abaissement de tension	250	250	250	-
- Contrats de puissance de court terme	300	1 100	1 100	-
<b>A ) Total Offre - incluant nouvelles ressources planifiées</b>	<b>41 374</b>	<b>44 167</b>	<b>45 095</b>	<b>40 787</b>
DEMANDE	HQD (1)	NERC (2)	NPCC (3)	HQP (4)
<b>Engagements d'Hydro-Québec Production</b>				
- Engagement relié à l'électricité patrimoniale	-	-	-	34 342
- Autres engagements envers HQD	-	-	-	1 139
- Engagements envers des tiers	-	-	-	1 275
- Consommation des centrales	-	-	-	56
<b>Besoins du Distributeur</b>				
- Besoins réguliers du Distributeur - réseau intégré	37 727	s/o	s/o	-
- Besoins québécois	-	37 870	38 856	-
<b>B ) Total Demande</b>	<b>37 727</b>	<b>37 870</b>	<b>38 856</b>	<b>36 812</b>
<b>C ) Réserve disponible ( A - B )</b>	<b>3 647</b>	<b>6 297</b>	<b>6 239</b>	<b>3 975</b>

**Notes :**

(A): Dans les bilans déposés à la NERC, les engagements d'HQP sur les marchés hors-Québec s'inscrivent en réduction des ressources disponibles. Les moyens de gestion de la demande sont maintenant inscrits en réduction de la demande totale.

(B): Dans les documents de la NERC et du NPCC, les bilans représentent l'équilibre offre-demande pour l'ensemble de la zone de réglage du Québec. Les ressources d'HQD et celles d'HQP sont donc agrégées.

**Sources :**

(1): Suivi administratif des critères de fiabilité, novembre 2016, Annexe D, Bilan de HQD pour la pointe 2016-2017.

(2): 2016-2017 Winter Assessment, NERC, novembre 2016. Ce document est basé sur les données disponibles à l'été 2016.

(3): 2016 Quebec Area Interim Review of Resource Adequacy - NPCC, approuvée par le RCC le 06 décembre 2016. Basé sur les données disponibles à l'automne 2016.

(4): Suivi administratif des critères de fiabilité, novembre 2016, Annexe C, Bilan de HQP pour la pointe 2016-2017.



# ANNEXE F

LETTRE D'ATTESTATION DE LA FIABILITÉ DU PDG

Le 7 décembre 2016

Madame Diane Jean  
Présidente  
Régie de l'énergie  
800, place Victoria, bureau 255  
Montréal, Québec  
H4Z 1A2

Éric Martel  
Président-directeur général

75, boulevard René-Lévesque Ouest  
20<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H2Z 1A4

**Objet : Suivi de la décision D-2015-013  
Attestation de fiabilité énergétique du parc de production**

Madame la Présidente,

Dans sa décision D-2015-013 du 26 février 2015 relative au Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec Distribution, la Régie de l'énergie a accepté le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par Hydro-Québec Production, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives. La Régie a demandé à Hydro-Québec Distribution de vérifier le respect de ce critère auprès de son fournisseur, de déposer et de rendre publique, en mai, août et novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité est respecté.

Ayant eu une présentation de la situation des stocks énergétiques, je suis satisfait quant au respect du critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par Hydro-Québec Production et au fait que cette dernière dispose du stock énergétique pour livrer en toute fiabilité à Hydro-Québec Distribution le volume d'électricité engagé pour 2017 et 2018.

Les critères de fiabilité en énergie applicables au volume d'électricité concerné sont respectés, sans l'utilisation d'importations.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de mes sentiments distingués.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'EM', written over a faint circular stamp or watermark.

Éric Martel