

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

RÉSEAU INTÉGRÉ

ANNEXES – APPROVISIONNEMENTS

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 3A : APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS – DONNÉES HISTORIQUES	5
ANNEXE 3B : ENTENTE CONCERNANT LES SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE	9
ANNEXE 3C : CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS EXISTANTS ET EN COURS D'ACQUISITION	19
ANNEXE 3D : PROFILS ET CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS ET DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS	27
ANNEXE 3E : COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS.....	37
ANNEXE 3F : SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS POUR DIFFÉRER LES LIVRAISONS DES CONTRATS EN BASE (350 MW) ET CYCLABLE (250 MW) AVEC LE PRODUCTEUR	41
ANNEXE 3G : CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS	45
ANNEXE 3H : HISTORIQUE DES ACHATS DE PUISSANCE.....	55
ANNEXE 4A : GESTION DES RISQUES.....	59
ANNEXE 5A : CONCILIATION DES BILANS DE PUISSANCE	65
ANNEXE 5B : DONNÉES SUR LES CENTRALES DU PRODUCTEUR	71
ANNEXE 6A : ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME	77

ANNEXE 3A :

**APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS
DONNÉES HISTORIQUES**

- 1 Le tableau 3A-1 contient l'historique, depuis l'année 2005, des éléments suivants :
- 2 • le volume de consommation patrimoniale ;
 - 3 • les taux de pertes de transport et de distribution ;
 - 4 • le volume d'électricité patrimoniale fourni par le Producteur ;
 - 5 • le volume d'électricité patrimoniale inutilisé ;
 - 6 • les coûts et les volumes des approvisionnements de long terme, en distinguant les
 - 7 services en base, cyclable et autres ;
 - 8 • les coûts et les volumes des approvisionnements de court terme ;
 - 9 • les coûts et les volumes d'électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre ;
 - 10 • les volumes d'électricité revendue et les revenus associés.

**TABLEAU 3A-1 :
DONNÉES HISTORIQUES RELATIVES AUX APPROVISIONNEMENTS 2005-2015**

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Volume de consommation patrimoniale	TWh	165,8	164,5	166,2	166,2	162,8	164,3	164,6	161,2	161,2	160,2	155,3
Taux de pertes de l'électricité patrimoniale	%	7,7%	7,5%	7,6%	7,6%	7,4%	7,8%	7,7%	7,9%	8,1%	7,5%	7,5%
Volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production (Vol. max. = 178,86 TWh)	TWh	178,6	177,0	178,9	178,9	174,9	177,2	177,3	174,0	174,2	172,2	166,9
Volume d'électricité patrimoniale inutilisée	TWh	0,3	1,9	0,0	0,0	3,9	1,7	1,5	4,8	4,7	6,7	11,9
Approvisionnement de long terme (services de base)	TWh	s.o.	1,4	7,5	2,6	1,8	2,7	4,2	7,0	9,8	12,1	14,0
Approvisionnement de long terme (service cyclable)	TWh	s.o.	s.o.	1,6	1,5	0,5	0,8	0,9	0,1	0,3	0,5	0,4
Approvisionnement de court terme (incluant UCAP)	TWh	4,1	2,3	1,6	0,9	1,1	0,7	0,6	0,3	2,3	2,7	3,0
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	TWh	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité revendue	TWh	-0,2	-0,9	-3,4	-0,4	-0,6	-1,1	-0,3	-0,3	0,0	0,0	0,0
Électricité interruptible	TWh	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
Total	TWh	4,0	2,9	7,4	4,7	2,9	3,1	5,4	7,1	12,6	15,3	17,5
Approvisionnement de long terme (services en base)	M\$	s.o.	107,5	517,8	300,8	279,6	323,7	445,8	608,7	863,8	1 137,1	1 364,4
Approvisionnement de long terme (service cyclable)	M\$	s.o.	s.o.	85,5	82,6	26,2	58,2	67,4	31,3	44,1	51,9	50,8
Approvisionnement de court terme (incluant UCAP en puissance)	M\$	300,3	253,1	154,9	70,1	82,8	47,0	30,7	10,9	160,0	506,0	270,2
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	M\$	3,7	7,4	15,7	8,5	5,6	0,9	0,8	0,4	0,8	0,1	0,0
Électricité revendue	M\$	-15,2	-44,1	-170,8	-31,0	-14,3	-50,6	-9,6	-7,0	0,0	0,0	0,0
Électricité interruptible (énergie et puissance)	M\$	0,0	1,3	9,9	5,7	10,0	6,7	5,8	6,6	14,7	14,8	17,3
Total	M\$	288,8	325,2	613,1	436,8	389,9	385,8	540,9	650,8	1 083,3	1 709,9	1 702,7

ANNEXE 3B :

**ENTENTE CONCERNANT LES SERVICES COMPLÉMENTAIRES
ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

ENTENTE CONCERNANT LES SERVICES NÉCESSAIRES ET GÉNÉRALEMENT RECONNUS
POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL
intervenue à Montréal, province de Québec, le 15 février 2005.

ENTRE : HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION, une division
d'Hydro-Québec, personne morale dûment
constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*
(L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social dans la
ville de Montréal, province de Québec,
représentée par Thierry Vandal, son président,
dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il
le déclare ;

(ci-après désignée le « **Producteur** »)

ET : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, une division
d'Hydro-Québec, personne morale dûment
constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*
(L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social dans la
ville de Montréal, province de Québec,
représentée par André Boulanger, son
président, dûment autorisé aux fins des
présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après désignée le « **Distributeur** »)

ATTENDU QU'en vertu de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), la
Société assure l'approvisionnement en *électricité patrimoniale*, tel qu'établi par la *Loi*
sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01) ;

ATTENDU QU'en vertu du même article, le gouvernement, par le biais du décret 1277-
2001 du 24 octobre 2001 *Concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des*
marchés québécois en électricité patrimoniale (le « **décret** »), a fixé les caractéristiques
de l'approvisionnement des marchés québécois en *électricité patrimoniale*
(l'« **électricité patrimoniale** ») ;

ATTENDU QU'en vertu du *décret*, l'engagement annuel du Producteur relatif à l'*électricité*
patrimoniale s'élève à un maximum de 178,86 TWh incluant le volume des pertes de
transport et de distribution, lequel volume est fixé à un taux annuel moyen de 8,4 % du
volume annuel d'*électricité patrimoniale* ;

ATTENDU QUE l'article 6 du *décret* prévoit que l'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité ;

ATTENDU QUE le Producteur et le Distributeur désirent convenir de la liste des services auxquels réfère l'article 6 précité.

Les parties conviennent de ce qui suit :

1. DÉFINITIONS


Aux fins des présentes, à moins de mention à l'effet contraire ou d'incompatibilité avec le contexte, les termes et expressions suivants ont le sens qui leur est attribué ci-après:

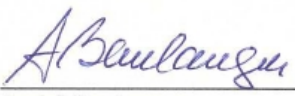
- 1.1 «**décret**» a le sens qui lui est attribué dans le préambule.
 - 1.2 «**électricité**» signifie la mesure de la *puissance* et de l'*énergie* fournies par des ressources pendant une période de temps définie.
 - 1.3 «**électricité patrimoniale**» a le sens qui lui est attribué dans le préambule.
 - 1.4 «**énergie**» signifie la mesure du travail accompli par des ressources pendant une période de temps définie.
 - 1.5 «**HQT**» a le sens qui lui est attribué à l'article 4.
 - 1.6 «**puissance**» signifie le taux moyen auquel des ressources fournissent l'*énergie* pendant une heure.
2. La présente entente annule et remplace toute autre entente verbale ou écrite entre les parties relative en tout ou en partie à l'objet des présentes.
 3. Les services visés par l'article 6 du *décret* sont ceux énumérés à l'annexe A des présentes.
 4. Au-delà des services visés par l'article 6 du *décret* et qui sont énumérés à l'Annexe A des présentes, Hydro-Québec TransÉnergie (« **HQT** ») doit, pour assurer la fiabilité de l'exploitation du réseau de transport, pouvoir compter sur une provision pour écarts de prévision court terme de la demande, laquelle est fournie par le Producteur à *HQT* et est prévue à l'annexe B.
 5. Le préambule et les annexes A et B font partie intégrante de la présente entente.

EN FOI DE QUOI, les parties ont dûment signé la présente entente à la date et au lieu indiqués en premier lieu ci-dessus.

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Par: 
Thierry Vandal
Président

Par: 
André Boulanger
Président

ANNEXE A

DESCRIPTION DES SERVICES NÉCESSAIRES ET GÉNÉRALEMENT RECONNUS
POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT
PATRIMONIAL¹

<p>1. Planification des ressources en puissance</p>	<p>Planifier les ressources en <i>puissance</i> pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> ne se produise pas plus d'une fois par dix ans, en tenant compte notamment d'une variation de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à 4,5 %.</p>
<p>2. Réglage de tension</p>	<p>Rendre disponible la quantité de puissance réactive aux centrales pour contribuer au maintien de la régulation de tension. La quantité de puissance réactive (en Mvar) est établie en fonction des caractéristiques effectives de chaque alternateur des centrales du Producteur qui était installé au 1^{er} janvier 2001 et est sujette aux contraintes ou restrictions d'exploitation des équipements de production.</p>
<p>3. Réglage de fréquence</p>	<p>Rendre disponible une plage réglante de 500 MW à 1 500 MW (sans toutefois ajouter au Producteur des obligations de fournir des quantités de réserves additionnelles à celles spécifiées au point 4 suivant) provenant de certains groupes turbines-alternateurs assujettis à l'automatisme de réglage fréquence-puissance (RFP) afin de maintenir la fréquence du réseau à 60 Hz.</p>
<p>4. Maintien des réserves</p>	<p>Rendre disponible une quantité maximale de service de réserve normale de 1 500 MW de ressources mobilisables en 30 minutes dont 1 000 MW sont mobilisables en 10 minutes, cette dernière quantité incluant 250 MW en réserve tournante. Les ressources en réserve doivent pouvoir rendre disponible de l'<i>électricité</i> pour une heure lorsque mobilisées.</p> <p>Rendre disponible une réserve de stabilité correspondant à 3 % de la <i>puissance</i> synchronisée, jusqu'à un maximum de 1 000 MW. Cette dernière doit être répartie parmi les groupes turbines-alternateurs synchronisés au réseau et est incluse dans la réserve normale de 1 500 MW.</p>

¹ Les exigences techniques, normes, codes et spécifications applicables aux services sont ceux en vigueur au moment de l'entrée en vigueur du Projet de loi n° 116 (2000, c. 22), soit le 16 juin 2000.

<p>5. Remise en charge (démarrage autonome)</p>	<p>Maintenir en état de marche les équipements assurant le démarrage autonome des groupes turbines-alternateurs installés en 2001 pour former les réseaux de base du plan de remise en charge du réseau.</p> <p>Planifier les retraits des groupes turbines-alternateurs afin de contribuer à la remise en charge du réseau suite à une panne.</p> <p>Régler les protections de surtension et de survitesse des centrales conformément aux recommandations de <i>HQT</i> pour assurer le bon fonctionnement de l'automatisme SPSR (Solution Permanente à la Séparation du Réseau).</p> <p>Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1^{er} janvier 2001.</p>
<p>6. Réglage de production (suivi de la charge)</p>	<p>Rendre disponibles des ressources de production dont l'exploitation est modulable pour la variation horaire de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> lesquelles ressources ne doivent pas excéder pour chaque jour 11% de la valeur horaire maximale en MW de la charge associée au volume d'<i>électricité patrimoniale</i> mobilisée pour ce jour, sans dépasser 3 000 MW.</p>
<p>7. Stabilisation de réseau</p>	<p>Rendre disponibles les systèmes d'excitation et les circuits stabilisateurs dans les centrales installées en 2001 selon les réglages requis par <i>HQT</i> pour la stabilité du réseau.</p> <p>Permettre le déclenchement des groupes turbines-alternateurs requis pour le bon fonctionnement des automatismes de rejet de production existants en 2001 ou leurs équivalents.</p> <p>Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1^{er} janvier 2001.</p>
<p>8. Réglage de vitesse</p>	<p>Rendre disponibles les régulateurs de vitesse dans les centrales installées en 2001 selon les réglages requis par <i>HQT</i> pour limiter les variations de fréquence et favoriser le maintien de l'intégrité du réseau suite à un événement.</p> <p>Les modifications aux réglages ne peuvent entraîner l'obligation pour le Producteur d'ajouter des équipements additionnels à ceux installés au 1^{er} janvier 2001.</p>
<p>9. Adaptation aux événements affectant le réseau</p>	<p>Permettre des modifications à la répartition de la production pour respecter les limites de sécurité du réseau lors d'alertes dues à des incidents externes ou lors d'événement afin de contribuer au maintien de la fiabilité du réseau.</p>

10. Maintien de production minimale	<p>Permettre des modifications à la répartition de la production dans les situations suivantes:</p> <ul style="list-style-type: none">i) en situation de faible demande au Québec;ii) de façon à assurer la fiabilité des réseaux régionaux;iii) de façon à assurer le maintien des réserves;iv) de façon à assurer le maintien du profil de tension et l'efficacité des automatismes de réseau; <p>de façon proportionnelle à la répartition des différents producteurs fournissant de la charge locale.</p>
--	--

ANNEXE B

Provision pour écart de prévision court terme de la demande

Rendre accessible la provision suivante pour les écarts de prévision court terme de la demande:

- 500 MW en temps réel et pour les six (6) prochaines heures;
- 1 000 MW (700 MW du 1^{er} mai au 31 octobre), 6 heures et plus au-delà du temps réel;
- 1 500 MW (1 200 MW du 1^{er} mai au 31 octobre) pour le lendemain.

Cette provision peut être constituée de transactions rappelables et peut être inférieure à la quantité précitée si toutes les ressources disponibles, identifiées par le Producteur, sont déjà utilisées.

L'obligation du Producteur se limite à rendre accessibles les ressources prévues ci-haut.

L'obligation du Distributeur est:

- i) de gérer ses approvisionnements de façon à ce que les ressources disponibles du Producteur pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe soient acheminables sur le réseau de *HQT*; et, de même,
- ii) de s'assurer que *HQT* gère son réseau de façon à ce que les ressources disponibles du Producteur pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe soient acheminables sur ledit réseau.

ANNEXE 3C :

**CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS EXISTANTS
ET EN COURS D'ACQUISITION**

**TABLEAU 3C-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
Parcs éoliens			
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Baie-des-Sables)	Baie-des-Sables / Métis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006
Cartier Énergie Éolienne Inc. (l'Anse-à-Valleau)	Gaspé	100,5	10 novembre 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Carleton)	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008
Northland Power Inc. (St-Ulric St-Léandre)	St-Ulric / St-Léandre	133,3	20 novembre 2009
Northland Power Inc. (Mont-Louis)	Mont-Louis	100,5	17 septembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Montagne sèche)	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	25 novembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Gros-Morne)	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5 111,0	29 novembre 2011 6 novembre 2012
Énergie éolienne le Plateau S.E.C. (Le Plateau)	MRC d'Avignon	138,6	28 mars 2012
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
Kruger Énergie Montérégie S.E.C. (Montérégie)	St-Rémi	101,2	12 décembre 2012
EEN CA Massif du Sud S.E.C. et Enbridge Massif du Sud Wind Project Limited Partnership (Massif du Sud)	MRC Les-Etchemins MRC Bellechasse	150,0	18 janvier 2013
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	150,0 150,0	19 janvier 2013 31 août 2013
Venterre NRG Inc. (New Richmond)	MRC Bonaventure	67,8	13 mars 2013
Éoliennes de l'Érables Inc. (De l'Érable)	MRC de l'Érable	100,0	16 novembre 2013
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
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
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Des Moulins)	MRC de l'Amiante MRC d'Avignon	156,9	7 décembre 2013

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
Parcs éoliens			
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
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
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
Énergie éolienne communautaire Le Plateau S.E.C. (Le Plateau 2)	TNO du Ruisseau-Ferguson MRC Avignon	21,15	12 décembre 2014
Société en commandite Fleur de lis Éoliennes Saint-Damase (St-Damase)	St-Damase MRC La Matapédia	23,5	2 décembre 2014
Énergie éolienne Vents du Kempt S.E.C. (Vents du Kempt)	MRC La Matapédia	101,05	3 décembre 2014
Éoliennes Témiscouata S.E.C. (Témiscouata)	Saint-Honoré-de-Témiscouata MRC Témiscouata	23,5	1er décembre 2014
Saint-Philémon LP (Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	16 janvier 2015
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
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
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
EEN CA Mont-Rothery S.E.C. (Mont-Rothery)	MRC Charlevoix-Est	74,0	1er décembre 2015
Énergies Durables Kahnawá:ke Inc. (St-Cyprien)	St-Cyprien-de-Napierville MRC Jardins de Napierville	18,8	(1er janvier 2018)
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
Éoliennes Belle-Rivière S.E.C. (Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(1er octobre 2017)
Éoliennes Frampton S.E.C. (Frampton)	Frampton MRC Nouvelle Beauce	24,0	15 décembre 2015
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)
Parc éolien Projet Mesgi'g Ugnu's'n (MU) S.E.C. (Mesgi'g Ugnu's'n)	TNO de Rivière Nouvelle MRC d'Avignon	149,7	(1er décembre 2016)
Énergie Éolienne Roncevaux S.E.C. (Roncevaux)	MRC d'Avignon	74,8	(1er décembre 2016)
Parc éolien Nicolas-Riou S.E.C. (Nicolas-Riou)	MRC des Basques MRC Rimouski-Neigette	224,4	(1er décembre 2017)
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)

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

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

TABLEAU 3C-2 :
CONTRIBUTION EN ÉNERGIE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS (TWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,4	3,6	4,0	4,1	4,3
HQP Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,5	3,4	3,1	3,1
HQP Cyclable	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,6	1,1	1,2
TCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A/O 2003-01 - Biomasse	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Kruger	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2003-02 - Éolienne	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Baie des Sables	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Anse-à-Valleau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
St-Ulric	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Carleton	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Mont-Louis	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Montagne Sèche	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gros Morne I	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gros Morne II	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
A/O 2004-02 - Cogénération - Témiscaming	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-
A/O 2005-03 - Éolienne	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Des Moulins	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
De l'Érable	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Le Plateau	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
St-Robert-Bellarmin	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Seigneurie de Beauré #4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Montérégie	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Massif du Sud	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
New Richmond	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Témiscouata II	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Lac Alfred - Phase 1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Lac Alfred - Phase 2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Seigneurie de Beauré #2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Seigneurie de Beauré #3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Vents du Kempt	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Rivière du Moulin - Phase 1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Rivière du Moulin - Phase 2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Mont-Rothery	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
A/O 2009-01 - Biomasse	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
St-Nicéphore	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Thurso	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Haute-Yamaska – Roland Thibault	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Saint-Thomas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Saint-Patrice-de-Beaurivage (résilié)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Québec-Énergie 2012	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2009-02 - Éolienne	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
St-Damase	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Viger-Denonville	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Le Plateau 2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Témiscouata	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Saint-Philémon	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
La Mitis	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Le Granit	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
St-Cyprien	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Côte-de-Beauré	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Val-Éo	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Frampton	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Pierre-de-Saurel	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
PAE 2009-01 - Petites centrales	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Chutes à Thompson	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pont Arsaud	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chute Gagneau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Courbe du Sault	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Val Jalbert	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Mistassini	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
St-Joachim	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Pessamit (Chutes du six milles)	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Pessamit (Chutes du quatre milles)	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PAE 2011-01 - Biomasse	1,1	1,7	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Témiscaming 2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Renouvellement SF 2012	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Dolbeau-Mistassini	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Énergie Quévillon 2014	-	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gatineau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Trois-Rivières (résilié)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Matane (résilié)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Windsor	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Bedford	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bromptonville	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valleyfield	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Biomont	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Boisaco	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Thurso 2014	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Windsor TG2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Port-Cartier FerroQuébec résilié	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Val d'Or	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Assinica	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A/O 2013-01 - Éolienne	0,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Roncevaux	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nicolas-Riou	0,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Mont Sainte-Marguerite	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
D-191-2014 - Éolienne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Parc éolien MESGI'G UGUJ'S'N (MU)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
A/O 2015-01 - HQP	-	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
HQP-1	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HQP-2	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
HQP-3	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS	15,3	17,2	17,5	17,7	17,7	17,9	18,2	18,6	18,7	18,8

**TABLEAU 3C-3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS (MW)**

	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	600	600	600	600	600	800	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
HQP Base	350	350	350	350	350	550	750	750	350	350	350
HQP Cyclable	250	250	250	250	250	250	250	250	650	650	650
TCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A/O 2003-01 - Biomasse	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Kruger	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
A/O 2003-02 - Éolienne	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	286
VRAI											
Baie des Sables	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	
Anse-à-Valleau	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
St-Ulric	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Carleton	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Mont-Louis	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Montagne Sèche	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Gros Morne I	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Gros Morne II	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
A/O 2004-02 - Cogénération - Témiscaming	8	8	8	8	8	8	8	-	-	-	-
A/O 2005-03 - Éolienne	804	804	804	804	804	804	804	804	804	804	804
Des Moulins	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
De l'Érable	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Le Plateau	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
St-Robert-Bellarmin	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Seigneurie de Beauré #4	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Montréal	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Massif du Sud	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
New Richmond	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Témiscouata II	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Lac Alfred - Phase 1	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Lac Alfred - Phase 2	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Seigneurie de Beauré #2	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Seigneurie de Beauré #3	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Vents du Kempt	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Rivière du Moulin - Phase 1	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Rivière du Moulin - Phase 2	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Mont-Rothery	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
A/O 2009-01 - Biomasse	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
St-Nicéphore	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Thurso	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Haute-Yamaska – Roland Thibault	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Saint-Thomas	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Saint-Patrice-de-Beaurivage (résilié)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Québec-Energie 2012	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
A/O 2009-02 - Éolienne	95	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
St-Damase	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Viger-Denonville	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Le Plateau 2	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Témiscouata	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Saint-Philémon	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
La Mitis	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Le Granit	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
St-Cyprien	-	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Côte-de-Beauré	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Val-Eo	-	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Frampton	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Pierre-de-Saurel	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
PAE 2009-01 - Programme d'achat d'électricité	87	87	122	122	122	122	122	122	122	122	122
Chutes à Thompson	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Pont Arnaud	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Chute Garneau	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Courbe du Sault	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Val Jalbert	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Mistassini	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16	16
St-Joachim	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Pessamit (Chutes du six milles)	-	-	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Pessamit (Chutes du quatre milles)	-	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6
PAE 2011-01 - Biomasse	164	185	270	274	274	274	274	274	274	274	274
Témiscaming 2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Renouvellement SF 2012	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Dolbeau-Mistassini	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Energie Quévillon 2014	-	-	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Gatineau	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Trois-Rivières (résilié)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Matane (résilié)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Windsor	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Bedford	-	-	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Bromptonville	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Valleyfield	-	-	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Biomont	-	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Boisaco	-	-	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Thurso 2014	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Windsor TG2	-	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Port-Cartier FerroQuébec résilié	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Val d'Or	-	-	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Assinica	-	-	-	5	5	5	5	5	5	5	5
A/O 2013-01 - Éolienne	30	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179
Roncevaux	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Nicolas-Riou	-	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Mont Sainte-Marguerite	-	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
D-191-2014 - Éolienne	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Parc éolien MESGI'G UGJU'S'N (MU)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
A/O 2015-01 - HQP			500	500	500	500	500	500	500	500	500
HQP-1			100	100	100	100	100	100	100	100	100
HQP-2			200	200	200	200	200	200	200	200	200
HQP-3			200	200	200	200	200	200	200	200	200
TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS	2 241	2 428	3 047	3 052	3 052	3 252	3 452	3 444	3 444	3 444	3 400

ANNEXE 3D :

PROFILS ET CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS ET DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

TABLE DES MATIÈRES

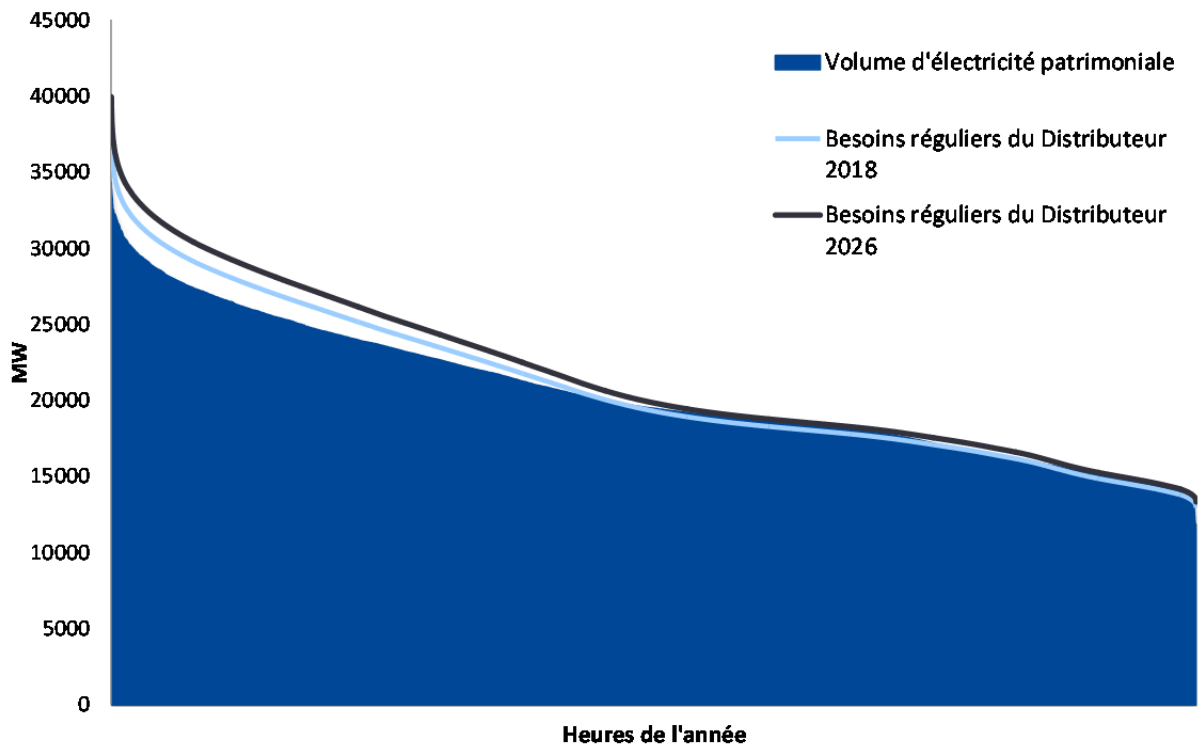
1. PROFIL HORAIRE DES BESOINS ET DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS..... 31
2. CARACTÉRISTIQUES MENSUELLES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS 34

LISTE DES FIGURES

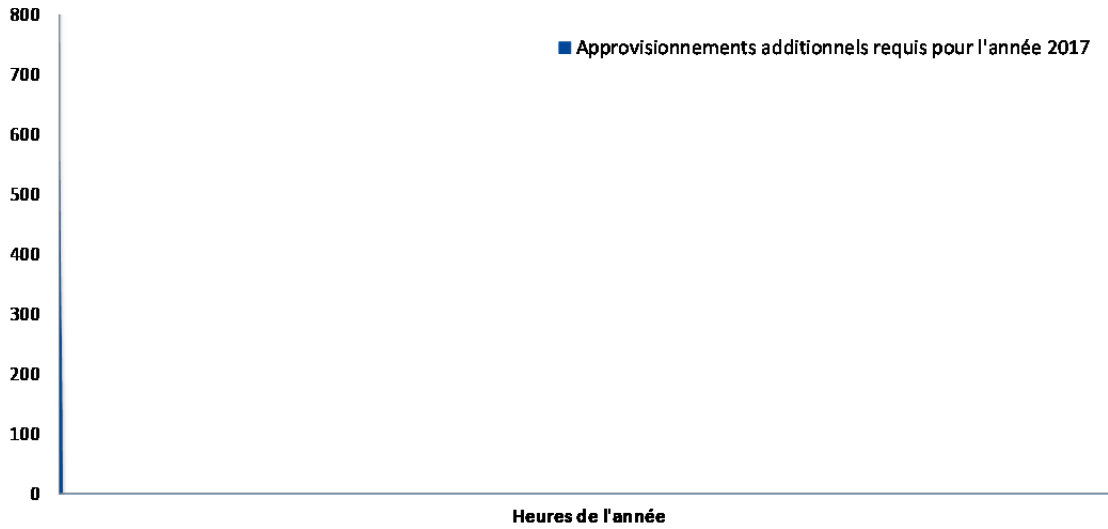
Figure 3D-1 : Comparaison du profil horaire des besoins réguliers du Distributeur (2018 et 2026) avec la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale....	31
Figure 3D-2 : Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2017	32
Figure 3D-3 : Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2018	32
Figure 3D-4 : Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2019	33
Figure 3D-5 : Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2026	33
Figure 3D-6 : Valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour l'année 2017	34
Figure 3D-7 : Valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour l'année 2018	34
Figure 3D-8 : Valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour l'année 2019	35

1. PROFIL HORAIRE DES BESOINS ET DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

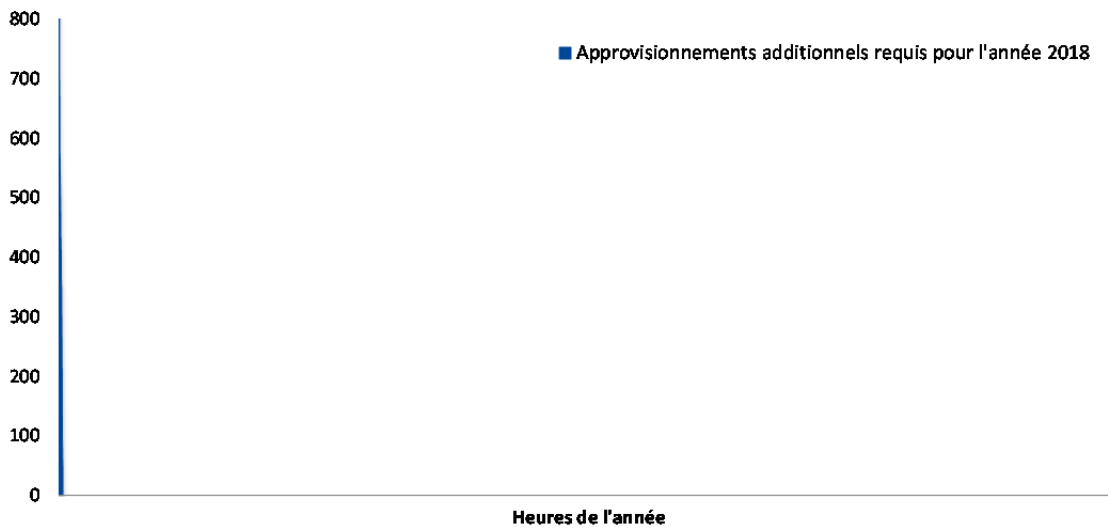
FIGURE 3D-1 :
COMPARAISON DU PROFIL HORAIRE DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (2018 ET 2026)
AVEC LA COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE



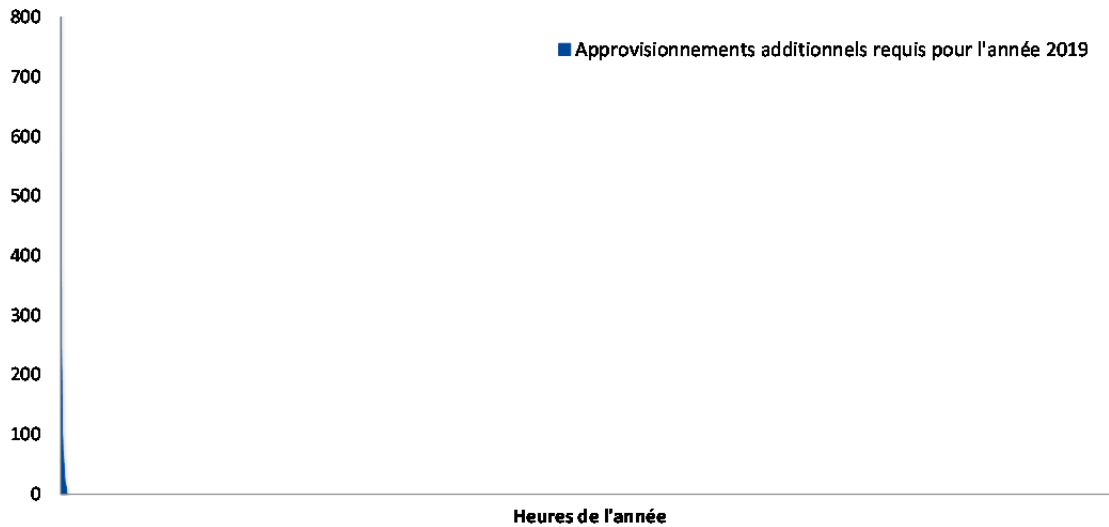
**FIGURE 3D-2 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2017 (MW)**



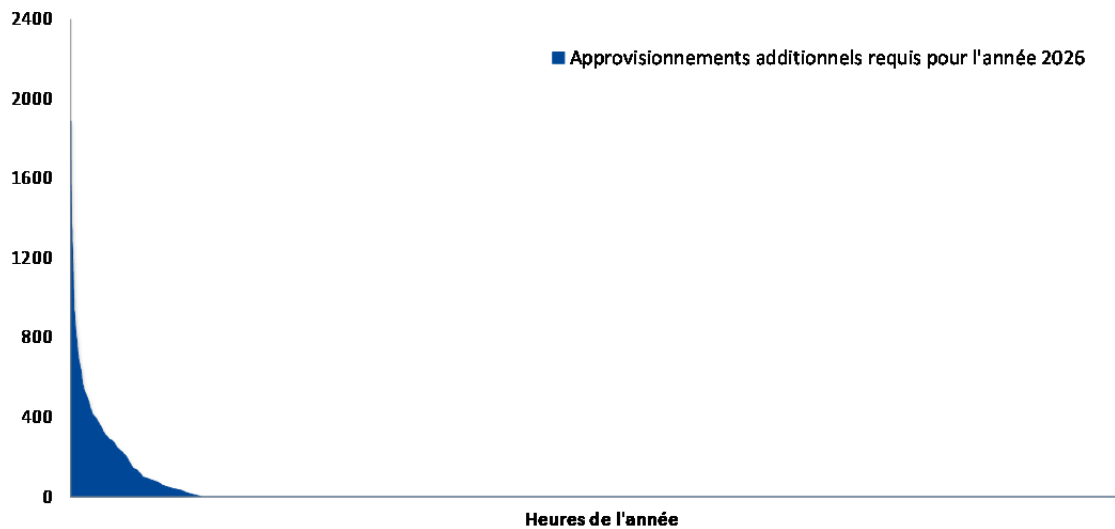
**FIGURE 3D-3 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2018 (MW)**



**FIGURE 3D-4 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2019 (MW)**



**FIGURE 3D-5 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2026 (MW)**



2. CARACTÉRISTIQUES MENSUELLES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

FIGURE 3D-6 :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS,
SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2017

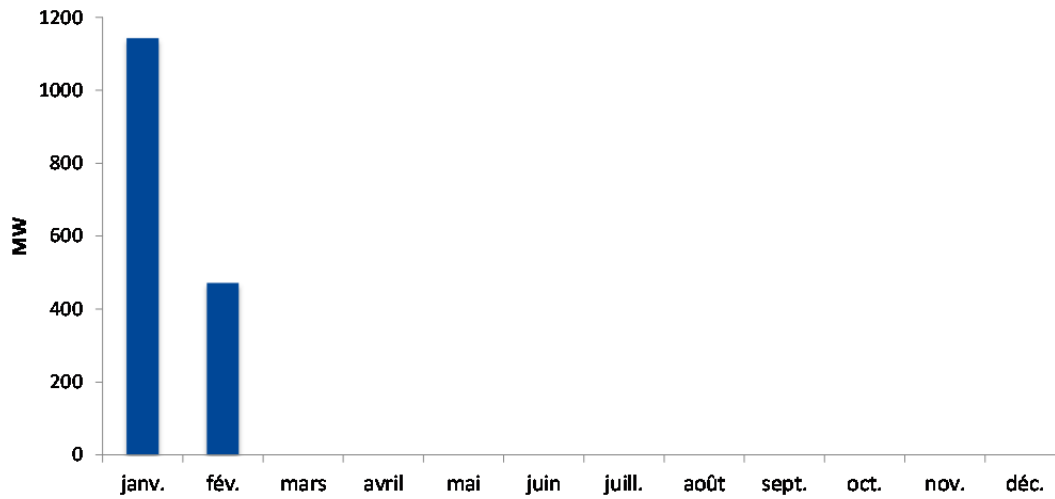
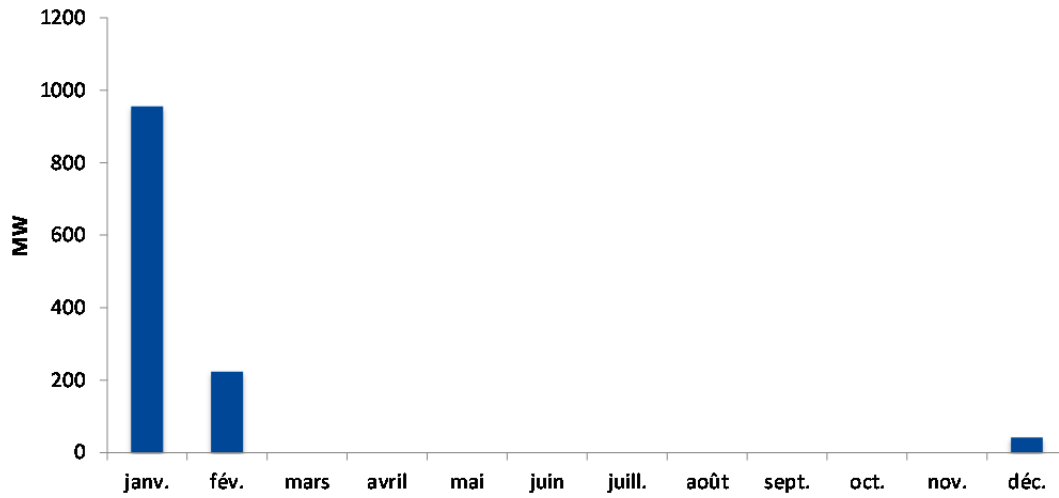


FIGURE 3D-7 :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS,
SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2018



FIGURE 3D-8 :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME
POUR L'ANNÉE 2019



ANNEXE 3E :

COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS

**TABLEAU 3E-1 :
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Approvisionnement totaux										
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
Approvisionnements patrimoniaux										
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
Approvisionnements postpatrimoniaux										
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
• Approvisionnements de long terme en énergie										
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
• Approvisionnements de court terme en énergie										
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
• Approvisionnements en puissance										
Coûts (M\$)	31,2	35,8	33,2	42,7	48,0	51,8	57,0	74,1	107,5	152,2

ANNEXE 3F :

**SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS POUR DIFFÉRER LES
LIVRAISONS DES CONTRATS EN BASE (350 MW) ET
CYCLABLE (250 MW) AVEC LE PRODUCTEUR**

TABLEAU 3F-1 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – SOMMAIRE

COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE (MW mensuels)

Données mensuelles (en MW) et annuelles (en TWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400	400
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	0	150	350	400	400	289
	Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0	150	300	400
En TWh	Total annuel	-2,1	-4,2	-0,7	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	0,8	0,9	0,5
	Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	0,8	0,9	0,5
	Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,0	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,2	-2,8	-2,1	-1,4	-0,5

TABLEAU 3F-2 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT EN BASE (350 MW)

Contrat en base	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	0	0	200	400	400	0	0	0
Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	0	0	150	12	0	0	0
Mars	0	-350	-350	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total différé	-1,4	-2,6	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0
Solde	-1,4	-4,0	-4,5	-3,5	-2,7	-2,2	-1,5	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,7	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0

TABLEAU 3F-3:
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT CYCLABLE (250 MW)

Contrat cyclable	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	338	400	400	289
Mars	0	-250	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	300	400	0
Total différé	-0,6	-1,7	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	0,9	0,5
Solde	-0,6	-2,3	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,1	-1,4	-0,5	0,0

ANNEXE 3G :

CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS

TABLE DES MATIÈRES

1. CAPACITÉ DE RÉFÉRENCE DES INTERCONNEXIONS	49
2. CAPACITÉ POTENTIELLE DES INTERCONNEXIONS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	49
3. NOUVEAUX PROJETS D'INTERCONNEXION PRÉVUS À PARTIR DE 2020.....	53
4. CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME AU BILAN DE PUISSANCE.....	53

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3G-1 : Capacités de référence d'importation au Québec – État de la situation pour la période 2016-2019.....	49
Tableau 3G-2 : Capacité d'importation effective à la pointe du réseau – État de la situation pour la période 2016-2019.....	52

1 Le Distributeur maintient la même capacité de référence des interconnexions que celle
 2 présentée au *Plan d'approvisionnement 2014-2023*. Les contraintes à l'importation à partir
 3 des réseaux voisins font l'objet d'une révision mineure.

1. CAPACITÉ DE RÉFÉRENCE DES INTERCONNEXIONS

4 Depuis le dépôt du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, aucune modification majeure de la
 5 capacité de référence des interconnexions n'est survenue. Ainsi, la capacité de transfert des
 6 interconnexions, en mode importation, établie par le Transporteur figure au tableau 3G-1¹.

7 D'ici 2020, aucun ajout ou changement significatif affectant les capacités d'importation n'est
 8 prévu.

TABLEAU 3G-1 :
CAPACITÉS DE RÉFÉRENCE D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2016-2019

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de transfert
Énergie La Lièvre – (MATI)	255
Énergie La Lièvre – (MAFA)	99
Labrador – (LAB)	5 150
Nouveau-Brunswick – (NB)	785
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140
Ontario – Kipawa (OTTO)	110
Ontario – Outaouais (ON)	1 250

2. CAPACITÉ POTENTIELLE DES INTERCONNEXIONS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

9 Les capacités sur lesquelles le Distributeur peut compter pour satisfaire les besoins
 10 québécois sont limitées par :

- 11 • les différents facteurs de nature technique, reliés à la configuration du réseau du
 12 Transporteur et des réseaux voisins d'où proviendraient les approvisionnements ;

¹ Ces évaluations proviennent du site OASIS du Transporteur.

- 1 • la disponibilité des équipements de production dans les zones où se situent les points
2 d'injection sur les interconnexions utilisées pour importer de l'électricité au Québec ;
- 3 • les règles des différents marchés concernant la fermeté et la priorisation des
4 transactions ;
- 5 • les réservations fermes de transport par des tiers, notamment pour les services de
6 passage interréseaux (« *wheel-through* ») et qui sont gérées par le système OASIS
7 du Transporteur.

8 Au-delà de la disponibilité des capacités de transport, des quantités d'énergie ou de
9 puissance doivent être rendues disponibles par des tiers ou des marchés au Distributeur. Par
10 exemple, pour inscrire des quantités d'achats de court terme au bilan en puissance, le
11 Distributeur doit être en mesure de contracter des transactions de type UCAP avec des tiers,
12 qui dédient alors des équipements pour couvrir ses besoins.

13 Les différentes contraintes à considérer dans l'évaluation de la disponibilité d'importation de
14 chacune des interconnexions sont présentées ci-dessous.

Réseau d'Énergie La Lièvre

15 La capacité totale de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est de 263 MW et
16 sous le contrôle d'un seul producteur (Énergie Brookfield). La capacité maximale d'achat
17 d'énergie en provenance de ce producteur est de 263 MW et deux interconnexions peuvent
18 être utilisées pour l'acheminer, soit MATI-HQT ou MAFA-HQT.

Labrador

19 La capacité de transfert de ce chemin est de 5 150 MW et est principalement dédiée à
20 l'alimentation de la charge locale du Québec à partir du contrat de long terme avec CF(L)Co.
21 Ce chemin est utilisé par le Producteur pour satisfaire ses obligations à l'égard de l'électricité
22 patrimoniale.

23 Une capacité excédentaire de 265 MW provenant de la centrale des Churchill Falls est
24 rendue disponible à Nalcor Energy pour des fins de consommation ou de mise en marché.
25 Le Distributeur ne dispose d'aucune convention de transaction avec Nalcor Energy,
26 nécessaire pour conclure des transactions avec une contrepartie.

Nouveau-Brunswick

27 La capacité pour le Distributeur d'importer de l'énergie en provenance du
28 Nouveau-Brunswick est tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-
29 demande de NB Power, même si l'interconnexion a un potentiel maximal d'import de
30 785 MW. Comme le profil des besoins de ce réseau est similaire à celui du Québec, les
31 surplus sont souvent faibles lors des périodes de charge importante au Québec.

32 De plus, la capacité d'importer de l'énergie est parfois réduite en raison du transit de la
33 production éolienne sur le réseau interne. La situation est analysée en continu par le
34 Transporteur pour déterminer le niveau d'import possible pour chaque heure.

1 La contribution maximale en puissance en provenance de l'interconnexion NB-HQT est donc
2 variable et confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la
3 pointe, à l'automne qui la précède.

Nouvelle-Angleterre

4 La capacité d'importation en énergie de l'interconnexion NE-HQT est établie à 2 000 MW.
5 Par contre, l'interconnexion ne peut être utilisée en mode import lorsque le poste de la
6 Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A au bénéfice de
7 la charge locale. Il s'agit de la configuration la plus fréquente durant les heures de forte
8 consommation au Québec. Dans ce cas, la seule possibilité pour importer de l'énergie au
9 moyen de cette interconnexion consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin.
10 Des droits de passage fermes sur la portion américaine de la ligne doivent alors être acquis.
11 Le nombre de détenteurs de ces droits de passage est limité et ces derniers sont négociés
12 de gré à gré. Par conséquent, la possibilité d'importer en tout temps n'est pas assurée sur le
13 chemin NE-HQT.

14 Pour l'interconnexion HIGH-HQT, la capacité maximale en import d'énergie est de 170 MW.
15 Cependant, en raison de contraintes de sous-réseau du côté de la Nouvelle-Angleterre, les
16 livraisons au Québec de l'énergie associée à la puissance sont soumises à des risques
17 importants, surtout en période de pointe.

18 La contribution maximale en puissance en provenance de la Nouvelle-Angleterre est donc
19 presque nulle.

New York

20 La capacité d'import en énergie est de 1 000 MW à partir du poste de Massena (chemin
21 MASS-HQT) et de 100 MW du poste Dennison (chemin DEN-HQT). La contribution
22 maximale en puissance est donc de 1 100 MW. Le Distributeur possède le transport ferme
23 en import pour la totalité des deux interconnexions.

Ontario

Chemin ON-HQT et OTTO-HQT

24 La capacité d'import en énergie est de 1 250 MW en provenance des convertisseurs au
25 poste de l'Outaouais (chemin ON-HQT), et de 110 MW, en hiver seulement, du poste
26 Otto-Holden (chemin OTTO-HQT). Les imports en énergie acheminés par ces
27 interconnexions proviennent de la Bourse énergétique sur le marché en temps réel de l'IESO
28 et de contreparties. Cette énergie peut en tout temps être rapatriée par l'IESO afin de
29 prioriser l'alimentation de la charge interne de l'Ontario.
30

31 La contribution maximale en puissance provenant de l'IESO est nulle, car les règles actuelles
32 de l'IESO ne permettent pas l'exportation de produits de puissance conformes aux exigences
33 de fiabilité.

1 Par ailleurs, les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO,
2 annoncée en octobre 2016, ne sont pas mis à la disposition du Distributeur. L'entente
3 pourrait limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de
4 l'Ontario.

5 Chemin LAW-HQT et Q4C-HQT

6 La capacité maximale d'importation en énergie provenant de la centrale Saunders d'OPG,
7 sur l'interconnexion LAW-HQT, est de 470 MW. Par contre, des particularités d'exploitation
8 de l'interconnexion de natures technique et commerciale font qu'à certains moments, les
9 achats du Distributeur peuvent être limités à 250 MW. De plus, la capacité d'importation en
10 énergie disponible au Distributeur provenant des groupes de la centrale de la Chute-des-
11 Chats appartenant à OPG (chemin Q4C) est d'environ 50 MW. Des particularités
12 d'exploitation de ces groupes font toutefois en sorte qu'ils ne sont pas toujours disponibles
13 au Distributeur.

14 La contribution maximale en puissance provenant d'OPG est de 0 MW, sauf si OPG
15 démontrait au Distributeur qu'elle se conforme aux exigences en fiabilité associées à
16 l'exportation de produits de puissance.

17 Les remarques qui précèdent concernant les différentes interconnexions permettent d'établir
18 les capacités d'importation sur lesquelles le Distributeur peut compter pour combler ses
19 besoins. Celles-ci sont présentées au tableau 3G-2.

TABLEAU 3G-2 :
CAPACITÉ D'IMPORTATION EFFECTIVE À LA POINTE DU RÉSEAU (MW)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2016-2019

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur
Énergie La Lièvre – (MATI + MAFA)	263
Énergie La Lièvre – (MAHO)	0
Labrador – (LAB)	265
Nouveau-Brunswick – (NB)	785*
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	280**
Ontario – Chat Falls (Q4C)	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250**

* Évaluation valide à court terme (voir les commentaires formulés dans la présente section).

** Sous réserve des règles de priorité de l'IESO.

3. NOUVEAUX PROJETS D'INTERCONNEXION PRÉVUS À PARTIR DE 2020

New York

1 Le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE)² est conçu pour permettre l'exportation
2 de 1 000 MW du Québec à la ville de New York. La mise en service de l'interconnexion était
3 prévue pour l'automne 2017. Toutefois, le délai de construction est évalué à trois ans et
4 demi³ et le projet n'est toujours pas officiellement lancé.

New England Clean Power Link

5 Ce projet d'interconnexion ajouterait une ligne entre la frontière canadienne et l'État du
6 Vermont⁴. Il s'agit d'une ligne à courant continu d'une capacité de 1 000 MW qui passerait en
7 grande partie sous le lac Champlain. Le point d'origine à la frontière canadienne n'est pas
8 encore identifié, selon les documents rendus publics par le promoteur du projet. La mise en
9 service est prévue pour 2020.

Northern Pass

10 Ce projet de 1 090 MW relierait le Québec au sud de l'État du New Hampshire⁵.
11 Le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle et
12 n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Si ce projet
13 obtenait toutes les autorisations requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être
14 adressée afin d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-
15 Angleterre et du Québec. Les délais impliqués par cette demande seraient toutefois
16 beaucoup plus courts que ceux reliés à la construction de la nouvelle ligne.

4. CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME AU BILAN DE PUISSANCE

17 Le Distributeur demeure prudent quant à l'évaluation de la contribution potentielle des
18 marchés de court terme qu'il peut inscrire à son bilan de puissance, afin de respecter le
19 critère de fiabilité en puissance du NPCC.

20 Étant donné l'ensemble des éléments présentés dans la présente annexe, le Distributeur
21 suppose, à des fins de planification, que les marchés de court terme pourraient contribuer au
22 bilan de puissance pour un maximum de 1 100 MW, provenant principalement du marché de
23 New York. Ce niveau correspond à la capacité des interconnexions pour l'importation en
24 provenance de ce marché.

² Voir le site Web du promoteur du projet : <http://www.chpexpress.com/about.php>

³ Idem.

⁴ Voir le site Web du promoteur du projet : <http://www.necplink.com/about.php>

⁵ Voir le site Web du promoteur du projet : <http://northernpass.us>

ANNEXE 3H :

HISTORIQUE DES ACHATS DE PUISSANCE

- 1 Le tableau 3H-1 présente un résumé des achats de court terme en puissance depuis l'hiver
- 2 2007-2008.

TABLEAU 3H-1
RÉSUMÉ DES ACHATS DE PUISSANCE SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME
DEPUIS L'HIVER 2007-2008

		2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016
Achat de puissance à la pointe d'hiver (janvier)	(MW)	400	150	150	600	600	125	800	750	650
Quantité totale de puissance achetée	(MW-mois)	700	300	300	1 050	1 200	250	1 600	2 600	2 300
Quantité d'énergie appelée en vertu des contrats d'achats de puissance	(GWh)	4,4	0,0	0,0	7,7	13,4	4,1	71,7	127,7	4,6
Coût total - puissance et énergie	(M\$)	3,0	0,8	0,6	2,1	1,7	1,2	30,9	25,3	18,9
Potentiel de partage de réserve évaluée par le NPCC ^{1,2}	(MW)	2264/2534	1618/2440	2157/2586	3409/4004	3409/4004	3409/4004	3409/4004	2892/3747	3402/3491

¹ : Suiivi de la décision D-2014-205, paragraphe 191.

² : De 2007 à 2010, basé sur l'évaluation du NPCC Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits (Tie Benefit Study) de l'année 2007. De 2011 à 2015, basé sur l'évaluation de 2011. Pour la pointe 2016, basé sur l'évaluation de 2015.

- 3 Le Distributeur procède, pour chaque hiver, aux achats de puissance requis afin de respecter
- 4 le critère de fiabilité décrit à la section 5 de la pièce HQD-1, document 1. Les quantités
- 5 d'énergie appelées sont essentiellement reliées aux conditions climatiques.

ANNEXE 4A :

GESTION DES RISQUES

INTRODUCTION

- 1 Les principaux risques touchant les approvisionnements énergétiques du Distributeur sont
2 ceux liés :
- 3 1. aux fluctuations de la demande ;
 - 4 2. aux fluctuations des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes ;
 - 5 3. au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par un
6 contrat de long terme ;
 - 7 4. au non-respect des quantités contractuelles par les fournisseurs liés par des
8 ententes de court terme ;
 - 9 5. au défaut des contreparties ;
 - 10 6. aux opérations transactionnelles.

1. RISQUES LIÉS AUX FLUCTUATIONS DE LA DEMANDE

11 Le Distributeur dispose de plusieurs moyens pour faire face aux fluctuations de la demande,
12 qu'elles soient reliées à des facteurs économiques ou aux conditions climatiques.

13 Dans le cas d'une demande plus faible, le Distributeur s'ajuste à la situation en réduisant les
14 livraisons d'électricité patrimoniale. En revanche, dans le cas d'une demande plus forte, le
15 Distributeur pourra réduire ses surplus en énergie, accroître ses rappels d'énergie différée ou
16 encore utiliser davantage le contrat cyclable. Il pourrait également avoir recours à l'option
17 d'électricité interruptible ou encore, acquérir de nouveaux moyens de court terme. Pour
18 pallier une hausse des besoins en puissance, le Distributeur continuera de privilégier le
19 recours à la gestion de la demande en puissance et aux achats de puissance sur les
20 marchés de court terme.

21 Par ailleurs, le Distributeur reste vigilant quant aux changements structurels que pourrait
22 engendrer l'émergence de nouvelles technologies sur les approvisionnements, par exemple
23 en matière de stockage et d'intégration de la production d'énergie renouvelable chez la
24 clientèle.

2. RISQUES LIÉS AUX FLUCTUATIONS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS LIMITROPHES

25 Les prix de l'électricité dans les marchés nord-américains se caractérisent par une forte
26 volatilité. Toutefois, en comparaison avec les autres distributeurs d'électricité dans ces
27 marchés, seule une faible proportion du portefeuille du Distributeur est sujette à une telle
28 volatilité. D'une part, la majeure partie de ses approvisionnements est constituée de
29 l'électricité patrimoniale. D'autre part, son portefeuille d'approvisionnements

1 postpatrimoniaux de long terme est pour l'essentiel indépendant du prix du gaz naturel ou de
2 l'électricité, mais plutôt ajusté en fonction de l'indice des prix à la consommation (IPC). Au
3 cours des prochaines années, seuls les approvisionnements de court terme du Distributeur
4 seront sujets au risque de fluctuation des prix du marché de l'électricité.

3. RISQUES LIÉS AU NON-RESPECT DES QUANTITÉS CONTRACTUELLES PAR LES FOURNISSEURS LIÉS PAR UN CONTRAT DE LONG TERME

5 Le Distributeur doit s'assurer que ses fournisseurs livreront les quantités prévues à leur
6 contrat. Même en situation de surplus énergétique, le Distributeur doit s'assurer qu'il met en
7 tout temps une quantité suffisante de ressources à la disposition du Transporteur, afin que
8 ce dernier puisse gérer le réseau en temps réel de façon fiable et sécuritaire.

9 Ainsi, les contrats de long terme prévoient des dates garanties de début de livraison, des
10 quantités minimales d'énergie à livrer et le paiement de pénalités ou de dommages en cas
11 de non-respect des engagements contractuels ou de résiliation du contrat. Le Distributeur
12 s'assure qu'il pourra toujours réclamer ces montants en exigeant de ses fournisseurs liés par
13 un contrat de long terme le dépôt de garanties de début des livraisons et d'exploitation.
14 Lorsqu'un fournisseur est coté par une des agences de notation de crédit reconnues, les
15 montants des garanties à déposer sont diminués en fonction de la cote de crédit qui lui est
16 accordée.

4. RISQUES LIÉS AU NON-RESPECT DES QUANTITÉS CONTRACTUELLES PAR LES FOURNISSEURS LIÉS PAR DES ENTENTES DE COURT TERME

17 Les fournisseurs avec lesquels le Distributeur transige sur les marchés de court terme
18 conviennent préalablement d'une convention de transactions dont les termes correspondent
19 aux pratiques en vigueur dans l'industrie. Ces conventions prévoient généralement qu'en cas
20 de non-livraison, les pénalités assumées par le fournisseur correspondent au coût de
21 remplacement de l'énergie sur les marchés. Le Distributeur s'assure qu'il pourra toujours
22 encaisser ces pénalités par une gestion appropriée des risques de contrepartie.

5. RISQUES LIÉS AU DÉFAUT DES CONTREPARTIES

23 Le Distributeur évalue constamment le risque relatif au défaut des contreparties avec
24 lesquelles il transige. Ainsi, en cas de non-respect de ses engagements, la mise à risque
25 correspond à l'écart entre le prix contractuel de l'électricité et sa valeur marchande de
26 remplacement.

27 Dans le but d'assurer la réalisation des transactions de court terme et d'accorder des délais
28 de paiement conformes aux pratiques de l'industrie, chacune des contreparties avec
29 lesquelles le Distributeur effectue des transactions courantes est sujette à des limites

1 maximales de crédit. Le niveau de la limite de crédit effectivement accordée est déterminé
2 périodiquement pour chaque contrepartie en tenant compte notamment des volumes de
3 transactions anticipés avec celle-ci et des cotes de crédit émises par les agences de notation
4 reconnues.

6. RISQUES LIÉS AUX OPÉRATIONS TRANSACTIONNELLES

5 Le Distributeur a adopté diverses mesures afin de se prémunir contre les risques liés aux
6 opérations transactionnelles, notamment en matière de sécurité et de confidentialité de
7 l'information. Des pratiques ont été mises en place pour assurer l'application du *Code*
8 *d'éthique du Distributeur*, notamment par la formation continue des employés à cet égard.
9 Par ailleurs, des contrôles ont été mis en place afin de s'assurer que la sélection des
10 fournisseurs, ainsi que les procédures aux fins de la gestion des approvisionnements,
11 respectent les encadrements en vigueur, notamment la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi*
12 *pour les achats d'électricité*, reconnue par la Régie dans sa décision D-2001-191.

ANNEXE 5A :

CONCILIATION DES BILANS DE PUISSANCE

1. CONTEXTE

1 Dans le *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution*, la Régie
2 demande de :

3 Concilier le bilan en puissance d'Hydro-Québec Production fourni au Distributeur, le
4 bilan en puissance du Distributeur, les données soumises au NERC (North American
5 Electric Reliability Corporation) et les données soumises au NPCC (Northeast Power
6 Coordinating Council)⁶.

7 La NERC a comme mission d'améliorer la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques dans
8 l'ensemble de l'Amérique du Nord. Ces réseaux sont divisés en huit régions. Le NPCC est
9 mandaté pour suivre et rendre compte de la fiabilité électrique du Nord-Est américain, l'une
10 des huit régions couverte par la NERC. Les exercices de fiabilité en puissance réalisés pour
11 le NPCC et la NERC ont le même objectif, soit d'évaluer si les ressources de chacune des
12 zones de contrôle sont suffisantes pour répondre aux besoins en électricité avec une fiabilité
13 adéquate.

14 Les taux de réserve pour le Distributeur et pour la zone de réglage sont établis en fonction
15 du critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage
16 dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année. Le respect de ce critère est
17 vérifié à l'aide de modèles stochastiques et les résultats sont mis à jour une fois par année,
18 lors des revues d'adéquation des ressources du NPCC (triennales ou intérimaires) pour la
19 zone de réglage et lors du dépôt des plans d'approvisionnement ou des états d'avancement
20 pour le Distributeur.

21 Cependant, et comme présenté ci-dessous, les taux de réserve pour le Distributeur et pour la
22 zone de réglage se distinguent sur le plan du traitement de la demande et des ressources.

2. DEMANDE

23 En ce qui concerne la demande, seuls les besoins réguliers du Distributeur avec ses aléas
24 sont pris en compte dans le plan d'approvisionnement.

25 Pour les revues au NPCC, aux besoins réguliers du Distributeur s'ajoutent les exportations
26 fermes hors Québec et les obligations du Producteur en vertu d'ententes particulières avec
27 des clients au Québec. Le tableau 5A-1 résume ces éléments.

⁶ Chapitre 3, article 17.

TABLEAU 5A-1 :
ÉLÉMENTS CONSIDÉRÉS AUX FINS DE L'ÉTABLISSEMENT DES BILANS EN PUISSANCE

Demande	
Reuves au NPCC <ul style="list-style-type: none">- Besoins réguliers du Distributeur- Obligations du Producteur en vertu d'ententes particulières avec des clients au Québec- Ventes fermes hors Québec du Producteur	Plan d'approvisionnement à la Régie <ul style="list-style-type: none">- Besoins réguliers du Distributeur

3. RESSOURCES

- 1 Pour le plan d'approvisionnement, les ressources du Distributeur sont celles liées aux
- 2 contrats d'approvisionnement, patrimonial et postpatrimoniaux. Dans le cas de l'électricité
- 3 patrimoniale et la réserve qui s'y rattache, un sous-ensemble des ressources du Producteur
- 4 est pris en compte.
- 5 Pour les analyses déposées au NPCC, s'ajoutent les ressources appartenant au Producteur
- 6 et qui ne sont pas engagées par contrat pour répondre aux besoins du Distributeur. Le
- 7 tableau 5A-2 détaille ces éléments.

**TABLEAU 5A-2 :
 RESSOURCES PRISES EN COMPTE DANS LES REVUES AU NPCC ET LE PLAN
 D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR**

Ressources	
Revue au NPCC <ul style="list-style-type: none"> - Totalité de la puissance disponible du parc de production du Producteur - Achats hors Québec du Producteur - Achats du Producteur auprès de producteurs privés au Québec - Puissance interruptible du Producteur - Parcs éoliens reliés aux contrats du Distributeur (contribution à hauteur de 30 %) - Centrales à la biomasse reliées aux contrats du Distributeur - Petites centrales hydroélectriques reliées aux contrats du Distributeur - Électricité interruptible du Distributeur - Autres interventions en gestion de la demande en puissance du Distributeur - Abaissement de tension - Achats de court terme du Distributeur 	Plan d'approvisionnement à la Régie <ul style="list-style-type: none"> - Ressources rendues disponibles par le Producteur pour l'électricité patrimoniale - Contrats d'achat auprès du Producteur - Parcs éoliens reliés aux contrats du Distributeur (service d'intégration éolienne, soit une contribution de 40 %) - Centrales à la biomasse reliées aux contrats du Distributeur - Petites centrales hydroélectriques reliées aux contrats du Distributeur - Électricité interruptible du Distributeur - Autres interventions en gestion de la demande en puissance du Distributeur - Abaissement de tension - Achats de court terme du Distributeur - Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)

4. DIFFÉRENCE ENTRE LES RAPPORTS PRÉSENTÉS AU NPCC ET À LA NERC

- 1 Les exercices réalisés par le Distributeur pour les besoins de la NERC et du NPCC
 2 comportent quelques différences sur le plan de la méthode utilisée et de la présentation des
 3 bilans. Au sujet de la méthode, il faut noter que le bilan présenté à la NERC est déterministe
 4 alors que celui présenté au NPCC est issu d'une analyse de fiabilité stochastique. Quant à la
 5 présentation des bilans, la différence réside dans le fait que, dans le bilan de la NERC, les
 6 ventes fermes hors Québec s'inscrivent en réduction des ressources disponibles plutôt que
 7 de s'ajouter à la demande alors que les moyens de gestion de la demande s'inscrivent en
 8 réduction de la demande plutôt que de s'ajouter aux ressources disponibles.
- 9 La conciliation des données entre les différents rapports sera transmise à la Régie dans le
 10 cadre du suivi annuel du critère de fiabilité de novembre 2016.

ANNEXE 5B :

DONNÉES SUR LES CENTRALES DU PRODUCTEUR

- 1 En réponse aux demandes de la Régie exprimées au paragraphe 57 de la décision
 2 D-2011-162, le Distributeur présente ci-dessous les données obtenues du Producteur.

**TABLEAU 5B-1 :
 APPORTS ANNUELS MOYENS POUR LE PARC DU PRODUCTEUR, EN 2015**

	TWh
Apports bruts pour le parc HQP (incluant Churchill Falls)	217,9
Restrictions	8,2
Apports nets	209,7

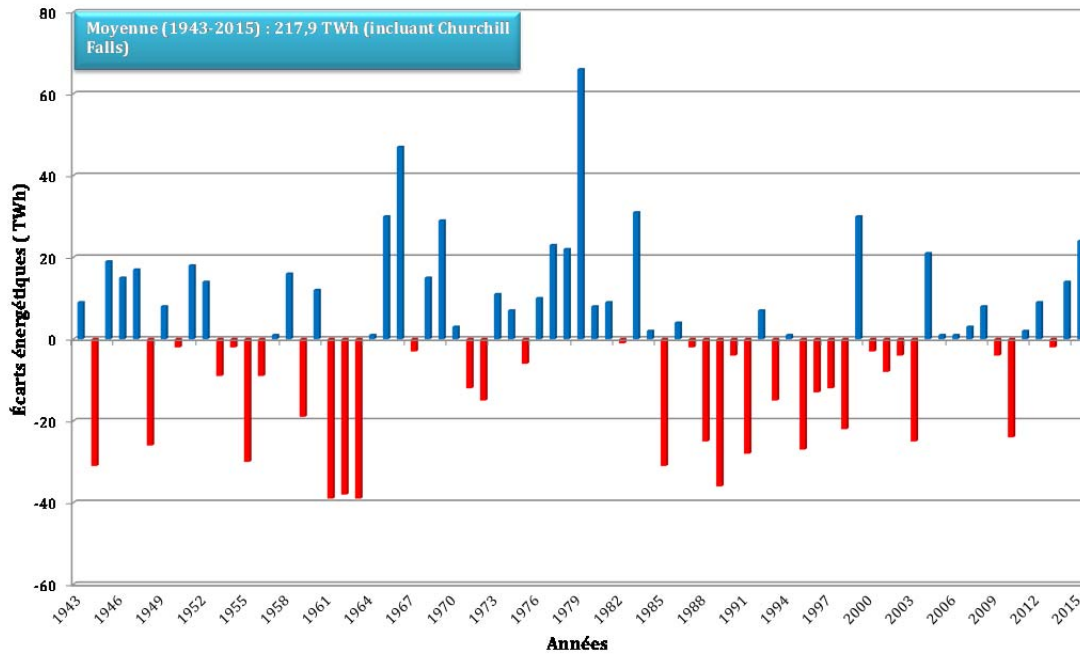
**TABLEAU 5B-2 :
 STOCKS MAXIMAUX DES RÉSERVOIRS DU PARC DU PRODUCTEUR**

	TWh
Stock maximal des réservoirs - janvier 2013	175,5
Ajouts depuis janvier 2013	0,6
Stock maximal des réservoirs - janvier 2016	176,1

Mise à jour de l'estimation des déficits cumulés correspondant à une probabilité de dépassement de 2 %

- 3 En tenant compte des données de 1943 jusqu'à la fin de 2015, le déficit d'apports dont la
 4 probabilité de dépassement est de 2 % sur deux ans est de -65,5 TWh. Ainsi, la probabilité
 5 d'un déficit cumulé sur deux ans de 64 TWh (probabilité de dépassement de 2,2 %) est
 6 légèrement supérieure à 2 %. Le critère de fiabilité demeure donc valide.
- 7 Quant au déficit d'apports dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur quatre ans, il
 8 s'établit à -98,8 TWh. Ainsi, la probabilité d'un déficit cumulé sur quatre ans de 98 TWh
 9 (probabilité de dépassement de 2,08 %) est légèrement supérieure à 2 %. Le critère de
 10 fiabilité demeure donc valide.

FIGURE 5B-1 :
ÉCARTS ANNUELS DES APPORTS ÉNERGÉTIQUES
DES RÉSERVOIRS DU PRODUCTEUR
1943-2015



**TABLEAU 5B-3 :
 ÉCARTS ANNUELS DES APPORTS ÉNERGÉTIQUES DES RÉSERVOIRS DU PRODUCTEUR (TWh)
 1943-2015**

Année	Écart	Année	Écart	Année	Écart
1943	9	1968	15	1993	-15
1944	-31	1969	29	1994	1
1945	19	1970	3	1995	-27
1946	15	1971	-12	1996	-13
1947	17	1972	-15	1997	-12
1948	-26	1973	11	1998	-22
1949	8	1974	7	1999	30
1950	-2	1975	-6	2000	-3
1951	18	1976	10	2001	-8
1952	14	1977	23	2002	-4
1953	-9	1978	22	2003	-25
1954	-2	1979	66	2004	21
1955	-30	1980	8	2005	1
1956	-9	1981	9	2006	1
1957	1	1982	-1	2007	3
1958	16	1983	31	2008	8
1959	-19	1984	2	2009	-4
1960	12	1985	-31	2010	-24
1961	-39	1986	4	2011	2
1962	-38	1987	-2	2012	9
1963	-39	1988	-25	2013	-2
1964	1	1989	-36	2014	14
1965	30	1990	-4	2015	24
1966	47	1991	-28		
1967	-3	1992	7		

ANNEXE 6A :

**ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT ASSOCIÉS
AUX APPELS D'OFFRES DE LONG TERME**

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	81
2. MÉTHODES D'ÉVALUATION DES COÛTS DESTINÉES AUX INTÉRESSÉS À SOUMISSIONNER	81
2.1. Méthode descriptive de la capacité disponible et des coûts de transport.....	81
2.1.1. <i>Coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV.....</i>	<i>82</i>
2.1.2. <i>Degré de réceptivité des lignes et postes aux fins de raccordement de nouveaux projets</i>	<i>82</i>
2.2. Méthode basée sur la réalisation d'une étude exploratoire.....	82
3. PARAMÈTRES PRIS EN COMPTE LORS DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS	83
3.1. Coûts pris en compte lors de l'évaluation des soumissions.....	83
3.2. Pertes énergétiques différentielles.....	84
3.3. Plafonnement de la production	85

1. INTRODUCTION

1 Dans le cadre des appels d'offres de long terme pour l'achat d'électricité sur le réseau intégré
2 du Transporteur, le Distributeur prend en compte l'impact des coûts de transport de
3 l'électricité sur le coût de chacune des soumissions étudiées. Il tient compte dans cette
4 évaluation des cinq éléments suivants :

- 5 • le coût de renforcement du réseau principal (735 kV) découlant de l'addition du projet
6 soumis ;
- 7 • le coût de raccordement du projet au réseau régional de transport (315 kV – 44 kV)
8 ou de distribution (moins de 44 kV), incluant le coût des modifications aux lignes et
9 postes du réseau régional et, le cas échéant, le coût de plafonnement de la
10 production ;
- 11 • le coût du poste de départ de la centrale ;
- 12 • le taux de pertes électriques associé à la production de la centrale ;
- 13 • le coût évité d'investissements futurs en transport ou en distribution, s'il y a lieu.

14 La prise en compte des coûts de transport permet au Distributeur d'intégrer ceux-ci aux
15 coûts d'acquisition de l'énergie comme critère de choix des soumissions. Toutefois, les coûts
16 de transport associés à chacun des projets ne peuvent être estimés qu'une fois les
17 soumissions reçues, lorsque les projets proposés sont connus du Distributeur. Par ailleurs, la
18 divulgation, aux intéressés à soumissionner, d'indications sur les limites de transit existantes
19 sur le réseau et sur l'ordre de grandeur des investissements requis pour lever ces
20 contraintes constitue un élément important de l'appel d'offres. En effet, cela leur permet d'en
21 tenir compte dans le choix des projets qu'ils entendent proposer au Distributeur, afin de
22 minimiser, dans la mesure du possible, le coût global de leurs soumissions respectives.

23 Ainsi, dans une première étape, la méthode utilisée pour communiquer aux soumissionnaires
24 certains éléments du coût de transport de l'électricité, afin de les guider dans leur choix d'un
25 site pour leur projet, varie selon les caractéristiques de l'appel d'offres.

2. MÉTHODES D'ÉVALUATION DES COÛTS DESTINÉES AUX INTÉRESSÉS À SOUMISSIONNER

26 Deux méthodes sont possibles afin de donner aux intéressés à soumissionner une indication
27 des coûts de transport devant affecter leurs soumissions respectives. Ces deux méthodes
28 sont décrites dans les sous-sections ci-dessous.

2.1. Méthode descriptive de la capacité disponible et des coûts de transport

29 Cette méthode d'évaluation du coût de transport peut être appliquée lorsque le Distributeur
30 recherche de grandes quantités de puissance et d'énergie, susceptibles de mener à des
31 soumissions portant sur la construction de nouvelles centrales de grande puissance. Cette

1 méthode permet de fournir aux soumissionnaires certaines informations relatives à la
2 réceptivité des réseaux de transport régionaux. À titre d'exemple, on peut mentionner les
3 appels d'offres A/O 2002-01 (1 200 MW), A/O 2003-02 (éolien – 1 000 MW) et A/O 2005-03
4 (éolien – 2 000 MW).

2.1.1. Coûts génériques de renforcement du réseau principal à 735 kV

5 Selon cette méthode descriptive, les coûts de transport sur le réseau principal à 735 kV sont
6 évalués à partir d'un coût générique. Le réseau principal de transport est alors divisé en
7 zones d'intégration correspondant à des points d'injection, afin de déterminer les coûts de
8 renforcement du réseau principal sur les différents corridors de transport.

9 Lors d'appels d'offres nécessitant l'application de cette méthode, ces coûts génériques sont
10 évalués en tenant compte des quantités recherchées, de l'évolution de la marge disponible
11 sur les différents corridors de transport et de toutes autres contraintes pouvant influencer le
12 coût de renforcement du réseau principal.

13 Cette méthode a été utilisée notamment dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2013-01
14 (éolien – 450 MW), alors que le Distributeur a fourni aux intéressés à soumissionner des
15 indications sur des coûts paramétriques pour le renforcement du réseau de transport requis
16 pour l'intégration de production dans des zones à coûts d'intégration élevés.

2.1.2. Degré de réceptivité des lignes et postes aux fins de raccordement de nouveaux projets

17 Le coût des travaux de raccordement d'un projet au réseau de transport régional ne peut pas
18 être estimé de façon générique comme c'est le cas pour le coût de renforcement du réseau
19 principal à 735 kV. La localisation précise et la puissance associée à chaque nouveau projet,
20 les caractéristiques techniques des équipements utilisés et la configuration des équipements
21 de transport locaux font en sorte que chaque cas doit être étudié séparément.

22 Dans le cadre d'un appel d'offres utilisant une méthodologie descriptive, deux éléments
23 peuvent être fournis afin de guider le soumissionnaire dans le choix du site géographique de
24 son projet. Le premier élément est une évaluation du degré de réceptivité des lignes de
25 transport du réseau du Transporteur. Cette évaluation consiste en une indication de la
26 capacité des différentes lignes de transport à 315 kV et moins composant le réseau du
27 Transporteur. Le second élément est une indication, pour chaque niveau de tension des
28 postes sources et des postes stratégiques, de leur capacité de réception résiduelle exprimée
29 en MW, ainsi qu'une estimation des coûts de transport nécessaires pour accroître cette
30 capacité. Le volume d'accroissement est fixé en fonction de la taille de l'appel d'offres.

2.2. Méthode basée sur la réalisation d'une étude exploratoire

31 Cette étude succincte permet d'aider le soumissionnaire dans ses choix en lui fournissant
32 une estimation préliminaire du mode de raccordement le plus adéquat (réseau de transport

1 ou réseau de distribution). De même, l'étude exploratoire fournit un ordre de grandeur des
2 coûts de raccordement du projet au réseau régional de transport (315 kV et moins) ou de
3 distribution (moins de 44 kV), incluant le coût des modifications aux lignes et postes
4 existants. Le cas échéant, la possibilité d'un plafonnement de la production s'applique,
5 comme décrit à la section 3.3 ci-dessous. L'étude peut également inclure les coûts de
6 renforcement du réseau principal, s'ils sont jugés pertinents.

7 Cette méthode est bien adaptée lorsque le Distributeur recherche des quantités de
8 puissance et d'énergie susceptibles de mener à des soumissions portant sur la réalisation de
9 projets de petite ou moyenne puissances. L'étude exploratoire n'engage pas Hydro-Québec
10 et le mode de raccordement, ainsi que les coûts afférents, peuvent être modifiés à une étape
11 ultérieure à la suite de l'arrivée de nouveaux projets ou d'études plus poussées visant le
12 raccordement d'un projet spécifique. Par exemple, lors des appels d'offres A/O 2009-01
13 (biomasse – 125 MW), A/O 2009-02 (éolien – 2 × 250 MW) et A/O 2013-01 (éolien –
14 450 MW), le Distributeur a offert aux soumissionnaires la possibilité de déposer au préalable
15 une demande d'étude exploratoire.

3. PARAMÈTRES PRIS EN COMPTE LORS DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

16 Sur demande du Distributeur et à la suite du dépôt des soumissions dans le cadre du
17 processus de sélection lors d'un appel d'offres, le Transporteur effectuera les études
18 requises par le Distributeur pour évaluer les coûts et l'échéancier afin de déterminer un
19 scénario de raccordement pour chaque soumission.

20 Les études et estimations réalisées par le Transporteur à la demande du Distributeur ont
21 pour but d'établir une base de comparaison entre les différentes soumissions qui sont
22 analysées. Elles ne constituent d'aucune façon une étude d'intégration complète, telle qu'elle
23 est définie dans les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

3.1. Coûts pris en compte lors de l'évaluation des soumissions

24 Compte tenu de la pluralité des équipements dans le réseau et de l'incertitude quant à la
25 localisation et à la puissance des projets à être implantés, les indications fournies aux
26 soumissionnaires lorsque la méthode descriptive est utilisée ne peuvent inclure les éléments
27 suivants, qui seront néanmoins pris en compte lors de l'évaluation des soumissions :

- 28 • les lignes de raccordement des postes de départ jusqu'au réseau existant ;
- 29 • les modifications à des lignes existantes à partir desquelles les lignes de
30 raccordement des projets seraient prises en dérivation ;
- 31 • l'ajout de nouveaux départs de lignes dans des postes, lorsque le raccordement des
32 projets ne peut se faire sur une ligne existante ;
- 33 • les modifications de protections et de télécommunications ;

- 1 • les équipements de compensation à la suite des études détaillées pour satisfaire les
2 critères de comportement dynamique ;
- 3 • les frais d'exploitation et d'entretien relatifs aux nouveaux équipements.

4 Quant aux coûts de renforcement du réseau principal, ils sont pris en compte, soit par
5 l'utilisation des coûts génériques soit, selon le cas, par une évaluation spécifique.

6 Dans certains cas, le respect des critères de comportement dynamique peut ajouter des
7 coûts significatifs dans un réseau régional. Ces coûts additionnels nécessaires afin de
8 respecter les critères de comportement dynamique seront évalués et pris en compte lors de
9 l'analyse des soumissions alors que seront connus les divers paramètres des projets
10 proposés par les soumissionnaires.

11 De même, dans le cadre des appels d'offres utilisant la méthode descriptive, aucune
12 indication n'est fournie aux soumissionnaires sur les éléments de coûts suivants :

- 13 • le coût du poste de départ ;
- 14 • le taux de pertes électriques associé à la production de la centrale, mises à part les
15 pertes sur le réseau principal à 735 kV ;
- 16 • le coût évité d'investissements futurs en transport ou en distribution, s'il y a lieu.

17 Ces coûts doivent néanmoins être considérés par le soumissionnaire, puisqu'ils sont
18 déterminés par le Transporteur lors de l'analyse des soumissions et incorporés au coût des
19 offres reçues.

20 L'impact de l'addition de chaque projet sur le réseau régional existant est évalué lors de
21 l'analyse des offres. Les coûts associés sont alors ajoutés aux coûts directs de raccordement
22 du projet, ce qui permet de calculer son coût de raccordement local.

23 Il en est de même lorsque la méthode basée sur la réalisation d'une étude exploratoire est
24 appliquée. Dans ce cas, l'ensemble des paramètres décrits ci-dessus, incluant ceux n'ayant
25 pu être considérés dans le cadre de l'étude exploratoire, sont pris en compte lors de
26 l'évaluation des soumissions reçues.

3.2. Pertes énergétiques différentielles

27 L'ajout d'une source de production occasionne, selon sa localisation, une augmentation, une
28 annulation ou une inversion de l'écoulement de puissance sur les lignes de transport et de
29 distribution. Ainsi, selon le cas, les pertes sur le réseau peuvent augmenter ou diminuer par
30 rapport à la situation de référence. Les pertes différentielles sont donc évaluées par rapport
31 aux pertes énergétiques d'un réseau de référence qui exclut la source de production
32 additionnelle qui fait l'objet d'une évaluation.

33 Le montant de ces pertes différentielles ne peut être indiqué a priori aux soumissionnaires,
34 puisqu'il dépend du point exact de raccordement d'une centrale au réseau de transport ou de

- 1 distribution d'Hydro-Québec. Ces pertes sont considérées dans l'évaluation de chaque offre
2 ou combinaison d'offres, lors de l'analyse des soumissions.

3.3. Plafonnement de la production

3 Lorsque les besoins de l'appel d'offres le permettent et que les conditions de planification et
4 d'exploitation du réseau favorisent une telle approche, il est possible de recourir au
5 plafonnement de la production. Selon la localisation, la taille du projet et le comportement
6 dynamique des équipements, les coûts d'intégration de la production dans certaines zones
7 peuvent s'avérer importants par rapport à la valeur de l'énergie offerte. Dans ce cas, il peut
8 être possible de réduire les coûts d'intégration ou de renforcement du réseau en ayant
9 recours au plafonnement de la production, notamment lorsque le réseau de transport est
10 saturé. Le Distributeur doit alors tenir compte de l'impact du plafonnement de la production
11 sur le coût de l'électricité achetée, s'il s'est engagé à payer toute l'énergie rendue disponible,
12 mais dont il ne peut prendre réception en tout temps.